



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR**

TESIS DE DOCTORADO EN ECONOMÍA

SISTEMAS ENERGÉTICOS Y DESARROLLO SOCIO ECONÓMICO:  
IMPLICANCIAS DEL CONTROL SOBRE LOS  
RECURSOS NATURALES ENERGÉTICOS

Marina Yesica Recalde

BAHIA BLANCA

ARGENTINA

2010

## 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 ámbito del Departamento de *Economía* durante el período comprendido entre el *27 de Septiembre de 2005* y el *10 Mayo de 2010*, bajo la dirección del *Lic. (Mg.) Héctor Pistonesi Castelli*.

Marina Yesica Recalde

### **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR**

#### **Secretaría General de Posgrado y Educación Continua**

La presente tesis ha sido aprobada el ..../...../....., mereciendo la calificación de..... (.....)

## AGRADECIMIENTOS

*Este trabajo fue realizado durante el período de beca doctoral otorgada por el CONICET, a quien quiero agradecer por haberme permitido financiar mis estudios. Agradezco también al Dr. Walter Pengue, al GEPAMA y al programa ALFA-SUPPORT por haberme otorgado la beca de intercambio que me permitió desarrollar el último capítulo de este trabajo.*

*A las secretarías del Departamento de Economía de la Universidad del Sur, y especialmente a Andrea Barbero y Silvina Elias por sus gestiones.*

*A mi director de tesis, Héctor Pistonesi, por creer en mí y confiar en mi trabajo y esfuerzo. Por permitirme aprender de su trabajo y haber constituido en más de un aspecto un gran ejemplo para mí. Por insistir siempre y hacerme entender que más importante que el destino final, es el camino recorrido.*

*A Carina Guzowski, por el increíble apoyo que significó para mí en este proceso. Por sus correcciones y comentarios constructivos. Por el apoyo profesional y personal que recibí de ella en innumerables charlas. Por su incansable optimismo. Algunas de las mejores conclusiones de esta investigación han sido fruto de esas charlas y discusiones.*

*A Mara, Mary, Mariana y Verónica por sus lecturas y comentarios que me fueron muy útiles para este trabajo. Pero por sobre todo, por su amistad, porque en cada mate encontré el apoyo y la compañía que necesitaba.*

*A mis amigos becarios y a todos aquellos amigos que formaron parte de este trayecto de mi vida. Por las palabras de aliento, por la compañía, y los buenos momentos que pudimos compartir, que sin duda hicieron más gratificante este proceso.*

*A Sofía y Mauro, compartir conmigo lo cotidiano en estos años de trabajo.*

*A David, por haber estado a mi lado acompañándome y apoyándome siempre. Porque en él encontré, más de una vez, las palabras y la fuerza para seguir adelante.*

*Muy especialmente a mis padres, por todo el esfuerzo que han realizado para mi educación y la de mis hermanos. Porque sin ese esfuerzo yo no hubiera podido llegar hasta aquí, y este trabajo nunca hubiera existido.*

## DEDICATORIAS

*Quiero dedicar este trabajo a mi familia, mamá, papá, Yanina, Alvarito, Mauro y David. Sin el amor de ustedes, este esfuerzo no hubiera tenido sentido.*

## RESUMEN

La hipótesis sobre la cual se funda este trabajo de investigación es que: *los mecanismos de mercado por si solos no siempre son suficientes para asegurar la evolución coordinada del sistema y el futuro abastecimiento energético nacional, con implicancias para el desarrollo socioeconómico*. El objetivo de esta investigación ha sido analizar dicha hipótesis, utilizando el sistema energético argentino como caso de estudio. El trabajo ha sido estructurado en tres secciones. En la primera sección, se presenta el marco general de análisis. Dentro del enfoque metodológico utilizado, el sistema energético se define como un sistema conformado por un conjunto de cadenas productivas, caracterizadas por encadenamientos, y en las cuales existen dos factores de especial relevancia: los recursos naturales en los cuales se origina el sistema, y el consumo final energético. En este marco los factores históricos son fundamentales para comprender la evolución del sistema, y por ello se enfatizan a lo largo de la investigación.

En la segunda sección se analiza la primera parte de la hipótesis planteada mediante el estudio del sistema energético argentino. La sección está formada por cuatro capítulos. En el capítulo II y el capítulo III se presenta un estudio de la conformación histórica y la actual estructura del sistema energético argentino y del *upstream* de hidrocarburos respectivamente. En el capítulo IV se estudia la evolución y distribución primaria de la renta petrolera y gasífera en el país; y en el capítulo V se analiza el comportamiento y los posibles determinantes de la inversión en exploración en el segmento de *upstream* en Argentina. Entre los principales resultados se destaca la gran dependencia de los recursos naturales hidrocarburíferos del sistema energético argentino y el importante grado de integración y concentración de los agentes económicos en sus cadenas, aspecto que le otorga inestabilidad al sistema. Se desprende del análisis además, la debilidad institucional que deriva, entre otros aspectos, en la falta de un marco regulatorio estable.

En la tercera sección se estudian las implicancias del sector energético sobre el desarrollo socioeconómico. En el capítulo VI se realiza el análisis desde una perspectiva convencional, enfatizando que el sistema energético tiene una repercusión directa, dado que la energía es la base material de la economía, y una repercusión indirecta por medio de los desequilibrios en la balanza de pagos. Luego se muestran los principales motivos por los cuales el consumo de energía es relevante para el desarrollo social, y se analiza el caso argentino. En el capítulo VII se presenta un análisis alternativo para el estudio de esta temática, mediante una aplicación al caso de Argentina del Multi-Scale Integrated Analysis of Societal and Ecosystem Metabolism (MuSIASEM). De ambos enfoques se desprende la importancia del consumo energético en el proceso de desarrollo y las limitaciones que el mismo podría imponer. Finalmente se presentan las conclusiones generales de la tesis.

## ABSTRACT

The general hypothesis of this research is that: *market coordination mechanisms may, not always, be good enough in order to guarantee a sustainable evolution of the energy system, which may impact upon socio economic development.* The aim of this work has been to analyze this hypothesis for the specific case of Argentina. The paper has been structured into three sections. The first section presents the analytical framework of analysis. In this frame, the energy system has been defined as a group of energy chains, characterized by productive linkages. Two main factors are especially relevant for the system: natural energy resources and final energy consumption. Besides, in the frame of energy chains the historical analysis plays a crucial role.

The second section studies the current composition and recent evolution of Argentinean energy system, in order to study the first part of the hypothesis. Chapter II and chapter III present the historical arrangement of the energy system and the upstream, respectively. Chapter IV and chapter V analyze hydrocarbon rents and investment behavior in the upstream. Within the main conclusions of this section, Argentinean high dependence in hydrocarbons, as well as integration and concentration strategies carried on by economic agents must be emphasized. Both aspects, in conjunction with institutional fragility, have made this system particularly instable for the near future.

The third section focus on the relevance of energy system for socio-economic development. Chapter VI entails a conventional analysis, in which the repercussions of energy over economic development have been studied through a direct impact, as energy is the material base for economics, and an indirect impact through the balance of payments. Chapter VII shows an alternative frame, by the application of the Multi-Scale Integrated Analysis of Societal and Ecosystem Metabolism (MuSIASEM). Both studies emphasize the relevance of energy for the socio economic systems in general, and for the Argentinean case in particular. Finally, the general conclusions of this research are presented.

# INDICE

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

## *PRIMERA SECCION: MARCO GENERAL DE ANALISIS*

### *Capítulo I: Sistemas energéticos y cadenas productivas*

1.1 Sistema energético	4
1.2 El enfoque de las cadenas productivas	9
1.3 Caracterización de las cadenas energéticas	12
1.3.1 Conductor del sistema: El consumo final de energía	13
1.3.2 El factor clave del sistema: los recursos naturales	22
1.3.3 Formas de organización de las cadenas energéticas	24
1.4 Consideraciones al final de capítulo	28
1.5 Bibliografía citada y consultada	28

## *SEGUNDA SECCION: ANALISIS DEL SECTOR ENERGETICO ARGENTINO*

### *Capítulo II: El sistema energético argentino*

2.1 Conformación de las cadenas en el sistema energético argentino	31
2.1.1 El contexto económico político	32
2.1.1.1 Período 1989-2000	34
2.1.1.2 Período 2001-2009	42
2.2 Principales cadenas energéticas	44
2.2.1 La cadena eléctrica	45
2.2.1.1 Eslabón de generación	49
2.2.1.2 Eslabón de distribución de electricidad	54
2.2.2 Cadenas hidrocarburíferas	56
2.2.3 Cadena del petróleo	57
2.2.3.1 Eslabón de reservas y producción de petróleo	59
2.2.3.2 Eslabón de transporte de petróleo crudo	60
2.2.3.3 Eslabón de refinación de petróleo	61
2.2.4 Cadena del gas natural	62
2.2.4.1 Eslabón de reservas y producción de gas natural	67
2.2.4.2 Eslabón de transporte de gas natural	68
2.2.4.3 Eslabón de distribución de gas	75
2.3 La calidad institucional, el marco regulatorio y el rol del Estado	79
2.4 Consideraciones al final de capítulo	80
2.5 Bibliografía citada y consultada	82

### *Capítulo III: El eslabón del upstream de petróleo y gas natural en Argentina*

3.1 Caracterización del segmento del <i>upstream</i>	86
3.1.1 El rol de los hidrocarburos en la matriz energética nacional	86
3.1.2 La frontera exploratoria nacional	88
3.2 Conformación y evolución del marco regulatorio	91
3.3 Cambios en el contexto institucional: evolución de las modalidades de coordinación	105
3.3.1 Los Inicios de la Actividad: Control Central	106
3.3.1.1 Evolución y desempeño en el <i>upstream</i>	110
3.3.2 Proceso de Desregulación: Evolución al Mercado Abierto	113
3.3.2.1 Privatización de Áreas Productivas	114
3.3.2.2 Privatización de Empresas Energéticas	117
3.3.2.2.1 Venta de YPF S.E	118

3.3.2 La etapa final: Mercado Abierto	120
3.4 Análisis de la situación actual del sector	122
3.4.1 Concentración del mercado	122
3.4.2 Evolución de las reservas y actividad exploratoria: el comportamiento de la inversión y la sostenibilidad del sistema	127
3.5 Consideraciones finales del capítulo	136
3.6 Bibliografía citada y consultada	138

*Capítulo IV: La renta del sector hidrocarburos*

4.1 Consideraciones teóricas: Revisión de la literatura	142
4.1.1 Los autores clásicos y la renta: Smith y Ricardo	142
4.1.2 Los aportes de Marx	147
4.1.3 Aplicación a los recursos energéticos no renovables: el caso de los hidrocarburos	152
4.2 La renta del petróleo en argentina: una estimación preliminar	157
4.2.1 Antecedentes del estudio	157
4.2.2 Aspectos metodológicos	160
4.2.3 Resultados	164
4.2.4 Consideraciones en torno a la distribución de la renta petrolera	167
4.3 Consideraciones finales del capítulo	172
4.4 Bibliografía citada y consultada	173

*Capítulo V: Inversión en el upstream de hidrocarburos*

5.1 Características principales del sector	177
5.1.1 El agente económico representativo: empresas petroleras	177
5.1.1 Características propias de las inversiones en el sector	179
5.2 Marco de referencia: Determinantes microeconómicos de la inversión en el <i>upstream</i>	180
5.2.1 Incertidumbre e inversión	180
5.2.2 Contexto económico, incertidumbre e inversión hidrocarburífera	183
5.2.3 Contexto económico, incertidumbre e inversión hidrocarburífera	185
5.2.4 El rol del financiamiento	186
5.2.5 Interacción entre los distintos determinantes	187
5.3 Análisis empírico	188
5.3.1 Metodología	189
5.3.2 Resultados	192
5.4 Consideraciones finales del capítulo	195
5.5 Bibliografía citada y consultada	196

*TERCERA SECCION: SISTEMA ENERGETICO Y DESARROLLO SOCIOECONOMICO*

*Capítulo VI: Energía y desarrollo: una visión tradicional*

6.1 El sector energético y el desarrollo económico	199
6.1.1 Impactos de la inflexibilidad de oferta energética	199
6.1.1.1 El abastecimiento energético y el proceso de acumulación	199
6.1.1.2 Abastecimiento energético y balanza comercial	204
6.2 El sector energético y el desarrollo social	209
6.2.1 Medición de la pobreza energética: aspectos formales	212
6.2.2 Incidencia distributiva del consumo de energía en Argentina	213
6.2.2.1 Características de la muestra	213
6.2.2.2 Resultados	214
6.3 Consideraciones al final del capítulo	219
6.4 Bibliografía citada y consultada	220

*Capítulo VI: Patrón de consumo energético en Argentina: análisis del metabolismo energético nacional*

7.1 Análisis integrado multiescalar del metabolismo social	223
7.1.1 Aspectos metodológicos	226
7.1.2 Datos e información utilizada	228
7.1.3 Resultados	229
7.1.3.1 Nivel $n$	230
7.1.3.2 Nivel $n-1$	234
7.1.3.3 Nivel $n-2$	234
7.2 Consideraciones al final del capítulo	237
7.3 Bibliografía citada y consultada	238
<i>Conclusiones</i>	239



---

## INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la Revolución Industrial la economía mundial se ha vuelto energo-intensiva, convirtiendo al recurso energético en un aspecto fundamental para el desarrollo de las economías modernas. Las principales economías del mundo han basado su desarrollo en el consumo intensivo de energía, lo que ha derivado en un incremento constante en el contenido energético de sus productos.

Esta importancia del consumo de energía en el proceso de desarrollo de las naciones ha hecho surgir la hipótesis en torno a los límites que la dotación de recursos energéticos le ha impuesto, y le impone, al desarrollo. Diversos autores plantean que las diferencias iniciales en los grados de desarrollo económico entre países se encuentran, en parte, fundadas en las diferentes dotaciones de recursos (Allen, 2009; Vitelli, 1999). Este aspecto resalta la relevancia que los recursos naturales en general, y el recurso energético en particular, han tenido para impulsar el desarrollo de las naciones, y perpetuar o reducir las diferencias entre las mismas. Es entonces que el recurso energético, en sus diversas formas, se constituye en un recurso estratégico.

Recientemente, las perspectivas respecto al agotamiento futuro de uno de los principales recursos de las matrices energéticas mundiales, el petróleo, así como la tendencia creciente y reciente fluctuación de sus precios, y la consecuente inestabilidad e inseguridad respecto al abastecimiento futuro de las naciones, han comenzado a sentar las bases para el cuestionamiento respecto de la sustentabilidad de los sistemas energéticos bajo su configuración actual. Más aún, la creciente preocupación ambiental, ha impulsado estudios respecto al impacto que el sector energético tiene sobre el medio. Por estos motivos, se comenzó a promover a nivel mundial una mayor penetración de fuentes renovables de energía, para las cuales las señales de mercado no parecen aún ser un mecanismo de incentivo suficiente, y a llamar la atención respecto a la necesidad de implementar medidas para atenuar el crecimiento de la demanda de energía. Todas estas cuestiones parecerían requerir del uso efectivo de la política y la planificación energética.

Así, la hipótesis sobre la que se funda el presente trabajo es que *los mecanismos de mercado por si solos no siempre son suficientes para asegurar la evolución coordinada del sistema y el futuro abastecimiento energético nacional, con implicancias para el desarrollo socioeconómico*. Los sistemas energéticos se caracterizan por la existencia de encadenamientos productivos, con origen en los recursos naturales energéticos. En estos eslabones iniciales predominan estructuras imperfectas de mercado. La eficiente coordinación de los agentes en un eslabón en particular no implica que dicha situación prevalezca a lo largo de todo el

encadenamiento. Es factible observar que el control sobre los recursos y el funcionamiento del mercado en los eslabones correspondientes a los recursos naturales energéticos, son determinantes para el desarrollo del sistema en su conjunto, comprometiendo el desempeño del mismo.

En el contexto anteriormente mencionado, han surgido numerosos estudios de los sistemas energéticos desde diferentes visiones teóricas. Muchos de estos análisis centran el estudio en una u otra industria energética en forma aislada, concentrándose en los aspectos regulatorios de las mismas, y en los principales determinantes de la oferta de cada fuente o recurso energético. Se trata en general de estudios que se basan en aislar cada subsistema energético para su estudio; dejando a un lado las interacciones entre los distintos subsistemas, así como también las relaciones del sistema energético con el sistema económico-social en que se inserta. Sin embargo, aquí se ha elegido un enfoque sistémico realizando un análisis integral, estudiando principalmente la estructura del sistema, y sus interrelaciones con el sistema económico social, desde una perspectiva histórica.

A tales efectos, se procura estudiar la composición del sistema, la racionalidad que moviliza y ha movilizado a los distintos actores en la toma de decisiones y los impactos que cada uno de estos factores ha tenido y tiene sobre el sistema en su conjunto, haciendo hincapié en el eslabón de recursos primarios, para luego estudiar las repercusiones del sistema energético sobre el desarrollo socio económico. El marco teórico elegido para este estudio es el provisto por el enfoque de las cadenas energéticas, utilizando elementos de teoría económica postkeynesiana y teoría de la economía ecológica. Para su mejor estructuración el trabajo ha sido dividido en tres secciones.

La primera sección da el marco general del análisis y está compuesta por el capítulo I, que presenta el marco de referencia general: el enfoque de las cadenas productivas energéticas. En este capítulo se estudia la definición del sector energético desde un enfoque integral, como un sistema conformado por un conjunto de cadenas energéticas, en las cuales existen dos factores de especial relevancia: los recursos naturales en los cuales se origina el sistema, y el consumo final energético, que constituye el conductor del mismo y su razón de ser.

La segunda sección está formada por los capítulos II a V, y en ellos se analizan los componentes de la primera parte de la hipótesis del trabajo: los mecanismos de mercado por sí solos no siempre son suficientes para asegurar la evolución coordinada del sistema y el futuro abastecimiento energético nacional. A estos efectos se ha utilizado el sistema energético argentino como caso de estudio

.El capítulo II presenta un estudio de la conformación histórica y la actual estructura del sistema energético argentino, enfatizando los encadenamientos entre los distintos eslabones, los principales actores y la racionalidad de los mismos. En este capítulo se enfatiza el rol del contexto histórico en el país al momento de conformarse el sistema, y las estrategias de los principales actores.

El capítulo III presenta un análisis de la configuración histórica del *upstream* de hidrocarburos en el país. Se analizan en forma conjunta los factores macroeconómicos y microeconómicos que históricamente han influido en la conformación del sistema.

En el capítulo IV se estudia la renta petrolera y gasífera, presentando en primer lugar una discusión teórica del término, y realizando luego un análisis de la evolución reciente de la renta hidrocarburífera en Argentina y su distribución primaria.

El capítulo V investiga la inversión en el segmento de *upstream*, particularmente la inversión tendiente a incrementar las reservas nacionales, inversión en exploración. A los efectos de poder analizar el comportamiento de la misma, se intenta desarrollar un marco de análisis para comprender sus principales determinantes microeconómicos y se analiza cualitativamente el comportamiento que algunas de las principales variables han tenido en el país bajo este esquema.

En la tercera sección se examina la segunda parte de la hipótesis: el impacto del sector energético sobre el desarrollo socioeconómico. La sección está compuesta por dos capítulos, uno presentando un enfoque convencional y el otro un enfoque alternativo.

En el capítulo VI se analizan los impactos que las posibles inflexibilidades del sistema energético pueden tener sobre el sistema en que se encuentra inserto desde una perspectiva convencional. A estos efectos se presentan, desde un enfoque teórico, las repercusiones que la falta de abastecimiento energético pueden tener sobre el crecimiento. Luego se muestran los principales motivos por los cuales el consumo de energía es relevante para el desarrollo social, y se analiza el caso argentino.

En el capítulo VII se presenta un análisis alternativo para el estudio de esta temática, basado en algunos desarrollos teóricos recientes realizando un análisis de los servicios energéticos del sistema económico social argentino para su funcionamiento. A tales efectos se realiza una aplicación al caso de Argentina del Multi-Scale Integrated Analysis of Societal and Ecosystem Metabolism (MuSIASEM).

Finalmente, se presentan las conclusiones de la investigación.

## **PRIMERA SECCION: MARCO GENERAL DE ANALISIS**

### ***I. SISTEMAS ENERGETICOS Y CADENAS PRODUCTIVAS***

El aspecto central de la discusión en torno a la factibilidad del mercado como mecanismo de asignación de los recursos en un sistema energético, y de su capacidad para otorgar sustentabilidad al mismo, depende de la definición de sistema energético que se utilice. Existen, al menos, dos formas alternativas de abordar la temática del sector energético. La adopción de uno u otro enfoque determinará en última instancia las conclusiones que puedan extraerse.

#### **1.1 SISTEMA ENERGÉTICO**

De igual forma que cualquier problemática económica, la problemática del sector energético puede ser abordada desde diferentes perspectivas; aspecto que, en última instancia, determina el resultado del análisis. Cada una de estas formas de abordaje depende principalmente de la observación y diagnóstico de la problemática que realice el investigador, con lo cual podrían existir tantas formas de analizar la situación como investigadores se enfrenten al problema.

Por un lado, es posible analizar el sector energético estudiando en forma aislada uno a uno sus componentes, tales como la evolución del *upstream* o el *downstream* de petróleo o gas natural, la generación eléctrica, y la evolución del consumo energético de cada una de las fuentes energéticas, entre otros. Los abordajes desde esta perspectiva cuentan en general con la ventaja de una mayor simplicidad de análisis, dada por el asilamiento del objeto de estudio, dado que generalmente no se toman en cuenta las interacciones intra e inter sector, posibilitando un estudio pormenorizado. No obstante, desde la perspectiva de esta investigación, la principal desventaja que presenta esta forma de abordaje se relaciona con la pérdida de amplitud en la visión del problema, a raíz del aislamiento del objeto de estudio. Esta situación imposibilita observar y analizar claramente un aspecto crucial del problema: la interrelación entre los componentes del sector energético y los impactos bidireccionales con el contexto socio económico, cultural y ambiental en el cual se desenvuelven dichos componentes. La relevancia, no menor, de estas dos características del sector constituye el principal motivo por el cual en esta investigación no se ha elegido este marco de análisis.

Por otro lado, en contrapartida al abordaje segmentado, se encuentra la metodología de análisis sistémico. Se entiende aquí por “enfoque sistémico” aquel que trata de comprender el funcionamiento de la sociedad desde una perspectiva holística e integradora, prestando fundamental atención a las relaciones entre los componentes. Desde esta perspectiva, en un análisis realizado desde un enfoque sistémico, no existe la posibilidad de explicar un elemento

si no es precisamente en su relación con el todo<sup>1</sup>. Se considera el fenómeno dentro de su entorno, empleando una visión antropológica de la ciencia, analizando no solo el problema sino también sus circunstancias, puesto que se reconoce que los fenómenos no ocurren aisladamente, sino dentro de un sistema de fenómenos.

Así, 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 en dentro de un sistema social y natural<sup>2</sup>. 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 influidas, no solo por factores técnicos y económicos, sino también por aspectos políticos, sociales y medio ambientales. Al mismo tiempo, desde esta perspectiva, 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<sup>3</sup>, tal como lo muestra la *fig. 1.1*. Esta forma de analizar el sistema energético, y en particular el sistema económico, se corresponde con el análisis realizado desde la economía ecológica, de acuerdo a la cual el medio ambiente natural, y sus impactos bidireccionales con el sistema económico, constituyen el marco en el cual se desenvuelve la actividad humana (Pengue, 2008). De esta forma, el sistema económico tiene una base material indestructible e insoslayable, que impone limitaciones al desarrollo y crecimiento del mismo.

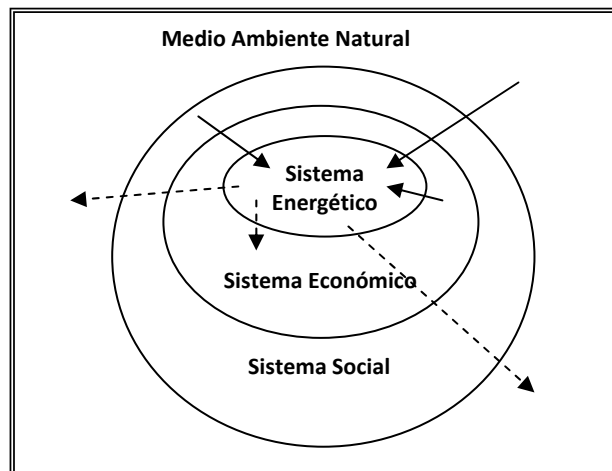
---

<sup>1</sup> Metodológicamente, el enfoque sistémico es lo opuesto al individualismo metodológico, el cual da origen, en cierta forma, a la otra forma de abordaje de la problemática anteriormente mencionada.

<sup>2</sup> Esta forma de analizar el sistema energético es congruente con la definición de de Desarrollo Sustentable propuesta por OLADE/CEPAL/GTZ (2003), y en la cual se suscribe gran parte del análisis desarrollado en esta investigación. De acuerdo a esta definición el desarrollo sustentable es "*Un desarrollo que distribuya más equitativamente los beneficios del progreso económico, proteja el medio ambiente nacional y mundial en beneficio de las futuras generaciones y mejore genuinamente la calidad de vida*". Así, el desarrollo sustentable (o sostenible en el tiempo y el espacio) es la evolución conjunta de cuatro dimensiones: *económica, política, ambiental y social*; con especial hincapié en los conceptos de equidad inter e intrageneracional. Dentro de este marco de análisis, la relevancia del sector energético es crucial, pues el mismo cumple un rol fundamental en la evolución de las dimensiones (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003; Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, 2009).

<sup>3</sup> El análisis del impacto ambiental (local y global) del sistema energético ha evidenciado un reciente impulso, particularmente motivado por estudios que avalan el impacto del uso de combustibles fósiles sobre el incremento de los gases de efecto invernadero (GEI), y el impacto de estos sobre el fenómeno del calentamiento global. Así, según la European Environment Agency (2009) la producción de electricidad y calor es la fuente más importante de las emisiones de CO<sub>2</sub> (responsables de un tercio de las mismas) y de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), mientras que para el óxido nitroso (NO<sub>x</sub>) 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 (Recalde y Zilio, 2009).

Fig. 1.1: Impactos desde y hacia el subsistema energético y los restantes subsistemas



Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ (2003)

En concordancia con este enfoque metodológico, Bouille (2004) destaca que existe una multiplicidad de factores que deben ser incorporados al análisis de los sistemas energéticos en forma de variables activas en lugar de ser tomados como factores exógenos. Por un lado, los niveles de servicios energéticos (determinantes del consumo de energía, y con él de la demanda) dependen del tipo de proceso social de acumulación predominante y de su correlativo patrón de distribución del producto social. Las características propias de los procesos de crecimiento y distribución son determinantes de la demanda final agregada, y por ello de los requerimientos intermedios de energía. Por otro lado, según el mismo autor, las actividades de producción, transformación, transporte o transmisión y distribución dependen, además de los requerimientos y limitantes técnicos y naturales, así como de las características de los agentes que interactúan en las mismas, lo que a su vez se encuentra determinado por el proceso de acumulación social. La magnitud relativa de los impactos que generan los sistemas económicos, sociales o ambientales sobre el subsistema energético dependerá del contexto histórico, y de su participación relativa a nivel mundial. Esto indica que, necesariamente, el contexto socio económico, político y ambiental en el cual se desarrolla un sistema energético en particular determina su evolución histórica. En este contexto, el sistema energético puede ser 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 definírselo como un conjunto de *cadena energética*, respondiendo cada una de ellas a una fuente determinada” ... (Hasson y Pistonesi, 1988: 1; Bouille, 2004: 57).

De esta definición se desprenden algunos factores que han de ser tenidos en cuenta al momento de realizar el análisis. En principio, se destaca la importancia que los *recursos naturales*, recursos energéticos primarios, tienen sobre la configuración inicial del sistema. Por

otro lado, los *servicios energéticos*, demanda de energía final, están determinados por el contexto socioeconómico específico en el cual el sistema se desarrolla. Nuevamente se observa que el sistema energético, depende del contexto histórico en el cual se lo analice.

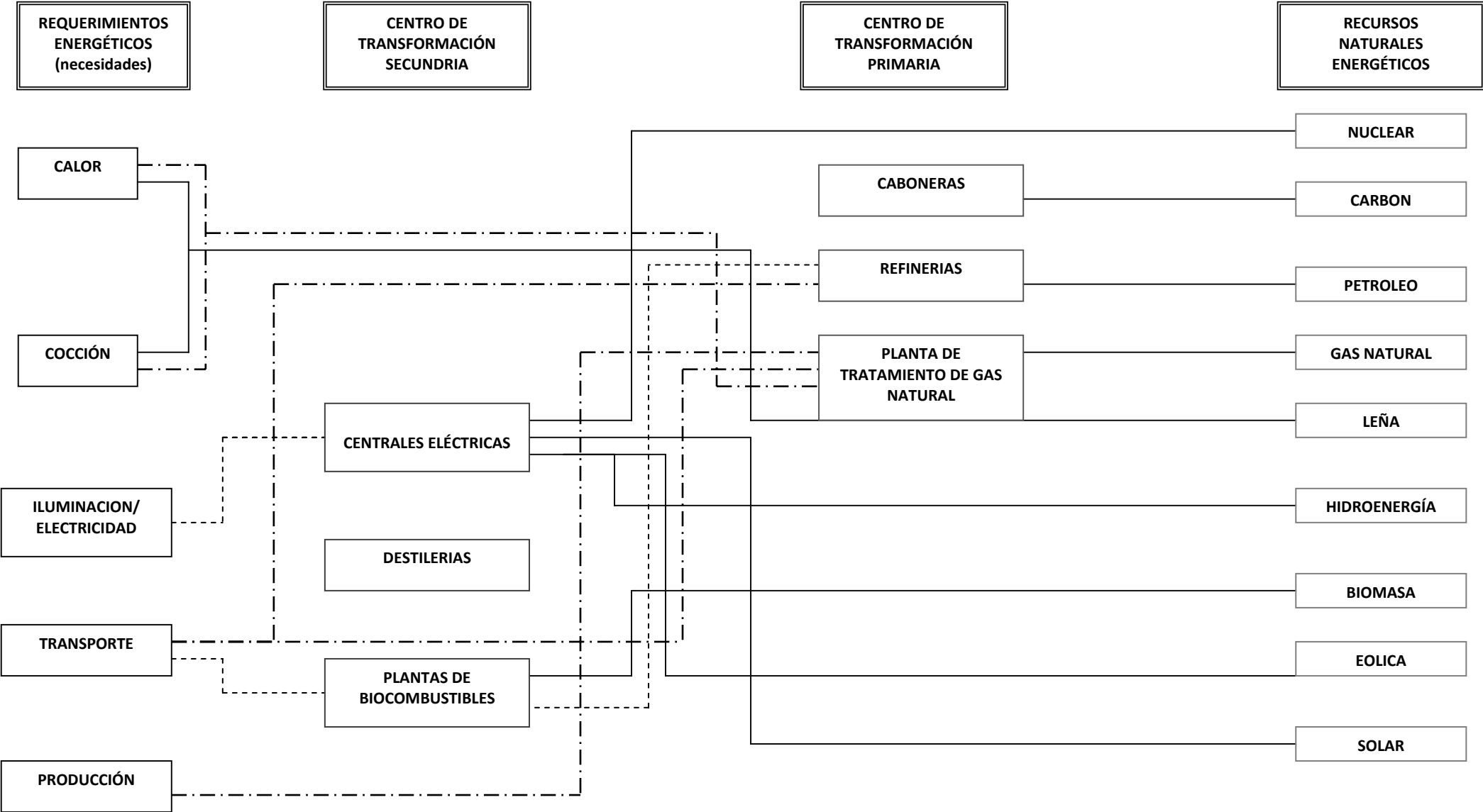
La *fig. 1.2* muestra un esquema simplificado de las relaciones físicas en un sistema energético. En el mismo se observa el flujo de energía desde las fuentes primarias (recursos naturales) hacia las fuentes secundarias (derivadas de los recursos naturales) utilizadas para satisfacer los diferentes servicios energéticos.

La demanda final de energía es una demanda derivada motivada principalmente por fines productivos o sociales, estos últimos originados por la necesidad de cubrir ciertos servicios energéticos, tales como el transporte, el calor o la iluminación<sup>4</sup>. Esta demanda final de energía se descarga, mayoritariamente, sobre fuentes secundarias de energía, las cuales a su vez generan una demanda (derivada) sobre las fuentes primarias. De esta forma, el sistema energético es una interconexión de sistemas *gobernados*, en última instancia, por la demanda final, la cual es función de aspectos técnicos, económicos y culturales.

---

<sup>4</sup> Estos requerimientos dependen en forma directa de la conjunción de factores económicos, sociales y culturales. Mientras que en los bloques iniciales (inferiores) de consumo, los requerimientos en encuentran determinados por necesidades básicas, a medida que aumentan los niveles de ingreso de los individuos, y se avanza a bloques de consumo superiores, y los determinantes del mismo se alejan de las necesidades y se relacionarán en forma más directa con los deseos, directamente relacionados con factores socioculturales. Estos aspectos se desarrollarán más en detalle cuando se analice en particular el eslabón de consumo final.

Fig. 1.2: Esquema simplificado de un Sistema Energético





## 1.2 EL ENFOQUE DE LAS CADENAS PRODUCTIVAS

El Sistema Energético es un conjunto de elementos y/o actividades que interactúan. Cada uno de estos elementos se va configurando con el resto y van formando diferentes cadenas que, en conjunto, conforman el sistema. Por ello, para comprender el funcionamiento de un sistema energético es fundamental el estudio de las *cadenas energéticas* que lo componen.

La incorporación del concepto de cadenas energéticas en el análisis remite a la economía industrial, en la cual surge el concepto de *cadenas productivas*. En la actualidad el concepto de cadena productiva es una herramienta de análisis ampliamente utilizada a los fines de desarrollar estrategias de política económica para regiones en desarrollo con el fin de incrementar la competitividad de la misma en el mercado global y así poder apropiarse de la mayor proporción de valor agregado a lo largo del proceso de producción. Desde esta concepción:

*“...The value chain describes the full range of activities which are required to bring a product or service from conception, through the different phases of production (involving a combination of physical transformation and the input of various producer services), delivery to final consumers, and final disposal after use...”* (Kaplinsky y Morris, 2002).

Del mismo modo también puede definírsela como,

*“...una cadena productiva es un conjunto articulado de las distintas actividades técnicas, económicas y financieras, integradas dentro de un proceso dirigido a la fabricación de un producto o en el interior de un proceso o la prestación de un servicio...”* (Girord, 1998)

Como se observa, a partir de ambas definiciones, una cadena productiva es la representación del encadenamiento, a lo largo de todo un proceso productivo, de las actividades necesarias para llevarlo a cabo. Cada una de las actividades realizadas a lo largo del proceso, constituyen los “eslabones” de las cadenas, esto es, las diferentes etapas del mencionado proceso, las cuales diferirán de acuerdo a la cadena y la actividad económica correspondiente.

La relación entre los distintos eslabones está determinada, en primera instancia, por los factores (coeficientes) técnicos del proceso productivo (relaciones insumo-producto intra-cadena). Sin embargo, el enfoque de las cadenas productivas excede la interpretación netamente física del proceso, incluyendo en el análisis a las relaciones económicas, financieras, institucionales, y sociales que se observan a lo largo del mismo, interrelaciones que se dan tanto vertical como horizontalmente. Al mismo tiempo, en determinadas actividades económicas, como en el caso del sistema energético, a los encadenamientos intra-cadenas se suman interrelaciones inter-cadenas. Esto implica que, alguno de los eslabones de una cadena en particular es parte constitutiva de otra cadena de la misma u otra actividad económica. Este tipo de interrelaciones demanda un análisis complejo al momento de estudiar la evaluación pasada y

futura de un determinado sistema y su interrelación con el medio, incluyendo entonces el estudio de las relaciones técnico-físicas, económico sociales y político institucionales.

Las ventajas de la utilización de este enfoque de análisis abarcan la comprensión de la organización institucional de cada cadena, la identificación de los distintos actores sociales que participan en cada segmento, las estrategias de dichos actores, las relaciones (dependencia, dominación, confrontación) preponderantes, el grado de integración vertical u horizontal de la actividad, los impactos sobre un determinado eslabón de las estrategias implementadas en otro, y los resultados de la coordinación entre los agentes<sup>5</sup>.

Un aspecto fundamental es que el enfoque de las cadenas productivas hace posible detectar y estudiar cual es el eslabón (o cadena) cuyo impacto en el sistema tiene mayor repercusión, evidenciando los principales puntos de conflicto entre el mismo y el resto de los eslabones. Al mismo tiempo, la aplicación de este tipo de análisis permite detectar la generación y distribución de las rentas económicas generadas en ciertos segmentos del sistema. Es usual que el eslabón o la cadena con mayor poder de mercado se apropie de la mayor proporción de la renta, generada en ese mismo eslabón o en algún otro eslabón de la cadena.

Dada su utilidad como instrumento de estudio de las estructuras de los sistemas, de la toma de decisiones de los actores y de la coordinación entre los mismos, el concepto de cadenas de valor ha sido extensamente utilizado en numerosos campos de la economía. Este uso del concepto en distintas ramas se ha extendido al área de la Economía de la Energía. (Hasson y Pistonesi, 1988; Pistonesi y Figueroa de la Vega, 1989). La relevancia específica de la aplicación de esta noción en esta rama de la economía, radica en que permite, como ya se marcó, analizar con mayor exactitud la evolución de un sistema energético en su conjunto.

Las conductas y las decisiones de los actores energéticos, al igual que la de cualquier agente económico, no pueden ser analizadas en forma aislada, ya que dependen del *contexto* socio cultural e histórico en que ocurren. Al mismo tiempo, dados los eslabonamientos en cada cadena, y en las cadenas entre sí, existe un alto grado de *interdependencia*. Las decisiones de un agente en un determinado eslabón repercuten sobre las decisiones del resto de los agentes en otros eslabones y, por ende, sobre los resultados globales. Dada esta interacción e interdependencia, el estudio de cada subsector del sistema energético en forma aislada, puede arrojar resultados sub óptimos. De la misma forma en que es necesario el reconocimiento de que el sistema energético es sólo una parte constituyente de un sistema socio económico nacional, y

---

<sup>5</sup> Para un análisis más detallado de las ventajas de la aplicación del concepto de cadenas productivas al sector energético se recomienda ver: Girod (1988) y Pistonesi y Figueroa de la Vega (1989).

éste de uno mundial, es necesario reconocer las interrelaciones existentes hacia el interior y exterior del sistema.

Tal como lo destaca Bouille (2004) el estudio del sistema energético desde la noción de las cadenas energéticas permite, al mismo tiempo, realizar un análisis integrado micro y macro económico. Desde la microeconomía, es posible analizar las motivaciones de los agentes individuales al momento de realizar sus elecciones de consumo y asignación de recursos. Esto significa estudiar para cada segmento de las cadenas, por ejemplo, no solo las decisiones individuales de una firma sino su contexto y sus estrategias empresariales. Las decisiones de inversión y asignación en cada uno de los eslabones de la cadena, estarán determinadas por el grado de integración vertical y horizontal con el resto de los eslabones. Es importante, a los fines de estudiar el comportamiento microeconómico de las empresas, poder estudiar el grado de concentración en un determinado eslabón, así como la dinámica de integración y/o especialización a lo largo de toda la cadena y de otras cadenas. Generalmente, el comportamiento de las empresas energéticas puede variar porque las mismas tienden a dominar los segmentos superiores (producción) o inferiores (distribución), como estrategias para asegurar el abastecimiento, en la primera situación, o la demanda, en la segunda. El estudio de este tipo de estrategias empresariales, motivadas en última instancia por la búsqueda de mayores utilidades, es fundamental para comprender el funcionamiento del sistema energético. Por su parte, desde el punto de vista macroeconómico es posible analizar aspectos tales como la especialización del sistema productivo nacional, el impacto que las restricciones microeconómicas tienen sobre la economía nacional en su conjunto, la integración del país al mercado mundial, e inclusive la racionalidad seguida por el agente hacedor de política económica.

Estos análisis micro y macroeconómicos de las cadenas energéticas se entremezclan en el estudio, ya que constituyen dos caras de una misma situación. No es posible, ni útil, realizar un estudio de los comportamientos microeconómicos de los agentes energéticos, productores o consumidores, sin entender el contexto macroeconómico en el cual se toman las decisiones. Al mismo tiempo, la evolución macroeconómica estará determinada, entre otros aspectos por las decisiones de dichos agentes energéticos. De esta forma, la micro y la macroeconomía se confunden y entre mezclan en el estudio de las cadenas energéticas de un sistema. La comprensión de la dinámica de acumulación de capitales en los subsectores energéticos, depende de la dinámica seguida por los otros sectores de la economía nacional, regional y mundial.

En conclusión, en los casos en los cuales, como en el presente estudio, se pretende estudiar la interconexión entre las decisiones de asignación en algún segmento de la economía

(eslabón particular de la cadena energética) y el desarrollo o sendero futuro seguido por el país, la noción de cadenas energéticas otorga un marco de análisis de amplia utilidad. La comprensión conjunta del contexto macroeconómico y las decisiones microeconómicas que movilizan la evolución del sector energético serán analizadas desde las estrategias conjuntas, verticales y horizontales en los distintos segmentos de las distintas cadenas y del sistema en su conjunto. La mayor utilidad de este enfoque de análisis en relación al análisis individual de cada componente del sector energético para cubrir los objetivos del presente análisis, es el principal motivo por el cual se lo ha elegido como marco analítico para abordar el estudio del sector energético.

### **1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS CADENAS ENERGÉTICAS.**

Las cadenas energéticas constituyen una representación gráfica del flujo de energía, las estrategias, y decisiones de asignación y/o consumo realizadas por los agentes involucrados en el sector, para una fuente particular, desde su origen hasta el consumo final. Las diferencias entre las distintas cadenas que conforman el sistema, están dadas por características tales como el tipo de fuente (primaria o secundaria), los centros de transformación por los cuales circula la misma (primarios o secundarios), y el destino final (consumo intermedio, consumo final o ambos). Todas las cadenas tienen un eslabón inicial de recursos naturales, eslabones de transporte y distribución de la fuente, un eslabón correspondiente al centro de transformación, y finalmente un eslabón correspondiente al consumo. Estas cadenas tienen particularidades que merecen ser destacadas.

En primer lugar, la interdependencia entre los eslabones de una misma cadena. De esta forma las decisiones, por ejemplo, en el eslabón de reservas de recursos naturales, determinarán el nivel de oferta de dicho recurso para las plantas de tratamiento y estos a su vez la oferta disponible para el consumo final y para el consumo intermedio. Este último eslabón suele constituir el encadenamiento con otra cadena del sistema. El proceso productivo de la electricidad, por ejemplo, tiene su eslabón inicial en un conjunto de diferentes fuentes, algunas de las cuales encuentran su origen en el eslabón de consumo intermedio de otra cadena. Se observa entonces la existencia de encadenamientos que conectan una cadena con otra, haciendo depender, al mismo tiempo los resultados de un eslabón de las decisiones de asignación de otro. Sin duda, la dimensión o el peso relativo de dicha dependencia será diferente en cada sistema en particular, y eso le otorga a los factores históricos, económicos y sociales un rol fundamental en el análisis.

En segundo lugar, desde la perspectiva desde la cual se aborda el sistema energético en este trabajo, el fin último y primordial del desarrollo del sistema deberá ser la satisfacción de los

servicios energéticos. La energía es un recurso fundamental para el desarrollo económico social y este rol crucial que el consumo energético cumple en el desarrollo del sistema productivo y en la cobertura de los requerimientos básicos, convierte a la energía en un recurso social. Por estos motivos, el eslabón de consumo final, es el eslabón fundamental del sistema energético, el conductor final de la evolución del resto de los eslabones de las distintas cadenas energéticas.

Finalmente, se observa la importancia de los recursos naturales energéticos en la evolución del sistema en su conjunto. Estos recursos energéticos primarios son el origen de todo el sistema energético. Su disponibilidad determinará<sup>6</sup> la oferta de todas las fuentes secundarias dependientes y con ello determinarán la seguridad de abastecimiento del sistema en su conjunto. En este sentido, los recursos naturales energéticos son la variable crítica del sistema energético. La diversificación de su oferta para la totalidad del sistema, o su centralización en pocos recursos, generalmente fruto de la combinación de estrategias empresariales y disponibilidad del recurso, será determinante para la evolución del sistema, y por ello, la necesidad de analizar en detalle los eslabones correspondientes a los recursos naturales energéticos.

En términos generales, la configuración de las cadenas energéticas tiene factores que pueden ser explicados desde la teoría económica, tales como la racionalidad de los agentes que consumen y/o producen cada fuente o recurso energético. No obstante, muchos factores de las cadenas energéticas son característicos de cada país en particular y se encuentran afectados por factores netamente históricos, institucionales y culturales.

A continuación se presentarán algunos aspectos teóricos para el análisis Consumo Final de Energía y los Recursos Naturales Energéticos, puesto que como se ha mencionado son dos factores fundamentales del sistema energético.

### **1.3.1 Conductor del sistema: El consumo final de energía**

Desde una perspectiva integral, el *Consumo Energético Final* constituye un factor fundamental del análisis del sistema energético. Por un lado, la demanda de energía es siempre una demanda derivada; los agentes económicos, demandan energía básicamente por dos motivos: poner en funcionamiento algún proceso productivo o satisfacer sus requerimientos energéticos. En este sentido, el consumo de energía, y con ello su demanda, juegan un rol fundamental en el proceso de desarrollo socioeconómico. Este rol social y económico de la demanda de energía, hace que el consumo energético final sea la razón de ser del sistema

---

<sup>6</sup> Tal como se analizará más adelante, la indisponibilidad de recursos primarios puede ser suplida con importaciones, de dichos recursos primarios o de sus derivados. No obstante, en un sector marcado por la volatilidad de precios, principalmente de los principales recursos energéticos de las matrices mundiales como lo son los hidrocarburos, dicha opción demanda una oferta creciente de divisas. Esto implica una presión sobre la balanza de pagos del país afectando, en última instancia, la sustentabilidad del crecimiento.

energético. Por otro lado, la relevancia del consumo energético radica en que el mismo es el eslabón final de las principales cadenas del sistema energético, en muchos casos se trata de fuentes energéticas que constituyen flujos que no pueden ser almacenados con lo cual la oferta debe ajustarse en todo momento a la demanda. Es así que el consumo final de energía, es el conductor de los sistemas energéticos nacionales.

El *consumo energético* tiene fundamentalmente dos destinos finales: “Consumo Intermedio” o “Consumo Neto”. El consumo intermedio es la energía de una determinada fuente (primaria o secundaria) que ingresa a uno o varios centros de transformación (primarios o secundarios) con el fin de convertirse en fuente secundaria de energía. Se trata de un uso de la energía como *input* en otro proceso productivo, relacionado con la producción de otra fuente de energía. De esta forma, el consumo intermedio es el que oficia de encadenamiento entre una y otra cadena energética del sistema, ya que el producto final de un determinado proceso productivo (cadena energética), se constituye en el insumo fundamental de otro proceso diferente (otra cadena energética) y por ello su relevancia. Es precisamente en este eslabón de las cadenas en el cual se encuentra una de las principales claves por las cuales el estudio de los segmentos, e incluso de las cadenas energéticas, en forma aislada una de otras puede incurrir en fallas de análisis pues se pierde una importante dimensión del estudio: los encadenamientos.

El consumo neto total, en cambio, engloba el consumo de energía como demanda derivada de la demanda de un proceso productivo determinado, o de la demanda por satisfacción de servicios energéticos. El consumo neto total, se encuentra conformado por tres categorías, el consumo del propio sector energético para realizar las distintas actividades relacionadas con la producción o el transporte del recurso (consumo propio)<sup>7</sup>, el consumo no energético que establece un encadenamiento entre la industria energética y otras industrias en las cuales la energía, en sus diversas formas, entra como componente del producto (consumo final no energético)<sup>8</sup> y al consumo de los distintos sectores socioeconómicos los cuales demandan la energía para consumirla con el fin de satisfacer distintos usos energéticos (consumo final energético). Esta última categoría, el consumo energético final, es en la cual se ve reflejado el rol de la energía en el proceso de desarrollo socioeconómico.

En su más amplia definición, el consumo energético final es la cantidad total de energía (primaria y secundaria) consumida por los sectores de consumo (bloques socioeconómicos) para la satisfacción de sus servicios energéticos (iluminación, cocción, acondicionamiento de ambientes, conservación de alimentos, fuerza motriz, electrónica y electroquímica).

---

<sup>7</sup> El consumo propio es el consumo que incluye los consumos energéticos utilizados en las actividades de extracción, producción, exploración, transformación, transporte, almacenamiento y distribución de las distintas formas de energía. Es el consumo de energía del Sector Energético. No se consideran en esta categoría los consumos de una fuente energética que se transforma en otra fuente energética.

<sup>8</sup> El consumo final no energético es aquel mediante el cual una fuente energética o potencialmente energética es utilizada como materia prima o como insumos en que el objetivo de uso sea generar frío, calor, trabajo o luz.

Usualmente, se definen como sectores socio económicos al sector Residencial, Transporte, Industria, Agro/Minería/Pesca, Comercial y Servicios, Servicio Público<sup>9</sup>. Cada uno de estos sectores demanda una canasta de diferentes fuentes energéticas con el fin de satisfacer los mencionados requerimientos o usos energéticos. Los determinantes de la demanda de una fuente por parte de cada sector, dependerán de diferentes factores. La relevancia de las decisiones de consumo en cada uno de estos sectores al momento de analizar el desempeño pasado y futuro del sector energético, hace necesaria la discusión teórica de los principales factores determinantes de dichas decisiones en cada bloque.

La teoría tradicional del consumidor marca como principales determinantes de la demanda de un bien los precios del mismo bien y los precios de los bienes sustitutos, así como también el nivel de ingreso del agente demandante, sus gustos y preferencias, entre otros. En este marco, las elasticidades propio precio de los bienes, y las elasticidades precio cruzadas juegan un rol crucial en el análisis, muchas veces aún más relevante que la elasticidad ingreso de la demanda. No obstante, desde la perspectiva en la que se aborda la problemática del sector energético en el presente estudio, algunos de los supuestos básicos sobre los que se sustenta este tipo de análisis teórico no podrían ser aplicados en forma directa al análisis de la demanda final de energía.

Diversos estudios empíricos, por ejemplo, muestran que en el caso de la demanda de energía el precio puede no constituir una variable de relevancia para explicar la evolución del consumo energético, al menos no en el corto plazo. Este aspecto parece implicar que el efecto precio podría ser inferior que el efecto ingreso en el consumo energético. Los resultados dependen no solo del modelo utilizado para la estimación de la demanda, sino también de la metodología empleada y de la estructura de la muestra utilizada, aspecto que remarca otra de las características del consumo energético tal como aquí se lo analiza, su dependencia de factores estructurales tales como los niveles y distribución del ingreso, y la estructura cultural de la muestra utilizada. En este sentido, los estudios pueden ser realizados en términos agregados, con las consecuentes críticas a la agregación de las variables<sup>10</sup>, o en términos desagregados, analizando las elasticidades de cada uno de los sectores de la economía para cada fuente energética en particular<sup>11</sup>. De esta forma, el

---

<sup>9</sup> La desagregación en sectores de socioconsumo por parte de los sistemas de información energética, depende de la madurez de los mismos. Así en algunos casos se encuentran balances energéticos que desagregan en forma más detallada los boques diferenciando sector rural de urbano, e incluyendo otras actividades económicas. Es importante reconocer la importancia de dicha desagregación, puesto que los determinantes del consumo de cada sector dependen de las características estructurales de cada uno, las cuales difieren sustancialmente. En ciertos casos, la agregación trae como consecuencia la pérdida de información relevante.

<sup>10</sup> Ver por ejemplo Cleveland *et al.* (2000)

<sup>11</sup> Dentro del primer grupo de estudios empíricos, González (2006) con el objetivo final de analizar la causalidad de la relación energía y Producto Bruto Interno (PBI), estudia la demanda de energía y el efecto de sus variables dependientes. El autor presenta los resultados obtenidos para un panel de 20 países latinoamericanos, utilizando como proxy del precio de la energía el precio internacional del petróleo en términos reales y el PBI *per capita* de cada país.

nivel de ingreso y su evolución presentan un rol particularmente más relevante que la evolución de los precios relativos para explicar la evolución del consumo energético en los distintos bloques de consumo. Este y otros aspectos característicos del consumo energético, tales como la limitación a la accesibilidad de las fuentes energéticas dada por la necesaria existencia de redes de distribución para el consumo de determinadas fuentes, son el principal motivo por el cual el estudio del consumo energético requiere un marco teórico suficientemente amplio que permita captar estas particularidades.

Tal como lo remarca IDEE/FB (2005), las decisiones en el nodo de consumo final de energía, particularmente del bloque residencial, se encuentran fuertemente influenciadas por factores de orden ambiental, económico, tecnológico, social y cultural. Sin embargo, una característica fundamental de las decisiones de consumo energético es el rol que cumplen los aspectos vinculados con el abastecimiento, que imponen condiciones a la libre elección de los agentes. La necesaria existencia de infraestructura de apoyo para poder efectuar el consumo de una determinada fuente energética, limita la elección y sustitución de distintas fuentes. La elección del consumo se ve ampliamente influenciada por factores estructurales que debilitan el accionar de procesos de sustitución. Este y otros aspectos requieren el abordaje de la demanda de energía, demanda para la cobertura de determinadas necesidades energéticas, desde una perspectiva que permita incorporar las características propias del sector.

En oposición al rol fundamental que cumple la teoría de la utilidad marginal en la teoría de la elección neoclásica, Downey (1987) resalta el rol fundamental que los aspectos relacionados con los hábitos y las costumbres, así como los factores socioeconómicos estructurales cumplen en la toma de decisiones de los agentes económicos. Sobre esta base es que se comienza a estructurar la teoría postkeynesiana de la elección. Lavoie (1992), remarca que si bien solo algunos autores tales como Earl (1983, 1986) y Baxter (1988) han realizado contribuciones específicas en este ámbito, existe un marco común sobre el cual se sienta la teoría postkeynesiana de la elección, fundamentada en un grupo de seis principios. Cada uno de estos principios contribuye notablemente al desarrollo de la teoría postkeynesiana del consumo,

---

El análisis realizado por el autor, en los dos períodos de corte utilizados 1950-1973, y 1974-2003, muestran que tanto para el panel en su conjunto, como para los sub paneles analizados, la elasticidad precio del consumo energético es notablemente inferior a la elasticidad ingreso, resultando además en la mayoría de los casos la variable precio no estadísticamente significativa. Gonzalez además presenta una revisión de distintos trabajos empíricos (Beenstock *et al.*, 1981; Gately *et al.*, 2001, Bernard *et al.*, 2005 citados en Gonzalez, 2006) para países desarrollados y en desarrollo, cuyos resultados reafirman la existencia de demandas con mayor respuesta a las variaciones en los niveles de ingreso que en los niveles de precios. Por su parte, los resultados de los análisis de elasticidades sectoriales en la mayoría de los casos reafirman lo visto en el caso agregado. Cont (2004), por ejemplo, realiza una estimación de la demanda de energía eléctrica en Argentina para los usuarios residenciales, comerciales e industriales, para el período 1981-2002. El autor encuentra que los coeficientes correspondientes a la elasticidad precio son bajos, y no significativos excepto para el caso del sector residencial (que presenta un coeficiente de -0,136), mientras que los coeficientes correspondientes a la elasticidad ingreso son estadísticamente significativos y presentan valores superiores (0,36, 0,58 y 0,31 para los tres sectores respectivamente) a los de las elasticidades precios.



y aquí se considera que presenta un alto grado de aplicación al análisis del sector energético. Dichos principios son<sup>12</sup>:

1. Principio de la racionalidad de procedimiento
2. Principio de saciabilidad de las necesidades
3. Principio de la no-independencia
4. Principio de la subordinación de las necesidades
5. Principio de la irreducibilidad de las necesidades
6. Principio del crecimiento de las necesidades.

El primer principio, se refiere a la racionalidad con que se guían los individuos al momento de analizar las alternativas de consumo. El supuesto de una racionalidad de procedimiento, se relaciona en forma directa con el supuesto de que el ambiente económico en que se mueven los agentes está caracterizado por la existencia de incertidumbre fundamental<sup>13</sup>. De acuerdo a Lavoie (1992), si bien la existencia de una racionalidad de procedimiento no implica necesariamente la existencia de un contexto de incertidumbre, la existencia de incertidumbre, no reductible a riesgo, implica racionalidad de procedimiento<sup>14</sup>. En el ámbito de estudio del sector energético, y particularmente en países con altos grados de inestabilidad política económica, el ambiente en el cual los agentes toman sus decisiones de asignación del consumo, sea este consumo con fines sociales o productivos, suele estar caracterizado por la existencia de incertidumbre. En términos más generales, el sector energético mundial ha estado recientemente caracterizado por una alta volatilidad de los precios de los principales energéticos, convirtiendo a las reglas, normas, o convenciones socialmente aceptadas en las formas más claras para la toma de decisiones respecto al consumo.

El segundo principio, saciabilidad de las necesidades implica que a partir de cierto nivel, los incrementos en el consumo de determinado bien (fuente energética) implican una reducción en la satisfacción obtenida de dicho consumo<sup>15</sup>.

El tercer principio, principio de la no-independencia, podría reformularse como el principio del impacto del ambiente socio cultural sobre las decisiones de consumo de los

---

<sup>12</sup> Para una discusión más detallada de los fundamentos microeconómicos de la teoría post-keynesiana del consumo ver Lavoie (1992), cap. 2.

<sup>13</sup> La relevancia del contexto de incertidumbre en la toma de decisiones es una característica fundamental del análisis keynesiano y postkeynesiano, en cuyo marco se desarrolla gran parte del análisis de la presente investigación. Su impacto será retomado más adelante.

<sup>14</sup> En contextos de incertidumbre la optimización, como regla de toma de decisiones, pierde significancia pues los individuos no tienen toda la información disponible para optimizar o no cuentan con la capacidad de procesar dicha información.

<sup>15</sup> De acuerdo a Lavoie (1992) la diferencia entre este enfoque y el enfoque neoclásico en cuanto a la saturación se encuentra en que en el último la saturación se presenta solamente a precios nulos o ingreso infinito, mientras que en el enfoque postkeynesiano permite la existencia de saturación con precios positivos e ingresos finitos. (ver Lavoie, 1992; pp. 63-67)

agentes. De acuerdo a este principio, los consumidores no toman sus decisiones en forma aislada del contexto en el cual se encuentran, sino que las pautas de consumo cultural influyen sus decisiones. El patrón de consumo de un individuo refleja el estilo de vida de otros individuos que constituyen su grupo de referencia (Eichner, 1986; en Lavoie, 1992). De esta forma, un determinado contexto socio cultural, hace que dos individuos con similares características y que se enfrentan a niveles similares de precios relativos, tomen distintas decisiones en la asignación de consumo, o que ante iguales decisiones de consumo obtengan diferente satisfacción. La evidencia empírica muestra que los patrones de consumo de los individuos están influenciados por la estructura de demanda de otros individuos con similares ingresos o similares empleos (Alessie y Kapteyn, 1991; en Lavoie, 1992). La relevancia que este principio adquiere en el estudio del sector energético, se debe a que el mismo enfatiza el rol del contexto social para la toma de decisiones. Este supuesto, en combinación con el supuesto de la racionalidad de procedimiento, ponen de manifiesto que el consumo energético de una región no puede ser evaluado y proyectado en forma análoga a la de cualquier otra región, sin tener en consideración las características culturales y sociales del bloque de consumo con que se está trabajando. Dentro de este marco de análisis, las consideraciones del consumo energético exosomático<sup>16</sup> de las distintas regiones del mundo realizado por Eisenmenger *et al.* (2007) y Ramos-Martin *et al.* (2007), entre otros, pone de manifiesto la forma en la cual las estructuras productivas y los hábitos de consumo de las distintas regiones impactan sobre el desempeño y la sostenibilidad del sistema en su conjunto.

El cuarto principio se refiere a la existencia de jerarquía entre las necesidades, de forma tal que las necesidades no compiten entre ellas, sino que existe un determinado orden de las mismas. Mientras que las necesidades tienen un ordenamiento jerárquico y son el motor del comportamiento del consumidor, los deseos evolucionan desde las necesidades y constituyen diferentes preferencias dentro de un determinado nivel de necesidades (Lutz y Lux, 1979; en Lavoie, 1992). Trasladado al análisis de la demanda energética este principio es particularmente aplicable a la demanda residencial. Es claro que existe una jerarquía de usos energéticos, asociados a la importancia relativa y vital de unos y otros. Este aspecto se ve más claramente al analizar una región pobre o en desarrollo, en las cuales se recurre primeramente al uso de las fuentes energéticas para cubrir el requerimiento de cocción, pasando luego a otra categoría de requerimiento, antes de poder analizar la posibilidad de sustitución de diferentes fuentes para la cocción. Así, por ejemplo, en los hogares pobres se puede observar que la mayor parte de la energía útil consumida se relaciona con la cobertura del requerimiento relacionado con la

---

<sup>16</sup> Se refiere al consumo de energía (o materiales) transformados dentro del proceso socioeconómico desde fuera del cuerpo humano. Es la energía consumida para ser utilizada como input, para desarrollar las actividades humanas. Se diferencia del consumo endosomático en que este último es el consumo de energía requerido dentro del cuerpo para desarrollar actividades. Para una discusión más detallada se recomienda ver: Georgescu-Roegen (1975), Lotka (1956), Ramos Martin *et al.* (2009), Martinez Alier (1998).

alimentación del hogar. En los hogares que se encuentran en este tipo de situación, las mejoras en los ingresos disponibles se destinarán en primera instancia a la satisfacción de necesidades que se encuentren en un nivel de jerarquía superior, y no a la sustitución de las fuentes con las cuales se satisface dicha necesidad. Tal como lo destaca Lavoie (1992) la satisfacción de las necesidades superiores no puede ser sustituta de la satisfacción de necesidades inferiores. Finalmente, el principio de la irreductibilidad de las necesidades, quinto principio, pone en evidencia la imposibilidad de sustitución de una necesidad por otra<sup>17</sup>. En el caso de la demanda de energía, la sustitución deberá ser analizada en términos de sustitución entre fuentes y equipos que permitan satisfacer las necesidades determinadas en cada orden de jerarquía.

La conjunción del cuarto y quinto principio, pueden ser analizados mediante una matriz de consumo. Una matriz de consumo es la matriz que representa una determinada necesidad, la cual está compuesta por conjuntos de submatrices que son los distintos bienes o servicios con los cuales se puede cubrir dicha necesidad. Es dentro de cada matriz, entre los subgrupos de bienes que se puede observar el proceso de sustitución, a raíz de variaciones en los precios relativos o de cambios en las preferencias individuales. En su representación gráfica, para el caso de la energía, podría observarse un árbol de decisión como el que se presenta en la *fig 1.3*, en la que puede observarse claramente la existencia de subordinación de necesidades energéticas (los recuadros son representaciones de las distintas matrices) y las distintas formas de cubrir dichas necesidades, o en términos del argumento de Lavoie, las distintas subnecesidades o los distintos deseos asociados a la cobertura de las necesidades ( $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_3$ , etc.). En el caso específico del sector energético, las submatrices podrían estar representando las distintas tecnologías, asociadas a las distintas fuentes energéticas, con las cuales se puede cubrir el requerimiento. Las tecnologías asociadas a las sub matrices iniciales estarán representando las tecnologías y fuentes energéticas menos eficientes, mientras que las sub matrices superiores representarán el uso de fuentes más eficientes, asociadas al mismo tiempo con otro tipo de deseos para la cobertura del requerimiento energético.

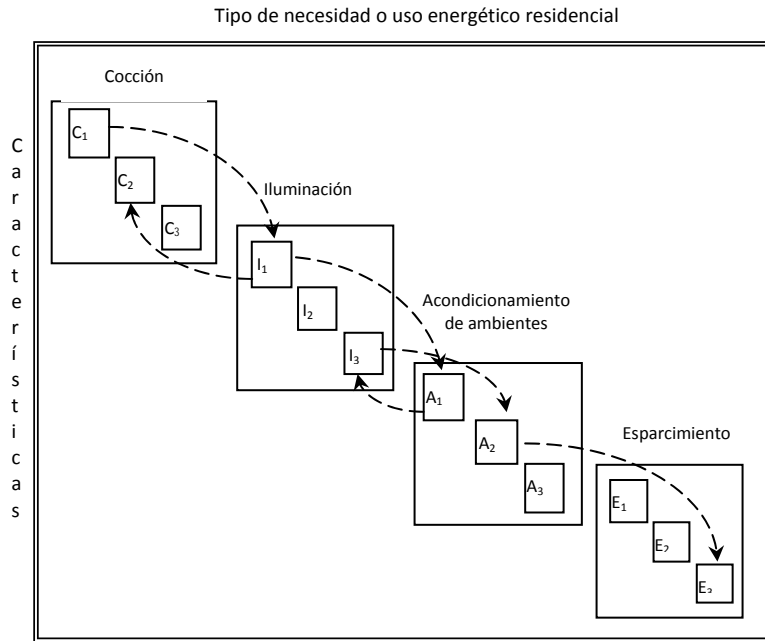
Así, por ejemplo en la evolución desde bajos niveles de ingreso hacia niveles mayores, los consumidores comenzarán por satisfacer en primera instancia los requerimientos más básicos de energía, con las fuentes o tecnologías más básicas en cada caso. Por ejemplo, es posible que se inicie por la satisfacción del requerimiento de cocción con leña, iluminación con kerosene, y acondicionamiento del ambiente con leña. El incremento en los ingresos o la mejora del desarrollo del consumidor, puede implicar que el mismo mejore el abastecimiento en estos usos básicos, sustituyendo tecnologías y fuentes de menor calidad por otras de mayor calidad,

---

<sup>17</sup> Este principio puede relacionarse con la inexistencia de la sustitución bruta, propia del pensamiento keynesiano. Esto es, que no todas las necesidades son sustitutas de todas las necesidades. Para un análisis exhaustivo de esta temática se recomienda ver: Davidson (2007).

como pueden serlo el cambio de la leña al GNC en la cocción, o el kerosene por electricidad en la iluminación. Del mismo modo, posteriores mejoras en el nivel de ingreso, impactará sobre la decisión del consumidor haciendo que el mismo busque la satisfacción de otras necesidades energéticas que se encuentran en un mayor nivel de jerarquía.

**Fig. 1.3:** Subordinación, jerarquía e irreducibilidad de las necesidades energéticas



En este esquema de jerarquía de necesidades y orden lexicográfico de preferencias, se observa un rol relativamente menor del efecto sustitución respecto del efecto renta. De acuerdo a Lavoie (1992), el motivo por el cual las fluctuaciones de precios relativos no presentan un alto impacto en la demanda, es que los bienes responden a un conjunto de necesidades, con una jerarquía entre ellas. La variación en el precio de un determinado bien (fuente en el caso del sector energético) solamente afectará a aquellos consumidores que se encuentren en el umbral de consumo correspondiente a la misma. Todos aquellos individuos que se encuentran en niveles inferiores de satisfacción de las necesidades no se verán afectados por el cambio en el precio. Así, en este enfoque teórico el efecto de las variaciones en los precios relativos es notablemente menor al efecto en cambios en el ingreso. No obstante, si la variación en los precios relativos genera un efecto renta tal que se logran cubrir las necesidades de niveles inferiores de la jerarquía, la misma tendrá impacto sobre los bienes (fuentes energéticas) que satisfacen necesidades en los niveles superiores de la jerarquía. La disminución (aumento) de los precios de una fuente energética incrementa (disminuye) el ingreso disponible del individuo, repercutiendo de forma tal que el mismo puede avanzar (retroceder) en la satisfacción de una necesidad en un nivel superior de la jerarquía. En el caso de hogares de menores ingresos el

gasto en energía representa un porcentaje importante del presupuesto total del hogar, de forma que, algunos procesos de sustitución de fuentes de menor calidad por otras de mayor calidad, e incluso la satisfacción de necesidades energéticas de mayor jerarquía resultan inviables. De este aspecto, se desprende la relevancia del análisis del efecto de los ingresos sobre la demanda de energía, por sobre el estudio de las elasticidades precios, como herramientas de política energética. Más aún, los estudios econométricos realizados sobre las demanda de distintas fuentes energéticas en distintos bloques de consumo, ponen en evidencia que las elasticidades precios en cada caso tienen un efecto notablemente inferior al que presentan las elasticidades ingreso.

Finalmente, el sexto principio postula que los incrementos en el ingreso real inducen a la creación de nuevas necesidades, o incremento de los deseos. Al mismo tiempo, en el ámbito de la demanda de energía, este principio hace referencia a la relevancia de los mayores niveles de ingreso para poder adquirir el equipamiento necesario para el consumo de determinadas fuentes que permitan suplir necesidades o servicios energéticos de mayor jerarquía (IDEE/FB, 2005). Se resalta nuevamente la característica fundamental del consumo de las fuentes energéticas a diferencia de otros bienes y servicios, que se refiere a la necesidad o relevancia de la existencia de determinados artefactos y tecnologías para poder efectuar el consumo de una fuente en particular.

De acuerdo a este enfoque teórico del consumidor, los individuos se mueven hacia niveles superiores de su propia jerarquía de necesidades conforme sus aumentos en el ingreso. Cuando un umbral de necesidades ha sido alcanzado, los individuos comienzan a buscar la satisfacción de las necesidades situadas en un plano superior. Siempre existirán nuevas necesidades que deberán ser atendidas. En este sentido, la satisfacción de las nuevas necesidades, y por ello el consumo de nuevos artefactos y fuentes energéticas, se relaciona en forma directa con los efectos renta. De acuerdo a Lavoie (1992) esto implica que los efectos renta son más importantes que los efectos sustitución, para explicar la evolución en el consumo de bienes y servicios. Este último efecto, según el autor, solamente juega un rol menor en el análisis estático del comportamiento del consumidor. Este tipo de comportamiento y relevancia del efecto ingreso (o efecto renta) para explicar la evolución del consumo se representa por curvas de Engels<sup>18</sup>.

### **1.3.2 El factor clave del sistema: los recursos naturales**

---

<sup>18</sup> Lavoie (1992) resalta que una de las principales características de este tipo de análisis es el hecho que los cambios en los precios relativos, a menos que sean muy drásticos como para cambiar el orden de necesidades de los agentes, tendrán muy bajo impacto en la forma de la curva de Engel o en los umbrales a los cuales las mismas se encuentran asociadas. Nuevamente, el autor resalta que la forma de estas curvas, se encuentra directamente asociada a la estructura socioeconómica y cultural y natural en la cual el consumidor se encuentra inserto.

En el marco de análisis del sistema energético presentado, los recursos naturales energéticos son cruciales para el desenvolvimiento del sistema, pues constituyen el origen del sistema. Sin recursos naturales es imposible el desempeño de las cadenas energéticas.

En este sentido el control sobre los recursos y el funcionamiento del mercado en los eslabones correspondientes a los recursos naturales energéticos, son determinantes para el desarrollo del sistema en su conjunto, comprometiendo el desempeño del mismo. El cuestionamiento que surge en este aspecto es en qué medida las características propias de los segmentos de recursos naturales son tales que permiten una correcta evolución del mismo, mediante mecanismos de coordinación de mercado, asegurando una evolución sustentable del sistema. No obstante, aún cuando se reconozca la importancia absoluta de los recursos naturales en el sistema, la importancia relativa de cada uno de ellos dependerá de la estructura propia del mismo. Sin embargo, bajo la actual configuración de los sistemas energéticos mundiales, son los recursos naturales no renovables, hidrocarburos, los principales determinantes de la evolución del sistema, dada su predominante participación.

De acuerdo a Davidson (1979), existen dos interrogantes fundamentales que surgen al analizar el funcionamiento del mercado en los recursos naturales: ¿Pueden los precios de mercado, aún en un mercado competitivo, proveer una adecuada guía para lograr una tasa de utilización óptima y eficiente de los recursos naturales agotables? En un mundo caracterizado por conglomerados de compañías energéticas que dominan el *upstream*, ¿generan las políticas empresariales, guiadas por su racionalidad privada, redistribuciones del ingreso, por medio de políticas anticompetitivas (competitivas) y comportamiento antisocial (social), desde los consumidores hacia los productores y dueños del recurso o a la inversa? De acuerdo al autor, la asignación óptima de cualquier recurso agotable, en un contexto de mercado, depende de que los precios sean suficientemente eficientes para proveer una guía que sirva al “manejo socialmente óptimo de los recursos agotables”, aspecto que requiere que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- i. Existencia de mercados futuros correctamente organizados.
- ii. Los consumidores conocen con absoluta certeza sus necesidades futuras de recursos energéticos en cada momento del tiempo.
- iii. Los consumidores pueden y desean efectivizar las demandas futuras de recurso por medio de su ingreso en los mercados futuros.
- iv. Los empresarios conocen con absoluta certeza los costos de producción asociados con los flujos de producción en cada momento del tiempo.

- v. Los vendedores pueden elegir entre la realización de contratos *spot* a los precios de mercado actuales, o contratos *forward* al precio de mercado asociado con cualquier fecha futura de entrega.
- vi. Los empresarios conocen con absoluta certeza el futuro curso de las tasas de interés.
- vii. La tasa social de descuento (tasa a la cual la sociedad valora el presente en relación al futuro) iguala a la tasa a la cual los empresarios descuentan sus ingresos y costos.
- viii. No existen intercambios falsos, esto implica que no existe producción ni intercambio a precios diferentes de los precios de equilibrio de mercado.

Tal como lo remarca Davidson (1979) en caso que alguna de estas condiciones no se cumpliera, no podría existir un sistema de mercados futuros que provea una guía para una asignación óptima de los recursos naturales, rechazando en alguna forma el hecho que los mercados otorgan una guía para las decisiones de asignación.

Nuevamente, la discusión se altera de acuerdo a como se analice el contexto económico, político y social en el cual se toman las decisiones. El reconocimiento del contexto de incertidumbre respecto al futuro en el cual se desempeñan los agentes económicos debilita la posibilidad de identificar un “sendero de asignación intertemporal para los recursos naturales”<sup>19</sup>.

Por estos motivos, es necesario encontrar un marco de análisis alternativo que permita analizar el comportamiento de asignación en este eslabón de las cadenas energéticas, crítico para el sistema en su conjunto, y caracterizado por estructuras de mercado con relativos (o altos) grados de concentración.

En este sentido, tal como lo menciona Davidson (1979) la literatura post-keynesiana propone un marco interesante de análisis, pues destaca que los cambios en los precios y la asignación de los recursos no renovables, como el petróleo y el gas natural, pueden ser entendidos en mejor forma si se estudia con detenimiento el comportamiento de los empresarios y dueños del recurso con especial atención a sus *expectativas futuras* (en un contexto de incertidumbre) y *concentración del mercado*. En este contexto, destaca este autor, es fundamental comprender el rol que cumple el “costo de uso” del recurso en las decisiones empresariales. Tal como lo define Keynes (1936) el costo de uso es la reducción de valor que sufre un equipo al utilizarse (un recurso al explotarse) en términos relativos a lo que ocurriría si el mismo no fuera utilizado (explotado). Para lograr su estimación, entonces, es necesario el

---

<sup>19</sup> Existen diferentes desarrollos teóricos respecto a concepciones del Desarrollo Sustentable desde aproximaciones teóricas cercanas a los fundamentos neoclásicos de la economía, que logran determinar senderos sustentables de explotación de recursos naturales, incorporando a éstos a los modelos de crecimiento. En muchos de estos modelos se logra establecer una "*green golden rule*", que es una situación en la cual el medio ambiente se preserva permitiendo un mayor nivel de bienestar. Este resultado capta una noción de sustentabilidad en la cual el sentido está puesto en asegurar a las generaciones futuras determinadas condiciones de consumo y medio ambiente, es decir se basa en alcanzar un concepto de "*equidad intergeneracional*". El desarrollo teórico de estos modelos excede los alcances de este trabajo, no obstante se recomienda ver: Aghion y Howitt (1998), Chichilnisky (1996), Guzowski y Tohmé (2002) y Stockey (1996) entre otros.

cálculo del valor descontado del rendimiento adicional futuro, si se preservara el mismo para su utilización futura. El costo de uso presente es igual al máximo de los valores descontados de los rendimientos potenciales en todas las fechas del futuro. De este modo, el costo de uso es uno de los eslabones que unen el presente y el futuro, puesto que al decidir la escala de producción o explotación, el empresario realiza una elección entre utilizar su equipamiento en la actualidad o reservarlo al futuro. La magnitud del costo de uso depende del sacrificio previsto de las ganancias futuras involucradas en el uso actual del recurso

En este sentido, la definición del concepto de costo de uso constituye un nexo, entre el presente cierto y el futuro incierto. Dado que los combustibles fósiles sin extraer (y sin explorar para incrementar su volumen) pueden ser considerados como un inventario fijo (sin considerar as posibles inversiones en ampliación de reservas), cuanto más se extraiga en la actualidad, *ceteris paribus*, menor cantidad disponible en el futuro. Al decidir su escala de producción los agentes económicos hacen una decisión de asignación entre utilizar sus reservas (equipamiento) en la actualidad o preservarlo para el futuro. En esta decisión el rol del costo de uso es fundamental.

Así, en este marco, la decisión de incrementar la producción de recursos naturales energéticos puede ser analizada de igual forma que una decisión de “desinvertir” en capital físico, de igual forma que la actividad exploratoria con el fin de ampliar las reservas hidrocarburíferas es una potencial forma de incrementar la inversión de capital. El aspecto crucial del análisis, es entonces, de que dependen estas actividades de inversión y desinversión en recursos naturales energéticos.

Todos estos aspectos serán retomados en el análisis de las decisiones de extracción del recurso e inversión en exploración en el *upstream* de hidrocarburos que se realizará en la siguiente sección.

### **1.3.3 Formas de organización de las cadenas energéticas**

Las cadenas energéticas tienen formas de organización de cada uno de sus eslabones que varían de acuerdo al momento del tiempo y el contexto histórico particular. La organización de una determinada cadena energética y sus eslabones, depende de la interacción de un determinado conjunto de factores que le otorgan las características finales específicas. OLADE/CEPAL/GTZ(2003) define a la estructura propia del sistema energético como “Modalidad de Coordinación”. El concepto de Modalidad de Coordinación implica la interacción de ciertos factores:



- La forma de *organizar institucionalmente* y/o *coordinar las decisiones de asignación de los recursos* en el ámbito de cada cadena productiva y el sistema energético en su conjunto.
- El *tipo de racionalidad* que orienta a dichas decisiones, es decir, a las finalidades que se pretende alcanzar.
- El *esquema de regulación* del funcionamiento de los mercados en cada sector.

Cada Modalidad de Coordinación implica una 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 los otros eslabones de la cadena, a su vez con otros agentes económicos integrantes del mercado en general, y el Estado como institución regulatoria. Atendiendo a la interacción de dichos factores OLADE/CEPAL/GTZ(2003) delinea cuatro modalidades diferentes: dos casos extremos (caso I y IV) y dos casos intermedios (caso II y III):

I. **Modalidad de Control Central (CC).** Se caracteriza por la exclusividad del Estado en las decisiones de asignación de recursos y políticas de precios, las que se toman de forma centralizada, dentro del marco de una planificación política, orientada por los objetivos del gobierno, y por finalidad de promoción sectorial y/o regional. Usualmente el funcionamiento de las empresas estatales está subordinado al desempeño político, no contando estas con autonomía ni autarquía suficiente. Las normas regulatorias suelen ser limitadas a establecer barreras a la entrada, con el fin de mantener el monopolio estatal, especificar ciertas características técnicas de los productos y servicios del sector y establecer incumbencias dentro del propio aparato estatal.

II. **Modalidad de Comprador Único (CU).** Se mantiene la empresa estatal integrada, pero se permite la existencia de empresas privadas que se encargan de producir los energéticos que luego deben venderle a la estatal, que permanece en calidad de comprador único. Al mismo tiempo, el resto de los segmentos de la cadena energética se mantienen dentro de la empresa estatal y por lo tanto mantienen la modalidad de CC.

Se trata de una “apertura parcial” de las cadenas energéticas. Se comienza a verificar una participación creciente de actores privados, y con ello se introduce una racionalidad diferente a la evidenciada en CC. Se aleja de la predominancia absoluta de la estrategia política, avanzando hacia los criterios de ganancia y minimización de riesgos. Este cambio implica una necesidad concreta de cambios institucionales y regulatorios a fin de garantizar la continuidad en el funcionamiento de la cadena en su totalidad.

El marco regulatorio, establecido por el Estado, es el que otorga el grado de libertad del mercado. Dada la diferencia con el caso previamente enunciado, se hace necesario un cambio

regulatorio. En el mismo han de establecerse derechos y obligaciones de los actores; así como las condiciones de entrada y salida del mercado. Es necesario Si la participación de terceros se establece en base a licitaciones se evoluciona hacia un sistema de competencia por mercados específicos.

**III. Modalidad de Estructura Integrada Regulada (IR).** Posibilita la mayor autonomía de la empresas sean privadas, mixtas o públicas pero de jurisdicción provincial o municipal. La racionalidad que prevalece está guiada por la búsqueda de ganancia o predominantemente de fomento en función de la naturaleza institucional de las empresas. Se caracteriza porque los mercados presentan ausencia de disputabilidad.

El papel del Estado, a pesar de que puede participar en las decisiones de inversión y formación de precios en forma efectiva, se remite a la función regulatoria. Dicha regulación puede ser de carácter técnico o negociada, manteniendo una dosis de criterio político, aun cuando de se prioridad a consideraciones técnicas o económicas.

**IV. Modalidad de Mercado ó Mercado Abierto (MA).** Es el caso extremo de apertura a la participación privada, en oposición al CC. Las decisiones de asignación de recursos e inversión se determinan enteramente en forma descentralizada por los diferentes actores, y dirigidas por las leyes de oferta y demanda del mercado.

El desarrollo del marco institucional es esencial en esta modalidad de coordinación, dado el predominio de la racionalidad privada y descentralizada de los agentes. Se debe evolucionar hacia marcos regulatorios que introduzcan condiciones de disputabilidad en los mercados (que en general se presentan como oligopolio o monopolios naturales). En el caso del gas natural, y de todos los combustibles transportados y distribuidos por redes, se requiere una separación e incompatibilidad de funciones y el libre acceso a dichas instalaciones a fin de evitar discriminaciones. En el eslabón de transporte y distribución, dado que mantiene la característica de monopolio natural, se ha de establecer una regulación basada en criterios técnico-económicos y con ciertas reglas que fomentan en lo posible la disputabilidad. En los casos en que se permite la integración vertical, se dispone una separación virtual (contable) y mecanismos licitatorios en las transacciones. En la realidad, y particularmente en el eslabón del upstream, no se verifica la atonicidad de los mercados, sino que suele ser más frecuente la existencia de monopolios naturales no disputables u oligopolios, por las características propias del segmento.

Esta categorización de la modalidad de coordinación se asienta sobre la base del carácter que adopta la propiedad, la organización y el funcionamiento, atendiendo a la interacción de los factores enunciados. Las alternativas que pueden presentarse en cada categoría son:

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

**Cuadro 1.1:** Principales características de las Modalidades de Coordinación

<b>Estructura Productiva</b> (grado de integración vertical u horizontal)	Monopolio Integrado			Parcialmente desintegrada (apertura parcial)	Desintegrada de modo virtual	Estrictamente desintegrada
<b>Propiedad</b>	Parte del Estado	Estatal corporativizada	Mixta o privada	Estatal y privada (upstream)	Privada, mixta o estatal.	
				Estatal o mixta (downstream)		
<b>Funcionamiento</b> (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 existe disputabilidad y regulación donde no pueda existir (monopolios naturales) Entes de regulación independientes.	
<b>Modalidad de Coordinación resultante</b>	<b>Control Central (CC)</b>		<b>Integrado Regulado (IR)</b>	<b>Comprador Único (CU)</b>	<b>Competencia en el Mercado (MA)</b>	

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ (2003).

Cada modalidad tiene sus características propias, ventajas y desventajas. A los fines de poder aprovechar las ventajas de cada una de estas modalidades, es importante atender con especial cuidado a los factores que deben de cumplirse en cada caso.

Así, por ejemplo, para que las ventajas de la modalidad de mercado abierto se hagan efectivas, es fundamental que la evolución del marco regulatorio en cada eslabón de las cadenas sea lo suficientemente dinámico, de forma que se ajuste a la transformación de la misma. Al mismo tiempo, el resultado final de los cambios en la modalidad de coordinación diferirá entre los países, dada la relevancia que la estructura, madurez y funcionamiento de sus mercados y de su economía en general tienen; asimismo será diferente para cada eslabón de la cadena energética, atendiendo nuevamente a las particularidades de cada caso.

#### 1.4 CONSIDERACIONES AL FINAL DE CAPITULO

Este capítulo ha tenido como objetivo principal presentar el marco de análisis sobre el cual se basa esta investigación. Tal como se ha enfatizado al inicio, existen diferentes formas de abordaje de la problemática energética, cada una de ellas con sus ventajas y desventajas relativas.

Por un lado, un enfoque acotado, en el cual se aborda el estudio del mercado de cada recurso o fuente energética (sea esta primaria o secundaria) en forma aislada, analizando su propia evolución sin tomar en cuenta la interrelación con el resto de los mercados. Por otro lado, el enfoque holístico, propone el análisis del sistema desde un análisis sistémico, estudiando al sistema con un conjunto de variables que interactúan en forma conjunta en un mismo contexto de análisis.

El enfoque aquí adoptado es el segundo, dada su ventaja para el análisis integral del sector. En este sentido, en adelante el sistema energético será entendido como la interacción de las principales cadenas productivas energéticas (petróleo, gas y electricidad para el caso de Argentina) cuya conformación se encuentra determinada por factores históricos e institucionales, totalmente influenciado por las estrategias de los actores económicos a cargo de la operación de cada uno de sus eslabones.

Es esta configuración encadenada de los sistemas energéticos lo que constituye el factor explicativo de la incapacidad de los mecanismos de coordinación del mercado, en forma aislada, para asegurar sustentabilidad del sistema. Por estos motivos, desde esta investigación se propone un análisis holístico del sector energético, pues se considera que el análisis particular de cada uno de sus subsistemas (o mercados) en forma aislada podría arrojar conclusiones erróneas para la elaboración de la política energética.

## 1.5 BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- BOUILLE, D. (2004) Manual de Economía de la Energía. IDEE/FB, San Carlos de Bariloche.
- BEENSTOCK, M. y WILLCOCKS, P. (1981) “Energy consumption and economic activity in industrialized countries. The dynamic aggregate time series relationship”, *Energy Economics*, October, pp. 225-232.
- BERNARD, J., DENIS, M.; KHALAF, L.; YELOU, C. (2005b) *An Energy Demand Model with a Random Trend*. December, mimeo.
- CAMPDONICO, H. (2004) “Reformas e inversiones en la industria de hidrocarburos en América Latina”, CEPAL, *Serie recursos Naturales e Infraestructura* 78.
- CONT, W. (2002) “Estimación de la Demanda de Energía Eléctrica con Series temporales: Período 1981 – 2002”. *Indicadores de Coyuntura*, Febrero 2004.

- DAVIDSON, P. (1979) "Natural Resources", en "*A Guide to Post-keynesian Economics*", M.E. Sharpe, Inc, Nueva York.
- EISENMENGER, N.; RAMOS MARTIN, J.; SCHANDL, H. (2007) "Análisis del metabolismo energético y de materiales de Brasil, Chile y Venezuela", *Revista Iberoamericana de Economía Ecológica Vol. 6: 17-39*.
- GATELY, D. y HUNTINGTON, H. (2001) "The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand", *Economic Research Reports N° 2001-01*.
- GIRORD, J. (1998) "Le diagnostic du système énergétique dans le pays en développement". *Institut Economique et juridique de l'Energie. Febrero de 1998*.
- GONZÁLEZ, J. (2006) "Patrones de consumo aparente de energías modernas y actividad económica en América Latina durante el siglo XX". *XIV Internacional Economic History Congreso, Helsinki, Finlandia*.
- HASSON, G., PISTONESI, H. (1988) *Análisis y Modelización del Abastecimiento Energético*. IDEE/FB, San Carlos de Bariloche.
- IDEE/FUNDACIÓN BARILOCHE (2005), *Lineamientos generales para la elaboración de un plan energético nacional sustentable*. Fundación Bariloche, Buenos Aires.
- IDEE/FUNDACIÓN BARILOCHE (2005) *Los procesos de sustitución energética en el sector residencial*. Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche.
- KAPLINSKY, R. y Morris, M. (2002). *A Handbook for Value Chain Research*. Institute of Development Studies.
- KEYNES, J.M. (1936) *The General Theory of Employment, Interest and Money*, London Macmillan for the Royal Economic Society.
- KOZULJ, R. (2002) "Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles". CEPAL, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura 46*.
- KOZULJ, R. (2004) *Las experiencias regulatorias en argentina: La industria del petróleo y el gas natural en Análisis de las experiencias regulatorias*, MEPEA, Neuquén.
- LAVOIE, M. (1992) *Foundations of Post-Keynesian Economic Analysis*. Edgard Elgar.
- OLADE (2001) *Estudio para la Integración del Mercado de Gas Natural en América del Sur*. Informe Final.
- OLADE/CEPAL/GTZ (2003) *Energía y Desarrollo Sustentable en ALyC: Guía para la formulación de Políticas Energéticas*, Santiago de Chile.
- PENGUE, W. (2008) *La Economía Ecológica y el desarrollo en América Latina*. Grupo de Ecología del Paisaje y Medio Ambiente, GEPAMA, FADU, UBA
- PISTONESI, H. (2001) "Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina". CEPAL, *Serie Gestión Pública 15*.

- PISTONESI, H. (2005) *Seminario sobre regulación de servicios de infraestructura: “Agua y Electricidad”*. Santiago de Chile, 18 y 19 de octubre 2005.
- RAMOS-MARTIN, J.; GIAMPIETRO, M.; MAYUMI, K. (2007) “On China's exosomatic energy metabolism: An application of multi-scale integrated analysis of societal metabolism (MSIASM)”, *Ecological Economics* 63, 174-191
- RAMOS-MARTIN, J.; CAÑELLAS-BOLTA, S.; GIAMPIETRO, M.; GAMBOA, G. (2009) “Catalonia’s energy metabolism: Using the MuSIASEM approach at different scales”, *Energy Policy* 37, 4658–4671
- RECALDE, M., ZILIO, M. (2009) “Curva de Kuznets Energético-Ambiental: Evidencia para América Latina”, *Anales de la XLIV reunión anual de la Asociación Argentina de Economía Política*.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA LA NACIÓN, *Serie de Balances Energéticos 1960-2006*. Buenos Aires, Argentina.

---

## SEGUNDA SECCION: ANALISIS DEL SECTOR ENERGETICO ARGENTINO

### II. EL SISTEMA ENERGETICO ARGENTINO

#### 2.1 CONFORMACIÓN DE LAS CADENAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO ARGENTINO

Bajo su actual configuración, producto de la evolución histórica, el sistema energético argentino está conformado por tres cadenas principales: la cadena eléctrica, la cadena del gas natural y la cadena del petróleo.

Estas tres cadenas presentan similitudes en cuanto a su configuración y organización institucional. Las tres formaron parte de un proceso de transformación similar en un mismo momento histórico, hacia fines de la década de los ochenta y principios de la década de los noventa. Dicho momento se caracteriza por la transformación económica institucional de diferentes industrias en el país, así como en toda la región latinoamericana. Con anterioridad al inicio del proceso de reformas, las economías latinoamericanas (y las distintas economías del mundo) se caracterizaban por una importante participación estatal, no solo en la regulación, sino también cumpliendo el rol de productor de diferentes bienes y servicios públicos.

En el caso particular del sector energético, los cambios en el contexto teórico así como en el contexto político económico, derivaron en una tendencia prácticamente homogénea en la región (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003). Se evolucionó desde una alta participación estatal hacia una participación preponderantemente privada. Esto implicó una forma de organización institucional diferente en las distintas cadenas energéticas. Tal como lo muestra OLADE/CEPAL/GTZ (2003), durante este período prácticamente la totalidad de los países latinoamericanos llevaron a cabo reformas en sus sectores energéticos, permitiendo una mayor penetración de los mecanismos de mercado y presentando las reformas, en la mayoría de los casos, una trayectoria desde modalidades de coordinación de Control Central (CC) a modalidades de Mercado Abierto (MA), con mayor o menor participación privada atendiendo a los casos particulares de las cadenas y sus eslabones, así como a las características de los países que realizaron las reformas<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Para un análisis pormenorizado del proceso de reforma en la región latinoamericana, y las trayectorias seguidas por las modalidades de coordinación de cada cadena en cada país se recomienda ver. OLADE/CEPAL/GTZ (2003) Cap. I.

En el caso particular de Argentina, las reformas del sector energético implicaron un drástico cambio en la totalidad de las cadenas, pasando desde una modalidad de CC, con propiedad exclusiva o mayoritariamente estatal en todos los eslabones, y con un elevado grado de integración vertical en todas las cadenas, hacia una modalidad de MA, con propiedad totalmente privada, desintegración vertical y competencia (efectiva o virtual) en todos los eslabones de la cadena<sup>21</sup>.

Este proceso de reforma, se llevo a cabo en un período de cuatro años. La intensidad y velocidad de estos cambios en la modalidad de coordinación ha sido destacada y analizada por diversos autores (Pistonesi, 2001; Kozulj 2002 y 2004, Campodonico, 2004). El impacto que la implementación de la reforma ha tenido y tiene, al igual que el reciente desempeño de la economía argentina y el marco institucional, sobre la sustentabilidad del sistema energético, amerita su pormenorizado análisis.

La contextualización del proceso de reforma es fundamental a efectos de comprender porque motivos pudo ser llevado adelante un proceso de tal intensidad y rapidez. Del mismo modo, algunos aspectos relacionados a la reciente historia de la economía argentina deben ser subrayados para comprender la estructura actual del sistema.

### **2.1.1 El contexto económico político**

Comprender el desempeño del sistema energético, y la conformación de sus cadenas energéticas requiere del entendimiento de las fuerzas económicas y políticas que históricamente se han ido combinando para darle su actual configuración. En este sentido es importante reconocer el rol que han cumplido los paradigmas económicos y el modelo de Estado predominante a nivel global en cada momento de la historia. Estos dos factores han influido en forma similar en la gran mayoría de los países de la región latinoamericana, dando como resultado cambios relativamente homogéneos en sus sistemas energéticos. Sin embargo, las particularidades de cada caso resultan fundamentales al momento de analizar los sectores energéticos. Aún cuando las fuerzas de los cambios políticos, económicos actuaron en forma similar en todos los países, las características propias de cada uno de ellos moldearon los sistemas de forma tal que cada país adoptó una configuración final diferente.

En el caso del sistema energético argentino el análisis histórico puede dividirse para su mejor entendimiento del proceso de conformación de las cadenas energéticas, en dos grandes

---

<sup>21</sup> Algunas excepciones en lo que se refiere a la propiedad privada se encuentran en el ámbito de la generación eléctrica y se mencionarán en el apartado correspondiente.



períodos. En primer lugar, el período que comprende los años en los cuales fueron llevadas a cabo las reformas del sector y los años siguientes, teniendo en consideración el marco precedente sobre el cual se sentaron las bases para la puesta en marcha de dicha reforma. En segundo lugar, es importante estudiar el período reciente (2001-2009) ya que presenta características propias que consolidar algunas de las principales estrategias de los agentes (privados y públicos) que participan en las cadenas energéticas.

Antes de avanzar en la periodización del estudio, es necesario presentar aquí una categorización realizada por Basualdo y Azpiazu (2002) respecto a las estrategias seguidas por los distintos agentes involucrados en el período de reforma de la economía argentina a fines de los años ochenta. El motivo por el cual esta definición de estrategias es tan relevante se debe a que, desde la perspectiva del análisis en esta investigación, este tipo de estrategias se mantuvieron desde entonces hasta la actualidad, y son fundamentales para comprender la racionalidad con la que operan los agentes en los distintos eslabones de las cadenas energéticas.

En su análisis de la historia de la economía argentina, y en particular del proceso de privatización y posterior regulación de los servicios públicos, Basualdo y Azpiazu (2002) definen tres lógicas de comportamiento diferentes de los actores económicos. Dichas lógicas de comportamientos son:

- Estrategia de Concentración: Diversos grupos económicos aprovecharon la oportunidad de las privatizaciones de las empresas públicas para incrementar su participación en sectores en los cuales ya se encontraban insertos.
- Estrategia de Integración: Aquellos conglomerados empresarios que mediante la concesión de empresas lograron en forma directa o indirecta una integración vertical u horizontal de sus actividades, ingresando a mercados claves para su producción (integración “aguas arriba” o “aguas abajo”)
- Estrategia de Conglomeración: Esta estrategia implicó la diversificación de las actividades de los grupos económicos hacia diferentes mercados escasamente (o nada) relacionados con su actividad principal.

En el caso del sistema energético, 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<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> En el apartado siguiente se definirá con mayor detenimiento, siguiendo a Basualdo y Azpiazu (2002) ambos conceptos; mientras que a lo largo del resto del presente capítulo se intentará mostrar que dicha concentración y centralización se ha profundizado en la actualidad en la argentina.

### 2.1.1.1 Período 1989-2000

Las reformas energéticas llevadas a cabo en Argentina a fines de los años ochenta y principios de los noventa, las cuales cambiaron la estructura del sistema, no formaron parte de un fenómeno aislado, sino que se inscriben en el marco de un conjunto de reformas implementadas en toda la economía nacional, y en el conjunto de los países latinoamericanos. El contexto en el cual se desarrollaron las reformas, se caracterizó por un clima de cambios y tensiones teóricas, políticas y económicas, a nivel mundial, regional y local.

Las constantes tensiones que se perpetuaron en la economía mundial desde mediados de los años setenta derivaron en un cuestionamiento del rol del Estado y del mercado como mecanismo regulador en la economía. Este cuestionamiento finalizó con un cambio de la definición del primero, así como una reducción de su rol en la economía, que implicó un cambio del modelo de Estado. En la mayoría de las economías del mundo se observa a partir de los años sesenta una ruptura del Estado de Bienestar y una transición hacia lo que se denomina Estado Neoliberal. De acuerdo a García Delgado (2007), si bien la crisis económica que enfrenta el mundo a mediados de la década de los setenta, y que termina con este modelo de Estado tuvo su origen en una crisis energética ocasionada por una contracción de la oferta por parte de los principales productores del mundo que derivó en aumentos crecientes en los precios del petróleo con su consecuente impacto sobre la inflación mundial, tratándose de una crisis de oferta en lugar de una crisis de demanda, tuvo una respuesta conservadora en la mayoría de los países del mundo. La reacción mayoritaria fue encontrar la respuesta a los orígenes de la crisis en una expansión *excesiva* de la participación del Estado en la economía. Así, si la crisis mundial se debía al agotamiento del modelo de Estado predominante, la respuesta era su reforma. Las reformas se orientaron entonces a un achicamiento del rol del Estado en la economía, mediante reformas que limitaran su accionar, y lo orientaran a cumplir la función de regulador.

Por su parte, 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%. El *cuadro 2.1* muestra la evolución del endeudamiento de América Latina y de Argentina en millones de dólares y en porcentaje del PBI en el período 1980-2008.

**Cuadro 2.1:** Evolución de la deuda externa total. Período 1980-2007

País	En porcentaje del PBI		En millones de dólares	
	Argentina	América Latina	Argentina*	América Latina**
1980	13.1	26.2	27 162.0	219 673.7
1981	20.9	30.3	35 671.0	273 927.2
1982	51.7	42.4	43 634.0	317 435.3
1983	43.3	51.9	45 069.0	337 947.0
1984	39.5	52.2	46 191.0	358 494.6
1985	56.0	55.3	49 326.0	376 711.0
1986	48.6	56.9	51 422.0	392 969.3
1987	53.6	57.3	58 324.0	421 047.3
1988	46.1	49.1	58 473.0	410 275.5
1989	82.6	44.7	63 314.0	413 066.6
1990	48.0	38.0	62 233.0	449 885.7
1991	35.2	37.1	61 337.0	461 059.6
1992	30.0	35.9	62 973.0	481 245.0
1993	30.6	35.1	72 425.0	520 268.7
1994	34.0	32.9	87 524.0	557 611.1
1995	39.3	34.4	101 462.0	616 726.3
1996	42.0	33.0	114 423.0	640 936.9
1997	44.4	31.7	129 964.0	672 392.4
1998	49.4	34.7	147 634.3	735 199.1
1999	53.8	40.1	152 562.9	757 560.4
2000	54.5	35.2	155 014.5	734 006.8
2001	61.9	36.5	166 272.0	739 187.0
2002	153.6	40.0	156 748.1	727 380.2
2003	127.1	40.1	164 645.3	755 717.9
2004	111.8	35.1	171 205.3	750 928.1
2005	62.1	25.4	113 798.9	660 376.7
2006	50.8	21.3	108 762.4	649 206.1
2007	46.9	20.4	123 196.6	716 835.7

\*Incluye la deuda externa del sector público y privado. También incluye la deuda con el Fondo Monetario Internacional.

\*\*Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de).

**Fuente:** Elaboración propia en base a CEPAL (2008). Anuario estadístico de ALyC

En medio de una gran crisis económica, surgen las reformas de “primera generación”, promovidas por lo que se dio a llamar “el consenso de Washington”. Las mismas incluyeron, ajuste fiscal, re direccionamiento del gasto público hacia salud y educación, liberalización financiera, reformas tributarias, apertura de la economía, desregulación y privatización, reformas comerciales y cambiarias. Este grupo de reformas, fueron implementadas en diferente medida en los países latinoamericanos, y los resultados obtenidos difieren de acuerdo a los casos. En el ámbito de los sectores energéticos, estas reformas promovidas desde 1989

implicaron un contexto de grandes cambios para la estructura en la cual se desempeñaban hasta ese entonces la mayoría de los sectores energéticos de la región latinoamericana<sup>23</sup>.

En este contexto mundial y regional, se llevaron a cabo grandes reformas en la economía argentina en las que se inscribieron las principales reformas en la historia del sector energético nacional. Se trató de reformas estructurales, que cambiaron notablemente el curso de la economía nacional así como la relación entre el Estado y la sociedad produciendo fuertes impactos sobre la estructura socio-económica. Aún cuando estas reformas estructurales con usualmente identificadas con este período histórico en particular, diversos autores, insisten en remarcar que las reformas implementadas fueron el fin de una trayectoria iniciada a mediados de los años setenta.

En lo que se refiere específicamente al contexto nacional que posibilitó la puesta en marcha de dichas reformas, el escenario se caracteriza como una situación de conflicto económico y social. A finales de la década de los ochenta, el endeudamiento externo nacional había llegado a niveles muy elevados, Brenta y Rapoport (2003) destacan el rol del endeudamiento externo en Argentina en el período anterior a las reformas en el desempeño posterior de la economía nacional. Los autores destacan que en 1989 la Deuda Externa Nacional superaba los 60.000 millones de dólares<sup>24</sup> y que hacia fines de los años ochenta la economía nacional enfrentaba una situación marcada por una inflación que en el año 1988 era del 342%. Estos dos aspectos, la situación inflacionaria y el alto nivel de endeudamiento son aspectos claves en la venta de los activos del Estado. En este contexto, y ante la búsqueda de establecer un mecanismo de estabilización de precios que ponga fin al esquema inflacionarios en que se venía desempeñando la economía nacional, en marzo de 1991 fue sancionada la Ley de Convertibilidad del Austral, Ley N° 23.928, según el cual se establecía un tipo de cambio fijo entre la moneda estadounidense y el peso (austral) argentino<sup>25</sup>. En términos generales, el establecimiento de esta política monetaria implicó un cambio estructural de vital importancia para el desempeño económico nacional, con fuertes implicancias no solo sobre la economía sino

---

<sup>23</sup> Para una descripción de la situación de la mayoría de las cadenas energéticas al momento de la cadena se recomienda ver OLADE/CEPAL/GTZ (2003) cap. II y III, y Campodónico (2004).

<sup>24</sup> Los autores muestran que los cuatro años que siguen a 1989 el endeudamiento disminuye, iniciando una senda ascendente alcanzando en 2002 un nivel mas de 200 veces superior a su estado en 1989.

<sup>25</sup> En realidad el art. 1 de la Ley 23.928, establecía "...una relación de DIEZ MIL AUSTRALES (10.000) por cada DÓLAR, para la venta, en las condiciones establecidas por la presente ley..." Sin embargo, a partir del 1° de enero de 1992, por intermedio del Dto2128/1991, del 17 de Octubre de 1991, se estableció el cambio de la denominación y el valor de la moneda de curso legal austral, por el peso. El Art. 1 del mencionado decreto establecía que "A partir del 1° de enero de 1992 tendrán curso legal los billetes y monedas que emitirá el Banco Central de la República Argentina, que circularán con la denominación de pesos y con el símbolo \$, denominándose centavo a la centésima parte del peso"; el art. 2 establecía que: "Establécese la paridad de un peso (\$1) equivalente a diez mil australes (A 10.000)"; y finalmente el tercer artículo del decreto establecía "El peso será convertible con el dólar de los Estados Unidos de América, a una relación de un peso (\$1) por cada dólar, para la venta en las condiciones establecidas por la ley 23.928".

también sobre la dimensión social. Para las empresas que operan en el sector energético, al igual que para la mayoría de los sectores y las grandes empresas que formaron parte del proceso desregulador y privatizador, el establecimiento de la convertibilidad implicó una importante oportunidad para el desarrollo de sus estrategias.

Aún cuando no existen divergencias en cuanto al diagnóstico de la situación en la cual se encontraba el país al momento de las reformas, la determinación de los factores que dieron origen a esta situación de conflicto por la que atravesaba el país parece no ser tan claro. Tal como se mencionó anteriormente, un importante argumento remarca que el verdadero origen de la situación por la que atravesaba el país se encontraba en la reestructuración económica y el modelo de acumulación nacional seguido a partir del último gobierno militar (1976-1983), el cual dio lugar a la concentración del capital y transferencias de excedentes hacia los principales grupos económicos que operaban en Argentina (Thwaites Rey, 1999; Basualdo y Azpiazu, 2002; Schorr, 2002)<sup>26</sup>. Este argumento contradice, al menos en el plano nacional, a los argumentos que impulsaron las mencionadas reformas de primera generación. De acuerdo al primer argumento, parece no haber sido una exacerbación del rol del Estado en la economía, quien a raíz de aumentos en la participación había dado lugar a un creciente endeudamiento y a una inflación relacionada con una explicación netamente monetarista originada en la existencia de un estado keynesiano que incrementaba constantemente la demanda, sino que el origen del contexto hiperinflacionario en el cual se efectuaron todas las privatizaciones en el país, estuvo en la puja distributiva por la apropiación del excedente entre conglomerados nacionales y extranjeros y los acreedores externos.

En este marco de conflicto económico surgido a partir de la redefinición del modelo de acumulación predominante, se observa que, tal como lo plantean Basualdo y Azpiazu (2002) existieron antecedentes de inicios de privatización de ciertas empresas o sectores en el país durante el período de la dictadura militar y el gobierno del Dr. Alfonsín. En el ámbito energético, este tipo de tendencias, marcadas por marchas y contramarchas, se observa en el constante conflicto relacionado a la participación de empresas privadas en la exploración y explotación de áreas pertenecientes a YPF, aspecto que se desarrollará en el próximo capítulo. No obstante, este cambio estructural en la economía nacional fue explícito desde finales de la década de los ochenta y fue la sanción de dos leyes, las Ley de Reforma del Estado (Ley N° 23.696) y la Ley de Emergencia Económica (Ley N° 23.697), las que sentaron definitivamente las bases de las privatizaciones de las principales empresas del Estado.

---

<sup>26</sup> Entre algunos de los lineamientos económicos más importantes de este nuevo régimen de acumulación se encuentran la apertura y desregulación de la economía, la liberalización de los mercados financieros, la privatización, desindustrialización, caída de los salarios y desempleo, la precarización del mercado laboral, distribución regresiva del ingreso (Azpiazu, 2001; Basualdo y Azpiazu, 2002; Schorr, 2002)

Si bien los argumentos a favor de las privatizaciones fueron diversos, muchos de ellos enfatizaron la búsqueda de la eficiencia de las empresas, el aumento de la competitividad y el beneficio de los consumidores. En el sector energético, específicamente, los objetivos manifiestos de las reformas estaban orientados precisamente a la creación de la competencia en todos aquellos segmentos del sistema en que fuera posible y por este motivo la reforma fue llevada a cabo mediante la desintegración vertical y horizontal de la cadena.

Desde este punto de vista, si la evaluación de los resultados de las privatizaciones debiera hacerse en función al cumplimiento de los objetivos de la misma, el análisis del éxito de las reformas en el sector energético implica el estudio de la medida en la cual los mecanismos institucionales fueron capaces de introducir altos grados de competencia en las cadenas. Tal como se verá más adelante, desde este tipo de análisis de la efectividad de las reformas, los resultados son negativos, ya que los distintos agentes que operan en las industrias energéticas han logrado la reintegración de las cadenas y altos niveles de concentración de las mismas.

El análisis de la efectividad de las reformas, así como la posibilidad de traspaso de las mejoras en eficiencia a los consumidores finales, que en última instancia es el principal argumento en la búsqueda de la competencia, requiere del análisis de la forma en la cual estas reformas fueron implementadas. En este sentido, Basualdo y Azpiazu (2002) marcan una característica distintiva para el proceso de privatización en cuanto a los consorcios adjudicatarios de las empresas. Los autores subrayan la existencia de una “triple alianza” formada por grupos económicos locales que aportaron la capacidad gerencial, el conocimiento de la infraestructura local y principalmente capacidad de *lobby*, bancos locales y extranjeros que aportaron el financiamiento principalmente a partir de títulos de la deuda pública capitalizados, y empresas transnacionales aportando capacidad tecnológica y de gestión<sup>27</sup>. Esta lógica de asociación entre agentes económicos parece permanecer y perpetuarse en la historia reciente, particularmente en lo que respecta al sector energético, aspecto que colaboró con la conformación de la actual estructura del sistema.

Por otra parte, los autores marcan que las principales estrategias de los actores privados que formaron parte de la privatización estuvieron orientadas a la concentración, integración y conglomeración, tal como se menciono anteriormente. Mientras que la primera estrategia da como resultado lo que los autores denominan la “concentración económica”, es decir, el aumento en el peso relativo de las mayores firmas de un sector de la actividad en el conjunto de la producción del mismo. Las dos últimas estrategias pueden asociarse a la “centralización de capital”, proceso por medio del cual un núcleo determinado de empresas o conglomerados en la

---

<sup>27</sup> Thwaites Rey (1999) coincide con Basualdo y Azpiazu (2002) resaltando que la mayor parte de las privatizaciones fueron adjudicadas a un pequeño grupo de empresarios locales (Perez Companc, Techint, Soldati, Astra, Roggio, etc.), asociados a importantes empresas extranjeras en carácter de operadores con experiencia y bancos acreedores internacionales que financiaron la operación y proveyeron títulos de deuda pública.

economía aumenta su control sobre los medios de producción que dispone la economía a partir de la expansión de su presencia en múltiples mercados sobre la base de una reasignación del stock de capital existente, por medio de adquisiciones, fusiones, etc. Un tercer concepto mencionado por los autores, de mucha relevancia para comprender el comportamiento de las grandes empresas energéticas, es la “valorización financiera”, que se refiere a la colocación del excedente de las grandes firmas en distintos activos financieros en mercados internos y externos para capitalizar las diferencias entre las tasas de interés locales e internacionales.

A este grupo de estrategias de los agentes privados, marcadas por Basualdo y Azpiazu (2002), es necesario sumarle la racionalidad y estrategia seguida por la clase dirigente en el proceso. En este sentido, se observa a lo largo de la historia argentina, y particularmente en lo que respecta a la historia energética nacional, que existe una debilidad institucional persistente que suele manifestarse en la búsqueda de apoyo político por parte de los principales grupos económicos. De acuerdo al análisis presentado por Azpiazu (2001) y Gerchunoff (1992), entre otros, es posible reconocer que la estrategia seguida por la administración pública en el período de privatizaciones fue la búsqueda de apoyo “político institucional y corporativo” que permitiera gobernar en un período de inestabilidad socioeconómica.

La debilidad institucional, y la búsqueda de un consenso político por parte de los gobernantes, operaron de forma de permitir el accionar de las estrategias privadas mencionadas, las cuales propiciaron la concentración y centralización del capital. La situación parece ser aún más agravante si se reconoce que gran cantidad de estos pocos conglomerados pudieron controlar recursos estratégicos para el desarrollo nacional. En el caso del sector energético, esta concentración y centralización ocurrió durante el período post privatizaciones y se consolidó recientemente, de forma tal que un conjunto de pocos actores económicos tienen el control de un recurso básico y estratégico como lo es la energía<sup>28</sup>. De esta forma, los conglomerados que lograron obtener la propiedad o posibilidad de explotación de los recursos energéticos, y de alguna de las actividades de los eslabones de las cadenas energéticas, lograron en muchos casos apropiarse de la renta económica derivada de su explotación<sup>29</sup>, ejerciendo al mismo tiempo un cierto control sobre la competitividad del resto de la economía<sup>30</sup>.

Así, al observar las estrategias seguidas por los gobernantes durante los últimos quince años en el país, se observa que la racionalidad suele estar orientada a la búsqueda de apoyo que permita gobernar. De acuerdo a Azpiazu (2001) y Basualdo y Azpiazu (2002) dicho apoyo social no proviene solamente de las masas, sino que dicho apoyo proviene de los grandes grupos

---

<sup>28</sup> Este aspecto se retoma y enfatiza más adelante en este capítulo.

<sup>29</sup> El análisis de la evolución y apropiación de la renta energética se retomará en el capítulo IV.

<sup>30</sup> El rol de los recursos energéticos dentro del proceso productivo, al igual que dentro del proceso social, se retoma en la última sección.

económicos nacionales e internacionales. Los autores enfatizan que este aspecto se observa en la forma en la cual se llevaron adelante la mayoría de las privatizaciones en el país. En el caso particular del sector energético, este tipo de estrategia se observa también recientemente, dando lugar a los agentes privados de llevar adelante sus estrategias de concentración y conglomeración sin un estricto control estatal.

En lo referente a los instrumentos de control y regulación en el sector energético durante y luego del proceso de las reformas y privatizaciones, parece haber existido grandes fallas. Aún cuando los requerimientos teóricos de los cambios de modalidad de coordinación eran claros en cuanto al control de la desintegración vertical y los mismos estaban explícitamente marcados en la regulación, tal como se verá en el análisis de cada cadena energética, en el largo plazo dichos requerimientos no fueron cumplidos, dando lugar al desarrollo de las estrategias anteriormente mencionadas por los agentes y con el resultado final de la centralización y concentración del capital del sector energético. Sin embargo, esta situación no parece haber sido exclusiva al sector energético, Azpiazu (2001) destaca que si bien a los fines de promover la competencia es fundamental regular el comportamiento de los agentes que operan en el mercado con el fin de que sus prácticas se alejen lo más posible de las prácticas monopólicas, el control de la propiedad no fue efectivamente realizado por las autoridades regulatorias nacionales en el período de las privatizaciones y fue de alguna forma relajado posteriormente.

Este aspecto relacionado con la racionalidad de los agentes encargados de llevar a cabo el control será determinante en el funcionamiento posterior del sector energético, ya que tal como se mencionó en el apartado referido a las distintas modalidades de coordinación, en las modalidades que dan mayor participación de agentes privados, tal como la modalidad de MA, el rol del marco regulatorio y de las autoridades de control es fundamental a efectos de lograr que los beneficios de la competencia sean efectivamente apropiados por los consumidores finales.

Finalmente, es interesante señalar un último aspecto relacionado con la rentabilidad que las empresas privatizadas han tenido en el período comprendido entre la privatización de las empresas y finales del año 2001. En este sentido, Schorr (2001) destaca la mayor tasa media de retorno que el promedio de las empresas privatizadas han tenido en dicho período respecto al resto de las empresas de la economía argentina. Específicamente, mientras que el margen de rentabilidad promedio sobre las ventas del conjunto de la economía nacional fue de 2,6%, para las empresas privatizadas, dicho margen fue del 9,3%. El punto principal del análisis es, entonces, comprender por qué motivos existen estas asimetrías entre las tasas de ganancias de las empresas de la economía argentina, y cuáles son los factores, asociados a las privatizaciones, que propician una mayor ganancia relativa de las empresas asociadas al mencionado proceso. En este sentido Schorr (2001) marca que, dado que todo el grupo de empresas que forman parte



de su análisis son empresas con características muy similares (empresas que se desempeñan en mercados oligopólicos, siendo generalmente empresas líderes) sus diferentes desempeños no pueden ser asociados a aspectos microeconómicos (diferentes estrategias o conductas de las empresas) sino que se atribuyen más especial al diferente entorno macroeconómico en el cual se desempeñan. En este marco de análisis, la estructura tarifaria de muchas de las empresas privatizadas, sujetas a control parece haber colaborado notablemente a la elevada rentabilidad de las empresas, particularmente en lo que respecta al sector energético.

La estructura tarifaria de un determinado servicio público depende, y se relaciona en forma directa con el agente a cargo de la explotación de dicho servicio y su racionalidad económica. En este sentido, el cambio en la modalidad de coordinación en determinado eslabón de una cadena energética sujeta a regulación trae implícito un cambio en la racionalidad que guía las decisiones y con ello un cambio en las tarifas. Es posible que la racionalidad que guie la fijación tarifaria cuando es el Estado quien se encuentra cargo de proveer un determinado servicio público, al menos en las fases iniciales del desarrollo de la nación o en la penetración de determinada fuente energética, se encuentre orientada a lograr la penetración y mayor cobertura del requerimiento energético. Dentro de esta lógica, es esperable un esquema tarifario con tarifas bajas, pues el objetivo de la prestación del servicio es lograr la mayor cobertura del mismo, y no necesariamente la búsqueda de rentabilidad. Este tipo de lógica cambiará necesariamente con el cambio en la modalidad de coordinación y fundamentalmente a medida que se observa más penetración de agentes privados en la misma. Thwaites Rey (1999) menciona que en el caso de Argentina se observan bajos niveles tarifarios en el período anterior a las reformas, siguiendo la lógica mencionada, y que ante el futuro cambio en la racionalidad de los agentes esperable con el proceso de reforma, se observó un aumento en las tarifas de los servicios públicos. Lo acontecido en el sector energético parece haber sido un claro ejemplo de la situación del resto de los servicios públicos ya que, por ejemplo, en el caso del GN entre 1991 y 1993, momento en que se privatiza Gas del Estado las tarifas promedio aumentaron un 29% (Azpiazu, 1998). Si bien el análisis específico de la estructura tarifaria de cada uno de los servicios públicos energéticos queda fuera del alcance de este estudio, es importante mencionar que la evolución de las tarifas de la distribución eléctrica y gas natural son uno de los aspectos más discutidos en torno a las privatizaciones. Entre los principales cuestionamientos se encuentran los niveles iniciales de las tarifas con las cuales las empresas fueron transferidas a los actores privados<sup>31</sup>, las prorrogas en los plazos de reajuste tarifario, la indexación de las

---

<sup>31</sup> El impacto que la fijación de altos niveles de la tarifa puede tener sobre el desempeño de la forma de tarificación price cap es muy importante, ya que puede eliminar el efecto positivo que las posteriores revisiones tarifarias pueda tener sobre la situación original de beneficios elevados de las empresas. Para un mejor desarrollo de esta situación en Argentina se recomienda ver Azpiazu (2001) pp: 11-15.

tarifas en función del índice de precios de Estados Unidos<sup>32</sup> y el efecto de la sobrevaluación cambiaria sobre la rentabilidad de las empresas (Azpiazu, 2001; Pistonesi, 2001).

### 2.1.1.2 Período 2001-2009

Si bien la anterior contextualización del período de las reformas energéticas es *condición necesaria* para comprender la actual conformación de las cadenas energéticas y del sistema energético nacional, no es *condición suficiente*.

De la misma forma que el período anterior a la hiperinflación sentó las bases para la privatización de las empresas y la forma en que esta privatización fue llevada a cabo fue fundamental para iniciar una mayor concentración y centralización del capital en el sector energético, el período anterior a la devaluación cambiaria y el período postdevaluación han sido primordiales para la consolidación de dicho proceso por parte de muchos de los principales grupos nacionales y extranjeros.

La recesión por la que transitó Argentina a finales de la década de los noventa y principios del nuevo milenio culminó en una de las más importantes crisis económicas que atravesó el país. Si bien el punto culmine de la crisis se desató en diciembre de 2001, de igual forma que la crisis hiperinflacionaria de fines de los ochenta tenía sus orígenes en el modelo de acumulación iniciado a mediados de los setenta, la crisis de 2001 se originó en el agotamiento del modelo implementado a inicios de los noventa. En efecto, una de las principales consecuencias de la crisis fue la ruptura del régimen cambiario establecido por la ley de convertibilidad.

El 6 de Enero de 2002, bajo la presidencia del Dr. Eduardo Duhalde<sup>33</sup>, se sanciona la “Ley de emergencia pública y reforma del régimen cambiario”, Ley N° 25.561, la cual declara la emergencia pública en materia social, económica administrativa, financiera y cambiaria. Esta ley deroga y modifica la mayoría de los artículos de la anteriormente mencionada Ley N°

---

<sup>32</sup> Azpiazu (2001) menciona el hecho que gracias a la denominación de las tarifas de los servicios públicos privatizados en moneda extranjera, estos quedaron fuera del alcance la Ley de Convertibilidad (gracias a una interpretación específica de la ley por parte de las autoridades) la cual prohibía la indexación de los precios. Tal como lo menciona el autor, la denominación de las tarifas de los servicios públicos en dólares fue condición necesaria y suficiente para que los mismos puedan ser posteriormente indexados en función de algún índice de precio estadounidense.

<sup>33</sup> El contexto de crisis político institucional, social y económica en el cual se inicia este reciente período estuvo caracterizado por una constante fuga de capitales, y el posterior establecimiento, como política monetaria, del establecimiento de límites a la extracción de los depósitos bancarios, derivó en la renuncia el 20 de diciembre de 2001 del electo presidente Fernando de la Rúa, a solo 2 años de iniciado su mandato. Ante esta renuncia asume la presidencia del país el entonces presidente de la Cámara de Senadores de la Nación, Federico Ramón Puerta quien se mantiene en la presidencia solamente tres días puesto que el 23 de diciembre del mismo año, la Asamblea Constituyente elige como Presidente provisional a Adolfo Rodríguez Saa quien, ante la continuidad de los sucesos sociales promovidos por la crisis económica, renuncia el 30 de diciembre de 2001, quedando en el mandato, provisionalmente Eduardo Oscar Camaño, entonces presidente de la Cámara de Diputados. Finalmente el 1 de enero de 2002, luego de ser elegido por la Asamblea Legislativa como presidente provisional, asume Eduardo Duhalde quien se mantiene en la presidencia nacional hasta el llamado a elecciones en abril de 2003.

23.928, de forma que el país abandona el régimen cambiario de tipo de cambio fijo. En lo que respecta al impacto sobre el sector energético de cambio estructural, el mismo se observa a partir de un conjunto de artículos de la ley. En primer lugar, la ley pone nuevamente de manifiesto la prohibición de la indexación de todo tipo de deudas, impuestos, precios, o tarifas de bienes o servicios. En segundo lugar, el artículo octavo de la misma establece que *“en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DÓLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1)”*, lo que se dio en llamar la “pesificación” de las tarifas de los servicios públicos. En tercer lugar, los art. 9 y 10 establecen el marco para la renegociación de los contratos de las empresas privatizadas poniendo en un escalón de prioridad las consideraciones relacionadas con el impacto social y económico de la misma e impidiendo a las empresas la suspensión de sus obligaciones, *“Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.”* *“Las disposiciones previstas en los artículos 8° y 9° de la presente ley, en ningún caso autorizarán a las empresas contratistas o prestadoras de servicios públicos, a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones”*. La repercusión de estos artículos sobre el desempeño del sector energético se propagará hasta la actualidad, siendo el nivel y la tendencia seguida por las tarifas desde entonces una de las principales controversias entre los distintos analistas del sector energético nacional.

Así, este cambio en la política monetaria nacional y la declaración de la emergencia pública tendrán repercusiones no solo económicas sino políticas cuyo impacto sobre la economía en general, y sobre el sector energético en particular, han sido muy importantes. El abandono del régimen cambiario implicó un cambio estructural en las reglas de juego, y por lo tanto trajo aparejado un conjunto de ventajas y desventajas para los distintos agentes económicos.

Una de las grandes repercusiones del cambio en el régimen cambiario nacional sobre el desempeño del sector energético se refiere a la cuestionada rentabilidad de las empresas de

servicios públicos y al reajuste tarifario de las mismas. En realidad, el análisis de la estructura y actual evolución de las tarifas energéticas, y de todos los servicios públicos privatizados en general, y su relación con la rentabilidad de las empresas y las inversiones, no puede realizarse en forma aislada, sin mencionar la situación que las mismas atravesaron en el período anterior a la devaluación la cual se mencionó brevemente en la contextualización anterior.

En lo que respecta a la racionalidad de los agentes y sus lógicas de operación, en un análisis a priori ante este nuevo marco podría decirse que los agentes que operan en el sector energético reajustaron sus estrategias de comportamiento. Sin embargo, un análisis más profundo de la situación, pone de manifiesto que los agentes mantuvieron con coherencia las mismas estrategias con que se venían desarrollando en el contexto anterior (integración, conglomeración y concentración) aunque no menos cierto es el hecho de que este nuevo marco dio la posibilidad de ingresar al negocio energético a agentes que no se encontraban dentro del mismo. Así, tal como se mencionó anteriormente, el contexto postdevaluación se constituye en cierta forma en la condición suficiente para darle al sector energético la estructura de concentración y centralización del capital que presenta en la actualidad y que se puede observar en los cuadros que se presentan más adelante. Esta estructura actual del sistema energético nacional surge de la racionalidad propia de los agentes que operan en las cadenas energéticas, y cuyas estrategias pueden ser encuadradas dentro de las estrategias mencionadas anteriormente. Azpiazu y Bonofiglio (2006) destacan que existieron dos senderos en el cambio de propiedad observado en la mayoría de las empresas de servicios públicos con posterioridad a la ruptura del régimen cambiario: la posibilidad de un movimiento asociado a la reestatización de dichos servicios, o la transferencia entre distintos actores privados.

## **2.2 PRINCIPALES CADENAS ENERGETICAS**

Sobre la base de la contextualización presentada en el apartado anterior, se avanza en la caracterización de la estructura actual del sistema energético nacional. El objetivo principal será mostrar la actual situación del sistema, producto del accionar de las estrategias implementadas por cada uno de los actores que actúan en cada cadena, dentro del contexto nacional mencionado anteriormente.

El fin es, entonces, mostrar la complejidad del sistema para poder demostrar en última instancia porque el establecimiento de una modalidad de mercado en cada uno de los eslabones de las cadenas, sin un correcto acompañamiento de la planificación estatal de largo plazo, no logra encauzar al sistema hacia un desarrollo sustentable. Dado que, como se mencionó anteriormente, las tres principales cadenas del sector energético nacional son la cadena eléctrica, la cadena del gas natural y la cadena petrolera, el análisis que sigue se basa en el estudio de la situación actual de cada una de ellas enfatizando, además la interacción entre las mismas.

A los fines de mejorar el análisis presentado a continuación, dos puntos deben ser enfatizados. En primer lugar, un aspecto que merece especial mención a lo largo de este capítulo como de los tres capítulos siguientes se refiere a la confiabilidad de la información utilizada. En esta investigación se ha utilizado principalmente información de fuentes oficiales e información provista por las empresas. Sin embargo es de público conocimiento que en los últimos años la confiabilidad de la información energética en Argentina ha disminuido notablemente, a raíz de a intervención estatal de los principales organismos de información y control, y por ello la interpretación de los resultados aquí obtenidos, en particular aquellos que se basan en información de los balances energéticos y de la evolución del parque eléctrico, pueden estar sujetos a ciertos errores. En segundo lugar, en los análisis siguientes se presentan cuadros con el objetivo de mostrar a actual conformación de la cadena energética nacional mediante la participación de los agentes energéticos al año 2009. En este sentido es preciso aclarar que el dinamismo que los cambios en la propiedad del paquete accionario de las empresas puede hacer que dicho análisis quede obsoleto o retrasado. Sin embargo, el motivo por el cual el mismo se incluye en esta tesis es para mostrar como las características propias de las instituciones nacionales han propiciado la violación de los principios de la reforma, y como la participación de un mismo agente en varios eslabones y cadenas podría disminuir la estabilidad del sistema.

### **2.2.1 La cadena eléctrica<sup>34</sup>**

Con anterioridad a la reforma el sector eléctrico en Argentina, presentaba una gran participación del Estado. La racionalidad estatal preponderaba en la toma de decisiones de asignación de los recursos, inversiones y fijación de tarifas, a lo largo de toda la cadena. Si bien es importante reconocer que las decisiones de asignación estaban en algunos casos intervenidas por otro tipo de objetivos que excedían la política netamente energética, no menos cierto es que esta racionalidad tenía algún dejo de planificación energética. El sistema presentaba una modalidad de coordinación de control central con propiedad estatal exclusiva. Tal como lo menciona Pistonesi (2001) a excepción de algunas empresas cooperativas en la distribución, prácticamente la totalidad de las empresas eran empresas públicas nacionales, binacionales o provinciales. Las empresas de jurisdicción federal concentraban la generación, el transporte de alta tensión y la distribución en la mayor parte de la provincia de Buenos Aires. El resto de las provincias poseían empresas de su jurisdicción a cargo de la distribución.

---

<sup>34</sup> Es importante señalar que en el análisis de esta cadena energética, en particular en el eslabón de generación, el analista se enfrenta con un grave problema en cuanto a la confiabilidad de la información utilizada, particularmente en la historia reciente. Esto se debe a la intervención del Estado en CAMMESA en los últimos años, aspecto que se evidencia no solo en los crecientes subsidios a los precios de las fuentes energéticas, sino también en la desaparición de información relevante para el análisis.

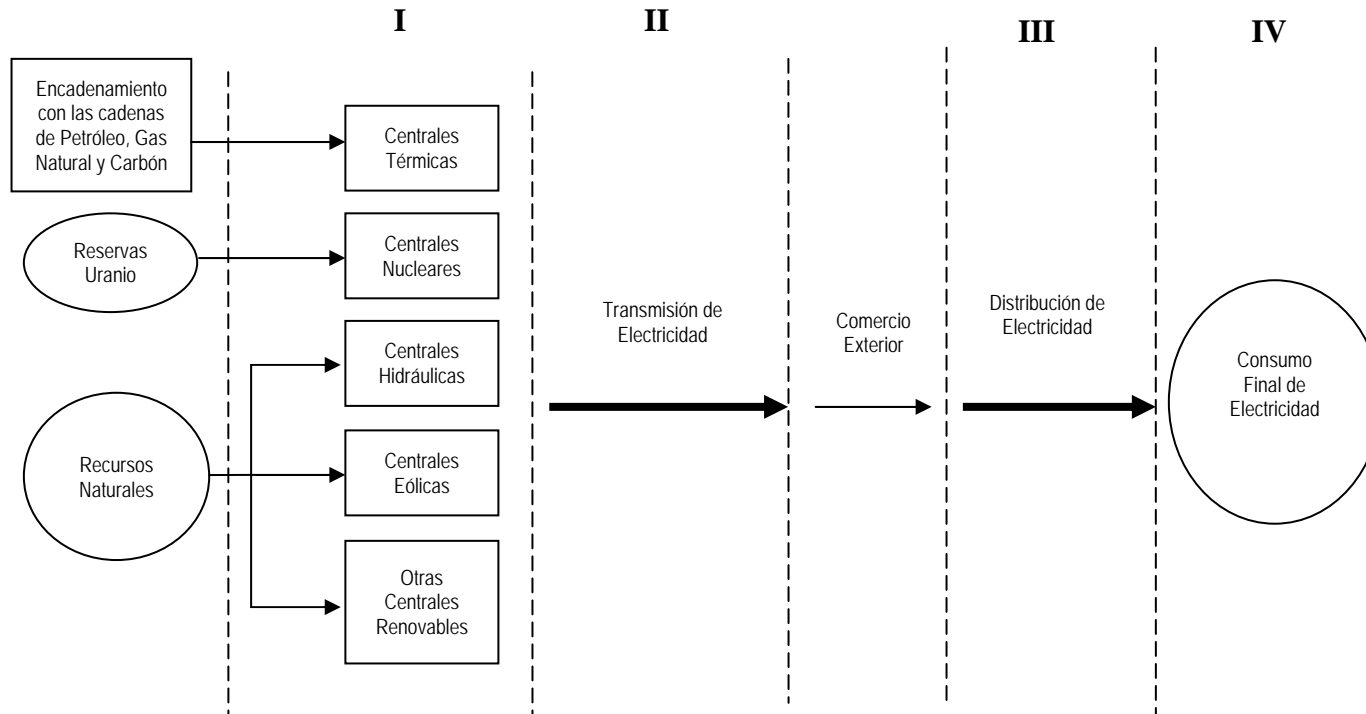
En cuanto al proceso de reforma, diversos autores destacan no solo la velocidad de implementación, sino también la intensidad del mismo (Pistonesi, 2001; Kosulj, 2002; OLADE/CEPAL/GTZ, 2003). El proceso se completó en el bienio, 1992-1993, aspecto que hace surgir el interrogante respecto a en qué medida la evolución del marco regulatorio y de los organismos de control pudo haber sido suficientemente dinámica como para adaptarse al cambio. De acuerdo a los requerimientos teóricos de la reforma, la misma se llevó a cabo a través de una desintegración vertical y partición horizontal de las actividades de generación y distribución, a la vez que se estableció la libre entrada de terceros a las redes de distribución y transporte.

El marco regulatorio de la reforma fue establecido por la Ley 24.065, sancionada el 19 de diciembre de 1992. El *art. 1* de dicha ley caracteriza como *servicio público al transporte y distribución de electricidad*, mientras que “*la actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo*”. El *art. 4* define como actores reconocidos del mercado eléctrico a los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. En el *art. 93* se declara sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A, Agua y Energía Eléctrica S.E. e Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. En cuanto a las limitaciones impuestas a la actividad de los agentes en cada eslabón de la cadena, el *art. 30* establece que “*los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía*”, es decir, un transportista no puede operar bajo ninguna forma simultáneamente como generador y gran usuario. Así mismo, el *art. 31* establece “*ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante*”. De esta forma, queda establecida la partición de la cadena energética y la imposibilidad de integración hacia delante y hacia atrás de los actores que operan en cada eslabón de la misma. Desde un punto de vista económico, el objetivo principal de estos dos artículos fue eliminar la posibilidad de integración que dé lugar a la concentración del mercado y a las prácticas anticompetitivas en perjuicio de los consumidores finales y de la evolución del abastecimiento energético. En la práctica, estos artículos no fueron cumplidos estrictamente, y las estrategias de los actores que operan en la cadena eléctrica, así como en otras cadenas energéticas, dio lugar a una reintegración del sistema similar a la que se encontraban antes de la reforma.

La *fig. 2.1*, así como la descripción de cada eslabón que se presenta más adelante, muestran la configuración de la cadena de la electricidad en Argentina en el año 2009. En dicha figura se puede apreciar la mencionada separación vertical (teórica) entre los eslabones de generación, transporte y distribución. Como se ha adelantado, dicha separación se encuentra estipulada en los requerimientos legales de la reforma, a los efectos de obtener resultados socialmente óptimos. Esto se debe a que, en los casos de las fuentes energéticas transportadas por redes, se requiere de la separación e incompatibilidad de funciones entre algunos de los eslabones de la cadena, así como la libre entrada al mercado de generación, y el libre acceso a las mencionadas redes, a los fines de aprovechar los efectos de la competencia. Esto último implica que ciertas actividades no pueden ser realizadas en forma simultánea por un mismo actor: generador y transportista; transportista y distribuidor; transportista y comercializador; generador y distribuidor (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003).

En el caso de Argentina, el requerimiento de la separación e imposibilidad de que un mismo agente participe en dos eslabones simultáneos de la cadena parece haber sido uno de los aspectos más débiles de la reforma. Tal como lo muestra el análisis de los eslabones de la *fig. 2.1*, diferentes agentes han avanzado en la estrategia de la integración vertical de la cadena eléctrica. Dicha estrategia pone en evidencia la mencionada debilidad regulatoria, o falta de adecuación de los mecanismos de control y regulación.

Fig. 2.1: Cadena Energética de la Electricidad



Fuente: Elaboración propia.



### 2.2.1.1 Eslabón de Generación

Este eslabón se encuentra conformado por todas las centrales de generación eléctrica, sus agentes propietarios, y los agentes estatales o extra estatales a cargo de la coordinación y regulación del mismo. Entre estos últimos se encuentran, la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), el Ente Nacional Regulador de la Energía (ENRE)<sup>35</sup> y la Subsecretaría de Energía Eléctrica, entre otros. Tal como se mencionó previamente, este eslabón presenta o presentó en el período post reforma, características similares a un segmento de competencia perfecta. En este sentido, CAMMESA, ente encargado de administrar el despacho de cargas, mientras que los organismos estatales mencionados se encargan solamente del control de la operación. Algunos factores característicos de este eslabón, merecen ser especialmente mencionados.

En primer lugar, es importante destacar la conformación del parque de generación instalado, el cual se encuentra altamente concentrado en tecnologías térmicas, dependientes de hidrocarburos. En el año 2008, el 58% de la generación eléctrica fue en base a generación térmica, principalmente centrales de ciclo combinado, turbo vapor y turbinas a gas. En particular, la potencia instalada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2008 es 55% térmico, del cual más de la mitad de las centrales no se encuentran en condiciones de quemar un combustible alternativo al gas. Un 35% de las centrales térmicas son Tubo Vapor, la mayoría son duales (queman dos combustibles) y presentan una antigüedad de entre 35 y 45 años. Respecto a la capacidad instalada hidráulica, la misma representa casi el 40% del total, concentrándose el 70% solamente en cinco centrales. Dos de estas centrales hidráulicas son binacionales; Salto Grande, compartida con la República Oriental del Uruguay (1890 MW), y Yaciretá, compartida con la República de Paraguay (3100 MW)<sup>36</sup>. En cuanto a las dos centrales de generación nuclear actualmente en vigencia, Atucha I (357 MW), y Embalse (658 MW)<sup>37</sup>, representan el 4% de la potencia total. Menos del 1% de la capacidad de generación eléctrica corresponde tecnologías de generación con fuentes nuevas y renovables de energía, tales como generación eolo-eléctrica, geotérmica, solar, biomasa, etc. Así, las tecnologías térmicas convencionales ocupan el principal lugar en la generación eléctrica nacional, en donde el 90% de los combustibles quemados corresponde al gas natural siendo este recurso, tal cual lo

<sup>35</sup> Ente autárquico creado por medio del *art. 54* y sus subsiguientes, de la Ley 24065.

<sup>36</sup> En el caso de estas dos centrales, la energía producida se reparte en partes iguales entre los países propietarios y los excedentes, si existieran, se intercambian de acuerdo a lo pactado previamente.

<sup>37</sup> Atucha I es una central nuclear ubicada en la localidad de Lima, a 100km de la ciudad de Buenos Aires, puesta en marcha en 1974. Tiene una potencia eléctrica bruta de 357 MW. Embalse es la segunda central nuclear de Argentina, se encuentra ubicada en las orillas del Embalse Rio Tercero, a 100 km de la ciudad de Córdoba. Embalse tiene una potencia eléctrica bruta de 648 MW. Actualmente se encuentra en construcción la central Atucha II ubicada en la localidad de Lima, sobre el Rio Paraná a 115 Km de la Ciudad de Buenos Aires. Esta central tiene una potencia bruta de 745 MW. Las tres centrales pertenecen a Nucleoeléctrica Argentina S.A.

---

menciona el Informe de Riesgo del MEM para el periodo 2005-07, *la variable crítica para el funcionamiento del sistema eléctrico* (Guzowski y Recalde, 2008).

Sin dudas, esta conformación de la capacidad instalada es el resultado de las decisiones de asignación de los principales agentes operantes en el eslabón de generación. A partir de la reforma del sector, la totalidad de dichos agentes son privados y se desempeñan en un mercado con características asimilables a la competencia perfecta<sup>38</sup>. En este contexto, estas empresas son guiadas en sus decisiones de inversión, entre otras cosas, por las señales de precio. En este sentido, si se observa la tendencia de los precios de los derivados del petróleo, y principalmente del gas natural en el período post reforma, se evidencia una tendencia descendente de los mismos, congruentes con un incremento constante en la instalación de centrales de generación térmicas. La disminución en el precio del insumo incrementó la competitividad de la tecnología que lo utilizaba en relación al resto de las tecnologías. De esta forma, los agentes incrementaron la participación de la misma en el parque de generación.

Los cuadros 2.2 y 2.3 muestran la evolución de los precios de los hidrocarburos (petróleo y gas natural) en Argentina y en otras regiones del mundo en el período 1993-2008, y la evolución de la composición de la potencia bruta instalada en el país para el mismo período. Se observa que al tiempo que el precio del gas natural en el país se mantuvo relativamente estable y bajo en comparación con lo acontecido en otras regiones entre 1993 y 1999, con una importante caída en el año 2000, la capacidad térmica instalada en el país aumentó significativamente. En particular en el período 1992-2001 la potencia instalada en centrales de ciclo combinado explicó el 64% del incremento total en la potencia instalada en el país, explicando el resto del incremento las centrales hidráulicas, sin observarse variaciones en la capacidad nuclear. En cambio, en los años siguientes, 2001-2008, cuando se observa una tendencia creciente del precio del gas en boca de pozo en dólares, mostrando un crecimiento de la capacidad térmica de solo el 6% entre 2001 y 2007, con un repunte entre 2007 y 2008. En estos últimos años, a diferencia de lo observado en la primera mitad del período, particularmente luego de 2006, fue la inversión en generación hidráulica lo que explicó la mayor parte del incremento en la potencia instalada. En este sentido es interesante mencionar un aspecto que relaciona este segmento de la cadena eléctrica con la cadena gasífera. El período de precios bajos, acompañado por inversiones en generación térmica, se caracteriza por la inexistencia prácticamente total de gasoductos de exportación, que en su mayoría surgen a partir de 1997, que permitieran a los productores gasíferos aprovechar la oportunidad de obtener mayores precios mediante la exportación de su producción.

---

<sup>38</sup> Este es el eslabón de la cadena eléctrica en el cual las características, al momento de la reforma, eran más asimilables a un mercado competitivo. Este fue el principal argumento a favor de la desregulación de este segmento de la cadena eléctrica.

**Cuadro 2.2:** Evolución de los precios de hidrocarburos. Período 1993-2008

Año	Petróleo U\$S/bl			Gas Natural U\$S/Mbtu				
	Argentina Prom. <sup>a</sup>	Crudo Brent <sup>b</sup>	WTI Spot Av. <sup>c</sup>	Argentina Prom. <sup>ad</sup>	UE <sup>b</sup>	Reino Unido <sup>b</sup>	USA <sup>b</sup>	Canada <sup>b</sup>
1993	15.30	16.97	-	0.42	2.53	-	2.12	1.69
1994	14.30	15.82	17.19	0.47	2.24	-	1.92	1.45
1995	15.85	17.02	18.44	0.50	2.37	-	1.69	0.89
1996	19.82	20.67	22.11	0.52	2.43	1.87	2.76	1.12
1997	18.55	19.09	20.61	0.51	2.65	1.96	2.53	1.36
1998	12.16	12.72	14.45	0.51	2.26	1.86	2.08	1.42
1999	17.07	17.97	19.26	0.51	1.80	1.58	2.27	2.00
2000	28.19	28.50	30.3	0.32	3.25	2.71	4.23	3.75
2001	23.32	24.44	25.95	0.58	4.15	3.17	4.07	3.61
2002	66.46	25.02	26.11	0.81	3.46	2.37	3.33	2.57
2003	70.57	28.83	31.12	0.83	4.40	3.33	5.63	4.83
2004	28.47	38.27	41.44	1.11	4.56	4.46	5.85	5.03
2005	34.62	54.52	56.49	1.42	5.95	7.38	8.79	7.25
2006	40.07	65.14	66.02	1.85	8.69	7.87	6.76	5.83
2007	40.58	72.39	72.32	2.09	8.93	6.01	6.95	6.17
2008	75.68	97.26	127.38	3.30	12.61	10.79	8.85	7.99

<sup>a</sup> Secretaría de Energía de la Nación

<sup>b</sup> BP Statistical Report 2009

<sup>c</sup> Energy Information Agency U.S.

<sup>d</sup> Cálculos en función de los precios por cuencas ponderados por los volúmenes de producción

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía de la Nación, British Petroleum (2008); Energy Information Administration (EIA) – Department of Energy (DOE)

**Cuadro 2.3:** Evolución de la potencia bruta instalada (MW)\*. Período 1992-2008.

AÑO	TV	TG	DI	CC	TERM	HI	NU	TOT
1992	4857	1518	82	84	<b>6541</b>	5721	1005	<b>13267</b>
1993	4836	1597	84	84	<b>6601</b>	6384	1005	<b>13990</b>
1994	4836	2128	84	84	<b>7132</b>	7309	1005	<b>15446</b>
1995	4867	2683	4	144	<b>7698</b>	7629	1005	<b>16332</b>
1996	4783	2943	4	144	<b>7874</b>	8230	1005	<b>17109</b>
1997	4752	3143	4	550	<b>8449</b>	8748	1005	<b>18202</b>
1998	4548	3161	4	1513	<b>9226</b>	8668	1005	<b>18899</b>
1999	4515	2698	4	2365	<b>9582</b>	8925	1005	<b>19512</b>
2000	4515	2032	4	4238	<b>10789</b>	8925	1005	<b>20719</b>
2001	4515	2039	4	5856	<b>12414</b>	8925	1005	<b>22344</b>
2002	4515	2022	4	6271	<b>12812</b>	9021	1005	<b>22838</b>
2003	4515	2138	4	6296	<b>12953</b>	9021	1005	<b>22979</b>
2004	4526	2098	4	6299	<b>12927</b>	9100	1005	<b>23032</b>
2005	4496	2083	4	6299	<b>12882</b>	9415	1005	<b>23302</b>
2006	4463	2266	4	6361	<b>13094</b>	9934	1005	<b>24033</b>
2007	4573	2306	4	6362	<b>13245</b>	10156	1005	<b>24406</b>
2008	4438	2901	238	7488	<b>15065</b>	10156	1005	<b>26226</b>

\* Datos a Diciembre de cada año

**Fuente:** CAMMESA.

Sobre la base de esta información, se podría inferir que la evolución de los precios de los recursos energéticos primarios, particularmente gas natural ha explicado gran parte de evolución del parque de generación en el periodo 1993-2000.

No obstante, muchos autores, y es esta también la tesis sostenida en esta investigación, coinciden en remarcar que esta conformación del parque eléctrico es también un normal desprendimiento de las estrategias seguidas por distintos agentes o grupos económicos que han sabido aprovechar ciertos blancos institucionales y/o regulatorios (Pistonesi, 2005; Azpiazu y Bonofiglio, 2006; Azpiazu, 2008). Parecería ser que en el caso de Argentina el establecimiento de la segmentación vertical y horizontal, así como la incompatibilidad de funciones, no ha sido suficiente. Se observan grupos económicos que han participado simultáneamente en consorcios adjudicatarios en diferentes procesos del sistema eléctrico, y en otras cadenas productivas energéticas. 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 (Pistonesi, 2005). Este aspecto se pone en evidencia al analizar la segunda característica propia del eslabón de generación en conjunto con el resto de los eslabones de las cadenas: se observa una participación creciente en la generación de diferentes agentes que, históricamente, han sido operadores de otros eslabones y cadenas. Es importante en este sentido, remarcar lo mencionado respecto a la prohibición explícita que establecen los *art. 30 y 31*, respecto a la participación de un mismo agente (en forma directa o indirecta) en los eslabones de transmisión y generación. El *cuadro 2.4* muestra la propiedad por conglomerados del parque de generación a Octubre de 2009, aspecto que pone en evidencia esta estrategia seguida por los distintos grupos económicos que, como se verá más adelante, tendrán participación en los restantes eslabones de la cadena eléctrica y otras cadenas energéticas.

**Cuadro 2.4:** Principales grupos en la generación eléctrica. Situación a Octubre de 2009

GRUPO ECONÓMICO/EMPRESA	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO (%)*
AES	Central Hidroeléctrica Alicurá	1050	15.11
	Central Hidroeléctrica AES Cabra Corral	102	
	Central Hidroeléctrica El Tunal	10	
	Central Hidroeléctrica Quebrada del Ullum	45	
	Central Hidroeléctrica Ullum	45	
	Central Termoeléctrica AES Paraná	845	
	Central Termoeléctrica Central Dique	68	
	Central Termoeléctrica Sarmiento	38	
	Central Termoeléctrica San Nicolás	675	
	Central Termoeléctrica Termo Andes	643	
Endesa Chile (64%) (por	Central Hidroeléctrica el Chocón		5.70

medio de Hidroinvest SA en donde la empresa cuenta con el 94%)	Central El Chocón	1200	
	Central Arroyito	128	
Endesa Costanera (Endesa Argentina y Empresa Nacional de Electricidad S.A.)	Central Térmica Costanera	2.324	9.98
Endesa Internacional S.A. (40%) YPF S.A. Pan American Energy Holdings Ltd. (20%)	Central Dock Sud S.A. (VERIFICAR)	846.5	3.63
Endesa	Central Termoeléctrica Manuel Belgrano (en construcción, capacidad final 823) (Adquisición por medio de Central Puerto a Total S.A.)	560	2.40
EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba)	Complejo Hidroeléctrico Rio Grande	750	3.22
Estado Nacional Argentina y Estado Nacional Paraguay	Central Hidroeléctrica Yacretá	2150	9.23
Estado Nacional Argentina y Estado Nacional Uruguay	Central Hidroeléctrica Binacional de Salto Grande	1890	8.11
SADESA (Sociedad Argentina de Energía) + acciones en la bolsa	Central Puerto	1.795	13.71
	Hidroeléctrica Piedra del Águila (por medio del control de Hidro Neuquén (70%).	1.400	
	Central Termoeléctrica José de San Martín (en construcción, capacidad final 777)	270	1.16
Generacion Mediterranea SA	Central Termoeléctrica Modesto Maranzana	35	0.15
Nucleoeléctrica Argentina S.A	Central Nuclear Atucha I	358	7.52
	Central Nuclear Embalse	648	
	Central Nuclear Atucha II (en construcción)	745	
Pluspetrol Resources Corporation (por medio de Pluspetrol Energy S.A.)	Central Térmica Tucumán (CTT)	440	4.52
	Central Térmica San Miguel de Tucumán (CTSMT)	382	
	Central Térmica Pluspetrol Norte	232	
	Ave Fenix Energía S.A.		
PAMPA HOLDING	Central Hidroeléctrica Diamante	388	11.59
	Central Hidroeléctrica Nihuales	262	
	Central Termoeléctrica Guemes	261	
	Central Termoeléctrica Loma La Lata	370	
	Central Termoeléctrica Piedra Buena	620	
	Proyecto Ingentis		
	Central Termoeléctrica	400	
	Central Eoloeléctrica	400	
PETROBRAS ARGENTINA	Central Termoeléctrica Genalba	660	3.95
	Complejo Hidroeléctrico Pichi Picun Leufú	261	

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de las empresas, Azpiazu (2008), CAMMESA y Secretaría de Energía de la Nación.

### 2.2.1.2 Eslabón de Distribución de Electricidad

Al ser este eslabón de la cadena eléctrica una industria de redes, no es posible instaurar regímenes de competencia, por lo cual la estructura de mercado deriva en monopolios regionales regulados.

En este eslabón, al igual que en el eslabón de distribución de gas natural, es importante destacar el rol que cumplen los organismos de control y regulación, a los efectos de proteger a los consumidores finales de las prácticas oligopólicas de los oferentes. En el capítulo anterior, se mencionó que en las industrias de redes, la instauración de mecanismos de coordinación de MA deberían ser correctamente acompañados de mecanismos de regulación y control. Más aún, el éxito o fracaso de las reformas se encontrará directamente relacionado con la velocidad de ajuste de los mecanismos regulatorios, y los entes regulatorios a los cambios en la organización institucional de los eslabones de la cadena.

En el caso particular de la reforma en el eslabón de distribución en Argentina, tanto de electricidad como de gas natural, los beneficios económicos para la sociedad en su conjunto de las privatizaciones parecen no estar tan claros, al menos no en el período anterior a la ruptura del régimen de convertibilidad. Parecería ser que la estructura tarifaria de estos servicios públicos, en combinación con el régimen cambiario de la convertibilidad y la indexación y ajustes de las tarifas en función a los índices de precios de Estados Unidos, resultaron en transferencias de ingresos desde los usuarios hacia las empresas distribuidoras e incluso transferencias regresivas entre los mismos usuarios (Basualdo y Azpiazu, 2002; Pistonesi, 2001)<sup>39</sup>.

Resulta importante hacer una mención respecto al mecanismo de regulación de las tarifas de distribución adoptada en Argentina, puesto que muchos autores enfatizan la relevancia del mismo en la efectividad. En Argentina el mecanismo de regulación de las tarifas de distribución es regulación por precios máximos o *price cap*<sup>40</sup>. De cumplirse los requerimientos técnicos, al

<sup>39</sup> Algunos de los principales fundamentos de este tipo de argumentos fueron desarrollados en la contextualización del período 1989-2001, puesto que la situación es similar para todos los servicios públicos regulados.

<sup>40</sup> Existen dos grandes mecanismos de establecimiento de tarifas. En primer lugar, el mecanismo *mark up* el cual establece una tasa de ganancia máxima a la prestadora del servicio. De esta forma la empresa tiene asegurada una tasa de ganancia determinada o un margen por sobre los costos. En segundo lugar se encuentra el mecanismo *price cap*, el cual no regula tasas de ganancias sino variaciones en las tarifas. En esta metodología la tarifa se encuentra determinada por la siguiente fórmula:

$$t = PB * IPD - x$$

Donde

*PB*: precio base de la unidad de medida básica del servicio al momento inicial de fijación de la tarifa.

*IPD*: índice de precios doméstico.

*x*: factor de eficiencia o productividad.

ser una forma de regulación por incentivos, este mecanismo de fijación de las tarifas presenta la ventaja que el agente a cargo de la distribución tiene incentivos en la búsqueda de la eficiencia a fines de apropiarse, en el corto plazo, de la renta derivada de las mejoras tecnológicas o productivas en su eslabón de la cadena. En aquellos casos en los cuales la regulación funciona en forma efectiva, el organismo regulador realiza revisiones tarifarias periódicas con el fin de trasladar las mencionadas mejoras de eficiencia al consumidor final.

Sin embargo, diversos autores cuestionan el funcionamiento de este sistema en Argentina. Azpiazu (2001), por ejemplo, destaca la captura institucional que lograron los grupos propietarios. De acuerdo a este autor, la fijación de precios tope inicialmente elevados, aseguró a las empresas una alta tasa de rentabilidad que en combinación con el retardo en la revisión tarifaria logró minimizar o anular el “riesgo regulatorio”, garantizando la persistencia temporal de elevados márgenes de beneficio.

Es necesario resaltar aquí que las tarifas, el precio por el servicio público que efectivamente paga el consumidor final, muestran con claridad el problema de la interrelación intra e inter cadenas. Dentro de la tarifa fijada por el ente regulador, mediante el mecanismo *price cap*, se encuentra un componente específicamente atribuible al eslabón de distribución, sumado a un componente atribuible al precio de generación, que bajo el esquema de competencia corresponde al costo marginal horario. Dada la estructura del parque de generación eléctrica argentina, el costo de generación depende en un alto porcentaje de otra cadena energética, la cadena del gas natural. Así, se observa que la evolución de las tarifas, depende en gran medida de las decisiones de asignación efectuadas en un eslabón de una cadena energética totalmente diferente a la cadena eléctrica.

Finalmente, al igual que en el resto de los eslabones de las cadenas energéticas, se observa que la estrategia de los agentes estatales encargados del control de este eslabón han permitido y propiciado el desenvolvimiento de las estrategias privadas tendientes a la concentración e integración. En este sentido, Azpiazu y Bonofiglio (2006) destacan que en el caso del eslabón de distribución de la cadena eléctrica se observa una importante participación de fondos de inversión y en relación minoritaria de empresarios locales en el capital de las empresas. Los autores explican en parte esta estrategia de los actores a partir del contexto en el cual se encontraban la mayoría de las empresas de servicios públicos en el período posterior a la ruptura del régimen cambiario (altos niveles de endeudamiento y cambios en las estructuras tarifarias mencionados anteriormente). Este contexto se propició como una ventaja relativa para aquellos agentes que se encontraban al momento fuera de la cadena eléctrica, pero que ante la

---

Este sistema presenta la ventaja que el precio base se ajusta en forma periódica con la evolución de los precios domésticos, al tiempo que la revisión tarifaria establecida cada determinada cantidad de años permite trasladar las ganancias de productividad y eficiencia del monopolista a los usuarios finales.

búsqueda de oportunidades de inversión se enfrentaron con una interesante oportunidad en un segmento que, gracias al mecanismo regulatorio y la constante captura de los entes de regulación en el país, parecía ofrecer importantes oportunidades de inversión.

En la actualidad, de acuerdo al ENRE, de las 77 unidades de distribución existentes en el año 2007, 44 corresponden a cooperativas, cada una de ellas operando en su propio mercado geográfico. La descripción exhaustiva de los agentes operantes en este eslabón escapa los alcances de este estudio, no obstante a los términos de ilustrar las estrategias anteriormente mencionadas por Azpiazu y Bonofiglio (2006), el *cuadro 2.6* muestra la participación de grupos empresarios en la propiedad de distribuidoras de electricidad en Octubre de 2009. En este sentido, es importante enfatizar la presencia de grupos económicos con importante participación en otros eslabones de la cadena eléctrica, tal como AES y PAMPA HOLDING, así como en otras cadenas energéticas, tal es el caso de Petrobras Energía.

**Cuadro 2.6:** Principales grupos en la Distribución de electricidad. Situación a Octubre de 2009

GRUPO ECONÓMICO/EMPRESA	CENTRAL
AES	EDES*
	EDELAP S.A.*
	EDEN
Endesa España (por intermedio de ENERSIS)	EDESUR S.A.**
Petrobras Energía SA (por medio de su participación en Distrilec)	
PAMPA HOLDING (por medio de su participación en EASA que controla el 51%)	EDENOR S.A.
Acciones Públicas (48,8%)	

\* En ambos casos la propiedad corresponde en 90% a AES y 10% al personal.

\*\*La propiedad de EDESUR corresponde en un 43,10% a ENERSIS y 56,35% a DISTRILEC. En esta última participan Petrobras Energía con un 48,50% y Enersis con 51,50%.

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de las empresas.

## 2.2.2 CADENAS HIDROCARBURÍFERAS

Las cadenas de petróleo y gas natural presentaban antes de la reforma grandes similitudes en su conformación, las principales diferencias estaban sustentadas en los diferentes requerimientos de ambos recursos en cuanto a su transporte y distribución. Las actividades correspondientes al eslabón del upstream eran realizadas por la misma empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en un principio, y por algunas empresas contratistas de ésta en un período más cercano a la reforma<sup>41</sup>. La modalidad de coordinación operante en el segmento del upstream inmediatamente antes de la reforma era de CU, aunque históricamente dicha

<sup>41</sup> Esto se ve favorecido porque gran parte de los yacimiento en Argentina son yacimientos de gas asociado en los cuales el gas ocupa la parte superior del reservorio, porque es más liviano, el petróleo se encuentra debajo y debajo del mismo hay agua que es más pesada.



modalidad fue de CC. Las empresas contratistas le vendían el petróleo y gas natural a la entonces YPF S.E. El tratamiento, transporte y distribución de gas natural estaba a cargo, desde su creación en 1946, de otra empresa estatal Gas del Estado (GE), completando así la organización institucional de la cadena del gas.

En ambos casos se destaca, al igual que en el subsistema eléctrico, la profundidad y velocidad de las reformas. En el eslabón del *upstream*, dadas las similitudes mencionadas, la forma de estructuración para el caso del gas natural fue el mismo que para el caso del petróleo. Se evidenció un cambio desde una modalidad de coordinación de CC, con una leve tendencia a CU con predominio estatal y participación privada, hacia una modalidad de MA con propiedad privada exclusiva de las empresas concesionarias o licenciatarias. Un aspecto muy relevante de la reforma tal cual fue implementada en Argentina fue el establecimiento de la libre disponibilidad del recurso producido por parte del contratista<sup>42</sup>. Además de Argentina, solamente Bolivia y Perú incluyeron en su regulación esta característica<sup>43</sup>.

En el caso del *downstream* del gas natural, se observa una evolución de una modalidad de coordinación de control central con propiedad estatal exclusiva, hacia una modalidad de mercado abierto con propiedad privada y desintegración vertical estricta, es decir incompatibilidad de funciones. Mientras que en el caso del petróleo (tanto en la refinación como en la comercialización) se observa un cambio desde la modalidad de control central con predominio estatal y participación privada, hacia una modalidad de mercado abierto con propiedad privada exclusiva.

A continuación se desarrollan en forma breve los principales aspectos de los eslabones de ambas cadenas. Dada la relevancia del eslabón del *upstream* de petróleo y gas natural para el sistema energético argentino y para la hipótesis planteada en este trabajo de investigación, el análisis de dicho eslabón será realizado en forma exclusiva y detallada en el siguiente capítulo, motivo por el cual no se presenta con detalle en este capítulo. Nuevamente, tal como se mencionó en el caso de la cadena eléctrica, algunos eslabones serán mencionados sin entrar en profundidad de análisis y detalles dado que escapa de los límites del presente trabajo.

### 2.2.3 CADENA DEL PETRÓLEO

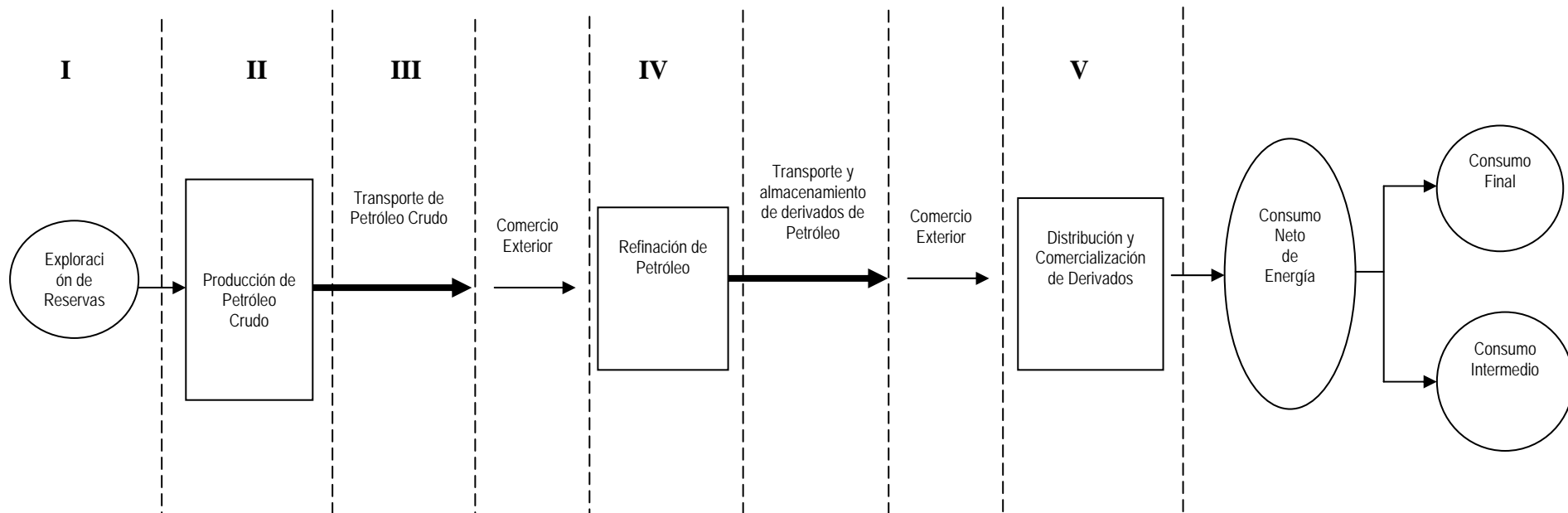
En la *Fig. 2.3* muestra gráficamente la actual configuración organizativa de la cadena del petróleo.

---

<sup>42</sup> Este aspecto se desarrollará con mayor detalle en el capítulo III.

<sup>43</sup> Ver CEPAL/OLADE/GTZ (2003)

Figura 2.3: Cadena Energética de Petróleo



Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.3.1 Eslabón de Reservas y Producción de Petróleo.

En el análisis de las estrategias llevadas a cabo por los agentes que operan en este eslabón de la cadena es importante reconocer que, en la actualidad, existe una divergencia entre los principales propietarios de reservas y los principales agentes productores, aspecto que no era así hasta hace unos años. Este aspecto, sin duda, se relaciona con la estrategia llevada a cabo por los productores en cuanto a la intensidad de extracción del recurso e inversión en los últimos años, aspecto que será estudiado en el capítulo siguiente. Se presentan aquí a términos ilustrativos los cuadros 2.7 y 2.8 que muestran la participación en la propiedad de las reservas y producción anual al año 2008. Es importante destacar que, como se analizará en detalle más adelante, la concentración del mercado en el año 2008 es inferior a la evidenciada en 2004, y que la entonces empresa líder en propiedad de reservas, REPSOL YPF SA, ha quedado en segundo lugar, por detrás de PAN AMERICAN ENERGY LLC.

**Cuadro 2.7:** Reservas de petróleo por concesionario\*. Situación año 2008

GRUPO/EMPRESA OPERADORA	RES. COMPR.	PARTICIP. EN EL MERCADO**	PROBABLES	POSIBLES	PROB + POS	PROB + POS
	(Mm3)	%	(Mm3)	(Mm3)	(Mm3)	%
PAN AMERICAN ENERGY LLC	117.759	36.93	33.259	21.047	54306	27.24
YPF S.A.	66.631	20.90	24.085	17.036	41121	20.63
OCCIDENTAL ARG. EXP. AND PROD. INC	22.108	6.93	6.020	2.405	8425	4.23
CHEVRON ARGENTINA S.R.L	18.399	5.77	0	1.318	1318	0.66
PETROBRAS ENERGIA S.A.	17.301	5.43	7.904	4.941	12845	6.44
TECPETROL S.A.	12716	3.99	1.351	1.770	3121	1.57
CAPSA	11.549	3.62	1.578	1.750	3328	1.67
PLUSPETROL S.A.	8.347	2.62	892	684	1576	0.79
TOTAL AUSTRAL S.A.	8.225	2.58	3.658	10.266	13924	6.98
PETRO ANDINA RES. LTD	5.082	1.59	4.884	2.435	7318	3.67
ENAP SIPETROL S.A.	4.387	1.38	398	0	398	0.20
PET. ENTRE LOMAS S.A.	3.784	1.19	329	202	531	0.27
CHAÑARES HERRADOS S.A.	2.311	0.72	1.480	1.204	2684	1.35
PETROQUÍMICA. COM. RIV. S.A.	1.956	0.61	764	255	1019	0.51
APACHE ENERGÍA ARGENTINA SRL	1.750	0.55	266	14	280.4	0.14
PETROLERA LF COMPANY SRL	1.509	0.47	24	0	24	0.01
PETROLIFERA PETROLEUM LTD	1.414	0.44	466	486	952	0.48
ROCH S.A.	1.249	0.39	222	157	379	0.19
PLUSPETROL ENERGY S.A.	806	0.25	119	322	441	0.22
MEDANITO S.A.	702	0.22	446	62	508	0.25

\*20 principales concesionarios

\*\*Participación de la empresa en las reservas totales al 2008.

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

**Cuadro 2.8:** Producción de petróleo por operador\*. Situación al Año 2008.

GRUPO/EMPRESA OPERADORA	Petróleo Total m3	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO**
YPF S.A.	12790095	34.91
PAN AMERICAN	6215201	16.96
CHEVRON SAN JORGE S.A.	2919810	7.97
PESA (PETROBRAS E.S.A.)	2684586	7.33
OCCIDENTAL EXPLORATION INC.	2103724	5.74
TECPETROL S.A.	1764390	4.82
PETRO ANDINA RESOURCES LTD.	1409886	3.85
TOTAL AUSTRAL S.A.	1295942	3.54
PLUSPETROL S.A.	934378	2.55
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	760971	2.08
CAPSA CAPEX	651268	1.78
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	620330	1.69
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L	471959	1.29
PETROLIFERA P. (AMERICAS) LIMITED	391060	1.07
PETROLERA LF COMPANY S.R.L	371705	1.01
PETROQUIMICA COM. RIVADAVIA S.A.	346081	0.94
CHAÑARES HERRADOS S.A.	208077	0.57
ROCH S.A.	119581	0.33
PETROLERA EL TREBOL	114880	0.31
PET. SUDAMERICANOS NECON-UTE	102738	0.28

\*20 principales productores

\*\*Participación de la empresa en la producción total de petróleo en 2008.

**Fuente:** Elaboración propia en datos del Sistema de información de petróleo y gas del IAPG.

### 2.2.3.2 Eslabón de Transporte de Petróleo Crudo

Tanto el transporte de petróleo crudo por tierra se lleva a cabo por medio de tuberías que reciben el nombre de oleoductos. El *cuadro 2.10* muestra la propiedad de los principales oleoductos y la participación en el total de volumen de petróleo transportado en el año 2009. Tal como puede observarse, YPF es una de las empresas con participación mayoritaria en forma directa o indirecta mediante su participación en la composición accionaria de otras empresas.

**Cuadro 2.10:** Transporte de petróleo por ductos y grupo propietario. Situación a Octubre de 2009

GRUPO ECONÓMICO/EMPRESA	OLEODUCTO/PLANTA	VOLUMEN TRANSPORTADO (m3)
Petrobras	Oleoducto Crudo Pesados SA	
Petrobras	ODEVAL (OLEODUCTOS DEL VALLE SA)*	29.684.475
CHEVRON ARGENTINA S.R.L. (14%)		
Pan American Energy		
YPF		
Chevron San Jorge	Oleoducto El Trapial-Puesto Hernandez	2.395.460
	Oleoducto Estancia Vieja-Allen	17.534
	Oleoducto Loma Negra - Allen	190.753
	Oleoducto Confluencia Sur - Ag. De Carrizo	89.240
	Total	2.692.987
YPF	Oleoducto Agredo - Lujan de Cuyo	1.621.768
	Oleoducto Aguada Toledo - Plaza Huincul	151.103
	Oleoducto B-104 - Agrelo	1.665.087
	Oleoducto Cerro Bandera - Plaza Huincul	76.682
	Oleoducto Catriel (O) - El Medanito	589.476
	Oleoducto Cañadon Perdido - Caleta Cordove	2.207.683
	Oleoducto Cerro Divisadero - Malargue	708.673
	Oleoducto Escalante - Cañadón Perdido	1.262.181
	Oleoducto Km9 - Caleta Cordova	412.070
	Oleoducto las Heras - Pico Truncado	4.077.941
	Oleoducto Loma La Lata - Centenario	1.301.245
	Oleoducto Malargue - Empalme Mza. N.	846.935
	Oleoducto Empalme Mza. N. - Lujan de Cuyo	1.347.020
	Oleoducto Pico Truncado - Caleta Olivia	6.483.682
	Oleoducto Tupungato - Empalme Mza N.	403.155
	Oleoducto El Trebol - Escalante	1.018.647
	Oleoducto Ugarteche - Empalme Mza. N.	80.931
	Oleoducto La Ventana - B-104	1.177.166
Total	25.431.445	

**Fuente:** Elaboración propia en datos del IAPG, sistemas de las empresas y ENARGAS.

### 2.2.3.3 Eslabón de Refinación de Petróleo.

En el caso del procesamiento del petróleo crudo, una importante porción de la propiedad de la refinación en Argentina, corresponde a las principales empresas que participan en el eslabón de exploración y producción. Este aspecto cobrará especial importancia al momento de analizar la distribución de la renta petrolera ya que esta estrategia de integración tiene

importantes impactos sobre la captación de la renta petrolera en un eslabón inferior al eslabón en la cual dicha renta se genera. Al mismo tiempo se observa que la concentración en este segmento de la cadena petrolera es elevada. Un cálculo del Índice de Hirschman-Herfindhal (IHH) para los grupos económicos o empresas propietarias de las refinerías, en función del total de derivados producidos, da un valor de 3740, el cual es considerado como indicador de un mercado altamente concentrado<sup>44</sup>.

**Cuadro 2.10:** Refinación de Petróleo por refinería y grupo propietario. Situación a Octubre de 2009

GRUPO ECONÓMICO/EMPRESA	REFINERIA	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO (%)*
REPSOL YPF S.A.	La Plata	31.86
	Luján de Cuyo	17.12
	Plaza Huinca	3.93
	TOTAL	52.89
PETROBRAS	Complejo San Lorenzo	12.83
	Elicabe	4.77
	TOTAL	17.80
ESSO Soc. Petrolera Argentina S.R.L	Campana	13.52
SHELL C.A.P.S.A.	Dock Sud	12.50
PETROBRAS (28.5) PLUSPETROL (21.5%) REPSOL YPF S.A. (50%)	Refinor (21,5%)	2.68
PETROLERA ARGENTINA	Pet Argentina – NQN	0.33
POLIPETROL S.A	Lujan de Cuyo (Polipetrol)	0.10
DEST. ARGENTINA DE PETROLEO S.A.	Dock Sud - DAPSA	0.07
FOX PETROL	Fox NQN	0.05
CARBOCLOR S.A	Campana - Carboclor	0.02

\*Participación de la refinería en el total de subproductos producidos en 2008.

**Fuente:** Elaboración propia en datos del IAPG.

## 2.2.4 CADENA DEL GAS NATURAL

En el caso del gas natural, siguiendo en cierta forma las recomendaciones teóricas, la reforma fue llevada a cabo, al igual que en la cadena petrolera, por medio de una partición vertical de la misma. Hasta el momento de las reformas, YPF era la empresa encargada del eslabón de producción mientras que GE se encargaba del transporte y distribución. Con el cambio en las modalidades de coordinación, el eslabón de producción fue liberalizado y desregulado, mientras que en el caso del transporte y distribución de gas natural (el cual se distribuye por redes), dado que ambos eslabones presentan las características de monopolios naturales no disputables, se permitió el mantenimiento de dicha estructura de mercado el cual se encuentra regulado por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). De esta forma, el transporte fue dividido en dos compañías transportistas, a quienes se les adjudicó un monopolio

<sup>44</sup> Para una definición y desarrollo del IHH, así como de las medidas de concentración y su interpretación, remitirse al capítulo III, apartado 3.4.1.

regional regulado; mientras que la distribución fue dividida en ocho secciones a lo largo del territorio del país. La *fig. 2.3* muestra gráficamente la actual estructura de la cadena.

En lo que respecta al marco regulatorio que propició la reforma, el mismo está constituido por un conjunto de leyes y decretos presidenciales generales y específicos, que serán analizados en detalle más adelante. En lo que respecta a la reforma de Gas del Estado, la ley que enmarcó los cambios están dados por la ley 24.076, sancionada el 20 de mayo de 1992. El *art. 74* de la misma establece que “*Se declara "sujeta a privatización" total, bajo el régimen de la ley 23.696 a Gas del Estado Sociedad del Estado sustituyendo toda otra "declaración" anterior. El Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer la privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado mediante cualquiera de las modalidades previstas en la ley 23.696*”; mientras que el *art. 75* menciona que “*El Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer la transformación o escisión de Gas del Estado Sociedad del Estado. A tal efecto se podrá emplear la forma jurídica de las sociedades anónimas regidas por el derecho común, cualquiera sea la proporción con la que el Estado concurra a su constitución. Podrá ser, también, único socio.*”

Desde entonces, la Ley 24.076 y su decreto reglamentario 1.738/92 constituyen el marco regulatorio troncal del transporte y distribución de gas natural que es un servicio público de acuerdo a lo establecido por el *art.1* de la Ley 24.076: “*La presente ley regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la ley 17.319 la producción, captación y tratamiento*”.

Las limitaciones técnicas relacionadas con la participación de determinados agentes es más de un eslabón se encuentran establecidas en los *art. 33 y 34*, que establecen que “*los transportistas no podrán comprar ni vender gas,*” con excepción del utilizado para consumo propio; y que “*ningún productor, almacenador, distribuidor, consumido que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Art. 33 de la Ley N° 19.550, en una sociedad habilitada como transportista*”. Así como tampoco, “*ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los mismos o empresa controlada por, o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Art. 33 de la Ley N° 19.550<sup>45</sup>, en una sociedad habilitada como distribuidora*”. Sin embargo, Azpiazu (2001) y

<sup>45</sup> El art. 33 de la Ley 19.550 (1972) “Ley de sociedades comerciales” establece que:  
“*Se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada:*

1) *Posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias;*

2) *Ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.*

*Se consideran sociedades vinculadas, a los efectos de la Sección IX de este capítulo, cuando una participe en mas del diez por ciento (10%) del capital de otra.*

Schorr y Azpiazu (2001) presentan una explicación de la forma en la cual esta restricción fue alterada posteriormente. En particular Azpiazu destaca que de acuerdo a lo que se establece en el art. 33 de la mencionada ley, para ejercer control en una empresa no es necesario contar con el 50% o más del capital accionario de la misma, aspecto particularmente importante en el proceso de privatización puesto que, la mayoría de las firmas que integran los distintos consorcios adjudicatarios accedió a menos del 50% de las acciones, pero tuvo poder de determinación sobre el curso futuro de la compañía. No obstante, de acuerdo a lo planteado por Azpiazu, las restricciones establecidas en la ley fueron debilitadas al momento de su reglamentación, pues las disposiciones se vuelven mucho más laxas y permisivas que las originales en tanto, viabilizan la posibilidad de ejercer el control (de la transportista o la distribuidora, según sea el caso) a través de empresas controladas que operen en las distintas fases de la cadena gasífera y, condicionan tales restricciones a los volúmenes comercializados entre los distintos agentes potencialmente involucrados (Azpiazu, 2001)<sup>46</sup>.

---

*La sociedad que participe en mas del veinticinco por ciento (25%) del capital de otra, deberá comunicárselo a fin de que su próxima asamblea ordinaria tome conocimiento del hecho."*

<sup>46</sup> El autor se refiere al art. 33 del Dto. 1738/92, de acuerdo al cual:

A los efectos de la aplicación de las limitaciones establecidas por el Artículo 34 de la Ley deberán tenerse en cuenta las reglas siguientes:

- (1) A los efectos de los cuatro primeros párrafos de dicho artículo, se considerarán también incluidas en la restricción a las personas jurídicas que están sujetas a control común con otra persona jurídica sujeta expresamente a la restricción según dichos párrafos.
- (2) A los efectos de los dos primeros párrafos de dicho artículo, no se considerarán incluidos en la restricción allí prevista los grupos en los cuales la participación controlante se alcance sólo mediante la suma de las participaciones de Dos (2) o más de las diferentes categorías de sujetos allí mencionados.
- (3) A los efectos de los dos primeros párrafos de dicho artículo no se considerarán incluidos en la restricción allí prevista a los grupos de productores, de almacenadores, de distribuidores, o de consumidores que contraten directamente con productores, aunque posean, en conjunto, más de CINCUENTA POR CIENTO (50 %) del capital o de los votos en la sociedad inversora controlante de un transportista o distribuidor, si no suministran o reciben en conjunto más del VEINTE POR CIENTO (20 %) del gas transportado o comprado, computado mensualmente, del transportista o distribuidor, respectivamente, controlado por la sociedad inversora en la que dicho grupo participa siempre que ninguno de los miembros de dicho grupo posea por sí solo una participación controlante y que el transportista o distribuidor no incurra en trato preferencial en favor de dicho grupo o de cualquiera de sus integrantes. A los efectos de dicho VEINTE POR CIENTO (20 %) se computarán tanto los suministros directos de los productores al distribuidor respectivo, como aquéllos efectuados indirectamente a través de otros productores o comercializadores. (*Inciso sustituido por art. 1° del Decreto N° 2255/92 B.O. 7/12/1992*);
- (4) Los sujetos de la Ley deberán informar al Ente (i) la existencia de acuerdos entre accionistas o las transferencias de acciones que puedan originar situaciones de control no permitidas por el Artículo 34 de la Ley o que superen el Cinco Por Ciento (5%) de las acciones con derecho a voto, dentro de los Diez (10) días de celebrado el acuerdo o transferencia respectivo; u (ii) anualmente, la composición de su capital accionario.
- (5) Los Transportistas o Distribuidores pueden prestar servicios de Almacenaje por cuenta propia o de terceros, o explotar plantas separadoras o procesadoras de Gas manteniendo contabilidad separada, o mediante sociedades controladas según lo disponga el Ente.
- (6) Las restricciones dispuestas por los dos primeros párrafos de dicho artículo alcanzan también al Transportista o Distribuidor que opere como productor o que controle a un productor.
- (7) Las Licenciatarias del servicio de distribución de gas por redes, o sus accionistas, podrán tener una participación controlante en no más de una empresa que, no siendo Distribuidora, Subdistribuidora o productora de gas natural, se dedica a la comercialización de gas, en los términos de los Artículos 14 y 83 de la Ley N° 24.076 y su reglamentación. Dicha sociedad deberá organizarse bajo la forma de "sociedad anónima" con acciones nominativas no endosables, e inscribirse en el Registro de Comercializadores habilitante, su objeto social será exclusivamente la comercialización de gas, y no podrá tener participación alguna, directa o indirecta, en ningún otro Sujeto de la Industria del gas. La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, podrá establecer límites máximos a la participación de mercado, en el área licenciada de la distribuidora en cuestión, aplicables a aquellas comercializadoras en las que las distribuidoras o sus accionistas posean, de manera directa o indirecta, parte o el total del capital. Asimismo la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION



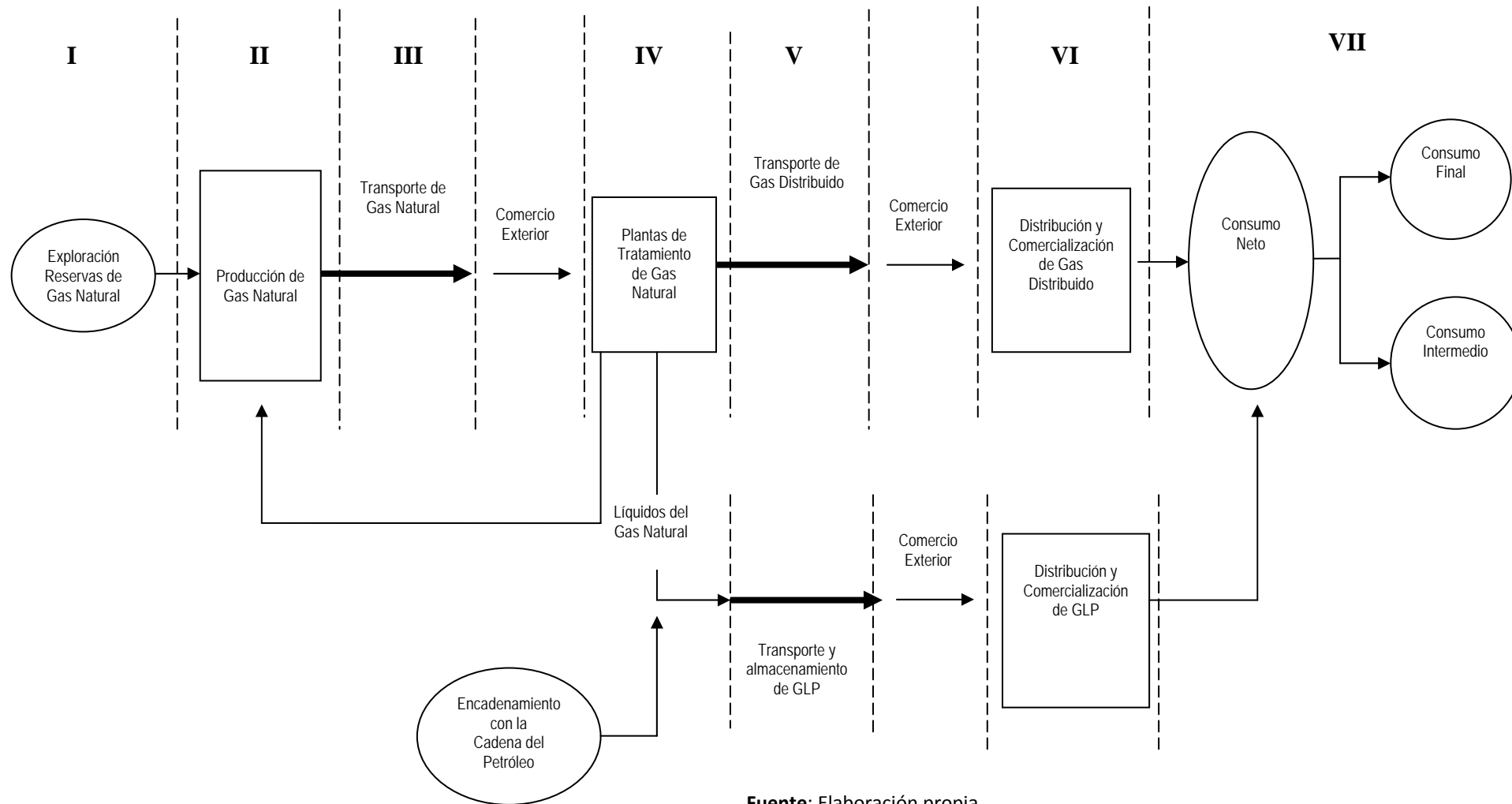
Tal como se ha mencionado desde el inicio del presente documento, la participación de un mismo agente dentro de los distintos eslabones de una cadena energética y dentro de distintas cadenas, debilita notablemente los potenciales beneficios de la partición vertical y privatización de la empresa estatal.

Schorr y Azpiazu (2001) destacan que la composición accionaria de los consorcios adjudicatarios de las licitaciones al momento de la privatización, pone en evidencia la estrategia de reintegración vertical y horizontal de la cadena. Al mismo tiempo, los autores mencionan un aspecto de gran importancia que se mantiene hasta la actualidad: en el capital original de los grupos adjudicatarios se observa una gran participación de grupos económicos que eran contratistas de YPF en áreas de exploración y producción (por ejemplo Astra, Macri, Perez Companc, Soldati y Techint) que al mismo tiempo son grandes usuarios industriales de del gas natural, siendo además algunos de ellos (Astra, Perez Companc, Soldati y Techint) productores de hidrocarburos o fabricantes de equipos y materiales (Schorr y Azpiazu, 2001).

---

PUBLICA Y SERVICIOS, podrá establecer límites a la participación de empresas comercializadoras sobre los distintos mercados de gas y de transporte, en función de la evolución observada de la industria. (*Apartado incorporado por art. 28 del Decreto N° 180/2004 B.O. 16/2/2004*)

Fig 2.4: Cadena Energética del Gas Natural



Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.4.1 Eslabón de Reservas y Producción de Gas Natural

Si bien la mayoría de las empresas que participan en el eslabón de Reservas y Producción de Petróleo lo hacen también en el eslabón de Gas Natural, su participación relativa es diferente. No obstante, al igual que en el caso del petróleo, en la actualidad los principales productores no son además los propietarios de la mayor proporción de reservas. Dado que, por la relevancia de estos recursos para el sistema energético nacional, se dedicará el capítulo siguiente al estudio de este eslabón para ambos recursos, no se avanza aquí en el análisis del mismo. Solamente se presenta aquí a términos ilustrativos los cuadros 2.11 y 2.12 los cuales muestran la participación en la propiedad de las reservas y producción anual al año 2008.

**Cuadro 2.11:** Reservas de gas natural por concesionario\*. Situación al año 2008.

GRUPO/EMPRESA OPERADORA	RES. COMPROB	PARTICI. EN EL MERCADO*	PROBABLES	POSIBLES	PROB + POS	PROB + POS
	(MMm3)	%	(MMm3)	(MMm3)	(MMm3)	%
TOTAL AUSTRAL S.A.	110.244	27.67	52.127	49.640	101767	39.56
YPF S.A.	67.978	17.06	20.056	9.991	30047	11.68
PAN AMERICAN ENERGY LLC	61.390	15.41	16.986	5.903	22889	8.90
PETROBRAS ENERGIA S.A.	30.079	7.55	12.409	53.543	65952	25.63
PLUSPETROL ENERGY S.A.	13.625	3.42	2813	4.595	7408	2.88
PLUSPETROL S.A.	13.312	3.34	4.386	3.742	8128	3.16
TECPETROL S.A.	10.893	2.73	2.607	3.572	6179	2.40
PETROLERA LF COMPANY SRL	10.776	2.70	0	0	0	0.00
ENAP SIPETROL S.A.	6.635	1.67	1.928	0	1928	0.75
APACHE ENERGÍA ARGENTINA SRL	6.275	1.57	201	120	321	0.12
OCCIDENTAL ARG. EXP. AND PROD. INC	4.474	1.12	1.494	1.231	2725	1.06
ROCH S.A.	4.315	1.08	122	2	124	0.05
CAPEX S.A.	4.004	1.00	477	436	913	0.35
PETROQUÍMICA. COM. RIV. S.A.	1.698	0.43	693	179	872	0.34
PET. ENTRE LOMAS S.A.	1.665	0.42	332	45	377	0.15
MEDANITO S.A.	833	0.21	1.144	1.558	2702	1.05
CLEAR S.R.L.	534	0.13	268	314	582	0.23
PETRO ANDINA RES. LTD	485	0.12	183	150	333	0.13
CAPSA	359	0.09	14	16	30	0.01
CHEVRON ARGENTINA S.R.L	352	0.09	0	574	574	0.22

\*20 principales concesionarios.

\*\*Participación de la empresa en las reservas totales al 2008.

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

**Cuadro 2.12:** Producción de gas natural por operador\*. Situación al año 2008.

GRUPO/EMPRESA OPERADORA	Gas Natural Mm3	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO**
YPF S.A.	13697560	27.12
TOTAL AUSTRAL S.A.	12683672	25.11
PAN AMERICAN	6588167	13.04
PESA (PETROBRAS E.S.A.)	4622980	9.15
PLUSPETROL S.A.	3966275	7.85
PETROLERA LF COMPANY S.R.L	1932134	3.83
TECPETROL S.A.	1826911	3.62
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L	1299596	2.57
CHEVRON SAN JORGE S.A.	847041	1.68
CAPSA CAPEX	803676	1.59
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	625872	1.24
OCCIDENTAL EXPLORATION INC.	553365	1.10
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	333178	0.66
ROCH S.A.	213776	0.42
PETROQUIMICA COM. RIVADAVIA S.A.	197692	0.39
MEDANITO S.A.	112616	0.22
PETROLIFERA P. (AMERICAS) LIMITED	76395	0.15
PETRO ANDINA RESOURCES LTD.	31444	0.06
PET. SUDAMERICANOS NECON-UTE	24585	0.05
PETROLERA PIEDRA DEL AGUILA	14302	0.03

\*20 principales productores

\*\*Participación de la empresa en la producción total de gas natural en 2008.

**Fuente:** Elaboración propia en datos del Sistema de información de petróleo y gas del IAPG.

#### 2.2.4.2 Eslabón de Transporte de Gas Natural

Tal como se mencionó anteriormente, con posterioridad a las reformas energéticas el sistema de transporte fue dividido en dos grandes zonas geográficas, norte y sur, y se establecieron dos monopolios regionales cuya operación fue dada a licitación. Desde entonces este eslabón tiene como agentes principales al ENARGAS, la Secretaría de Energía de la Nación y a los propietarios de las dos compañías licenciatarias del servicio del transporte: Transporte de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS). Estas dos licenciatarias son las encargadas de la totalidad del transporte en el país.

Dentro del área de concesión de TGN se encuentran dos gasoductos troncales: Gasoducto Norte (Campo Durán-Bs.As.) con una longitud total de 3.451,6 Km y una capacidad máxima de transporte de 24,8 millones de m<sup>3</sup>/día; y Gasoducto Centro – Oeste con una longitud total de 2.103,8 Km y una capacidad máxima de transporte de 34,1 millones de m<sup>3</sup>/día.

En cuando el área de concesión de TGS, esta incluye cuatro gasoductos troncales: Gasoducto Neuba II (Neuquén – Bahía Blanca – Bs. As.) con una longitud total de 1.411 Km y una capacidad máxima de transporte de 29,7 millones de m<sup>3</sup>/día; Gasoducto Oeste o Neuba I

(Neuquén – Bahía Blanca) con una longitud total de 643,4 Km y una capacidad máxima de transporte de 14,1 millones de m<sup>3</sup>/día; Gasoducto Gral. San Martín o Gasoducto Sur con una longitud total de 3518,5 Km y una capacidad máxima de transporte de 27,8 millones de m<sup>3</sup>/día; y finalmente, a partir del Complejo de Gral. Cerri este último gasoducto se bifurca en dos gasoductos.

El análisis de este eslabón de la cadena requiere principalmente del estudio de la evolución de la capacidad de transporte de gas natural aspecto que, en última instancia remite al análisis de la racionalidad que ha guiado las inversiones en el segmento.

El *cuadro 2.11* muestra la capacidad nominal de transporte para el año 1993 y 1999-2008. Tal como puede observarse, dicha capacidad de transporte aumenta 52% entre 1993 y 1999, creciendo los dos años siguientes 6 y 3% respectivamente, para luego de 2001 estancarse hasta el año 2005. Independientemente de las razones que se esgrimen como causantes de dicha situación, se observa que ninguna de las dos transportistas que operan en el país realizó expansiones de capacidad de transporte en el período 2001-2005 aunque a partir del año 2005 se comenzaron a realizar nuevas inversiones para expandir la capacidad nominal del sistema<sup>47</sup>.

**Cuadro 2.13:** Evolución de la capacidad nominal de transporte<sup>1</sup>. 1993-2008 (en MM m<sup>3</sup>/día)

Gasoducto	1993	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Norte	13.4	19.9	20.4	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	24.2	24.2	24.2
Centro Oeste	11.2	27.8	31.9	31.9	31.9	31.9	31.9	32.8	33.2	33.2	33.2
TGN	24.6	47.7	52.3	54.4	54.4	54.4	54.4	55.3	57.4	57.4	57.4
Neuba I	11	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	14.1	14.1	14.1	14.1
Neuba II	18.5	27.6	27.6	28.4	28.4	28.4	28.4	28.9	28.9	28.9	29.85
San Martín	15.4	18	20.9	22.3	22.3	22.3	22.3	26.3	28.83	31.83	31.83
TGS <sup>2</sup>	47.1	61.6	64.2	66.4	66.4	66.4	66.4	71.7	74.24	77.23	78.18
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>71.7</b>	<b>109.3</b>	<b>116.5</b>	<b>120.8</b>	<b>120.8</b>	<b>120.8</b>	<b>120.8</b>	<b>127</b>	<b>131.64</b>	<b>134.63</b>	<b>135.58</b>

<sup>1</sup> Capacidad al 31 de diciembre. Incluye gasoductos regionales de transporte y gasoductos de exportación; no incluye consumos en boca de pozo.

<sup>2</sup> Incluye gasoductos regionales de transporte

**Fuente:** elaboración propia en base a ENARGAS Informes anuales 1997-1999-2002 y 2008

<sup>47</sup> Un aspecto que merece especial mención es el cambio en la forma de financiamiento de las inversiones realizadas, resultado (entre otros aspectos) del congelamiento de las tarifas a partir del año 2002, lo que imposibilitó que las mismas financiaran posteriores inversiones. En el año 2004 se dictó el decreto 180/04 que crea los fondos fiduciarios, y desde dicho año las expansiones del sistema de transporte han sido financiadas por fideicomisos. De esta forma se han implementado dos programas bianuales de expansión Fideicomiso 2004/2006 y 2006/2008.

Puede definirse al contrato de fideicomiso como el negocio jurídico en virtud del cual una persona llamada "fiduciante" transfiere a título de confianza, a otra persona denominada "fiduciario", uno o más bienes (que pasan a formar el patrimonio fideicomitado) para que al vencimiento de un plazo o al cumplimiento de una condición, éste transmita la finalidad o el resultado establecido por el primero, a su favor o a favor de un tercero llamado "beneficiario o fideicomisario".

Al menos tres aspectos en lo relacionado con interacción entre la racionalidad de los agentes al momento de invertir y la sustentabilidad del sistema merecen especial mención. En primer lugar, el cuadro muestra la evolución de la capacidad nominal total del sistema, tal cual lo informa ENARGAS, incluyendo gasoductos de transporte interno y de exportación. No obstante, a los términos de la sustentabilidad del sistema en su conjunto, el aspecto que merece especial atención es la inversión para transporte interno. En el *cuadro 2.14* se pueden observar la situación de los gasoductos de exportación, la mayoría de los cuales fueron puestos en operación luego de 1997. En este sentido, parte de los incrementos en la capacidad nominal de transporte observada en el *cuadro 2.13* se debe a la puesta en marcha de los gasoductos de exportación. Mientras que de 1993 a 1999 la capacidad total de transporte se incrementó en 37,6 MM m<sup>3</sup>/día, el aumento por construcción de gasoductos de exportación entre 1997 y 1999 fue de 34,95 MM m<sup>3</sup>/día, lo que representa un 92% del incremento que muestra el *cuadro 2.13*.

**Cuadro 2.14:** Gasoductos de exportación. Situación a Octubre de 2009

Gasoducto	Situación	Operador Técnico	Cabecera/Terminal	Capacidad (MM m3/día)
NorAndino	Operación Oct-1999	TGN	Gto. Norte Prog. Km 160 / paso de Jama	5
C. Noroeste	Operación Jun-1999	CMS Energy	Cnel. Cornejo / Paso de Jama	9
Gasandes	Operación Jul-1999	TGN	La Mora / Paso del Maipo	10
Pacífico	Operación Dic-1999	Nova Gas Internac.	Yac. Loma la Lata / Paso Buta Mallin	3.5
Methanex YPF	Operación May-1999	Repsol – YPF	El condor / Posesión	2
Methanex SIP	Operación Ago-1999	SIPetrol	Cabo Vírgenes / Dungeness	1,250
Methanex PAN	Operación Ene-1997	Bridas – SAPIC	San Sebastián / Bandurrias	2
Pocitos		Refinor	Planta Campo Durán / Frontera Argentino Boliviana	1,2
TGM	Operación Ago-2000	TGN	Aldea Brasileira / Uruguayana	2,8
Petrouuguay	Operación Oct-1998	TGN	Gto. Entrerriano / Pte. Internac. Gral. Artigas	1
C.T.Casablanca		TGN	Gto. Entrerriano / Cruce por debajo del Rio Uruguay a R.O.U.	2
Cruz del Sur	Operación Dic-2002	British Gas	Punta Lara /Colonia	6

**Fuente:** elaboración propia en base a información del ENARGAS.

En segundo lugar, desde un análisis técnico, el transporte de gas por gasoductos puede ser llevado a cabo con o sin sistemas de recompresión. Esto implica que al momento de expandir la capacidad de transporte esta decisión puede llevarse a cabo mediante una inversión en expansión del gasoducto, o mediante inversiones en plantas compresoras. Cada una de estas decisiones tiene arraigados diferentes costos para el inversionista y para el futuro del sistema en su conjunto.

En términos generales, el costo total de un gasoducto es la suma del costo de capital más el costo de operación y mantenimiento. El costo de capital resulta de la conjunción del costo del conducto y el costo de instalación, de forma que<sup>48</sup>:

$$\frac{CT}{L} = \frac{CC}{L} + \frac{CI}{L} \quad (ec. 2.1)$$

$$\frac{CT}{L} = a_1 + b_1 D^2 \quad (ec. 2.2)$$

$$\frac{CT}{L} = a_2 + b_2 D^k \quad (ec. 2.3)$$

$$\frac{CT}{L} = a_2 + b_2 D^n$$

ó

$$\frac{CT}{L} = m D^{\frac{3}{2}} \quad (ec. 2.4)$$

Donde:

$L$ : Longitud (m)

$\frac{CT}{L}$ : Costo total por unidad de longitud

$\frac{CC}{L}$ : Costo del conducto por unidad de longitud

$\frac{CI}{L}$ : Costo de instalación por unidad de longitud

$D$ : Diámetro (m<sup>2</sup>)

$Q_n$ : Capacidad nominal del gasoducto

$Q_t$ : Volumen transportado en el período  $t$

En el caso de que no exista recompresión, el diámetro requerido para transportar un determinado volumen del recurso se encuentra determinado por la presión en el yacimiento y la distancia entre éste y el mercado a abastecer de forma tal que partiendo de la ecuación de la relación entre la pérdida de presión entre dos puntos determinados A y B:

$$P_A^2 - P_B^2 = \frac{aLQ_t^2}{D^5} \quad (ec. 2.5)$$

Y reemplazando el diámetro  $D$  en la *ec.4*, se obtiene que el costo total en el gasoducto por volumen transportado es:

$$\frac{CT}{Q_t} = \frac{kL^{1,2}}{Q_t^{0,4}} \quad (ec. 2.6)$$

De la *ec. 2.6* se desprende que en el transporte de gas natural existen “economías de escala” en el volumen del recurso transportado y “deseconomías de escala” en la longitud cubierta por el gasoducto. Ante esta situación, en aquellos casos en los cuales la distancia entre el yacimiento gasífero y el centro de mercado es superior al que la presión inicial permitiría, el transporte del recurso se efectuará sin problemas, o si se desea aumentar el caudal transportado sin modificar el gasoducto, puede recurrirse a la alternativa de la recompresión del gas para lograr la presión inicial.

<sup>48</sup> Para un mejor desarrollo de esta temática se recomienda ver: IDEE/FB (2006) Manual de economía del gas. Posgrado en economía y política energética ambiental (MEPEA). Cap. 5.

$$\frac{CT}{Q_t} = \frac{kL}{Q_t^{0,31}} \quad (ec. 2.7)$$

La elección de la expansión de la capacidad de transporte de un gasoducto por expansiones en la cañería o por instalación de plantas compresoras dependerá de la relación entre el costo del gasoducto y el gasto en compresión. Desde el punto de vista global, una excesiva inversión en plantas compresoras en detrimento de la inversión en expansión del diámetro de las cañerías no parece ser beneficiosa, aún cuando desde el punto de vista privado si lo sea.

En tercer lugar, la racionalidad privada que guía a las inversiones se encuentra altamente direccionada por la rentabilidad de las inversiones. Un indicador de la rentabilidad esperada es el “recupero de la inversión”. Es este eslabón de la cadena energética, el recuperado de la inversión depende de la velocidad con la cual la misma sea utilizada a su mayor capacidad, esto es del “Factor de Carga” o “Factor de Utilización” del gasoducto. Este indicador muestra el cociente entre el valor medio de recurso transportado y la capacidad nominal, tal como lo muestra la *ec. 2.7*. Este factor de utilización influencia en forma indirecta el costo unitario, y por ello la racionalidad económica llevará a maximizar el factor de utilización para minimizar los costos unitarios, de lo contrario se sobre invertiría.

$$f_u = \frac{Q_t}{Q_n} \quad (ec. 2.7)$$

Donde :

$f_u$ : Factor de utilización

$Q_t$ : Cantidad del recurso transportado en el período  $t$

$Q_n$ : Capacidad nominal del gasoducto

El factor de utilización cumple un rol fundamental en la determinación del costo unitario, ya que<sup>49</sup>:

$$Cu = \frac{CT_t}{Q_t}$$

$$Cu = \frac{CT_t}{Q_t} = \frac{kL^{1,2}}{Q_n^{0,4} f_u^{0,6}} \quad (ec. 2.8)$$

Donde :

$Cu$ : Costo Unitario

$CT_t$ : Costo total en el período  $t$

Si bien desde el punto de vista del análisis netamente privado, el recuperado de la inversión requiere que el factor de utilización sea el más elevado posible, desde el punto de vista del sistema energético en su conjunto, un uso racional del sistema de transporte implicaría factores de

<sup>49</sup> Esta relación se desprende de reemplazar la *ec. 2.8* en *2.6*.



utilización entre 0.8 y 0.85, factores de utilización iguales o superiores a los 0.90 estarían poniendo en compromiso la sustentabilidad del sistema.

La importancia del factor de utilización para la sustentabilidad del sistema se debe a dos aspectos en particular. Por un lado, a que este tipo de inversiones requieren de un determinado plazo de maduración por lo cual no es posible que ante incrementos en la demanda de gas natural la capacidad de transporte aumente de forma instantánea para ajustarse y dar el equilibrio oferta-demanda que se podría esperar. Por otro lado, la estacionalidad que presenta la demanda de gas natural, en particular en países como Argentina en los cuales la penetración del gas natural en el sector residencial para la cobertura del requerimiento de calefacción es tan extendido, pone al factor de utilización del sistema en un punto de aún mayor relevancia. Así, por ejemplo, al analizar el factor de utilización para poder estudiar en qué forma las inversiones en la expansión de la capacidad de transporte del sistema otorgaron sustentabilidad al mismo, es necesario analizar no solo el factor de utilización promedio anual en forma estática, sino también el factor de utilización a lo largo de diferentes años (asociados a diferentes niveles de demanda) y en distintos momentos del año para poder captar en el análisis la estacionalidad de la demanda.

En el caso de Argentina, de acuerdo a los últimos Informes Anuales del ENARGAS, en el año 2006 se inyectó en los sistemas de transporte y distribución de gas natural un promedio de 117.930 MM m<sup>3</sup>/día, lo que representó un incremento en la inyección del 3% respecto al año 2005, menor en 0,6 puntos al incremento en la capacidad nominal transporte entre ambos años, la cual fue de 3,6%. En una comparación entre el período 1993-2006, la capacidad nominal de transporte se incrementó en un 80,8%, mientras que el volumen nominal total de gas inyectado al sistema por día lo hizo en un 80,2%. De acuerdo a los datos mencionados, el factor de utilización promedio para el año 2006 fue de 0,86 para el total del sistema del país, valor que no parecería ser particularmente preocupante en términos de la sustentabilidad del sistema. En cambio, para los años siguientes 2007 y 2008, el factor de utilización del sistema disminuyó, presentando valores de 0,84 y 0,83 respectivamente. No obstante, esta disminución no se debió mayormente al incremento en la capacidad nominal, el cual fue del 2,27% para el año 2007 y 0,9% para el 2008, sino al estancamiento, entre 2006 y 2007, y caída de la demanda, en 2008 cayó 2,5% respecto al año anterior. Por otro lado, el cuadro 2.15 muestra la evolución del factor de utilización para ambas transportistas en enero y julio de cada año para el período 1999-2009. Tres aspectos merecen especial mención. En primer lugar, el hecho que el valor que alcanza el factor de utilización en julio (dada la demanda estacional motivada por factores climáticos) ha sido históricamente más elevado en el país, presentando en ciertos años (2001, 2002, 2003 y 2004) valores extremadamente elevados comprometiendo la estabilidad del sistema. En segundo lugar, se observa una tendencia creciente al factor de utilización de los gasoductos en el mes de enero. En términos generales, la explicación que subyace de esta situación es el incremento en la demanda eléctrica, en los meses de verano en el país, motivada por un mayor equipamiento de

equipos de refrigeración y por una reactivación de la economía en algunos períodos en particular. En último lugar, dada la mayor importancia relativa de la zona sur en el abastecimiento de gas natural, el factor de utilización es mayor para el caso de TGS que para el caso de TGN.

**Cuadro 2.15:** Evolución del Factor de Utilización en el sistema de transporte

Mes	TGS	TGN
Enero /1999	0.640	0.667
Julio /1999	0.984	0.911
Enero /2000	0.711	0.626
Julio /2000	0.951	0.850
Enero /2001	0.760	0.608
Julio /2001	1.033	0.811
Enero /2002	0.603	0.666
Julio /2002	0.941	0.912
Enero /2003	0.606	0.618
Julio /2003	0.981	0.903
Enero /2004	0.726	0.800
Julio /2004	0.954	0.897
Enero /2005	0.883	0.927
Julio /2005	0.900	0.893
Enero /2006	0.737	0.871
Julio /2006	0.925	0.874
Enero /2007	0.790	0.818
Julio /2007	0.930	0.853
Enero /2008	0.824	0.780
Julio /2008	0.908	0.831
Enero /2009	0.791	0.777
Julio /2009	0.796	0.573

**Fuente:** elaboración propia en base a ENARGAS “Datos Operativos”, varios años

Finalmente, en el *cuadro 2.16* se presentan cuales son en la actualidad los principales grupos privados que participan en el sector con el fin de lograr la caracterización total de los agentes del sistema. Tal como se mencionó al inicio de la presente sección, los principales agentes de este eslabón serán, el ENARGAS, la Secretaría de Energía, y los grupos propietarios de las dos principales transportadoras de gas, así como los propietarios de plantas de compresión. En este sentido, el punto de análisis fundamental en cuanto a la situación de este eslabón se refiere a la estrategia de integración. Se observa la participación de grupos empresarios que operan como productores en el eslabón de *upstream* de gas natural, tal es el caso de Petrobrás. Además, Azpiazu (2001) destaca el hecho que la estructura de este eslabón presentaba, hacia finales de la década de los noventa, no solo la participación de productores del recurso, sino también de

grandes usuarios del gas natural, tales como Techint quien además de constituirse en un productor contaba con gran presencia entre los usuarios industriales.

**Cuadro 2.16** Principales grupos en el Transporte de Gas Natural. Situación a Octubre de 2009

GRUPO ECONÓMICO/EMPRESA	GASODUCTO/ PLANTA	CAPACIDAD	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO (%)*
BLUE RIDGE INVESTMENTS (20%)	TGN	57.4	42.34
GASINVEST S.A. (56%) TecGas N.V Compañía General de Combustibles S.A Total Gas y Electricidad Argentina S.A Petronas Argentina S.A.			
Bolsa de Comercio de Buenos Aires (20%)			
Compañía de Inversiones de Energía S.A. (CIESA) (55.3%) Grupo Petrobras Energía (50%)  Fideicomiso Financiero ABN AMRO BANK N.V. Sucursal Argentina (40%) Enron Corp., (10%)	TGS	78.18	57.66
Bolsa de Comercio de Buenos Aires y Nueva York			
<b>TOTAL GASODUCTOS TRONCALES</b>		<b>135.58</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS e información de las empresas.

### 2.2.4.3 Eslabón de Distribución de Gas

De similar forma a lo acontecido en el eslabón de transporte, con posterioridad a la reforma de la cadena gasífera, la distribución fue dividida en monopolios regionales. En la actualidad, como se puede observar en la *fig. 2.5*, la distribución está dividida en nueve empresas:

- Distribuidora de Gas del área Buenos Aires Norte (Gas Natural Ban)<sup>50</sup>
- Distribuidora de Gas del área Metropolitana (MetroGas)<sup>51</sup>
- Distribuidora de Gas del área Noroeste (Gasnor)<sup>52</sup>
- Distribuidora de Gas del área Centro (Ecogas Centro)<sup>53</sup>
- Distribuidora de Gas del área Pampeana (Camuzzi Gas Pampeana)<sup>54</sup>
- Distribuidora de Gas del área Sur (Camuzzi Gas del Sur)<sup>55</sup>
- Distribuidora de Gas del área Cuyana (Ecogas Cuyana)<sup>56</sup>

<sup>50</sup> Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Belén de Escobar, Campana, Capitán Sarmiento, Carmen de Areco, Exaltación de la Cruz, General Las Heras, General Rodríguez, General Sarmiento, La Matanza, Luján, Marcos Paz, Mercedes, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Andrés de Giles, San Antonio de Areco, San Fernando, San Isidro, San Martín, Suipacha, Tres de Febrero, Tigre, Vicente López y Zárate.

<sup>51</sup> Comprende el área de Capital Federal y los siguientes Partidos de la Provincia de Bs. Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

<sup>52</sup> Abarca las Provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.

<sup>53</sup> Provincias de Catamarca, Córdoba y La Rioja.

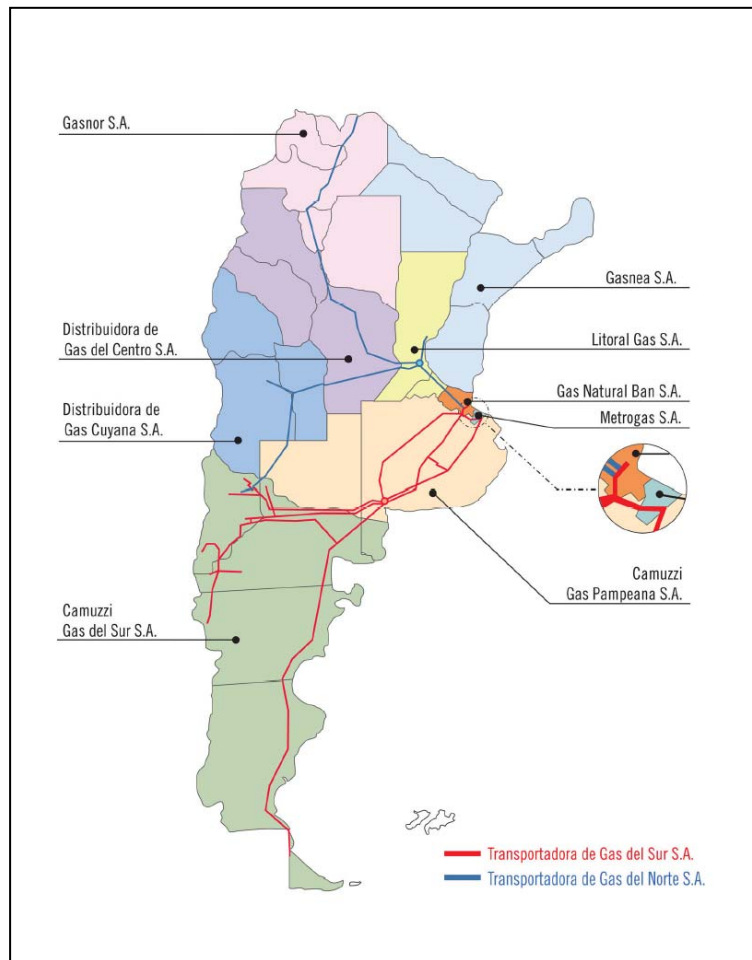
<sup>54</sup> Abarca la Provincia de La Pampa y parte de la Provincia de Buenos Aires (excepto el área cubierta por las Distribuidoras Gas Natural Ban, Litoral, Camuzzi Gas del Sur y MetroGas).

<sup>55</sup> Comprende las Provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y el partido de Patagones en la provincia de Buenos Aires, al sur del río Colorado.

<sup>56</sup> Provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.

- Distribuidora de Gas del área Litoral (Litoral Gas)<sup>57</sup>.
- Distribuidora GAS NEA<sup>58</sup>.

**Figura 2.5:** Licenciatarias del servicio de gas



**Fuente:** ENARGAS (2008). Informe Anual 2008 Anexo III.

Estas nueve distribuidoras cubren la totalidad del territorio nacional. La relevancia relativa de cada una de ellas en función del número de usuarios que atienden es obviamente diferente. Las tres principales distribuidoras son Metrogas, Gas Natural Ban y Camuzzi Gas Pampeana, las cuales atienden respectivamente al 29, 19 y 15 % del total de usuarios de gas distribuido del país.

El *cuadro 2.17* muestra la incorporación de usuarios residenciales desde la privatización de las empresas hasta el año 2008 por distribuidoras. La información provista por el cuadro resulta interesante a los fines de poder analizar en cual región del país, la expansión de las redes ha beneficiado a mayor cantidad de usuarios residenciales, lo cual puede ser visto como un beneficio desde el punto de vista social. En este sentido, tal como se desprende del cuadro incorporación de usuarios parece haber sido en las regiones de norte (distribuidora Gasnor),

<sup>57</sup> Comprende toda la Provincia de Santa Fe y los siguientes partidos del norte de la Provincia de Buenos Aires: Baradero, Bartolomé Mitre, Colón, Pergamino, Ramallo, San Nicolás y San Pedro

<sup>58</sup> Comprende las Provincias de Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y Entre Ríos

centro (Ecogas Centro), noreste (Litoral Gas) y cuyana (Ecogas Cuyana). La importancia que esta expansión de las redes tiene en este análisis radica en los beneficios sociales de un mayor grado de cobertura del gas natural en los hogares en comparación con la cobertura de los mismos requerimientos energéticos con uso de gas licuado de petróleo o, en el peor de los casos, leña.

**Cuadro 2.17:** Incorporación de Usuarios Residenciales por Distribuidora desde 1992

Distribuidora	2008/1992	1999/1992	2008/2000
Metrogas	23.61	8.45	12.98
Gas Natural Ban	52.27	29.89	13.56
Litoral Gas	101.11	42.22	37.12
Camuzzi Gas Pampeana	79.93	37.10	26.72
Camuzzi Gas del Sur	83.52	37.55	29.11
Ecogas Centro	101.87	43.07	38.21
Ecogas Cuyana	100.45	43.24	35.26
Gasnor	102.69	54.30	24.83
Gasnea	-	-	537.50

**Fuente:** elaboración propia en base a ENARGAS – Informe Anual- varios años

Nuevamente, un aspecto controversial del desempeño de este eslabón de la cadena energética es el comportamiento y evolución de las tarifas de distribución. Los *art. 37-49* de la Ley 24.076 establecen todos los aspectos legales relacionados a la fijación de las tarifas. El *art. 37* establece que la tarifa a usuarios finales estará determinada “por la suma de el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte; la tarifa de transporte; y la tarifa de distribución”. Por su parte el *art. 38* establece los principios básicos a los cuales deberán ajustarse las tarifas que cobrarán tanto distribuidores como transportistas: proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable. Por su parte, el *art. 39* establece dos condiciones que deberán contemplar las tarifas a los fines de posibilidad una razonable rentabilidad a las empresas: que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable; y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios. Finalmente, el *art. 42* establece la obligatoriedad de revisión tarifaria realizada por el ENARGAS cada cinco (5) años.

De igual forma que para el caso de las tarifas de distribución eléctrica Azpiazu (2001) presenta una crítica en cuanto a lo acontecido en el país en lo que respecta a las tarifas de distribución, en las cuales parece existir, al igual que en el caso de la distribución eléctrica, una “captura institucional” por parte de los agentes privados. En particular el autor destaca la fijación de elevados precios tope los cuales aseguraron a los consorcios adjudicatarios tasas de rentabilidad elevadas. Este aspecto entraría en contradicción con lo estipulado en el artículo 39

anteriormente citado. En particular, el autor destaca que mientras el volumen consumido de gas natural por redes se incrementó, entre 1992 y 1993, el 5,1%, la facturación agregada de las distribuidoras en 1993 creció un 23,0% respecto a la correspondiente a Gas del Estado en el año anterior, al tiempo que el precio medio resultante se incrementó un 17,0%, siempre entre 1992 y 1993, coincidente con la transferencia de la empresa a manos privadas (Azpiazu, 2001: 12).

Respecto de las estrategias de los agentes que operan la cadena, el *cuadro 2.18* muestra la actual participación de los principales agentes. Tal como en los casos anteriormente mencionados, además de los agentes que forman parte específicamente de la distribución, se observa participación de otros grupos económicos, por ejemplo Techint o Repsol-YPF, con participación en otros eslabones de la cadena, los cuales forman parte de este eslabón en forma indirecta por medio de participación en otros conglomerados.

**Cuadro 2.18** Principales grupos en la Distribución de Gas. Situación a Octubre de 2009

GRUPO ECONÓMICO/EMPRESA	DISTRIBUIDORA
CAMUZZI ARGENTINA (por medio de Sodigas Sur (56.1%) y Sodigas Pampeana (56.1%))	Camuzzi Gas Pampeana
	Camuzzi Gas del Sur
ECOGAS	Ecogas Centro S.A.
	Ecogas Cuyana S.A.
Invergas SA (51%)	Gas Natural Ban
Gas Natural SDG Argentina SA (19%)	
Bolsa de Comercio de Buenos Aires (30%)	
	Gasnea
BG-Group (por medio de su participación en el 54,67% del Consorcio Gas Argentino Sociedad Anónima*)	Metrogas
REPSOL-YPF (por medio de su participación en el 45,33% del Consorcio Gas Argentino Sociedad Anónima)	
Bolsa de Comercio de Buenos Aires y Nueva York (20%)	
Empleados (10%)	
TECHINT (por medio de su participación en el 30% en TIBSA**)	Litoral Gas S.A.
SUEZ-Tractebel S.A. (por medio de su participación en el 70% en TIBSA**)	
Accionistas Individuales (8,34%)	
Gascart S.A.	Gasnor
José Cartellone Construcciones Civiles S.A	
Gasco S.A.	

**Fuente:** elaboración propia en base a información de las empresas

### 2.3 LA CALIDAD INSTITUCIONAL, EL MARCO REGULATORIO Y EL ROL DEL ESTADO

Tal como se ha subrayado, para que un cambio en la modalidad de coordinación en un sistema energético desde una estructura de CC a MA genere resultados socialmente óptimos, es necesario prestar especial atención al diseño de la reforma. En particular, el desarrollo del marco institucional es esencial en la modalidad de MA, dado el predominio de la racionalidad privada y decisiones descentralizadas de los agentes. Estos requerimientos son particularmente importantes en todos aquellos segmentos que presentan morfologías de mercado concentradas y características particulares<sup>59</sup>. Más aún, tal como lo afirma Olson (2000), el desarrollo de mercados complejos (oligopólicos y monopólicos) demanda una presencia más fuerte y de “mejor calidad” por parte del gobierno. Así, el peso del mecanismo institucional de control es fundamental y se requieren entonces *instituciones políticas sólidas y de buena calidad*.

Tal como se ha enfatizado anteriormente, en el caso del sector energético argentino, las instituciones políticas y los mecanismos regulatorios no parecen haber sido suficientemente eficientes en la historia reciente, haciendo que los incentivos económicos otorgados a los agentes sean los contrarios a los óptimos.

En un contexto más general, de acuerdo a Spiller y Tomási (2000) el desempeño argentino durante el siglo XX ha sido negativa tanto en lo que se refiere a lo económico, como a lo político e institucional. Las instituciones argentinas generaron una “estructura de *governance*”<sup>60</sup> que ha dificultado la concreción de acuerdos intertemporales, decisiones de inversión y logro de políticas sostenibles a largo plazo. Por otro lado, London, Straguzzi y Poinot (2003), remarcan que la incapacidad de realizar acuerdos intertemporales a largo plazo es una característica propia de los agentes políticos argentinos. El diseño institucional que rodea a estos agentes hace que los mismos tengan altas tasas de descuento. La falta de un horizonte temporal suficientemente prolongado para desarrollar una política energética sistémica y eficiente, ha generado graves problemas en el sector energético argentino.

Así, los principales factores característicos de las fallas en el desempeño del sector energético nacional pueden ser explicados a partir de las fallas en las instituciones y

---

<sup>59</sup>En el caso particular del gas natural y de todos de los combustibles transportados y distribuidos por redes, por ejemplo, se requiere una separación e incompatibilidad de funciones y el libre acceso a dichas instalaciones a fin de evitar discriminaciones. En el eslabón de transporte y distribución, dada su característica de monopolio natural, se ha de establecer una regulación basada en criterios técnicos económicos con ciertas reglas que, en lo posible, fomenten la disputabilidad.

<sup>60</sup> Las estructuras de *governance* son mecanismos para la toma de decisiones que cobran importancia por la existencia de contratos incompletos, este aspecto es muy relevante, dada la imposibilidad de contar con “contratos completos

organizaciones argentinas, y los incentivos que éstas generan sobre los agentes económicos, en combinación con el desarrollo de las estrategias llevadas adelante por los agentes privados.

Por un lado, las reformas llevadas a cabo presentaron serias irregularidades, en lo que respecta a su diseño e implementación. La unilateralidad con que fueron tomadas diversas decisiones por el poder ejecutivo, la incapacidad del aparato legislativo y judicial de controlar el curso de las negociaciones, la ausencia de un horizonte temporal suficientemente largo por parte de los agentes políticos, y el desfavorable manejo de los recursos públicos, desembocó en resultados socialmente subóptimos.

Para alcanzar un buen desempeño económico, el sector público debe favorecer la utilización eficiente de los recursos (incluyendo los recursos naturales), aspecto que no se verifica en el proceso de reforma del sector energético con las consecuencias previamente señaladas. Por otro lado, la ausencia de transparencia y solidez institucional al momento de instaurar cambios drásticos en la organización del sector; la falta de mecanismos que aseguren el cumplimiento de las reglas establecidas; la ausencia de garantía a la propiedad privada y cumplimiento de los contratos, son algunos de los aspectos relacionados con el comportamiento de Estado en los últimos años del desempeño.

## 2.4 CONSIDERACIONES AL FINAL DE CAPITULO

El objetivo de este análisis ha sido contrastar, en cierta forma, una primera parte de la hipótesis que da origen a la presente investigación. En particular, el fin fue intentar contrastar el hecho de que *“los mecanismos de mercado por si solos no siempre son suficientes para asegurar la evolución coordinada y el futuro abastecimiento energético nacional”*.

Este capítulo ha analizado la conformación histórica del sector energético argentino, entendido este como *“un conjunto de cadenas energéticas, respondiendo cada una de ellas a una fuente determinada”* (Hasson y Pistonesi, 1988; Bouille, 2004); reconociendo, al mismo tiempo, que *el sistema energético es un subsistema constitutivo del sistema económico el cual, a su vez, se incluye en dentro de un sistema social y natural*. Dentro de este marco de análisis los factores económicos, sociales, culturales y políticos merecen ser especialmente analizados. En este sentido, el contexto histórico específico es fundamental para comprender la configuración particular de cada sistema energético.

En caso particular del sistema energético argentino se observa una rápida evolución desde un sistema con modalidad de coordinación de CC en todas las cadenas energéticas, hacia un



sistema con modalidad de coordinación de MA, con desintegración vertical de las cadenas. La evolución seguida por el sistema energético nacional en cuanto a la reforma muestra intensidad en cuanto a los alcances y rapidez en la implementación. En términos generales, el análisis aquí presentado muestra que los factores institucionales, los cuales OLADE/CEPAL/GTZ (2003) destaca como cruciales en una modalidad de coordinación de mercado abierto, no lograron evolucionar en forma conjunta con el sistema. Esto implicó un retraso relativo de los organismos de control respecto a las empresas o grupos económicos a cargo de la operación de cada eslabón dando lugar, entre otros aspectos a la captura institucional de los entes reguladores por parte de los agentes privados.

Al mismo tiempo, esta falta de evolución acorde de los mecanismos institucionales de control por parte del Estado propició que dichos agentes económicos pudieran llevar a cabo estrategias que Basualdo y Azpiazu (2002) definen como estrategia de integración, concentración y conglomeración. En el caso particular del sector energético, se observan principalmente las estrategias de concentración e integración.

En el primer caso, dicha estrategia se refiere a la concentración en la participación de un mismo agente en un determinado eslabón de una cadena energética, tal es el caso de la propiedad de las reservas hidrocarburíferas, propiedad en centrales de generación, etc. En el segundo caso, y con mayor gravedad en lo que se refiere a la violación de los requerimientos teóricos y legales de las reformas, la estrategia de integración se observa por la participación de un mismo agente económico en distintos eslabones de una misma cadena, e incluso en cadenas diferentes. Tal es el caso de Pampa Energía que además de ser, a octubre de 2009, el segundo grupo líder en la producción de energía eléctrica tenía importante participación en la transmisión y distribución de electricidad. Se destacan además los casos de Panamerican Energy que participa en el eslabón de generación de electricidad; producción y transporte de petróleo; y producción de gas natural; Petrobrás Energía que participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad; producción, transporte y refinación de petróleo; y producción y transporte de gas natural y la empresa líder en el sector energético en general atendiendo a su participación integrada y grado de concentración en las reservas de recursos naturales energéticos, REPSOL-YPF, quien participa en el eslabón de generación de electricidad; producción, transporte y refinación de petróleo; producción, transporte para exportación y distribución de gas natural.

Este alto grado de integración y concentración del sistema energético es contrario a los fundamentos teóricos que indicaban la incompatibilidad de funciones como una condición necesaria al momento de alcanzar los beneficios que subyacerían de la instalación de una modalidad de mercado abierto. Es importante destacar que ambos aspectos, la integración y

concentración económica, ponen al sistema energético en una situación de inestabilidad, y potencial inseguridad de abastecimiento, puesto que al estar el sistema energético fuertemente encadenado, y gobernado por un mismo agente económico, al tiempo que se observan relativos niveles de concentración en cada eslabón, podría favorecerse a las prácticas anticompetitivas. Un mismo agente opera como oferente y demandante de un mismo recurso, incrementando su poder de mercado, entendido este no solo como el poder dentro de un mercado relevante en un eslabón en particular de la cadena, sino en términos globales, como el poder de mercado en toda la cadena y en el sistema energético.

Más aún, es importante mencionar que la participación de un mismo agente económico en más de un eslabón de una cadena energética tiene impactos sobre la distribución de la renta económica generada a partir de la explotación del recurso natural, pues propicia la doble apropiación de la renta en eslabones diferentes de la cadena. Este aspecto es analizado con detalle en el capítulo IV.

Finalmente, el Estado es uno de los actores principales en las cadenas energéticas, sea por su participación directa en la explotación o por su rol de regulador. En el caso argentino el Estado no ha logrado, a lo largo de la historia, operar en forma tal de favorecer al buen desempeño del sistema, ya sea permitiendo la implementación de prácticas anticompetitivas por parte de los agentes privados, o cambiando las reglas del juego, disminuyendo la estabilidad institucional y perjudicando el desempeño del sistema.

## 2.5 BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- AZPIAZU, D. (2001) *Privatizaciones y regulación pública en la Argentina: captura institucional y preservación de beneficios extraordinarios*. VI Congreso Internacional del CLAD sobre Reforma del Estado y de la Administración Pública. Buenos Aires, Argentina, 5-9 de noviembre 2001
- AZPIAZU, D. (2002). “Privatizaciones, rentas de privilegio, subordinación estatal y acumulación del capital en la Argentina contemporánea” en *Privatizaciones, rentas de privilegio, subordinación estatal y acumulación del capital en la Argentina contemporánea*. FLACSO, Sede Argentina. 2002
- AZPIAZU, D. (2008) “Concentración y centralización del capital en el mercado eléctrico Argentino”, *Realidad Económica* 233.
- AZPIAZU, D. y BONOFILIO, 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.

- AZPIAZU, D. y SCHORR, M. (2001). “Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital”, *Documento de Trabajo N° 1, Proyecto “Privatización y Regulación en la Economía Argentina”*. Buenos Aires.
- BASUALDO, E. y AZPIAZU, D. (2002) “El proceso de privatización en la Argentina. La renegociación con las empresas privatizadas. Revisión contractual y supresión de privilegios y rentas extraordinarias”. *Área de Economía y Tecnología de la FLACSO, Sede Argentina*
- BRENTA, N. y RAPOPORT, M. (2003) “El FMI y la Argentina en los años ‘90: de la hiperinflación a la hiperdesocupación” en *Los guardianes del dinero. Las políticas del FMI en la Argentina*, Norma, Bs. As.
- CAMPODONICO, H. (2004) “Reformas e inversiones en la industria de hidrocarburos en América Latina”, CEPAL, *Serie recursos Naturales e Infraestructura 78*.
- DAVIDSON, P. (1979) “Natural Resources” en *A guide to Post-Keynesian Economics*. M.E. Sharpe, Inc.
- Decreto 2128/1991. Boletín Oficial N° 27.243, Buenos Aires, 17 de octubre de 1991.
- IDEE/FB (2005), *Lineamientos generales para la elaboración de un PLAN ENERGÉTICO NACIONAL SUSTENTABLE*. Fundación Bariloche, Buenos Aires.
- IDEE/FB (2006). *Manual de Economía del Gas Natural. Posgrado en economía y política energética y ambiental*, Universidad Nacional del Comahue-Fundación Bariloche.
- GUZOWSKI, C., RECALDE, M. (2008) “Diagnóstico y prospectiva de abastecimiento energético para Argentina”. *Anales de la XLIII reunión anual de la Asociación Argentina de Economía Política*.
- KOZULJ, R. (2002) “Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”. CEPAL, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura 46*.
- KOZULJ, R. (2004) *Las experiencias regulatorias en argentina: La industria del petróleo y el gas natural en Análisis de las experiencias regulatorias*, MEPEA, Neuquén.
- Ley 23.696, Boletín Oficial N° 26.702, Buenos Aires, 23 de agosto de 1989.
- Ley 23.697, Boletín Oficial N° 26.725, Buenos Aires, 25 de septiembre de 1989.
- Ley 23.928. Boletín Oficial N°27.104, Buenos Aires, 28 de marzo de 1991.
- Ley 24.065, Boletín Oficial N°27.306, Buenos Aires, 16 de enero 1992
- Ley 25.561. Boletín Oficial N°29.819, Buenos Aires, 7 de enero de 2002.
- OLADE (2001) *Estudio para la Integración del Mercado de Gas Natural en América del Sur. Informe Final*.
- OLADE/CEPAL/GTZ (2003) *Energía y Desarrollo Sustentable en ALyC: Guía para la formulación de Políticas Energéticas*, Santiago de Chile.

- PISTONESI, H. (2001) “Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina”. CEPAL, *Serie Gestión Pública 15*.
- PISTONESI, H. (2005) *Seminario sobre regulación de servicios de infraestructura: “Agua y Electricidad”*. Santiago de Chile, 18 y 19 de octubre 2005.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA LA NACIÓN, *Serie de Balances Energéticos 1960-2006*. Buenos Aires, Argentina.
- SCHORR, M. (2001) “Las renegociaciones contractuales del gobierno de la Alianza con las empresas privatizadas: polarización del poder económico y agudización de la crisis de las PYMES”, *Realidad Económica 178*, Año 2001.
- SCHORR, M. (2002) *Mitos y realidades del pensamiento neoliberal: la evolución de la industria manufacturera argentina durante la década de los noventa*, CLACSO-UNESCO, Buenos Aires.
- THWAITES REY, M. (1999) “Ajuste estructural y reforma del Estado”, *Realidad Económica 160/161*, Año 1999.

### **III. EL ESLABON DEL UPSTREAM DE PETROLEO Y GAS NATURAL EN ARGENTINA**

Tal como se desprende de las conclusiones del capítulo anterior, los recursos naturales energéticos, y en particular en el sector energético argentino, los hidrocarburos, cumplen un rol fundamental en el desempeño del sistema energético argentino. Su elevada participación en la matriz energética primaria, así como en la generación eléctrica los convierte en la variable clave, al menos en la actualidad, del sistema energético.

Por estos motivos, una de las hipótesis presentadas en este trabajo es que el control efectivo sobre estos recursos naturales energéticos, esto es la decisión final en torno a su extracción y producción, impactan sobre el total de la cadena energética.

Dada la relevancia de la evolución sustentable de la cadena energética sobre el desarrollo nacional, aspecto que se discutirá con detalle en la tercera sección, el control de los hidrocarburos implica, en última instancia, un limitante para el desarrollo nacional. Asimismo, tal como lo destaca Davidson (1979), las características propias de la morfología del mercado de este segmento parecerían poner en evidencia una posible deficiencia del mercado como mecanismo de asignación óptimo de los recursos desde un punto de vista social.

A los efectos de analizar algunos de los aspectos anteriormente planteados, este capítulo presenta un análisis detallado de la actual estructura del segmento de *upstream* estudiando algunas de sus principales características, no desde un punto de vista estático, sino con una visión histórica del mismo.

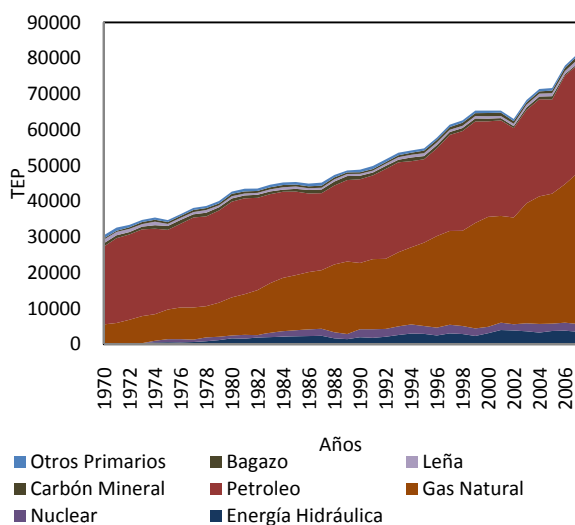
Con estos fines el capítulo se organiza como sigue. En primer lugar, se presenta una caracterización de la actual situación del segmento del *upstream* de gas natural, tomando como principales variables de análisis, la participación de ambos hidrocarburos en la matriz energética primaria, la frontera exploratoria nacional y la localización de las reservas. En segundo lugar, se presenta un análisis de la evolución histórica del marco regulatorio de la actividad, desde sus inicios hasta la actualidad, intentando dejar abierta la puerta para el estudio de su impacto en el desempeño del sector. En un tercer apartado se presenta, la evolución de las modalidades de coordinación operantes en el segmento. El objetivo de este apartado es el análisis histórico de cómo el *upstream* de hidrocarburos fue cambiando a lo largo de la historia del país, y como en cada caso, los cambios impactaron sobre el desempeño del mismo. Finalmente, se analiza en un apartado el desempeño reciente del sistema, teniendo en cuenta cada uno de los aspectos mencionados previamente.

### 3.1 CARACTERIZACIÓN DEL SEGMENTO DEL UPSTREAM

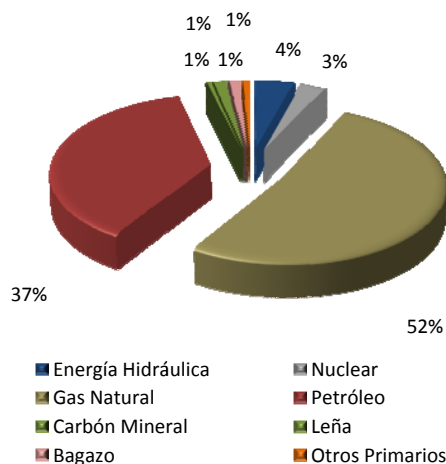
#### 3.1.1 El rol de los hidrocarburos en la matriz energética nacional

Motivado por diferentes factores que serán analizados a lo largo del presente capítulo, el sistema energético argentino en las últimas décadas ha presentado una clara tendencia a la concentración y dependencia en los hidrocarburos, principalmente gas natural y petróleo. Este aspecto constituye una de las principales características del sistema y ha impactado sobre el desarrollo del mismo en su totalidad. Tal como puede observarse en el *graf. 3.1*, la mencionada tendencia la concentración de la participación de hidrocarburos en la Oferta Interna<sup>61</sup> se hace más notoria desde la introducción del gas natural en el sistema energético nacional. Por su parte, el *graf. 3.2* muestra que en el año 2007, el 90% de la oferta interna de recursos energéticos estaba concentrada en recursos hidrocarburíferos, particularmente gas natural, el cual ocupa una participación del 52%.

**Grafico 3.1:** Evolución histórica de la Oferta Interna de Energía Primaria



**Grafico 3.2:** Matriz Energética Primaria 2007



**Fuente:** Elaboración propia en base a los Balances Energéticos de la Secretaría de Energía

Es clara la importancia con que cuentan los hidrocarburos en la matriz energética nacional. Por estos motivos es fundamental analizar el origen de la oferta interna de dicho recurso. En el caso del gas natural, tal como puede observarse en el *graf. 3.3*, prácticamente la totalidad de la oferta interna proviene de producción nacional, el rol de las importaciones es muy bajo en relación a los requerimientos internos. En cuanto a la evolución de la producción de gas natural, se observan cuatro puntos de inflexión en la tendencia. En primer lugar, a

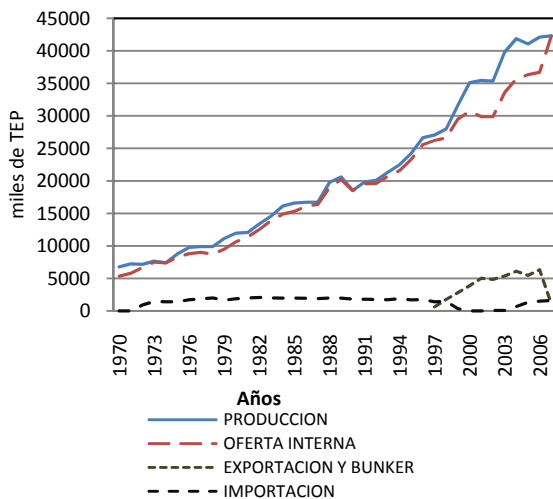
<sup>61</sup> La Oferta Interna (OI) del recurso *i* se define como:

$OI_i = Producción_i + Importaciones_i - Exportaciones_i - No\ utilizado_i - Pérdidas_i - Variación\ existencias_i - Reinyección_i$

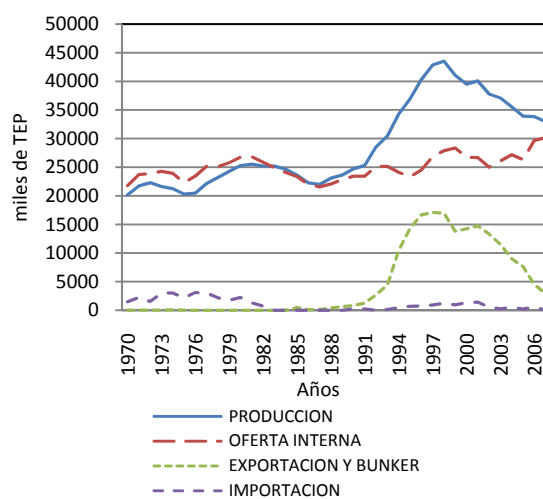
mediados de la década de los setenta, producto de una intensiva política de sustitución a favor del gas natural (que se desarrollará más adelante), y del descubrimiento del yacimiento Loma la Lata (que posicionó al gas natural como uno de los principales recursos del país). En segundo lugar, a inicios de la década de los noventa, con el cambio en la modalidad de coordinación, aspecto que se estudiará en breve. Finalmente, se observan dos marcados incrementos en 1998 y en el año 2002, año en que se efectúa el quiebre de la Ley de Convertibilidad<sup>62</sup>. Particularmente luego del tercer quiebre en la producción, se observa el importante rol de las exportaciones dentro del total de la producción.

En el caso del petróleo, nuevamente la oferta interna puede explicarse a partir de la evolución de la producción nacional, sin embargo, en este recurso el rol que cumplen las exportaciones como porcentaje de la producción interna es más elevado que en el caso del gas natural y, dada la similitud de sus evoluciones podría decirse que los quiebres de tendencia en la producción están altamente relacionados con los cambios en la exportación. Así se observa en el *graf. 3.4*, que el incremento en la producción interna a inicios de la década de los noventa, se encuentra altamente relacionado con el incremento en la exportación del recurso, dado que dicho incremento deja prácticamente inalterada la oferta interna, la cual es necesariamente igual a los requerimientos internos.

**Grafico 3.3:** Evolución de la producción, exportación y oferta interna de Gas Natural



**Grafico 3.4:** Evolución de la producción, exportación y oferta interna de Petróleo



**Fuente:** Elaboración propia en base a los Balances Energéticos de la Secretaría de Energía

Tal como se mencionó en el capítulo anterior en el análisis del sector energético sobre el marco de estudio de las cadenas energéticas, los dos aspectos fundamentales de las mismas son los recursos naturales energéticos y el consumo final energético. En este sentido respecto de las

<sup>62</sup> Para una definición y explicación de la Ley de Convertibilidad de la moneda remitirse al capítulo anterior.

cadena de gas natural y petróleo, presentadas en las *fig. 3.3 y 3.4*, una vez descontada la participación de las exportaciones, es importante remarcar ciertos aspectos respecto al destino de la oferta interna.

En el caso de la cadena de gas natural, el mayor porcentaje de su oferta interna se destina al consumo final (57% en 2007), mientras que un porcentaje menor, pero igualmente importante, se destina al consumo intermedio, principalmente centrales eléctricas (35% en 2007)<sup>63</sup>. De acuerdo al Balance Energético Nacional (BEN)<sup>64</sup>, en el año 2007 del total del consumo final de gas natural, el 52% correspondió a la industria, el 39% al sector residencial y 12% al sector transporte. Esto pone de manifiesto la relevancia que el gas natural tiene, no solo para la matriz productiva nacional mediante su impacto en el sector industrial (y en la generación eléctrica), sino también en la estructura social, dada su importancia en el consumo residencial y en el sector transporte dada una reciente sustitución de combustibles derivados del petróleo por gas natural comprimido (GNC) en el país. En el caso de la cadena del petróleo, el Diesel Oil, Gas Oil y la Motonafta constituyen los principales productos de las refinerías nacionales. Respecto a los destinos de estos subproductos, en el caso de la motonafta la totalidad de su oferta interna se destina al consumo final, siendo en 2007 el transporte responsable del 40% del consumo de la misma. En el caso del Diesel Oil, en cambio, un porcentaje del mismo (aunque muy bajo) se destina al consumo intermedio en las centrales eléctricas, siendo la participación del sector transporte cercano al 70% y del sector agropecuario del 28%, nuevamente se observa la relevancia del consumo de este energético para el sector productivo nacional.

### **3.1.2 La frontera exploratoria nacional**

La caracterización del *upstream* de una nación solo podrá ser finalizada una vez se conocen algunos aspectos tales como los factores naturales y/o geográficos de la dotación, la localización de las reservas, y la “*frontera exploratoria nacional*”.

El concepto de frontera exploratoria no presenta una definición unánime, sino que depende del enfoque del analista. Si bien desde una perspectiva geológica-petrolera suele asociarse a la frontera con regiones de alto riesgo exploratorio, desde un enfoque más amplio el concepto refleja la conjunción de factores tales como la fisiografía del área, infraestructura existente, tecnología disponible, realidad política económica, nivel de conocimiento, aptitud y actitud de los responsables de la exploración, etc. En relación con el peso relativo de estos

---

<sup>63</sup> Nuevamente, tal como se remarcó en el capítulo anterior, en este aspecto se verifica el fuerte encadenamiento productivo entre la cadena de gas natural y la cadena eléctrica, aspecto que resalta la importancia del análisis conjunto de todas las cadenas para estudiar el sector energético.

<sup>64</sup> Al igual que para el caso de CAMMESA enunciado en el apartado anterior, es preciso tener en consideración que la confiabilidad de la información publicada por la secretaría de la energía y particularmente la información del BEN se ha visto reducida, sobre todo desde los inicios del problema de abastecimiento nacional en el año 2004.



factores se encuentran diferentes tipos de frontera: tecnológico-económica, mental, etc. (Zilli *et al.*, 2005). Desde el enfoque planteado en la presente investigación, se considera que esta última definición es la que mejor se ajusta a los requerimientos; más aún algunos de los aspectos que se consideran más interesantes a estudiar de dicha frontera son: la localización de las principales cuencas productivas y su participación en el volumen total de producción de hidrocarburos, la evolución de las reservas<sup>65</sup>, y la reciente actividad exploratoria. Todos estos aspectos serán analizados en detalle a lo largo de las siguientes secciones.

Zilli *et al.* (2005), destacan que, de acuerdo con los trabajos de prospección y exploración de hidrocarburos realizados en el país, de las treinta y tres cuencas o regiones sedimentarias identificadas solo cinco se encuentran en producción siendo éstas las únicas que han aportado y aportan la totalidad de la producción comercial histórica de hidrocarburos: *Cuenca Noroeste*, *Cuenca Cuyana*, *Cuenca Neuquina*, *Cuenca del Golfo de San Jorge* y *Cuenca Austral*. Al mismo tiempo, de acuerdo a los autores, la última cuenca productiva descubierta en el país es la *Cuenca Austral* que data del año 1948, evidenciando que no han existido nuevos descubrimientos en los últimos sesenta años. Dichos autores presentan en su trabajo la denominada *Creaming Curve* o *Curva de Incorporación de Reservas* para Argentina para los años 1989-2004, dejando claro la relevancia que ha tenido, y tiene para el sistema en su conjunto el descubrimiento de gas en Loma la Lata (Cuenca Neuquina) en el año 1977 (290 MMm<sup>3</sup>), la creciente relevancia de la Cuenca Neuquina y el incremento en la participación de la Cuenca Austral desde mediados de la década de los setenta.

El *graf. 3.5* muestra la curva de incorporación de reservas de acuerdo a Rebori (2008 citado por Stinco, 2009). Tal como se mencionara anteriormente, la incorporación de reservas, particularmente si se considera el caso del gas natural, presenta un punto de quiebre de la tendencia a partir de la década de los sesenta. De acuerdo a Stinco (2009) los descubrimientos de reservas no se sucedieron en forma constantes, sino que existen dos periodos más marcados de descubrimientos. El primer período, 1960-1969, producto de la aplicación de políticas estatales agresivas; mientras que el segundo, 1990-1999, debido a la incorporación de nuevos conceptos y tecnología (Stinco, 2009).

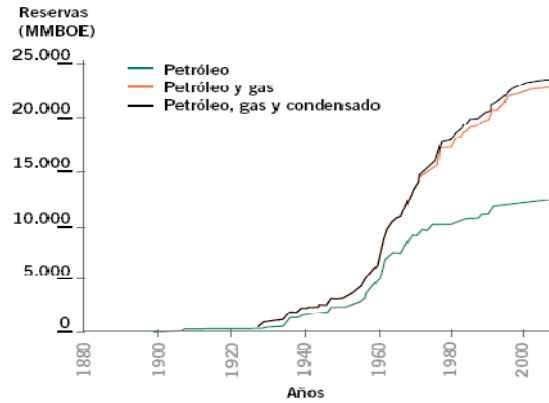
Sin embargo, desde la perspectiva de esta investigación, el hecho mayor relevancia adquiere del mencionado gráfico es la forma que adopta dicha curva. Tal como puede observarse, la curva presenta dos puntos de quiebre. En un principio se trata de una curva con pendiente creciente a tasa creciente, luego del punto de inflexión aproximadamente en 1960, la forma de la curva cambia, y la misma presenta una pendiente creciente pero a tasa decreciente, profundizándose dicha forma aún más desde finales de los noventa. Esta descripción de la forma

---

<sup>65</sup> Las reservas hidrocarburíferas se clasifican en probadas, probables y posibles de acuerdo al grado de certidumbre de las mismas, dicha clasificación se extiende más adelante en este capítulo.

y curvatura de la curva de incorporación de reservas pone en evidencia la tendencia al estancamiento en el nivel de reservas en Argentina en los últimos años.

**Grafico 3.5:** *Creaming curves* para Argentina.



**Fuente:** Rebori, 2008; citado en Stinco, 2009.

Un aspecto muy importante a ser analizado en lo que respecta a esta *creaming curve*, se refiere a su relación con la actividad exploratoria. Sin duda, la situación de las reservas se encuentra altamente relacionada con la actividad exploratoria llevada a cabo en el período de análisis. De acuerdo a Zilli *et al.* (2005) entre 1960 y 1980 se incorporó el 45% de las reservas totales encontradas en el país, siendo este, el período en el cual se descubrieron los campos de mayor tamaño. No obstante la relevancia del análisis de la actividad exploratoria, el mismo no será desarrollado en esta instancia, sino que se estudiará específicamente más adelante.

En lo que respecta a la ubicación de las reservas, se observa una concentración de las cuencas productivas. En el caso del petróleo, el 86% de la producción se origina en las cuencas del Golfo de San Jorge y Noroeste, siendo la situación aún más concentrada en el caso del gas natural en el cual el 62% de la producción proviene de la cuenca Neuquina y el 31% restante de las cuencas Austral y Noroeste.

**Cuadro 3.1:** Reservas probadas y probables de petróleo y gas natural

CUENCAS	Reservas de Petróleo	Reservas de Gas Natural
	Miles de m3	Mil Mill de m3
NOROESTE	7.633 (2%)	74.641 (17%)
CUYANA	31.097 (7%)	692 (0%)
NEUQUINA	11.976 (27%)	202.543 (45%)
GOLFO SAN JORGE	252,190 (61%)	43.642 (10%)
AUSTRAL	14.583 (3%)	14.583 (3%)
<b>TOTAL COMPROBADAS</b>	<b>411.263</b>	<b>446.156</b>
<b>RESERVAS PROBABLES</b>	<b>148.664</b>	<b>227.038</b>

**Fuente:** Elaboración propia en función a información de la Secretaría de la Energía

### 3.2 CONFORMACIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO.

La comprensión de la evolución del sector, así como de las características estructurales, la actual coyuntura del mismo, y sus principales aspectos económicos, amerita un análisis previo del marco legal. Tal como se ha mencionado anteriormente, en un sistema con modalidad de MA, el marco institucional y legal tiene una función primordial. Más aún, desde el punto de vista de esta investigación, el marco institucional en el cual se desarrolla la actividad es fundamental para poder comprender como ha sido el comportamiento (histórico) de los principales agentes operantes en las cadenas hidrocarburíferas. Nuevamente, para lograr una correcta comprensión del mismo y su alcance el análisis del mencionado marco institucional y legal deberá ser llevado a cabo desde una perspectiva histórica.

Desde la perspectiva aquí planteada, a lo largo de cada una de las etapas de la historia existe un grupo de factores que han caracterizado el sector de hidrocarburos, y que delimitaron la situación actual, los mismos son:

- *Puja* entre los distintos sectores privados y el sector público por la *renta energética*, en particular la renta petrolera, y más recientemente la renta gasífera<sup>66</sup>.
- *Lucha* permanente entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales por la *propiedad de los recursos*.
- *Alta inestabilidad y cambios bruscos* en la *legislación*.
- *Tendencia* acentuada en los últimos años a otorgar *mayor participación* en la propiedad y producción de los recursos a los *actores privados*.
- *Pérdida* constante de *grados de libertad en la política energética*<sup>67</sup>, principalmente como resultado de los tres puntos anteriores,

Estos factores se han ido combinando de diversas formas desde los inicios en la actividad hidrocarburífera en Argentina, de forma tal que se fue configurando la actual morfología del mercado. Estos aspectos pueden ser comprendidos en el marco de la discusión respecto al rol de las instituciones, el marco regulatorio y el rol del Estado, introducidos en el apartado 2.3 del capítulo anterior.

De acuerdo a Hidalgo (2007) hasta mediados del siglo XX el sector de hidrocarburos se encontraba regulado por las normas del Código de Minería, haciendo su aparición la primera ley específicamente petrolera, Ley 7.059, en el año 1910. Es posible que, esta tardía emergencia de

---

<sup>66</sup> Este aspecto será estudiado con detalle en el capítulo siguiente.

<sup>67</sup> Se introduce aquí el concepto de “Grados de Libertad de la Política Económica” desarrollado por Burkún y Vitelli (2005).

la legislación hidrocarburífera en el país se deba a la falta dotación de recursos energéticos en ese momento, como por ejemplo carbón, un recurso estratégico en la economía mundial luego de la primera revolución industrial. Por estos motivos, es necesario remontarse al proceso histórico de la evolución de los recursos.

Mientras que según la Secretaría de Energía los primeros registros de producción de petróleo y gas natural se encuentran en 1911 y 1913; recién en el año 1951 comienza a producirse carbón mineral. Es posible que, durante el período histórico conocido como “Argentina Agro-exportadora” (1880-1930) no existiera gran interés en la exploración de carbón. En el marco del modelo de división internacional del trabajo de la época Argentina se concentraba mayoritariamente en la producción de productos agropecuarios, para los cuales tenía ventajas comparativas, los cuales se exportaban primordialmente a Inglaterra, quien a su vez proveía de minerales y bienes manufacturados. Este modelo económico no era una particularidad de Argentina, sino que predominaba en el mundo. Más aún, dada la conformación geográfica de la colonia en ese entonces, y la extensión del territorio nacional, la exploración y producción de carbón podría no resultar rentable por las distancias y la falta de infraestructura de base para transportar el producto.

La crisis financiera de 1929/30 implicó serios cambios en los esquemas predominantes en la economía mundial, particularmente en los esquemas del comercio internacional. En este nuevo contexto económico, Argentina quedó en una situación relegada respecto a otras naciones que se encontraban en ese entonces en iguales circunstancias.

Durante el período 1941-1945, en el contexto de la segunda guerra mundial, las distintas economías del mundo basaban la mayor parte de sus estructuras productivas en el consumo de energía. Ante su rezago en este campo, Argentina comienza su búsqueda de un recurso considerado estratégico en todo el mundo, y del que no se tenían registros importantes en el país: el carbón mineral. En el año 1941 se crea la *División de Carbón Mineral* perteneciente a la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF SE) que toma a su cargo el estudio de los carbones nacionales y su explotación. Más adelante, en el año 1958, el Poder Ejecutivo Nacional crea, por medio del decreto 3688/58 la empresa Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF).

Como se observa, Argentina comienza su historia energética en un período tardío en relación al resto de las naciones. Así, podría decirse que, en cierta forma, la ausencia de recursos hidrocarburíferos con potencial explotable a nivel técnico y económico para utilizar en la

economía justifica el tardío desarrollo de legislación en la materia. Más aún, la legislación emergente estuvo relacionada con el petróleo y más recientemente con gas natural.

El descubrimiento del primer yacimiento de petróleo del país fue en el año 1907<sup>68</sup>, en Comodoro Rivadavia. En ese entonces, las actividades hidrocarburíferas se mantenían básicamente dentro de lo establecido por el Código de Minería, redactado por el doctor Enrique Rodríguez, y sancionado por la Ley 1.919 en el año 1886. El art. 2 del Título I de dicho código clasifica a las diferentes minas y sus propietarios.

“Con relación a los derechos que este Código reconoce y acuerda, las minas se dividen en tres categorías.

1-Minas de las que el suelo es un accesorio, que pertenecen exclusivamente al Estado, y que sólo pueden explotarse en virtud de concesión legal otorgada por autoridad competente.

2-Minas que, por razón de su importancia, se conceden preferentemente al dueño del suelo; y minas que, por las condiciones de su yacimiento, se destinan al aprovechamiento común.

3- Minas que pertenecen únicamente al propietario, y que nadie puede explotar sin su consentimiento, salvo por motivos de utilidad pública”. (Ley 1.919, Título I-I, Art. 2º)

De acuerdo a al *art. 3* del mismo capítulo,

“Corresponden a la primera categoría:

a) Las sustancias metálicas siguientes: oro, plata, platino, mercurio, cobre, hierro, plomo, estaño, zinc, níquel, cobalto, bismuto, manganeso, antimonio, wolfram, aluminio, berilio, vanadio, cadmio, tantalio, molibdeno, litio y potasio;

b) Los combustibles: hulla, lignito, antracita e hidrocarburos sólidos;

c) El arsénico, cuarzo, feldespato, mica, fluorita, fosfatos calizos, azufre, boratos y wollastonita; (Artículo sustituido por art. 1º de la Ley N° 25.225 B.O. 29/12/1999.)

d) Las piedras preciosas.

e) Los vapores endógenos.” (Ley 1.919, Título I-I, Art. 3º)

Respecto a aquellas categorías que no aparecen en la enumeración de los artículos 3-5, como es el caso del petróleo y gas natural, el artículo 6 establece que su categorización será establecida por una ley especial.

“Una ley especial determinará la categoría correspondiente, según la naturaleza e importancia, a las sustancias no comprendidas en las clasificaciones precedentes, sea por omisión, sea por haber sido posteriormente descubierta.

Del mismo modo se procederá respecto de las sustancias clasificadas, siempre que por nuevas aplicaciones que se les reconozca, deban colocarse en otra categoría”. (Ley 1.919, Título I-I, Art. 6º)

En cuanto a la controversia entre el dominio nacional o provincial, el *art. 7* establece que “*las minas son bienes privados de la Nación o de las Provincias, según el territorio en que se encuentren*” (Ley 1.919, Título I-II, art.7). Esta característica, como se analizará posteriormente, siguió reflejándose aún en las más recientes legislaciones de hidrocarburos. Por otra parte, ya

<sup>68</sup> Según el historiador Felipe Pigna (2007) no es real la teoría de que el primer yacimiento de petróleo fue descubierto por casualidad mientras se buscaba agua. Según dicho historiador el hallazgo se debió a los esfuerzos y logros de hombres como el ingeniero Enrique Hermitte, José Fuchs y Humberto Beghin quienes, haciendo tareas de exploración geológica bajo la dependencia de la Comisión de Napas de Aguas y Yacimientos Carboníferos, encontraron petróleo.

desde esta época se observa una tendencia a la participación privada en la actividad, como queda expreso en los *art. 8 y 9*:

“Concédese a los particulares la facultad de buscar minas, de aprovecharlas y disponer de ellas como dueños, con arreglo a las prescripciones de este Código”. (Ley 1.919, Título I-II, Art. 8º)

“El Estado no puede explotar ni disponer de las minas, sino en los casos expresados en la presente ley”. (Ley 1.919, Título I-II, Art. 9º)

Ante el descubrimiento del primer yacimiento de petróleo, y dada la falta de legislación específica que establezca los derechos del Estado en el subsuelo para el caso del petróleo, no mencionado en el Código de Minería, el gobierno del José Figueroa Alcorta dicta, sobre la base del a Ley de Tierras Públicas, Ley 4167 de 1902, el decreto del 14 de diciembre de 1907. En éste, se decreta la prohibición de denuncias de propiedad y una zona de reserva en las *cien mil hectáreas circundantes al yacimiento*. El objetivo primordial del decreto, era resguardar el derecho del Estado sobre los recursos recientemente encontrados en zona de reserva.

Sin embargo, este decreto no pudo evitar la proliferación de luchas por el dominio sobre el área de reserva. La relevancia del petróleo como combustible en el contexto económico mundial, determinó que se desatara una pelea por participación en el negocio entre los agentes privados y el Estado. En el caso particular del Estado, un posible motivo del interés puede radicar en el potencial de los recursos petrolíferos para sustituir el carbón importado desde Inglaterra, e inclusive el petróleo, los cuales en dicho momento tenían un importante peso sobre el balance comercial.

De esta forma, con el descubrimiento de las primeras reservas de petróleo en Comodoro Rivadavia se inicia con una de las características de la historia hidrocarburífera nacional: los *enfrentamientos constantes por el dominio de los recursos y su renta* que se perpetúa en el país hasta la actualidad.

Los hallazgos de reservas, tanto en Comodoro Rivadavia como en otras zonas del país, comenzaron a hacer cada vez más frecuentes los enfrentamientos entre los agentes políticos con distintos objetivos y concepciones respecto al rumbo económico del país. Una clara evidencia de esta controversia se encuentra en los debates introducidos en el senado en 1909. En agosto de dicho año, el entonces Presidente José Figueroa Alcorta (1906-1910) y el Ministro de Agricultura Pedro Escurra, envían al Senado de la Nación un proyecto de ley con motivo de dar marco legal a la explotación de petróleo, recientemente iniciada. Entre los aspectos más interesantes de dicho proyecto se destaca la autorización al poder ejecutivo a reservar una zona de hasta 4 leguas kilométricas cuadradas en la zona petrolífera dentro de cuya extensión no se concederían pertenencias mineras ni permisos de exploración y cateo. A su vez, la zona podía ser dividida en diferentes secciones, de un cuarto de legua cada una aproximadamente, con el fin de adjudicarlas a uno o varios concesionarios para su explotación; mientras que el Poder

ejecutivo mantenía la facultad de reservar una o más de las porciones para explotarlas por administración y utilizar el producto de la forma que sea más conveniente. Finalmente, se concedería un crédito extraordinario de 500.000 pesos al Ministerio de Agricultura con el fin de cubrir los gastos de la futura ley (Kaplan, 1974).

La presentación de este proyecto, pone en evidencia la existencia de posturas contrarias. De acuerdo a Kaplan (1974) e Hidalgo (2007), en ese momento se perfilaban básicamente dos posturas: una más avanzada representada por el Poder Ejecutivo, y los senadores Elías Villanueva, Francisco C. Figueroa, y Alberto de Soldati; la otra, expresada principalmente por el senador de la Rioja Joaquín V. González, conservadora, ligada a los intereses extranjeros y contraria a la conformación de un monopolio estatal. De acuerdo a Pigna (2007) Gonzalez resaltaba en el debate por el descubrimiento del petróleo, la incapacidad del Estado para administrar los recursos naturales y los servicios, al tiempo que insistía en las ventajas que tendría que “los particulares y las compañías extranjeras” participaran de la explotación del recurso.

Finalmente, en medio de diversos debates, el 29 de agosto de 1910 se sanciona la Ley 7059<sup>69</sup> según la cual:

“se autorizó al Poder Ejecutivo para reservar una extensión de *cinco mil hectáreas* en la zona petrolera de Comodoro Rivadavia, dentro de la cual no se concederían pertenencias mineras ni permisos de exploración, durante el término de cinco años y podrían ubicarse secciones de 625 hectáreas en condiciones de ser ofrecidas en licitación pública a concesionarios particulares”.

En este contexto, es posible mencionar que lo que podría ser denominado como el primer hecho en la historia hidrocarburífera nacional en donde se la puja entre los distintos agentes por la explotación y, principalmente, por la renta petrolera, tuvo como resultado una de las primeras derrotas para los nacionalistas. En contraposición con el proyecto inicialmente presentado, el gobierno debió disminuir, por ley, la cantidad de tierras reservadas para su propia explotación (de 10.000 a 5.000 ha) limitando su duración a solo 5 años.

Más aún, se reemplazó el objetivo expresamente mencionado en el proyecto de ley de “*utilizando su producto en la forma en que más convenga*” por un objetivo más suavizado en cuanto a las atribuciones estatales: “*utilizando los productos principalmente para uso de la armada y ferrocarriles*”. A este aspecto en particular, Kaplan (2007) lo carátula como un claro desaliento de antemano a toda actividad intervencionista e industrializadora del Estado.

---

<sup>69</sup> El antecedente más cercano a esta ley es el mencionado decreto del Presidente Figueroa Alcorta (Dto. 14/1910), cuyo objetivo era realizar la explotación del nuevo yacimiento en forma directa o por medio de contratos con compañías privadas. Hidalgo (2007) presenta una breve contextualización del debate establecido al momento de sancionar la ley, particularmente entre el senador Villanueva, J.V: Gonzalez, y el entonces ministro de agricultura. (Cf. Diario de Sesiones del Senado, 1909 pp.543 y ss., 569 y ss.; citado en Hidalgo, 2007).

En ese entonces, la explotación fiscal del petróleo se encontraba bajo la Dirección de Minas. El Decreto del Ministerio de Agricultura de la Nación del 24 de Diciembre de 1910, durante el gobierno de Roque Saenz Peña, crea la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia, también conocida como la Dirección General del Hidrocarburos, presidida por el Ing. Luis Huergo, y bajo la dependencia del entonces ministro de agricultura Eleodoro Lobos. De acuerdo a Pigna (2007) el Ing. Huergo era uno de los más acérrimos nacionalistas y contrarios al discurso liberal oficial<sup>70</sup>.

Según postula Gonzalez (2007) la razón que pareció inspirar el decreto fue “*obtener un combustible propio para el país con el fin de aliviar su subordinación industrial y económica con respecto a las naciones que lo exportan*”. Esta nueva Dirección se aboca entonces al estudio del nuevo yacimiento, realizando los estudios técnicos pertinentes y se presenta un informe al Poder Ejecutivo afirmando el valor del mismo e instando a un rápido plan de acción que permitiera recuperar al máximo lo perdido desde el hallazgo. El Poder Ejecutivo envía entonces un proyecto de ley que lo autoriza a invertir hasta 2 millones de pesos para la exploración de petróleo, manteniendo la organización comercial de la explotación y disponiendo sus productos. En esta misma línea, en el año 1913 se dicta un decreto en el cual se reconocen y se exponen ideas de corte más “*nacionalista*” tales como el impacto negativo que los permisos de cateos privados han tenido sobre la especulación y la explotación efectiva del yacimiento. Entonces, el Poder Ejecutivo ordena practicar una exploración prolija en la zona, fijando una extensión de 160.000 ha dentro de la cual, mientras dure la explotación, quedan prohibidas las denuncias de minas y se declara caducos los permisos de cateo no ajustados al Código de Minería (Da Rocha, 1952, en Kaplan, 1974). Sin embargo, la lucha por los ingresos de la producción continúa entre los agentes privados y el Estado, aunque quizás de forma más oculta. Kaplan (2007) expone en forma muy detallada un claro ejemplo de esta situación: la denuncia realizada por el Ing. Huergo sobre el acaparamiento de yacimientos petroleros en Comodoro Rivadavia, hecho que termina con la renuncia del Presidente de la Comisión en Septiembre de 1913. Entre otras acusaciones, se destaca: “*manos mercenarias...poseen en concesión más de ochenta mil hectáreas que circundan las cinco mil hectáreas reservadas por la ley de 6 de septiembre*” (Kaplan, 2007: 787). Este es uno de ejemplos que se presentan en la historia del recurso

---

<sup>70</sup> Ejemplo claro de la posición del Ing. Huergo es el discurso citado por Pigna (2007), en el cual Huergo enfatiza: “...la negación desvergonzada e insistente hasta la imbecilidad de que se hayan hecho en Comodoro Rivadavia trabajos suficientes durante los dos años de la presente administración para demostrar que al fin el país podrá disponer no sólo de un combustible propio y aceptable, sino del mejor conocido hasta hoy; la prédica de que las cosas y propiedades de mayor valor de la Nación deben entregarse a manos mercenarias porque los gobiernos son malos administradores; teoría desmentida en todo el mundo. Los gobiernos de todas las naciones del mundo administran sus finanzas, sus rentas, sus aduanas, sus bancos de crédito principales y sin necesidad de mencionar más, sus ejércitos, sus escuadras y sus arsenales. No hay ejemplo de nación alguna de este mundo que haya vendido o entregado voluntariamente a la administración extranjera su arsenal de guerra, a no ser en el caso extremo de haber sido vencida o conquistada: jamás por plata o por ignorancia supina...” (citado en Pigna, 2007).



respecto a la tendencia a la concentración en la propiedad, contraria a la legislación, que se perpetúa y se extiende en muchos casos hasta la actualidad.

Es medio de esta situación, la explotación del petróleo quedó a cargo de la Dirección de Hidrocarburos hasta el año 1922, cuando comenzaron a hacerse cada vez más frecuentes las críticas en torno a las irregularidades su venta y la menor productividad de los pozos estatales frente a los privados. Se tomó entonces la decisión de reestructurar la Dirección.

El 3 de Junio de 1922, Hipólito Yrigoyen durante su primera presidencia (1916-1922), crea por decreto la Dirección Nacional de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), la primera empresa petrolera estatal, no solo de la región, sino también del mundo ya que la segunda empresa estatal fue fundada en Francia en el año 1924 (Pigna, 2007). En Octubre del mismo año, durante la presidencia de Marcelo T. de Alvear (1922-1928), asume el mandato de la empresa el General Enrique Moscóni.

Diversos aspectos de la historia de YPF parecen mostrar que desde los inicios de su actividad, la empresa fue un importante instrumento de política energética y económica. Algunos historiadores (Pigan, 2007; Kaplan, 2007) coinciden en que la creación de esta empresa estatal evidencia un pensamiento estratégico, pues la idea detrás de su creación era controlar la producción de combustibles para *asegurar el abastecimiento de la industria y el ejército*.

En el año 1930, en medio de controversias en torno a las intenciones de nacionalizar los hidrocarburos, un golpe de estado encabezado por el Gral. José Felix Uriburu derroca al entonces presidente Hipólito Yrigoyen (1928-1930). El gobierno de facto del Gral. Uriburu se mantiene hasta el año 1932, cuando asume el militar Agustín Pedro Justo (1932-1938).

En un contexto económico marcado por la salida de la Gran Depresión (1939-1934) y en medio de un período de la política nacional conocido como la Década Infame (1930-1943), el 1 de Abril de 1935 se sanciona en el Congreso Nacional la Ley 12.161 de “*Régimen Legal de las Minas de Petróleo e Hidrocarburos Fluidos*”, la cual en su artículo primero establecía la incorporación al Código de Minería de su contenido bajo la denominación de TITULO XVII. De acuerdo a Givogri *et al.* (1987) esta ley constituyó la Primera Ley de Hidrocarburos del país.

En esta ley se ratificaba el criterio (presente en el código civil) de otorgar la *propiedad de los yacimientos de hidrocarburos a la nación o a las provincias*, los cuales podían ser explotados en forma directa o por terceros por medio de sociedades mixtas (Ley 12.161, *art.374*). Se mantuvo en cierta forma la relevancia de algunas zonas, estableciendo en los *art.*

395/398 del Código, una reserva de zonas para YPF<sup>71</sup>. Además, la ley facultaba al Poder Ejecutivo Nacional a limitar o prohibir la importación o exportación de hidrocarburos líquidos cuando en casos de urgencia así lo aconsejen razones de interés público debiendo dar cuenta de ello, oportunamente, al Congreso; establecía el pago de una regalía por parte de los productores del 12% del producto bruto (Ley 12.161, *art. 401*); eximiendo a la explotación del pago de otros impuestos nacionales, provinciales o municipales (Ley 12.161, *art. 403*); establecía el carácter de servicio público de las explotaciones de los oleoductos, quedando por tanto sujetas a tarifas y a la obligación de efectuar el servicio de transporte a los productores que quieran utilizarlos en proporción a su capacidad; se autorizaba a las provincias a constituir empresas mixtas, las cuales eran reguladas por el mismo código.

De la lectura de la nueva ley, parece surgir un carácter principalmente nacionalista y contrario a la participación de los privados en la actividad, al menos contrario al control de los mismos. Sin embargo, tal como resalta Hidalgo (2007), mientras en forma explícita parecía dejarse de lado la participación de dichos agentes, en forma implícita se seguía con la tendencia de incorporarlos a la actividad. En particular, el autor destaca el rol de los contratos firmados entre YPF y empresas de capital extranjero tales como Standard Oil, o Shell Mex. Otro aspecto que queda nuevamente en evidencia en la ley, es la disputa permanente entre las provincias y la nación por la propiedad de las reservas, situación que no queda, aún definitivamente resuelta.

Un importante período de la historia de lucha de jurisdicción y propiedad entre la Nación y las provincias lo representa la convención de 1949. Durante este período de la historia se otorgo preponderancia en la jurisdicción a la nación por sobre las provincias. La constitución de 1949, derogada posteriormente en 1956, por ejemplo, establecía que:

“...los minerales, caídas de agua, los yacimientos de petróleo, de carbón y de gas, y las demás fuentes naturales de energía, con excepción de los vegetales, son propiedades imprescriptibles e inalienables de la Nación, con la correspondiente participación en su producto, que se convenirá con las provincias”. (Constitución Nacional 1949, *art. 49*)

Más aún, la ley 13.660 disponía la necesidad de la autorización del Poder Ejecutivo Nacional para la construcción de gasoductos, oleoductos, destilerías usinas y depósitos de hidrocarburos.

La constitución 1949 fue anulada en 1955 bajo la presidencia de Lonardi (1955-1955) y Aramburu (1955-1958), gobierno no constitucional luego del Golpe de Estado (1955-1958) que derroca al presidente Perón en su segunda presidencia (1952-1955).

---

<sup>71</sup> Artículo 395. — El Estado Nacional y los Estados Provinciales en sus respectivas jurisdicciones pueden reservar zonas de exploración de hidrocarburos fluidos en tierras fiscales y del dominio particular, dentro de las cuales no se concederán permisos de exploración, ni concesiones de explotación. Estas reservas no se harán por más de 10 años. Artículo 398 — Las reservas existentes no autorizadas por este título, subsistirán si el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial no las deja expresamente sin efecto dentro de los 180 días de la promulgación de esta Ley.

Tal como se observa en la descripción anterior, desde los inicios cuando la actividad estaba regulada por el Código de Minería (Ley 1.919) se mantienen los debates respecto a la jurisdicción de las reservas entre la nación y las provincias. En cierta forma, por un período aproximado de 20 años, estos debates culminan al sancionarse el 23 de junio de 1967 de la *Ley de Hidrocarburos* Ley 17.319<sup>72</sup>, la cual en su primer artículo decreta la *jurisdicción federal en lo que hace a los recursos energéticos*,

“Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional” (Ley 17.319, art. 1)

Desde entonces, ha sido la Ley 17.319, con algunas grandes modificaciones introducidas en los últimos años que se desarrollarán más adelante, la cual ha constituido el marco regulatorio de toda la actividad del *upstream*. Entre los aspectos más relevantes de esta ley, el *art. 3* establece claramente que el Poder Ejecutivo se encontrará a cargo de la política energética y las bases sobre las cuales se sentará la misma,

“El Poder Ejecutivo nacional fijará a política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el art. 2º, teniendo como *objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos* del país con el producido de sus yacimientos, *manteniendo reservas* que aseguren esa finalidad” (Ley 17.319, art. 3)<sup>73</sup>.

Desde el punto de análisis de esta investigación, este artículo es fundamental para el desempeño del sistema energético, pues, tal como se ha enfatizado anteriormente, los hidrocarburos han sido y aún permanecen como los recursos claves del sistema energético nacional. Más aún, en el *art. 11* la ley establecía que “las empresas estatales constituirán elementos fundamentales en el logro de los objetivos fijados en el *art. 3* y desarrollarán sus actividades de exploración y explotación en las zonas que el Estado reserve a su favor...” En este punto, se observa un relativo incentivo a la participación de empresas estatales que cumplan con el rol de la política energética, incentivo que cambiará en adelante.

Por otro lado, la ley 17.319 prevé el pago de “regalías hidrocarburíferas” a las provincias.

“El Estado nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotaren yacimientos de hidrocarburos por empresas estatales, privadas, o mixtas una participación en el producido de dicha actividad pagadera en efectivo y equivalente al monto total que el Estado nacional perciba con arreglo a los artículos 59, 61, 62 y 93”. (Ley 17.319, art. 12).

---

<sup>72</sup> En Kaplan (2007) se encuentra una breve recopilación de los debates introducidos entre la reforma constitucional de 1958 y la sanción de la ley 17.319. Entre los aspectos que el autor menciona, se destaca la ley 14.773 sancionada en 1958, la cual le dio el dominio originario del petróleo al Estado Nacional (art.1), dejando para las provincias en las cuales se encontraban los recursos la posibilidad de participar en lo producido hasta el 50%. En el art. 2 se le otorgaba el monopolio de las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización a YPF, Gas del Estado y YCF, los cuales eran entes autárquicos. Según el autor, el proyecto tenía seis puntos relevantes: 1) La nacionalización de los hidrocarburos, 2) El monopolio estatal, 3) Lo vinculado a la caducidad de las concesiones, que la ley no establecía en el artículo 3º y el senador criticaba invocando a Yrigoyen, 4) La prohibición de otorgar nuevas concesiones, 5) La coparticipación con las provincias y territorios nacionales, y, 6) La inmunidad de YPF respecto de las tasas e impuestos locales.

<sup>73</sup> El subrayado es mío.

“... Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de una regalía del quince por ciento (15%), con la excepción prevista en el artículo 63...”(Ley 17.319, art. 22).

“El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado Nacional, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%), que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos”. (Ley 17.319, art. 59).

“La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el doce por ciento (12%) del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta los factores mencionados en el artículo 59”. (Ley 17.319, art. 62).

Tal como se puede observar, aún cuando el Estado Nacional es el sujeto activo de las regalías, el destinatario final de las mismas es el Estado Provincial en el cual se encuentran los yacimientos explotados por las empresas.

Finalmente, la Ley 17.319 deja sentadas las bases para evitar la concentración en la propiedad de permisos de exploración y producción. De esta forma, el art. 25 establece que *“ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) permisos de exploración ya sea de forma directa o indirecta”*; en cuanto a los permisos de explotación, el art. 34 establece que *“el área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta (250) km<sup>2</sup>. Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco concesiones de explotación ya sea directamente o indirectamente y cualquiera sea su origen”*, mientras que el art. 35 establece que *“las concesiones de explotación tendrán una vigencia de (25) años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes en la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión”*.

Tal como se desarrollará en el apartado siguiente, el marco institucional en el cual se desempeñaba la actividad petrolera y gasífera en el *upstream* se mantuvo relativamente inalterado durante un amplio período comprendido entre la mencionada ley e inicios de la década de los noventa. A partir de este momento, comienzan a surgir grandes cambios en el marco legal que articula el marco institucional de la actividad. Generalmente, se refiere a este período como el *“Período de la Desregulación Petrolera”*.

El marco legal de la Desregulación petrolera, iniciada a finales de la década de los ochenta, queda establecido básicamente por la Ley de Reforma del Estado, la Ley de Emergencia Económica y un conjunto de leyes, decretos y resoluciones dictadas en la transición de los gobiernos del Dr. Alfonsín (1983-1989) y Dr. Menem (1989-1999). Ambas leyes, así

como los decretos, tienen como objetivo general disminuir la participación del Estado en la prestación de diferentes servicios públicos, y en diferentes actividades. Se observa en este período que la racionalidad seguida por el Estado muestra una constante tendencia al “achicamiento” del mismo, acompañado por un creciente interés en disminuir el déficit público nacional; para así poder estabilizar la economía que se encontraba en medio de un proceso hiperinflacionario. Dicha racionalidad se materializa claramente en el cambio en la regulación del segmento.

La *Ley de Emergencia del Estado, Ley 23.696*, promulgada el 18 agosto de 1989, también llamada *Ley de Reforma del Estado*, fue el marco normativo para la reforma estatal. Mediante esta ley, se declara en estado de emergencia la prestación de servicios públicos y ejecución de contratos, y por tal motivo otorga al poder ejecutivo la facultad de intervenirlos. El *art. 11*, del Capítulo II de la misma, otorga al Poder Ejecutivo Nacional la facultad para proceder a “*la privatización total o parcial, a la concesión total o parcial de servicios, prestaciones a obras cuya gestión actual se encuentre a su cargo, o a la liquidación de las empresas, sociedades, establecimientos o haciendas productivas cuya propiedad pertenezca total o parcialmente al Estado Nacional, que hayan sido declaradas sujeta a privatización*” (Ley 23.696, 1989; Cap. II Art.11).

Por su parte, en el Anexo I: Sobre Privatizaciones y Concesiones de la Ley 23.696, se menciona para el caso de YPF la posibilidad de concesión, asociación y/o contratos de locación en áreas de exploración y explotación y la constitución de sociedades mixtas para áreas de recuperación asistida.

La *Ley de Emergencia Económica, Ley 23.697* cuenta entre sus reglamentaciones más relevantes: suspensión de subsidios y subvenciones; suspensión de los Regímenes de Promoción Industrial y Promoción Minera; nuevo régimen de Inversiones Extranjeras; suspensión del Régimen de Compre Nacional; y las modificaciones a impuesto a la transferencia de combustibles líquidos derivados del petróleo, regalías petrolíferas y gasíferas.

Independientemente de las mencionadas leyes este periodo de la historia de la regulación de la actividad se desataca por la proliferación de un paquete de medidas específicas destinadas a desregular la actividad petrolera nacional, principalmente algunos decretos presidenciales.

El Decreto 1055/89 (10-10-89). Determina la creación de un mercado libre de petróleo crudo, básicamente en las etapas de exploración y explotación (*upstream*). Las principales medidas de este decreto son:

- Concesión de áreas de interés secundario cuya producción diaria no haya superado (en 1988) los 200 m<sup>3</sup> de petróleo.
- Asociación de empresas privadas con YPF en las áreas centrales.
- Libre disponibilidad del crudo para el producido por las empresas privadas en las áreas de interés secundario, en las áreas centrales (de acuerdo con su porcentaje de asociación) y en las antiguas concesiones.
- Establecimiento de la opción de libre disponibilidad para los hidrocarburos obtenidos en virtud de contrataciones correspondientes al quinto llamado del Plan Houston.
- Autorización para importar crudo por parte de la Secretaría de Energía.

El Decreto 1212/89 (08-11-89) marca las reglas de juego para el sector refinación y comercialización (*downstream*), permitiendo la libre importación y aboliendo las asignaciones de crudo que realizaba la Secretaría de Energía. Asimismo, se desreguló la instalación de refinerías y bocas de expendio y se liberaron los precios de todos los productos derivados. Las principales medidas de este decreto son:

- Ampliación del mercado libre: Se instruye a YPF para que renegocie los contratos de explotación de petróleo con el fin de reconvertirlos al sistema de concesiones o asociación con YPF, estableciendo la libre disponibilidad de petróleo crudo producido por estos nuevos concesionarios.
- Plazo para la asignación de crudos: Establece a partir del 31/12/90 (o, cuando se produzcan 8.000.0000 de m<sup>3</sup> de libre disponibilidad), la eliminación de la asignación de cuotas de crudo por parte de la Secretaría de Energía.
- Libre importación y exportación de petróleo crudo y productos derivados: Se elimina el requisito de autorización previa y se establece que la importación de crudo y derivados quedará sujeta a la política arancelaria general.
- Libertad de precios: Establece que a partir del 1/1/91, los precios del petróleo se pactarán libremente. Asimismo, quedarán liberados los precios de todos los derivados del petróleo, en todas sus etapas.
- Libre instalación de refinerías: La instalación de capacidad adicional de refinación será libre, sin otro requisito que el cumplimiento de las normas de seguridad y técnicas.
- Libre instalación y titularidad de bocas de expendio a partir del 1/1/91.

El Decreto 1589/89 (27-12-89) reafirma la apertura económica del sector estableciendo la libre importación y exportación de petróleo y derivados y la eliminación de derechos y aranceles. Algunas de las principales medidas que establece:

- Libre comercialización exterior de hidrocarburos.

- Eximición de la remisión de divisas.
- Establecimiento de un subsidio compensatorio si se restringen las exportaciones por necesidad de abastecimiento interno.
- Reconversión en concesión de los contratos del Plan Houston.

Finalmente el Decreto 2778/90 (31-12-90), transformó la forma jurídica de YPF convirtiéndola de *sociedad del estado* en *sociedad anónima*. Asimismo, se aprobó un importante plan de transformación empresarial y modificación de los estatutos de la sociedad. Es el decreto que dispone la privatización de YPF, que posteriormente se reglamenta mediante ley dictada por el congreso nacional.

En lo que respecta a la regulación actual del total de las actividades hidrocarburíferas, si bien desde su creación, la ley 17.319 continúa siendo el marco legal sobre el cual se sientan las actividades hidrocarburíferas en el país, el 6 de diciembre de 2006 se sancionó la Ley 26.197<sup>74</sup>, cuyo objetivo primordial fue la sustitución del *art. 1* de la mencionada ley, anteriormente modificado por el *art. 1* de la Ley 24.145.

La Ley 26.197 cuenta con diferentes antecedentes legales y constitucionales. Entre los antecedentes legales, se encuentran la mencionada Ley 24.145, Ley de Privatización de YPF o también denominada Ley de Federalización de los Hidrocarburos, la cual en su artículo primero establece el antecedente legal a la federalización de los recursos; y el Dto. 546/2003, en cuyo primer artículo se reconoce (sobre la base del Dto. 1955/1994) la facultad a los Estados Provinciales de otorgar diferentes permisos relacionados con la actividad en el área. No obstante, es posible que el antecedente de mayor fuerza con que cuenta la Ley 26.197 sea el art. 126 de la Constitución Nacional, luego de la reforma de 1994, según el cual:

“Las provincias podrán crear regiones para el desarrollo económico - social y establecer órganos con facultades para el cumplimiento de sus fines y podrán también celebrar convenios internacionales en tanto no sean incompatibles con la política exterior de la Nación y no afecten las facultades delegadas al Gobierno Federal o el crédito público de la Nación; con conocimiento del Congreso Nacional. La ciudad de Buenos Aires tendrá el régimen que se establezca a tal efecto.

Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”. (Constitución Nacional, 1994; art. 126)

La interpretación de este artículo, ha dado lugar a diferentes controversias entre los analistas energéticos. Lapeña (2009), por ejemplo, subraya que la errónea interpretación de este artículo ha llevado al equivocado camino de la transferencia de las atribuciones anteriormente correspondientes a la Nación hacia las provincias, las cuales se encuentran en desventaja frente a las grandes empresas petroleras con las cuales han de negociar. Independientemente de las

---

<sup>74</sup> Esta ley es también llamada “Ley Corta” ya que es una ley que cuenta solamente con siete artículos.

controversias en torno a la interpretación del *art. 124* y su impacto sobre la regulación del sector, es importante contextualizar el momento en el cual el mismo es incluido en la Constitución Nacional. En 1994, el país se encontraba transitando la primera mitad de una década marcada por reformas altamente centradas en la asignación del mercado, y comenzando a transitar un período de estabilidad cambiaria. En lo que respecta al sector energético, y a los servicios públicos en general, se evidenciaba un contexto de amplios cambios, no solo a nivel nacional sino también regional, marcados por la transferencia de la propiedad de las principales empresas y activos desde el Estado Nacional hacia los agentes privados.

Como un desprendimiento de los antecedentes legales y constitucionales previamente mencionados, y en un contexto de constante caída de los niveles de producción de gas natural, pero principalmente de petróleo desde el año 2005, el congreso de la nación sanciona la mencionada Ley Corta. El primer artículo de esta ley se reemplaza el texto del primer artículo de la 17.319 mencionado anteriormente y ya modificado por la ley 24.145. En esta última ley se establecía:

“Transfiérese el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de Doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base reconocidas por la legislación vigente. Dicha transferencia tendrá lugar cuando se haya cumplido lo establecido en el Artículo 22 de la presente, salvo en los casos que se consignan a continuación, en los que ella tendrá lugar a partir del vencimiento de los respectivos plazos legales y/o contractuales”...“Continuarán perteneciendo al Estado Nacional los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en el territorio de la Capital Federal o en su jurisdicción sobre el lecho argentino del Río de la Plata, como así también aquellos que se hallaren a partir del límite exterior del mar territorial, en la plataforma continental o bien hasta una distancia de Doscientas (200) millas marinas medidas a partir de las líneas de base”. (Ley 24.145, 1992; art.1)

Sobre estos antecedentes legales y constitucionales en el primer artículo de la la ley 26.197 se establece:

“Sustitúyese el artículo 1º de la Ley Nº 17.319, modificado por el artículo 1º de la Ley 24.145, por el siguiente:

Artículo 1º.-Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Pertenecen al Estado Nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley Nº 23.968.

Pertenecen a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

Pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de DOCE (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su



Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

Pertencen a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde la líneas de ase establecidas por la Ley Nº 23.968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz.” (Ley 26.197, 2007; art.1)

También en lo que se refiere a la jurisdicción respecto a las concesiones de transporte, asociadas a las concesiones de explotación de hidrocarburos, existe una transferencia de la Nación a las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. De acuerdo al *art. 3*, el poder ejecutivo Nacional será Autoridad Concedente de solamente de las facilidades de transporte que abarquen dos o más provincias, o de aquellas que tengan como destino directo la exportación del recurso.

Si bien de acuerdo al último párrafo del *art. 2* de la Ley el Poder Ejecutivo Nacional se reserva el *diseño de las políticas energéticas a nivel federal*, la transferencia de la propiedad y dominio originario de los yacimientos implica, en la práctica, una importante transferencia de autonomía en el desarrollo de las políticas. A partir de la sanción de esta nueva regulación, el Estado Nacional le transfiere no solo el dominio originario sino también la administración de los mismos, las decisiones respecto a la concesión de permisos de exploración, concesiones de explotación. Igualmente importante es el hecho que a partir de dicha ley serán las Autoridades Concedentes (cualquiera que sea de acuerdo al *art.1º*) quienes determinarán las “*Autoridades de Aplicación, a las cuales se les asignará la totalidad de los recaudado de lo recaudado en concepto de cánones de exploración y explotación, aranceles, multas y tasas*” (Ley 26.197, 2007; Art. 4º).

### **3.3 CAMBIOS EN EL CONTEXTO INSTITUCIONAL: EVOLUCIÓN DE LAS MODALIDADES DE COORDINACIÓN**

Tal como se mencionó en el primer capítulo, el concepto de Modalidad de Coordinación de OLADE/CEPAL/GTZ (2003) alude a la estructura propia de cada cadena energética y a su forma de organización institucional. La determinación de una determinada modalidad de coordinación estará dada por la interacción de la organización institucional y coordinación de las decisiones de asignación de los recursos, la racionalidad que orienta las decisiones, y el esquema de regulación.

Sobre esta definición, se analiza a continuación la evolución de las modalidades de coordinación en el upstream de petróleo y gas natural. El estudio se llevará a cabo intentando

enfaticar el análisis de los tres aspectos mencionados: *la racionalidad de los agentes* operantes en el eslabón, *la organización institucional* y *la regulación*. Parte de este análisis ya ha sido realizado para esta y el resto de las cadenas en el capítulo II, y lo correspondiente al marco regulatorio ha sido analizado en el apartado anterior.

### **3.3.1 Los Inicios de la Actividad: Control Central**

El período previo a la desregulación del sector energético parece ser un período en el cual existió una *política energética nacional* contundente y explícita. El Estado Nacional, a través de la Secretaría de Energía, y por medio de Yacimientos Petrolíferos Fiscales SE (YPF), era quien determinaba el perfil nacional de inversión, producción y consumo energético. Si bien existieron cambios y variaciones en torno a la legislación que regula la actividad, en general, la tendencia fue mantener el control del recurso en propiedad del Estado, hasta principios de la década de los ochenta.

Desde su creación en 1922 hasta la desregulación del mercado, YPF fue la empresa petrolera más importante del país. Concentraba la mayor capacidad de producción, y la mayoría de la actividad exploratoria. Mediante el funcionamiento de esta empresa, el Estado nacional ejecutaba su política energética, por medio de asignación de precios, compras, cuotas de producción, decisiones de exploración, etc. Por otra parte, tal como se mencionó anteriormente, durante este período la propiedad de los yacimientos petrolíferos corresponde a propiedad del Estado.

En suma, desde el inicio en la actividad el país presentaba un sector energético caracterizado por un monopolio estatal, donde las decisiones de asignación, inversión y consumo eran tomadas desde un organismo estatal. La política energética seguía, en general, los objetivos generales de la política de planificación del Estado. En el marco de análisis de las Modalidades de Coordinación, y dadas las características principales de la actividad del *upstream* en los inicios de la misma, la modalidad de coordinación era control central (CC).

Sin embargo, a lo largo de la historia diversos aspectos de la operación y regulación fueron variando, como resultado varió la modalidad de coordinación y con ella la racionalidad operante. Aún dentro de esta racionalidad y estructura de control central, comienza a hacerse, desde mediados de la década de los setenta, cada vez más clara la tendencia hacia una participación de los agentes privados.

Surge de este modo la figura legal de concesión de las áreas productivas, la cual aparece en el período 1966-1972, y se hace más evidente a partir de 1976. De acuerdo a Bravo (1989),

entre los años 1977 y 1980 se realiza una importante transferencia de áreas, como se puede apreciar en el cuadro 3.2.

**Cuadro 3.2** Producción y número de Pozos recibidos por los contratistas (a la fecha de sesión)

Contratistas	Yacimientos	Fecha de	Producción	Pozos
		Inicio	m <sup>3</sup> /día	
1. P.Companc-Bridas	25 de Mayo-Medanito	20-10-77	2.845	221
2. Vial del Sur-Decavial	Medianera	01-12-77	199	28
3. Pluspetrol	Centenario	05-12-77	461	34
4. Astra	Cañadón Seco	13-01-78	286	69
5. Bridas-P.Companc	Piedra Clavada	16-01-78	506	50
6. El Carmen	Neuquén del Medio	28-02-78	15	2
7. Bridas-Ryder Scott	Al Sur de la Dorsal	10-04-78	68	24
8. Bridas-P.Companc	El Cordón	26-05-78	270	88
9. Quitralcó-Cadipsa	Al Norte de la Dorsal	06-06-78	85	14
10. Tecsa	Rinconada-P.Morales	22-06-78	47	13
11. Astra-Evangelista	Meseta Espinosa	27-06-78	325	103
12- Héctor Lapeyade	Chañares Herrados	05-07-78	32	10
13. Astra	Río Tunuyán	01-08-78	75	21
14. S. Jorge-Supercemento	Refugio Tupungato	01-09-78	420	42
15. P. Companc	Koluel Kayke	09-09-79	550	100
16. Auspetrol*	C.T.-Las Flores	10-08-79	91	29
17. Pluspetrol	Anticlinal Campamento	03-10-79	83	30
18. P.Companc-SADE	P.Castillo-La Guitarra	12-10-79	557	95
19. Pluspetrol-Techint-Socma	Ramos	03-02-80	140	3
20. Amoco	Manantiales Behr	06-06-80	500	165
21. Inaltruco-Evangelista	P.Colorada-E.Intermedia	31-07-80	465	57
<b>Total</b>	<b>21 Contratos</b>		<b>8.020</b>	<b>1198</b>

\* El 15 de Julio de 1982 los Yacimientos Cerro Tortuga y Las Flores volvieron a YPF.

Nota: los contratos están numerados cronológicamente.

**Fuente:** Yacimientos Petrolíferos Fiscales en Kozulj y Bravo (1993)

Se observa que desde entonces comienzan a participar del negocio petrolero agentes que se perpetuaron en el sector de una u otra forma durante los siguientes treinta años, como por ejemplo el grupo económico *Perez Companc*, *Techint*, *Bridas*, *Astra*, y *Socma*. Al mismo tiempo se evidencia una participación de varios de ellos en distintas concesiones, claro es el caso de *Bridas* y *Pérez Companc*, lo que podría ser indicativo de una tendencia a la concentración en la morfología del mercado desde los inicios de la actividad hidrocarburífera.

El objetivo primordial de esta política de concesión fue incrementar la inversión en el sector, con el fin de aumentar la producción. No obstante, la política no arrojó los resultados esperados, ya que la inversión fue cayendo y con ella la producción, dando como resultado un necesario aumento en las importaciones. En respuesta a esta situación, se pone en marcha una política energética con el objetivo primordial de disminuir el consumo de carbón, petróleo y sus

derivados, y sustituirlos por gas natural, energía hidroeléctrica y nuclear, las cuales se incorporan lentamente a la matriz energética.

Es claro el rol que tuvo en esta política el descubrimiento del yacimiento de gas natural de Loma la Lata (Cuenca Neuquina), en año 1977, cuyo volumen (290 MMm<sup>3</sup>) impactó significativamente en el total de reservas comprobadas. Como resultado de estos procesos de sustitución, hacia fines de la década de los setenta el país logra alcanzar el autoabastecimiento energético. A partir de entonces se comienza una nueva etapa en la historia energética del país.

Entre los años 1973-1975 se nacionalizan las bocas de expendio, la comercialización y refinación. Sin embargo a fines de la década se anula esta nacionalización y se crea la “mesa de crudos” para la refinación, mientras que la comercialización vuelve automáticamente a manos privadas. A partir de la creación de la mesa de crudos, todo el crudo que se compra y se vende en el territorio nacional debe ser comercializado por medio de esta nueva institución. Los concesionarios de las áreas acuden para vender su producción a YPF, y los refinadores acuden para comprarlo. Al mantenerse la propiedad de YPF en manos del Estado, y al ser éste el encargado de establecer todo el marco regulatorio, esta mesa de crudos fue utilizada como instrumento de política económico-monetary. Bravo (1992) y Kozulj y Bravo (1993) subrayan que los precios a los que YPF compraba la producción a los concesionarios, precios internacionales, eran menores que el precio de venta a los refinadores, originando el inicio de un quebranto que se acentuará con el tiempo.

Este proceso que comienza con la aparición de áreas concesionadas a agentes privados y con la creación de la mesa de crudos implica una evolución desde la modalidad coordinación de Control Central hacia un sistema de Comprador Único. El Estado mantiene la propiedad de las áreas de producción, pero comienza a introducir cada vez con mayor frecuencia al accionar privado, por medio de concesiones de las áreas, a empresas licenciatarias. Se comienza así a gestar la ruptura de la racionalidad que orientaba la evolución del sistema, avanzando hacia una “apertura parcial” del mercado.

Idealmente, el cambio de CC a CU haría necesario la evolución, y adaptación del marco regulatorio a fines de establecer claramente derechos y obligaciones de los actores y las condiciones de entrada y salida al mercado. Sin embargo, en Argentina no parece verificarse dicha evolución.

A partir de 1984, ante la caída del horizonte de reservas, comienzan a aparecer planes implementados desde el Estado con el fin de incentivar la actividad exploratoria privada. En el año 1985, se pone en marcha el Plan Houston. El objetivo principal de este plan fue incrementar

las reservas comprobadas para revertir la situación que se estaba atravesando, dando lugar a mayor participación privada en la actividad exploratoria. La implementación del Plan Houston se llevó a cabo por medio de cinco rondas diferentes entre los años 1985 y 1990. Se concursaron en total 165 áreas, de las cuales se adjudicaron 77 y se firmaron 61 contratos.

De acuerdo a Bravo (1989) en las zonas licitadas y adjudicadas la empresa estatal YPF había realizado con anterioridad inversiones por más de 2000 millones de dólares. El dinero invertido por YPF en investigar las cuencas sedimentarias adjudicadas a los agentes privados implicó una transferencia de renta petrolera desde la empresa estatal, a los adjudicatarios del derecho de explotación en las áreas. Al mismo tiempo, el precio de retribución que establece un contrato del Plan Houston parece ser superior al observado en distintos países de la región. Silenzi de Stagni (1989) en una comparación entre el Plan Houston y otros planes similares firmados en países vecinos, muestra que mientras que en Argentina se le reconoció al contratista el 80% del precio internacional, con el beneficio adicional de que se lo exime de la obligación del pago de la regalía a la provincia, en Perú el Estado recibía el 74% del valor total de la producción y el contratista percibe el 26% restante. Finalmente, los resultados obtenidos por el plan no fueron completamente satisfactorios. De acuerdo a como lo muestran Bravo (1992) y Kozulj (1992) del total de compromisos de inversiones realizadas por las 61, 951.4 millones de dólares, solamente se efectuaron 231,6 millones perforando 22 pozos obteniendo éxito solamente en 9 de ellos, mientras que YPF invertía en dichas áreas entre 100 y 150 millones de dólares anuales.

Ante estos resultados, en 1987 el gobierno decidió dar un nuevo impulso a la exploración y producción de los contratistas. Por medio del decreto 623/87 se implementa el Plan Olivos. El rasgo principal de este plan fue la modificación de los precios de los contratos vigentes hasta el momento de su ejecución. Mediante esta norma se determinó que la producción básica recibiría una retribución según lo pactado en los contratos originales (oscilante entre los 75 U\$S/m<sup>3</sup>) y la producción incremental, aquella asociada a mayores inversiones para realizar recuperación secundaria, el 80% del precio internacional FOB puerto de embarque. Dando como resultado una remuneración aproximadamente 88 U\$S/m<sup>3</sup>. Bravo (1989) enfatiza y muestra el impacto que genera en la sostenibilidad financiera de YPF. De acuerdo a los cálculos presentados por el autor, YPF tenía un quebranto de 6,02 U\$S/m<sup>3</sup> por la producción básica, determinado por la diferencia entre el precio pagado a los productores (88 U\$S/m<sup>3</sup>) y el precio obtenido de los refinadores privados en boca de pozo (82 U\$S/m<sup>3</sup>), sumado a un quebranto de 19,02 U\$S/m<sup>3</sup>, dado el mayor precio pagado a los productores por la producción excedente (107,62 U\$S/m<sup>3</sup>) y el precio obtenido de los refinadores. En conjunto, de acuerdo las estimaciones del autor, el quebranto de la empresa rondaba los 180,22 millones de U\$S por año.

El 30 de Marzo de 1988 se pone en funcionamiento el antecedente más cercano de la desregulación petrolera: el Plan Olivos II, también conocido como Petroplan<sup>75</sup>, que eliminaba (y reemplazaba por mecanismos de competencia y asignación de mercado) la “mesa de crudos”, dejando así en manos del mercado la libre adquisición del petróleo y el gas natural; y llamaba a licitación de 247 áreas de interés secundario, marginales o subexplotadas, que representaban el 12% de la producción de YPF por administración. Algunas de las medidas planteadas por el plan, origen de posteriores críticas fueron:

1. Licitación el desarrollo y la explotación de áreas de interés secundario (yacimientos marginales o subexplotados o áreas aledañas).
2. Creación de la figura legal de *Unión Transitoria de Empresas* (UTE). Cada UTE tendrían una duración de 20 años.
3. Licitación la contratación y/o asociación para la participación de empresas privadas nacionales y/o extranjeras en las áreas actualmente operadas por YPF. para extraer el mayor volumen económicamente posible de petróleo.
4. Formación de “joint ventures” entre empresas privadas e YPF para las áreas centrales. La empresa estatal se asociaría manteniendo el control operativo de las áreas con un porcentaje de participación en la sociedad superior al 50%. La empresa asociada debería consistir en “capitales de riesgo y tecnología”X, obtendrían a cambio el crudo de libre disponibilidad en el porcentaje que resultase de la asociación.

### 3.3.1.1 Evolución y desempeño en el *upstream*

Tal como se mencionó es importante destacar que, luego de un proceso de política de sustitución en la generación energética, en el año 1982 Argentina logra alcanzar el autoabastecimiento energético. Este logro implica el inicio de la *época de exportación energética nacional*. Una forma de observar esta tendencia desde país importador a país exportador, puede ser mediante el análisis del Grado de Autoabastecimiento (AAB). Este indicador muestra que porcentaje de la energía requerida por el país proviene de recursos propios y se define como:

$$AAB = \frac{BP1}{ABT} * 100$$

---

<sup>75</sup> A nivel político, la implementación del plan significó una importante disputa entre el entonces ministro de Obras y Servicios Públicos Rodolfo Terragno y el Secretario de Energía de la Nación Lapeña, que culminó con la renuncia de este último. El motivo de la disputa se relacionó con los objetivos y el fin último del plan, y estuvo estrechamente ligado al futuro de la política energética nacional. Según el propio secretario de energía, las diferencias con el ministro Terragno “*residen en algunos aspectos de la inserción de la actividad privada dentro del proceso productivo*” (Murguía, 1988).

Si:

AAB > 100, el sistema es exportador  
 AAB < 100, el sistema es importador

Donde,

BP1: Producción Energía primaria  
 ABT: Abastecimiento Bruto Total

$$ABT = ABFP + ABFS - BS1$$

ABFP: Abastecimiento Bruto fuente primaria

$$ABFP = \sum ABFP_i$$

ABPFS: Abastecimiento Bruto Fuente Secundaria

$$ABFS = \sum ABFS_j$$

BS1: Producción Energía Secundaria

Donde:

$$ABFP_i = BP8_i + BP4_i + BP5_i$$

BP8: Abastecimiento (Oferta Interna)

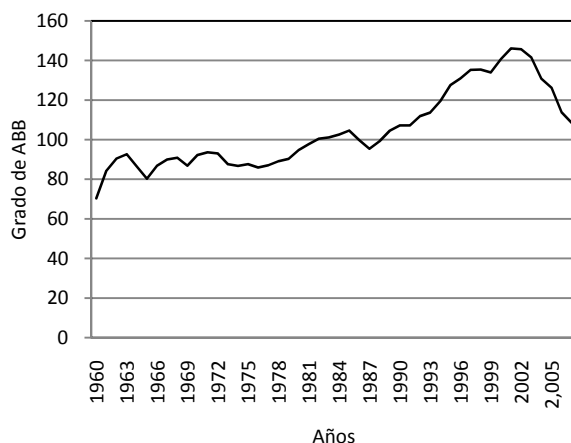
BP4: Energía No Utilizada

BP5: Perdidas en Transporte, Distribución y Almacenamiento.

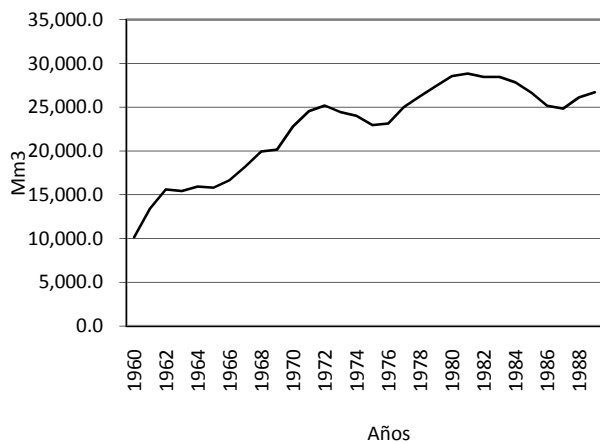
El *graf. 3.6* muestra la evolución del Grado de Autoabastecimiento para Argentina en el período 1960-2007. Tal como puede observarse, el país alcanza el autoabastecimiento (100,44) en el año 1982, y desde entonces se observan niveles de AAB crecientes hasta alcanzar el máximo valor en el año 2001 (146,13) comenzando luego a disminuir constantemente, llegando a 2007 con un valor de 108,46.

La evolución de la producción de petróleo, con tendencia creciente entre 1960-1980, se muestra en el *gráfico 3.7*. Como se observa en el cuadro, entre 1980 y 1985 la producción de petróleo cae 6.61%, aspecto que sumado a la caída del 8% en las reservas impulsó la implementación del Plan Houston. El mencionado fracaso del plan se hace evidente al analizar la evolución de la producción, pues la producción de crudo continúa disminuyendo hasta el año 1987; para luego recuperarse en 13% entre 1987 y 1989.

**Grafico 3.6:** Evolución del Grado de Autoabastecimiento



**Grafico 3.7:** Evolución de la Producción de Petróleo 1960-1989



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

Durante este período la mayor cantidad y la mayor efectividad de actividad energética estuvieron concentradas en YPF por administración, como muestra el cuadro 3.3.

**Cuadro 3.3** Pozos e exploración y explotación (1977-1987)

Año	Pozos en exploración		Pozos en explotación	
	YPF	Contratistas	YPF	Contratistas
1977	143	-	350	41
1978	81	-	387	223
1979	69	4	384	203
1980	103	9	463	214
1981	88	3	481	182
1982	78	1	586	74
1983	115	-	619	89
1984	126	1	641	46
1985	147	-	590	58
1986	83	-	397	95
1987	87	7	508	141
1988(*)	92	4	477	124
Total	1.212	29	5.883	1.490

(\*) Once meses.

**Fuente:** Secretaría de Energía de la Nación en Kozulj y Bravo (1993).

Los datos del *cuadro 3.3* reafirman lo anteriormente expuesto respecto a la efectividad del Plan Houston, así como de la mayoría de los planes tendientes a aumentar la inversión privada en exploración. En los años que abarcan el período 1977-1988, YPF perforó un total de 1.212 pozos de exploración en contraposición a los 29 pozos de exploración perforados por los contratistas privados. Esto implicó una incorporación de 200 millones de m<sup>3</sup> de reservas de petróleo y 400.000 millones de m<sup>3</sup> de gas natural por parte de YPF. Los 29 pozos de exploración perforados por los contratistas no representaron ningún tipo de incorporación de reservas (Sacalabrini Ortiz, 1989).

Dado que la inversión en exploración implica inversión a riesgo, el estudio de los resultados arrojados por los planes Houston, Huergo, Olivos I y Olivos II, podría permitir inferir que los agentes económicos presentaron, al menos en los inicios de la actividad una aversión al riesgo en sus inversiones, lo que se manifiesta en una subinversión en exploración. En once años los agentes privados fueron responsables solamente del 2.33% de la inversión en exploración. Además, para hacerse efectiva la inversión en pozos exploratorios ha debido ser sobre incentivada por el Estado, otorgando beneficios crecientes para inducir a los agentes privados a invertir.



### 3.3.2 Proceso de Desregulación: Evolución al Mercado Abierto

El proceso de desregulación, cuyo antecedente más cercano es el Plan Olivos II, se concreta formalmente en 1991. Es el camino desde la modalidad de CC hacia una modalidad de MA. La evolución hacia esta modalidad de coordinación en el sector energético se condice con la política nacional adoptada durante la década de los noventa<sup>76</sup>.

El marco legal de la Desregulación petrolera queda establecido básicamente por la Ley de Reforma del Estado (Ley N° 23.696), la Ley de Emergencia Económica (Ley N° 23.697) y un conjunto de leyes, decretos y resoluciones petroleras dictadas en la transición de los gobiernos del Dr. Alfonsín y Dr. Menem mencionadas anteriormente. Ambas leyes, así como los decretos, tienen como objetivo general disminuir la participación del Estado en la prestación de diferentes servicios públicos, y en diferentes actividades.

En cuanto a la racionalidad seguida por el hasta entonces principal agente de estas cadenas energéticas, el Estado Nacional, se destaca la búsqueda de políticas tendientes a la reducción de su rol en la participación en la cadena, acompañado por un creciente interés en disminuir el déficit público nacional; para así poder estabilizar la economía que se encontraba en medio de un proceso hiperinflacionario. Con este cambio en la racionalidad que guiaba las decisiones de política, y con la creciente incorporación de agentes económicos privados en el sistema, se observa un cambio en el tratamiento del recurso energético. Algunos autores coinciden en que mientras que hasta el inicio del proceso de desregulación, el valor estratégico del recurso era primordial, a partir de entonces los objetivos fundamentales del gobierno nacional fueron maximizar el valor presente de los hidrocarburos e introducir mecanismos de competencia en los mercados, para terminar con el monopolio estatal (Kozulj, 2002; Pistonesi, 2002)

Se inicia entonces el período de privatización a partir del cual, el mecanismo de coordinación del sector energético argentino se transforma en mercado abierto, con propiedad exclusiva de los agentes privados, tanto de las reservas hidrocarburíferas como de las principales empresas energéticas nacionales.

La privatización del eslabón de *upstream* de las cadenas hidrocarburíferas se realizó en dos esferas: privatización de las áreas de producción; y privatización de las principales empresas energéticas estatales.

---

<sup>76</sup> La caracterización del período en el cual se llevaron a cabo las reformas y privatizaciones energéticas se presentó en el capítulo anterior.

### 3.3.2.1 Privatización de Áreas Productivas

Ante el fracaso del el Plan Houston, el 25 de Enero de 1991, mediante la resolución 38/91<sup>77</sup>, se lo da por finalizado. Para sustituirlo, se instrumenta el Plan Argentina, mediante el decreto 2178/91 del 21 de Octubre de 1991. Algunas de las Principales características del Plan Argentina son:

- En licitaciones internacionales bimestrales se ofrece todo el mapa exploratorio del país (140 áreas).
- Las diversas actividades de exploración (líneas sísmicas, pozos, etc.) están valuadas con cierta cantidad de Unidades de Trabajo (UT), cada una por un valor de U\$S 5000. Las empresas que reúnen ciertos antecedentes técnicos, económicos y financieros, compiten en las licitaciones ofreciendo UT's. Gana quien ofrece más UT's (lo que implica mayor inversión) ajustado por el cronograma de trabajos propuesto (se privilegia a quienes ofrecen hacerlo en menor tiempo). Existe una restricción mínima de 21.5 MM U\$S.
- El ganador de la licitación recibe un permiso de exploración por 2/3 años (3/4 si es área marítima), estando obligado a desarrollar el programa de inversiones comprometido o entregar el dinero equivalente. Si finalizado el período pretende seguir explorando, debe revertir el 50% del área, estando obligado en el segundo período a perforar al menos un pozo. Se paga un *cannon* de exploración de 10 U\$S anuales por Km<sup>2</sup>.
- En el caso de que la exploración sea exitosa, se declara la comercialización del yacimiento y se obtiene una concesión de explotación de 25 años prorrogables. A partir de allí el *cannon* pasa a ser de U\$S 420/Km<sup>2</sup> y se pagan regalías del 12% sobre el valor del petróleo y/o gas producido a la provincia correspondiente.

El Plan Argentina, abrió la puerta a la privatización de todo el conjunto de áreas productivas que se encontraban aún en manos de YPF SE. La privatización de las áreas productivas se realizó en dos etapas diferentes, en principio la venta de áreas marginales y con posterioridad la privatización de áreas centrales<sup>78</sup>.

---

<sup>77</sup> Esta resolución de la Secretaría de Energía incluye un informe final de los resultados del Plan Houston.

<sup>78</sup> Este proceso de venta de reservas de petróleo y gas natural implicó la necesidad de auditar las áreas para establecer el estado de las reservas naturales. Para realizar la auditoria, el gobierno contrató una empresa internacional Gaffney, Cline y Asociados de EE.UU. Los resultados arrojados por la auditoria fueron notablemente diferentes a los suministrados por YPF: 249 millones de m<sup>3</sup> de petróleo y 537 millones de m<sup>3</sup> de gas natural menos que la petrolera nacional (Kozulj y Bravo, 1993). Kozulj y Bravo (1993) señalan que la subestimación de las reservas generó serias implicancias en el posterior desenvolvimiento de la privatización. Por un lado, se omitió dentro de la categoría de reservas comprobadas algunas que sí lo eran, y posteriormente se las re categorizó contabilizándolas como nuevas reservas fruto de la exploración privada. Por otro lado, se incluyeron como marginales yacimientos con producción mayor al límite, o que dio como consecuencia precios de venta de las reservas menores que los correspondientes.

Respecto de las *áreas marginales*, el Decreto 1055/89 dejó al estado en facultad de adjudicar en licitación las reservas comprobadas de los yacimientos marginales. Al inicio de los llamados a licitación, estos yacimientos representaban aproximadamente 5.500 m<sup>3</sup>/día, cantidad que equivalía al 12% de la producción total del país, y poseían unos 20 millones de m<sup>3</sup> de reservas comprobadas (Bravo, 1990).

La venta de estas áreas tenía como antecedente las áreas licitadas en el Petroplán. Sin embargo en esta ocasión YPF no participó como asociada. Por otro lado, los ingresos obtenidos por la venta no fueron a YPF, aspecto que repercutirá posteriormente sobre sus finanzas, sino que se derivaron al Tesoro Nacional (Kozulj y Bravo, 1993).

Respecto de las características de los yacimientos licitados, Kozulj y Bravo (1993) y Kozulj (1993) remarcan que las áreas licitadas tenían un potencial petrolero importante el cual se veía potenciado en muchos casos por su alto potencial gasífero. En un estudio sobre el valor económico de las reservas comprobadas, Bravo (1990) destaca que dadas las características, el potencial, y la inversión realizada por YPF en las mismas, su valor económico, o precio de venta no debería haber sido inferior a los 6,95 U\$S/bl ó 43,65 U\$S/m<sup>3</sup>. Para el total de las reservas comprobadas de los yacimientos, estimadas en 20 millones de m<sup>3</sup>, esto implicaría un ingreso de 873 millones de dólares. En la práctica, en la primera ronda se adjudicaron 28 áreas por un valor de 244 millones de dólares; y luego se adjudicaron 19 áreas más por un valor cercano a 150 millones de dólares (IDEE/FB, 1992).

Muchas de las áreas licitadas lindaban con áreas centrales ya concesionadas. De esta forma empresas petroleras ex contratistas de YPF, con concesiones desde el Plan Houston, pudieron llevar a cabo su estrategia de expansión, permitiendo así disminuir aún los costos operativos. Perez Companc, Pluspetrol, Astra, Cadipsa y Bidas se encuentran entre las principales empresas petroleras que siguieron esta estrategia. La cuenca Neuquina (la cuenca con mayor potencial gasífero del país), seguida por la cuenca Cuyana y la cuenca del Golfo San Jorge, son en las cuales se hace más evidente la estrategia<sup>79</sup>. Comienza así a aparecer la tendencia a las estrategias de concentración mencionadas en el capítulo anterior.

En el caso de las *áreas centrales*, al igual que en las áreas marginales, los precios de venta fueron inferiores a los que hubiera correspondido, y los ingresos obtenidos no fueron para YPF sino para el Tesoro Nacional. Este proceso de privatización comprendió tres programas diferentes:

- Privatización de las cuatro principales áreas
- Privatización de la Cuenca Austral.
- Privatización de las áreas de la Cuenca Noroeste.

---

<sup>79</sup> Para un detalle y localización de esta estrategia, ver Kozulj y Bravo, *Política de Desregulación Petrolera en Argentina*, CEPAL, Santiago de Chile, Septiembre 1993, pag. 134 a 149.

Las principales áreas centrales privatizadas, *Puesto Hernández*, *Vizcacheras*, *El Tordillo* y *El Huemul*, estaban al momento de la venta dentro de las cinco áreas más importantes para YPF. En valores representaban el 12% de las reservas comprobadas, el 18% de la producción de petróleo, el 9% del volumen de petróleo y el 26% de los pozos de producción (Bravo, 1991).

Los ingresos obtenidos por la venta inicial del 50% de estos cuatro yacimientos fue de 858.4 millones de dólares (con posterioridad se privatizaron porcentajes adicionales de los yacimientos llegando hasta el 90% en el caso de El Tordillo). Sin embargo, Bravo (1991) destaca que el valor a costo de reposición (incluyendo reservas comprobadas, pozos en producción, costos de exploración e infraestructura de superficie) debería alcanzar no menos de 4300 millones de dólares, que implicaría 2150 millones de dólares por el 50% de los mismos. Este resultado se obtiene de la valorización de los 40.9 millones de m<sup>3</sup> de reservas de petróleo a solamente 53 U\$S/m<sup>3</sup> y la infraestructura compuesta por los 2973 pozos que tienen los yacimientos además de un costo de exploración de 1.35U\$S/m<sup>3</sup>. Se observa una diferencia de 1291.6 millones de dólares, desfavorable para el país.

La importancia de la consideración del costo de reposición en el precio de venta de las reservas implica la consideración del recurso energético hidrocarburífero como un recurso estratégico para el desarrollo nacional así como la consideración del recurso como un recurso no renovable.

Respecto de la productividad y la estructura de los costos de estas áreas Kozulj y Bravo (1993) realizan un análisis económico de cada una de las áreas. En un análisis de rentabilidad privada, estos proyectos arrojan una tasa interna de retorno (TIR) superior al 15%. De incluirse a el análisis la existencia de gas y determinadas inversiones con el objetivo de evitar la natural declinación en el rendimiento de los pozos, los resultados llegan a ser asombrosos: se observa una TIR de 1653% en Puesto Hernández, 613% en El Huemul, 413% en el Tordillo, y 41.5% en Vizcacheras (Kozulj y Bravo, 1993). Sin embargo, dada la característica propia del producto, el estudio de la rentabilidad de las áreas centrales debería exceder el análisis privado, tomando en cuenta además la importancia estratégica de la producción de las mismas, aspecto que aumentaría el valor que estas poseen.

La licitación de las reservas de la *Cuenca Austral* se inició a fines de 1991. Al momento de efectuarse la privatización, las reservas comprobadas de petróleo y gas natural representaban el 5.4% y el 13% respectivamente, y la producción de petróleo y gas el 3.8% y 23% respectivamente del total del país. En principio se pusieron en venta los pliegos para licitar el 70% de las reservas, la producción y las instalaciones de la cuenca, subdividida en las áreas: Tierra del Fuego, Santa Cruz I, y Santa Cruz II. De acuerdo a IDEE/FB (1992) la base mínima establecida para las propuestas para las tres áreas disminuyó en 64.9 millones de dólares, por la

falta de ofertas presentadas en las primeras rondas. Finalmente, la adquisición de estas áreas se concretó por 340.1 millones de dólares, 16 millones menos que lo que el gobierno pretendía obtener inicialmente. En cuanto a los adjudicatarios de las áreas, se observa la participación de empresas que contaban con participación desde el primer inicio de apertura petrolera, algunas de las cuales se mantuvieron hasta el presente. Así, fueron adjudicatarias del 70% de la asociación Bidas (Tierra del Fuego), Compañía General de Combustibles-Quintana (Santa Cruz I) y Perez Companc-Astra (Santa Cruz II).

La licitación de la *Cuenca Noroeste* implicó la venta del 70% de las reservas producción e instalaciones de dos grandes áreas: Aguaragüe y Palmar Largo. Estas contenían el 20% de las reservas de gas del país y el 10% de las de petróleo. De acuerdo a Kozulj y Bravo (1992) por la privatización de estas áreas se esperaba obtener aproximadamente 400 millones de dólares, pero solo se obtuvieron 179.7 millones de dólares. Los resultados finales de la privatización del total de áreas centrales se presentan en el *cuadro 3.4*.

**Cuadro 3.4:** Ingresos por la privatización de áreas centrales y estimación del valor de venta de las reservas en U\$S por barril equivalente de petróleo (BEP)

Área	% de Asociación	Precio (mill de U\$S)	Reservas petróleo y gas		Precios Resultantes		Adjudicatario
			(106 m3 e.p.)		(1)	(2)	
			(1)	(2)			
El Huemul	90	187,4	10,4	5,5	2,87	5,4	Total Austral
Vizcacheras	70	174,0	10,6	8,5	2,6	3,25	Astra-Repsol
El Tordillo	90	187,0	11,6	6,9	2,56	4,3	Tecpetrol- Santa Fe-Energy
Pto. Hernandez	60	310,0	17,3	17,3	2,84	2,84	Perez Companc / Oxy-Petrolera patagónica
Santa Cruz I	70	55,0	s/d	15,2	s/d	0,57	CGC-Quintana /
Santa Cruz II	70	141,5					Perez Companc- Astra Inter Río Holding
Tierra del Fuego	70	143,5	185 (i)	100(i)	0,24	0,45	Bidas-Chauco Resources
Aguarague	70	143,7					Tecpetrol-Ampolex / CGC-Quintana
Palmar Largo	70	36,0	118(i)	93(i)	0,24	0,31	Pluspetrol-Norcen- Internacional -CGC- Don Won
<b>Total</b>	<b>71</b>	<b>1378,1</b>	<b>1352,9</b>	<b>246,4</b>	<b>0,62</b>	<b>0,89</b>	

(1) Considerando reservas potenciales y estimaciones basadas en los datos de reservas antes de la auditoría.

(2) Considerando reservas certificadas.

(i) Incluye importantes cantidades de gas condensado, asumiendo que 1000m3 de gas equivalen a 1 m3 de petróleo.

Las cifras de Tierra del fuego corresponden a la suma de Santa Cruz II y Tierra del Fuego y las de Palmar Largo incluyen las de Aguarague

**Fuente:** Kozulj y Bravo (1993) sobre la base de medios periodísticos y ex Secretaría de Energía e YPF

### 3.3.2.2 Privatización de Empresas Energéticas

Dentro del proceso general de privatización, las empresas energéticas ocuparon un rol muy importante, con un alto impacto dentro de los ingresos totales por privatización. De total de

9.736,7 millones de dólares en efectivo que ingresaron al tesoro Nacional en el período 1990-1993 por privatizaciones, 6.743 millones corresponden al sector energético mientras que, del rescate de títulos por un valor de 13.425,3 millones de dólares, al sector energético le correspondieron 6.785,8 millones. Al mismo tiempo sobre un total de 297 empresas públicas vendidas, el 84.5% del efectivo y el 33% de los títulos correspondieron a las cuatro principales empresas del área energética privatizada: YPF y Gas del Estado, Agua y Energía Eléctrica (AyEE), y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) (Kozulj, 2002; Pistonesi, 2002).

Hasta el año 1989 las dos empresas de propiedad estatal concentraban la mayor parte de las actividades en las cadenas productivas de los hidrocarburos: YPF S.E. y Gas del Estado. YPF SE, en funcionamiento desde 1922, era una empresa totalmente integrada (vertical y horizontalmente) y concentraba toda la actividad del *upstream* del gas natural y el *upstream* y *downstream* del petróleo; Gas del Estado, por su parte, fue creada en 1946 para desarrollar la industria del gas natural, y tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el territorio nacional.

A partir de la desregulación del mercado, la participación de estas empresas de dominio estatal comienza a disminuir progresivamente. Finalmente durante el período de la privatización se determina el traspaso definitivo de estas empresas a agentes privados<sup>80</sup>.

#### **3.3.2.2.1 Venta de YPF S.E.**

En primer aspecto en lo que respecta a la venta de YPF fue la transformación de la forma jurídica de YPF, establecida por medio del decreto 2778/90. Esta medida fue ratificada por la Ley 24.145, Ley de Federalización de Hidrocarburos y Privatización de YPF. Tal como se mencionó al inicio del presente capítulo, uno de los aspectos primordiales de esta ley fue el hecho que otorgó el dominio de los yacimientos a las provincias en cuyos territorios se encuentren, la concesión a YPF de ciertos oleoductos y poliductos, la transformación de la empresa y el mecanismo de venta de las acciones. De acuerdo al *art. 23: "Destínese al Régimen Nacional de Previsión Social el Ciento por Ciento (100%) de los recursos que obtenga el Estado Nacional por la venta de las Acciones Clase "A" de YPF Sociedad Anónima"*.

---

<sup>80</sup> Dado que el objetivo de este capítulo es analizar lo acontecido en el eslabón del *upstream* de las cadenas de petróleo y gas natural, el análisis que sigue se centra en lo acontecido con la empresa YPF S.E., por ser esta la empresa actuante en dichos eslabones de la cadena.

Diversos fueron los argumentos utilizados al momento de la venta de YPF. Muchos de ellos enfatizaban la ineficiencia empresaria con que operaba la empresa, el endeudamiento y desequilibrio presupuestario, la falta de competencia y, la naturaleza netamente económica y no estratégica de los recursos energéticos. En contrapartida a estos argumentos diversos autores han discutido las características políticas de la privatización (Scalabrini Ortiz; 1989, Bravo, 1992; Kozulj, 1993)

El art. 8 de la Ley 24.145, estableció la estructuración del capital social de YPF SA en cuatro clase de acciones.

*“Las acciones Clase "A": pertenecientes al Estado Nacional, equivalentes al CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del Capital Social; Clase "B", las acciones que adquieran las Provincias en cuyo territorio se hallen ubicados yacimientos de hidrocarburos o, en su caso, por las Provincias no productoras de hidrocarburos, hasta un TREINTA Y NUEVA POR CIENTO (39%) del Capital Social, distribuidas entre ellas; Clase "C": acciones que adquiera el personal de la empresa hasta el DIEZ POR CIENTO (10%) del Capital Social; y Clase "D": Las acciones que el ESTADO NACIONAL y las Provincias vendan al capital privado”* Dicho artículo establece además que *“Mientras las acciones Clase "A" representen, como mínimo un VEINTE POR CIENTO (20%) del Capital Social se requerirá ineludiblemente su voto afirmativo para decidir su fusión con otra u otras Sociedades; aceptar que YPF Sociedad Anónima, a través de la cotización de sus acciones en Bolsas de Comercio o Mercados de Valores, sufriera una situación de copamiento accionario consentido u hostil que represente la posesión del Cincuenta y Uno por Ciento (51%) del Capital Social de YPF Sociedad Anónima; transferir a terceros, la totalidad de los derechos de explotación concedidos en el marco de la Ley N° 17.319, sus normas complementarias y reglamentarias, y la presente, de modo tal que ello determine el cese total de la actividad exploratoria y de explotación de YPF Sociedad Anónima; y la disolución voluntaria de YPF Sociedad Anónima...”* La reducción de la tenencia del paquete accionario de la Clase "A" por debajo del VEINTE POR CIENTO (20 %) del Capital Social de YPF SOCIEDAD ANONIMA requerirá la previa aprobación por Ley”.

Sobre esta base reglamentaria, se lleva a cabo la venta de la empresa estatal. La adquisición de la empresa YPF la efectuó la española REPSOL, la cual se mantiene aún en el año 2009 como la accionista mayoritaria, en tres etapas diferentes. La operación se inicia en 1993 y finaliza en el año 1999. En la primera etapa de privatización la composición inicial de YPF S.A. quedó de la siguiente forma:

Estado Nacional	20% (más acción de “oro”)
Estados Provinciales	12%
Personal de YPF S.A.	10%
Sistema previsional	12%
Sector Privado	46%

A pesar que los capitales privados obtuvieron inicialmente un bajo porcentaje de las acciones totales, esta situación no perduró. En 1998, la composición accionaria de YPF S.A. ya era diferente, se hacía evidente una mayor participación de los capitales privados, que habían adquirido las acciones de empleados y jubilados:

---

Estado Nacional	20% (más acción de “oro”)
Estados Provinciales	4,7%
Personal de YPF S.A.	0,4%
Sector Privado	74,9%

Finalmente, a fines de 1998 se inicia el proceso de compra de las acciones por parte de la petrolera del Estado Español, REPSOL. En la primer oferta realizada, la empresa solo adquiere el 14.99% de YPF S.A.; sin embargo, con posterioridad, adquiere la totalidad de las acciones, quedando como única propietaria de la principal empresa energética nacional.

En la primera etapa, la nueva conformación accionaria fue:

Estado Nacional	5% (más acción de “oro”)
Estados Provinciales	4.7%
Personal de YPF S.A.	0,4%
Resto del Sector Privado	74.9%
Grupo Repsol	14.99%

Finalmente en 1999, se produce la adquisición del 83.24% de las acciones de YPF S.A. por parte de Repsol, quedando la estructura accionaria de la empresa de la siguiente forma:

Estado Nacional	acción de “oro”
Personal de YPF S.A.	0,4%
Resto del Sector Privado	1.37%
Grupo Repsol	98.23%

### 3.3.3 La etapa final: Mercado Abierto

La modalidad de coordinación en el mercado hidrocarburífero, una vez finalizado el proceso de desregulación y privatización, es MA. Tal como se desarrolló en el primer capítulo de este trabajo, esta modalidad no implica necesariamente la existencia de competencia perfecta en los mercados, sino que es posible, y de hecho probable, que existan oligopolios. Efectivamente la morfología actual del mercado de hidrocarburos en argentina, presenta rasgos marcadamente oligopólicos.

Si bien el principal objetivo de la desregulación fue aumentar la competencia, eliminando el monopolio estatal, en el upstream del mercado energético, para incrementar la eficiencia, en la práctica solo se evidencia un traspaso del control y propiedad de la empresa estatal monopólica. Así, finalizado el proceso de desregulación y privatización del mercado, se evidencia una transformación desde un mercado monopólico hacia un mercado oligopólico,



donde la empresa líder, es Repsol-YPF<sup>81</sup>. En noviembre de 2009, de acuerdo a información provista por la empresa, la distribución accionaria de la empresa era:

Estado Nacional	0,001%
Estados provinciales	0,0019%
Programa de Propiedad Participada	0,0167%
Grupo Repsol	84,0430%
Grupo Petersen	15,4619%
Floating	0,4754%

Dada la preponderancia de la REPSOL-YPF dentro del upstream, el análisis del eslabón se puede realizar en gran medida mediante el análisis de las estrategias implementadas por Repsol-YPF, la empresa líder de oligopolio energético<sup>82</sup>. Al mismo tiempo recientemente, tal como se observara en el capítulo anterior existía al año 2009, una importante participación de otras empresas de origen extranjero en la operación de este eslabón de la cadena energética.

Es importante destacar que diversos autores insisten en remarcar que las estrategias de las empresas multinacionales en la explotación de los recursos naturales energético deben ser estudiadas en forma particular (Rosas Balbontin, 2009; Kozulj, 2009). Esto se debe a que las estrategias implementadas por las empresas nacionales difieren de las implementadas por las empresas extranjeras, aspecto que se relaciona en forma directa con los objetivos propios de la empresa, y la factibilidad de la misma de cambiar el rumbo de sus inversiones en forma rápida, al seguir incentivos relacionados con la geopolítica mundial, y no con la economía nacional.

El principal argumento de esta distinción parece relacionarse con la inversión o desinversión de las utilidades obtenidas en la operación de los yacimientos petroleros y gasíferos, la alternativa de inversión en distintas regiones del mundo, y la importancia relativa de la seguridad de abastecimiento energético en el país de origen de la empresa multinacional. Kozulj (2009) analiza el caso de REPSOL YPF en particular, y menciona que la combinación de la caída de la productividad de los pozos en Argentina (producto de la desinversión en exploración), las señales de precios adversas, y los cambios institucionales no han sido la única razón de la decisión de desinversión que desde el año 2005/2006 se observa por parte de la petrolera en Argentina. De acuerdo al autor, dicha decisión se encuentra además acompañada por el objetivo de fortalecer la seguridad de abastecimiento de gas natural y petróleo en España.

<sup>81</sup> No obstante, en los últimos años se observa un retroceso relativo de la empresa en relación a sus principales competidoras en lo que respecta a la propiedad de reservas comprobadas, aspecto que se analizará más adelante.

<sup>82</sup> El análisis de las estrategias desarrolladas por dicha empresa muestra aspectos relevantes para el estudio del desempeño del sector energético. Por ejemplo, según Argenpress (10/8/2008), Repsol contrajo una deuda financiera para poder comprar YPF SA, y para repagar esta deuda es que se encargó de “monetizar” en forma acelerada las reservas de la empresa. Como parte de la estrategia, cuando los precios nacionales se apartan de los internacionales la empresa “congela” la extracción del recurso.

De igual forma, la estrategia de expansión de Petrobras puede ser entendida desde la lógica de una empresa trasnacional en la búsqueda de oportunidades de inversión en otras regiones o países con el principal objetivo de la búsqueda de obtención de rentabilidad extraordinaria y persiguiendo el objetivo de la seguridad de abastecimiento futura de su país de origen. Kozulj (2009) destaca el hecho que desde la segunda mitad de los años noventa, la estrategia de transnacionalización de *Petrobras*, orientada a la búsqueda de mayor participación en los distintos mercados energéticos y la interacción de la cadena, logró posicionar a la empresa como la octava trasnacional del mundo perteneciente a un país en desarrollo. En el caso particular de Argentina, la incursión de esta empresa se efectuó mediante la adquisición de *Pecom* en 2001/2002, la empresa se encuentra en la actualidad presente en casi todos los eslabones de las principales cadenas energéticas. El autor remarca que es precisamente la búsqueda de la seguridad de abastecimiento energético brasilero y la rentabilidad lo que orienta las decisiones de la empresa.

### **3.4 ANALISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR**

En el capítulo anterior se mencionó que en el caso de Argentina, la evolución del marco regulatorio, los mecanismos institucionales y la debilidad del rol del Estado en el sistema propiciaron la puesta en marcha de las estrategias de integración, concentración y conglomeración de los agentes privados a lo largo de las cadenas.

En el caso particular del eslabón del *upstream*, uno de los principales argumentos a favor de la reforma hidrocarburífera fue la falta de competencia en el mercado, por lo cual las reformas buscaban introducir mecanismos competitivos, para así disminuir la concentración del mismo y alcanzar un mayor beneficio social. Por estos motivos, resulta operativo analizar la evolución posterior de la estructura y potencial concentración del mercado, con el fin de evaluar el éxito de las reformas en este eslabón en particular. La concentración del mercado puede, y debe ser analizada en diferentes dimensiones: stock actual de reservas probadas de petróleo y gas natural; stock de reservas, producción, y exportación de petróleo y gas natural. Al mismo tiempo, el análisis alcanza mayor grado de relevancia si se lo acompaña con un estudio del desenvolvimiento de estas dimensiones.

#### **3.4.1 Concentración del mercado.**

A los fines de analizar la concentración del mercado, es necesario desarrollar brevemente las posibles medidas de concentración con las cuales se realizará el análisis. Es importante remarcar en esta instancia, que el debate en torno a la relación entre la apropiación de ganancias extraordinarias y el grado de concentración de la industria no ha llegado aún a conclusiones

únicas<sup>83</sup>; no obstante la relevancia del estudio de la concentración se relaciona con la capacidad de ejercer estrategias de poder por parte de las principales empresas operantes en cada eslabón de las cadenas energéticas, y su impacto sobre el resto de los eslabones.

Existen diferentes medidas que pueden ser utilizadas a los efectos de analizar la concentración de diferentes mercados. Estas medidas pueden ser *absolutas*, tomando en cuenta a todos los elementos presentes en la distribución sin tomar en consideración la importancia relativa de los mismos; *cuasiabsolutas*, analizando solamente los elementos superiores de la distribución; y *relativas*, midiendo la dispersión de los elementos en la distribución. En lo que aquí respecta se utilizarán dos índices diferentes, un índice cuasiabsoluto, el índice discreto de concentración, y un índice absoluto, índice de Hirschman-Herfindhal.

El Índice Discreto de Concentración (IDC), también conocido como Índice Estándar (IE), se utiliza para analizar el poder de las principales firmas oligopólicas operantes en cada segmento, por lo cual se trata de una medida cuasiabsoluta. Este índice considera el porcentaje de operaciones del mercado que controla un número reducido de las empresas más grandes (Casanova, 2002). Así, dicho índice indica la porción del mercado detentada por las “m” mayores empresas:

$$C_a = \sum p_i; (i = 1, \dots, m, m + 1, \dots, m)$$

Donde:

$p_i$ : Participación de la empresa i.

Si todas las empresas tienen igual participación:

$$C_a = \sum p_i = \frac{m}{n}$$

El resultado de este índice depende del número “m” de empresas que se analice. De acuerdo a Pereyra y Triunfo (1999, citado por Pascuale y Quagliani, 2005) para “m” igual a cuatro, si el índice supera el 60% se considera al mercado como altamente concentrado. Por su parte, de acuerdo a Khavisse y Azpiazu (Citado por CEPA; 1985), para “m” igual a ocho, si el IDC es menor a 25%, el mercado no está concentrado, si se encuentra entre 25% y 50% se encuentra moderadamente concentrado, y en caso que sea superior a 50% es altamente concentrado.

Por su parte, el Índice de Hirschman-Herfindhal (IHH), medida absoluta de concentración, toma en consideración todas las empresas de la industria, y se define como:

$$IHH = \sum p_i^2$$

<sup>83</sup> Para un análisis exhaustivo de esta temática se recomienda ver: Bain (1963), Coloma (2002), Demsetz (1974), Pascuale y Quagliani (2005).

$$p_i = 100 * \frac{p_i}{Q}$$

Donde:

$p_i$ : Participación de la empresa  $i$ .

Si todas las empresas tienen igual participación:

$$IHH = \sum \left(\frac{1}{n}\right)^2 = \frac{1}{n}$$

El máximo valor del índice es 10.000, y corresponde a industrias monopólicas.

El IHH es uno de los principales índices utilizados por la Federal Trade Commission (FTC) para determinar el grado de concentración y la violación o no de la ley de la competencia de las fusiones y/o adquisiciones. En este sentido, para la FTC un mercado con un IHH menor a 1000 es considerado como competitivo, un índice entre 1000 y 1800 indica un mercado moderadamente concentrado, y valores superiores a 1800 son considerados demasiados concentrados. Por otro lado, tal como lo destacan Esquivel *et al.* (2006) en el caso de un mercado con un IHH entre 1000 y 1800, una fusión que aumente el índice en 100 puntos es objetada por la FTC, mientras que en un mercado con IHH mayor a 1800 dicha objeción se verá con fusiones que aumenten el índice en 50 puntos.

En cuanto a la comparación entre ambos índices, es importante subrayar que el IHH tiene una tendencia a subestimar el grado de concentración, en relación al IDC. Además, el IHH es un índice con una importante sensibilidad a la porción de mercado que poseen las principales empresas, mientras que el IDC no lo es. Esto implica que ante dos situaciones similares, en las cuales se observe una concentración similar de acuerdo al IDC, pero que en una de ellas la principal empresa tenga mayor proporción del mercado, el IHH tendrá un diferente valor (Pascuale y Quagliani, 2005).

El punto crucial al momento de realizar el análisis se encuentra en el objetivo por el cual se estudia la concentración del mercado. Tal como se ha remarcado anteriormente, en este trabajo dicho objetivo es estudiar la potencialidad de los actores operantes en un determinado eslabón de operar en forma *colusiva*, afectando de alguna forma el desempeño del segmento y generando impactos sobre el resto del sistema. A este respecto, Pascuale y Quagliani (2005), subrayan que cuando el objetivo es analizar la posibilidad de realizar acuerdo colusivos, y afectar la competitividad del mercado, el IDC presenta ventajas por sobre el IHH. Cuanto mayor sea la proporción del mercado que controlan las “ $m$ ” principales empresas, mayor será entonces la posibilidad de que las mismas actúen de forma colusiva<sup>84</sup>.

---

<sup>84</sup> Sin embargo, dichos autores remarcen que en general los organismos encargados de defensa de la competencia en los distintos países, tales como la *Comisión Federal de Comercio de Estados Unidos* y la *Comisión Federal de Competencia de México* generalmente utilizan el IHH como índice de análisis para juzgar los resultados potenciales de las fusiones y adquisiciones en los mercados.

En el caso de Argentina, el marco legal para el análisis de la concentración económica está dado por la resolución 164/2001 de la Secretaría de Defensa de la Competencia y el Consumidor, en forma conjunta con la Ley de Defensa de la Competencia N°25.156. De acuerdo al inciso II.3 del anexo de la res. 164/2001, “*las participaciones de mercado de todas las empresas que participan actualmente en el mercado relevante y de las de aquellas identificadas como competidoras potenciales inmediatos se calcularán sobre la base de su nivel de ventas, de su producción o de la capacidad productiva que se destina o se podría destinar al mercado relevante*”. Por “mercado relevante” se entiende el *menor grupo de productos respecto del cual, a un hipotético monopolista de todos ellos, le resultaría rentable imponer un aumento de precios pequeño, aunque significativo y no transitorio*.

En cuanto a la herramienta utilizada para estudiar la concentración, según el inciso II.4 “*se utilizará principalmente el Índice de Herfindahl-Hirschmann (IHH)*”. No obstante, dicha resolución reconoce la necesidad de complementar el uso del IHH con otras mediciones de concentración. “*En los casos en los que la medición del nivel de concentración pueda subestimar o sobreestimar el impacto potencial de la operación bajo análisis, se complementarán las mediciones de concentración...*” Además, según dicho inciso, “*para determinar en qué medida la operación puede restringir la competencia en el mercado relevante, se analizarán los niveles de concentración antes y después de la operación*” (Res. 164/2001, 2001: 7).

Sobre esta base, el cuadro 3.4 muestra la evolución reciente de los dos índices de concentración para la producción y propiedad de reservas comprobada, tanto para el petróleo como para el gas natural. La fuente de información utilizada han sido los anuarios de reservas de la Secretaría de Energía de la Nación, y el Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

**Cuadro 3.4:** Evolución de los índices de concentración en la producción y propiedad de reservas

Año	Petróleo				Gas Natural			
	IHH		IDC <sup>(1)</sup>		IHH		IDC <sup>(1)</sup>	
	Producción	Res. Comprob.	Producción	Res. Comprob.	Producción	Res. Comprob.	Producción	Res. Comprob.
2004	2304,26	2138,32	91,34	84,5	1965,88	1899,85	92,6	85,95
2008	1729,25	1961,62	85,11	86,18	1784,6	1397,79	92,29	79,88

<sup>(1)</sup> Corresponde al valor del índice para las 8 primeras empresas.

**Fuente:** Elaboración Propia en base a datos del "Informe de Coyuntura energética Junio 2004" CEE; y "Anuario de Reservas 2003" Subsecretaría de Combustibles Secretaría de Energía e IAPG.

Un análisis a priori de los resultados obtenidos, parecería arrojar que se trata de una industria relativamente concentrada bajo su actual estructura, y que si bien ha disminuido con

respecto a los valores previos a la desregulación<sup>85</sup>, la concentración del mercado se mantiene elevada. En base al índice IHH y sobre los criterios de FTC la industria de hidrocarburos en Argentina se encuentra entre moderadamente y demasiado concentrada. Aún cuando el valor de IHH ha disminuido en el año 2008 para la producción y la propiedad de reservas, el mismo presenta valores cercanos (incluso superiores para las reservas comprobadas de petróleo) a los 1800 puntos. En cuanto al IDC, el valor observado es significativamente elevado, puesto que tanto en 2004 como en 2008, las 8 principales empresas ostentaban el control de más del 80% de la propiedad de las reservas comprobadas y el 90% (con excepción del caso del petróleo en 2008) de la producción de ambos recursos. Tal como se mencionó anteriormente, para Khavisse y Azpiazu (1985) para “m” igual a 8 un valor superior a 50% mostraría una industria altamente concentrada.

Si se suma a este análisis la situación de las reservas comprobadas, puede inferirse que la situación se mantendrá así en un futuro, dado que las ocho empresas que poseen más del 80% de las reservas comprobadas de los hidrocarburos son las mismas que se presentan como mayores productoras<sup>86</sup>.

No obstante, dichos resultados deben ser analizados en comparación con resultados de análisis similares en otras industrias. De acuerdo a un estudio realizado por el Office for National Statistics (ONS) analizando la concentración en el mercado en el valor añadido o el producto total de cada industria en Reino Unido, en el año 2004 en la industria de la minería las 5 principales empresas representaban el 50/60 % del total, mientras que para el caso de la electricidad, y el gas natural dicha participación accedía al 60/70%.

Es importante resaltar, además que tal como remarca Kozulj (2002) la industria petrolera y gasífera se caracteriza por la concentración de la propiedad de las reservas y la producción en cualquier parte del mundo. En el año 2004, por ejemplo, más del 45% de las reservas mundiales de petróleo se encontraban controladas por los países pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (Fischer, 2004). Esto se relaciona con las características propias de la misma. Con lo cual esta situación de concentración de las reservas no es una característica propia de Argentina sino que es común a cualquier país del mundo.

En segundo lugar, este alto grado de concentración se presenta como una violación a la legislación vigente. Según el Art.34 de la Ley 17.319 “...*El área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta (250) km<sup>2</sup>. Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen...*”. De

---

<sup>85</sup> De acuerdo a Kozulj y Bravo (1992) el IHH en períodos anteriores a la desregulación era de 5648 para 1983 y 5737 para 1988.

<sup>86</sup> las excepciones son el operador CAPEX S.A. y el consorcio WINTERSHALL ENERGIA S.A. en el segmento de gas natural y los operadores TOTAL AUSTRAL y SIPETROL y los consorcios CAPSA y SHELL CAPSA en petróleo

acuerdo a De Dicco (2005), en el año 2004 Repsol YPF era titular de 85 concesiones de explotación, mientras que la estatal brasileña Petrobras era titular de 32 concesiones de explotación en Argentina.

En tercer lugar, es notable el predominio que Repsol-YPF ha tenido en ambos mercados, si bien en la actualidad (año 2009) dicho predominio en lo que se refiere a la propiedad de reservas comprobadas ha disminuido notablemente, tal como lo muestran los cuadros 2.7 y 2.11, otorgándole al segmento una estructura de mercado de oligopolio con un líder. Esta empresa fue responsable en el año 2004 del 42.88% de la producción de petróleo y 32.39% de la producción de gas natural, al tiempo que era dueña del 40.8% y 39,8% de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural respectivamente. No obstante, en la actualidad, a pesar de mantenerse como líder en la producción de ambos recursos, ha perdido el liderazgo en la propiedad de las reservas en ambos recursos. En petróleo ocupa el segundo lugar (20,90%) detrás de PAN AMERICAN ENERGY LLC (36,93%); y en gas natural mantiene el control del 17% de las reservas, detrás de TOTAL AUSTRAL S.A., quien detenta el 27,67%. Este cambio de situación en solamente 5 años puede ser atribuible a diferentes motivos, no obstante, uno de los factores fundamentales se relaciona con la relativa madurez de las reservas propiedad de Repsol-YPF en relación a sus competidoras, y la diferente política implementada por las empresas en torno a la inversión en extensión de las mismas, por medio de exploración, aspecto que se analizará en el apartado siguiente.

Por último, pero de mucha importancia, es necesario reiterar la estrategia de integración seguida por los grupos empresariales, mostrada en el capítulo anterior. Las empresas líderes en la producción y propiedad de reservas de hidrocarburos, tienen participación en otros eslabones de la cadena. Tal es el caso de Repsol-YPF, quien participa en el transporte local y de exportación, distribución de gas natural, generación termoeléctrica y distribución de electricidad. Esta participación se efectiviza por medio de la participación de la empresa en la conformación de capital social de las empresas responsables de tales actividades. Situación similar se presenta en el caso de la empresa estatal brasileña Petrobras quien participa en los segmentos de transporte de petróleo, generación termo e hidroeléctrica, transporte de gas natural y generación, transporte y distribución de electricidad<sup>87</sup>.

### **3.4.2 Evolución de las reservas y actividad exploratoria: el comportamiento de la inversión y la sostenibilidad del sistema**

Al inicio del presente capítulo se mencionó la forma de la *creaming curve* en Argentina. Es claro que la situación de las reservas merece, necesariamente, ser analizada en forma

---

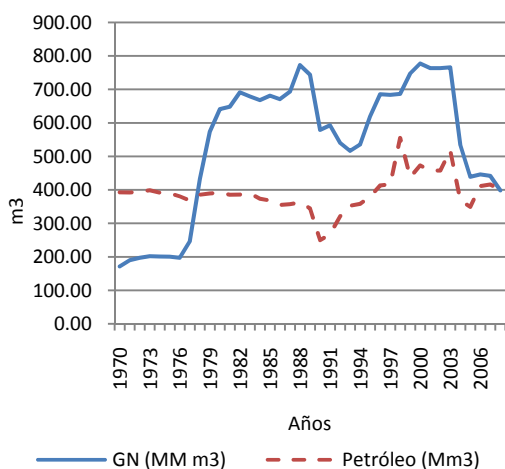
<sup>87</sup> Ver capítulo II, sección 3.2 en adelante.

conjunta con la actividad exploratoria en el país. No obstante, antes de analizar con detalle la situación exploratoria en el país, es necesario introducir algunos conceptos en lo que respecta a la actividad.

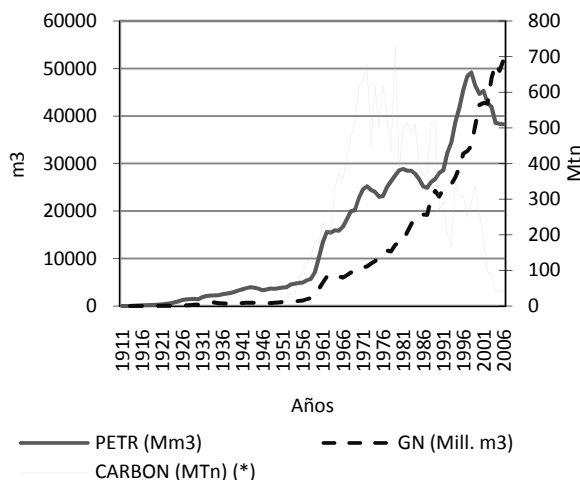
Los gráficos 3.8 y 3.9 permiten analizar la evolución de las reservas probadas en el período 1970-2007 y la producción de hidrocarburos en el período 1911-2007. En ambos casos, se observa una importante caída de reservas probadas en los años 1988/89. En el caso del petróleo, se observa una caída del 28% en las reservas probadas, y una recuperación a los valores de 1988 en el año 1993; mientras que para el gas natural, se observa una primera caída de 22% en 1989 y una segunda caída, entre los años a 1991 y 1993 del 13%, observándose la recuperación a partir del año 1996. Llama la atención, particularmente en el caso del petróleo la rápida recuperación de las reservas probadas.

De acuerdo a IDEE/FB (2006) usualmente el período de maduración del descubrimiento de reservas, una vez iniciado el proceso de inversión en exploración, oscila entre 6 y 8 años, por lo que una profunda estrategia de inversiones en exploración de nuevas reservas, daría como resultado un incremento en los niveles de reservas recién luego de un período cercano a los 8 años. Sin embargo, para que esta situación se presente, sería necesario un enorme esfuerzo exploratorio que, tal como se mostrará más adelante, no parece haber sido el caso de Argentina. Por otro lado, el incremento en las reservas que se presenta entre los años 1990-1999/2001, se acompaña de un creciente incremento en la producción en ambos hidrocarburos. Esta situación corroboraría la hipótesis de diversos autores (De Dicco, 2004; Kozulj, 2002; Pistonesi, 2001) respecto del objetivo principal seguido en el país luego de la desregulación y privatización: *maximizar el valor presente de los hidrocarburos*, por medio de incrementos en la producción.

**Grafico 3.8:** Evolución de las reservas probadas de petróleo y gas natural 1970-2007



**Grafico 3.9:** Evolución de la Producción de Hidrocarburos 1911-2007



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de Secretaría de energía y SIEE/OLADE



Una posible forma de analizar los resultados de la estrategia en este eslabón de las cadenas hidrocarburíferas, es por medio del estudio del “*Horizonte de Reservas*”. El horizonte de reservas es un indicador de los años de extracción remantes usualmente definido como:

$$H_i = \frac{R_i}{P_i}$$

En donde,

$H_i$ : Horizonte de vida de las reservas en el período  $i$  medido en años

$R_i$ : Reservas probadas más 50% de las probables en el período  $i$ .

$P_i$ : Nivel de producción del en el período  $i$ .

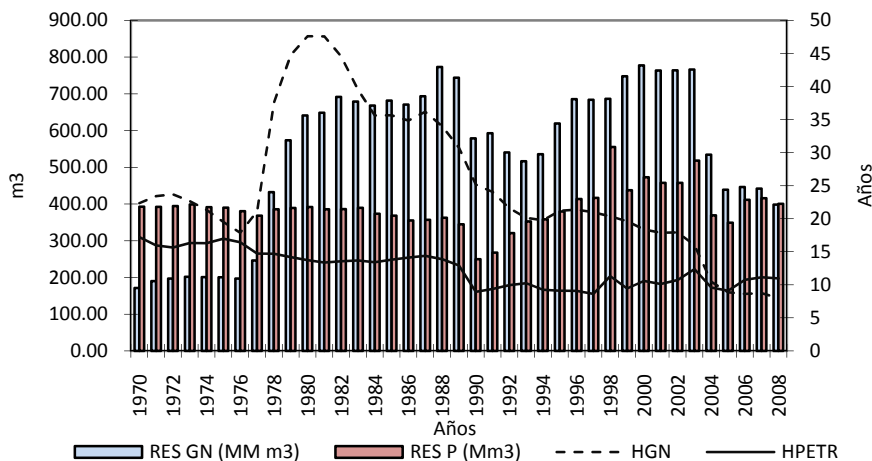
Tal como puede observarse, partiendo de niveles de reservas existentes y producción constantes, y con el actual nivel de desarrollo y conocimiento técnico y condiciones de mercado, este indicador muestra la relación entre las reservas probadas del recurso y su nivel de producción actual, dando como resultado el alcance futuro de las reservas, medida en años. Es uno de los indicadores más utilizados al momento de analizar la sostenibilidad de un sistema altamente dependiente de recursos hidrocarburíferos como el argentino. Tal como puede observarse en el *graf. 3.10*, en ambos casos se observa una tendencia decreciente en el horizonte de reservas, siendo más marcado en el caso del gas natural desde inicios de la década de los noventa. Las razones de dicha tendencia son diferentes, y no existe un consenso entre los analistas respecto a los principales responsables de la situación. De todos modos, en ambos casos la conjunción de un agotamiento de los yacimientos existentes con un incremento en la producción con destino al consumo interno y principalmente a la exportación parecería explicar tal comportamiento. De acuerdo al Instituto Argentino de la Energía (IAE), el rol de las exportaciones es vital para explicar la caída del horizonte de reservas, y este impacto es fácilmente observable si se compara el indicador calculado de dos formas diferentes: en primer lugar como el ratio reservas producción (que incluye la producción con destino interno y externo)<sup>88</sup>, y por otro lado como el ratio reservas consumo interno. Según el IAE (2004) el valor del horizonte de reservas respecto al consumo interno es mayor que el obtenido sobre el total de la producción. Específicamente para el petróleo los resultados mencionados por dichos autores plantean que la diferencia entre ambas relaciones se hace más notoria a partir del año 1996 (70% de diferencia entre ambos) cuando la exportación representaba el 41,4% de la producción de petróleo; hacia el año 2002 la diferencia fue del 55%. En cuanto al gas natural, la diferencia no es tan importante como para el petróleo, llegando en los años 2001/2002 al 15%, poniendo en evidencia que existe un impacto conjunto de las exportaciones y el consumo interno. En este caso particular, los factores fundamentales de la caída en el horizonte ha sido el incremento en las exportaciones a Chile mediante la construcción de los gasoductos de exportación Gasandes y

---

<sup>88</sup> Nuevamente en este punto es interesante notar el rol de la forma en que fue delineada la mencionada reforma del sector energético, y el tratamiento que se le dio a la producción y exportación de los recursos.

Pacífico; y la instalación de las tecnologías de generación eléctrica de ciclos combinados que aumentó notablemente el consumo interno.

**Grafico 3.10.** Evolución de las Reservas y el Horizonte de Reservas 1970-2008



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del SIEE/OLADE y SE

No obstante su relevancia y utilidad para el análisis, este indicador cuenta con numerosas críticas que podrían debilitar las conclusiones extruidas del mismo, puesto que muestra que la producción corriente puede ser sostenida por “x” cantidad de años, pero realizando un análisis en términos estáticos. Este aspecto puede constituir un aliciente a buscar formas alternativas de medirla vida de las reservas en una región.

De acuerdo a Laherrere (1995) todos los pozos petroleros (y gasíferos) declinan durante la segunda mitad de su vida útil, por lo que la producción corriente solamente se puede sostener si nuevos descubrimientos acompañan la producción. De esta forma, de acuerdo al autor es evidente que un indicador en declinación es característico de los primeros estadios de la producción, mientras que un indicador relativamente estable correspondería a un yacimiento en declinación.

Dado que indefectiblemente todos los yacimientos tienen un máximo de producción a partir del cual comienzan a declinar (sin inversiones en extensión de las reservas, recuperación primaria o secundaria) el horizonte de vida de un yacimiento en declinación debería ser calculado de forma tal que dicha declinación se tenga en cuenta. Por otro lado, bajo el supuesto de que existe una producción mínima a partir de la cual se abandona el yacimiento, usualmente dicho abandono se realiza cuando la producción cae al 2% de la producción pico, la vida de un yacimiento en declinación debería ser calculada como:

$$p_a - p_m(1 - d)^a$$

Mientras que las reservas al comienzo de la declinación del yacimiento, suponiendo una tasa de declinación constante, son iguales a:

$$R_m = \frac{p_m(1-d)}{d}$$

Donde:

- $p_a$ : Producción al momento de abandono
- $p_m$ : Producción máxima
- $a$ : Años luego del pico de producción (horizonte de reservas)
- $d$ : Porcentaje de declinación anual
- $R_m$ : reservas al inicio de la declinación

Para el caso particular de Argentina, la aplicación de este ejercicio arroja resultados desalentadores. De acuerdo a los datos del SIEE/OLADE el *peak* de petróleo en Argentina se alcanzó en el año 1998 (49,19 Mm<sup>3</sup>) cuando las reservas fueron de 437,77 Mm<sup>3</sup>, sobre esta base los cálculos del factor  $a$  tomando en consideración una tasa de declinación constante anual del 10% a partir de dicho año, arrojan un resultado de 15 años luego del pico de producción (horizonte de reservas) a partir de dicho *peak*, lo que implica que las reservas, sin nuevas inversiones en exploración y recuperación, se extinguirán hacia el año 2013. En cambio, para el caso del gas natural, cuya producción se observa en el *gráf.3.10* como creciente, el *peak* se alcanzó en el año 2006 (51,813 MMm<sup>3</sup>), con unas reservas probadas en dicho año iguales a 446,16 MMm<sup>3</sup> (las que sin embargo se encuentran en declinación constante desde el año 2000), el resultado del ejercicio del cálculo arroja como resultado que a vida después del pico máximo de producción será de 14 años, con lo cual las reservas de gas natural se extinguirían en el país para el año 2020<sup>89</sup>. No obstante, es necesario remarcar que se trata solo de un ejercicio de estimación y que los resultados obtenidos pueden variar de acuerdo a los supuestos de análisis utilizados, y particularmente en función de la información de reservas utilizada (la cual es información privada y proviene de informes de las empresas) y los niveles de producción anuales.

Tal como se ha observado, el horizonte de vida de las reservas, relaciona la magnitud de las reservas de cada recurso con su nivel de producción. En este tipo de análisis, se funden aspectos de carácter técnico y económico que son los que en última instancia dan como resultado el ritmo de explotación del recurso y la variación en el nivel de reservas.

La magnitud de reservas depende en forma directa de la actividad exploratoria llevada a cabo. Dicha actividad depende de las condiciones técnicas, las condiciones geológicas del área y los factores económicos que impulsan o no a la actividad. La actividad exploratoria entonces tiene como objetivo principal detectar la acumulación de recursos hidrocarbúferos en un determinado yacimiento, identificándolos por su grado de certidumbre (conocimiento geológico y geofísico acerca de la existencia de calidad y magnitud de los depósitos) factibilidad económica de recuperación y finalmente descubrir los hidrocarburos que se encuentren en

---

<sup>89</sup> Estimaciones realizadas sobre la base de las reservas probadas informadas por la Secretaria de Energía de la Nación.

condiciones técnico económicas de ser explotadas. En este sentido, la economía de la exploración es la rama de la economía de la energía especializada en analizar el problema de la asignación de medios entre los requerimientos de hidrocarburos de una región o país y la escasez de ese energético (IDEE/FB, 2006a).

Así, sobre la base de la conjunción de determinados elementos se clasifican los recursos existentes en una determinada región, apoyados sobre diferente información relevada. Los dos principales parámetros utilizados para dicha clasificación son:

- ✓ El Grado de Certidumbre. Estos parámetros se corresponden en general con conocimiento de origen geológico-geofísico acerca de la existencia, calidad y magnitud de los recursos.
- ✓ Grado de Factibilidad Económica. Se corresponden con una valuación económica de los recursos.

En base al primer grupo de parámetros, se clasifican los recursos en: *Recursos Descubiertos* y *Recursos no Descubiertos*. Dentro de la categoría de Recursos Descubiertos, y en base a las variables económicas, puede clasificarse en:

- Económicos
- Marginales
- Sub-económicos
- No Económicos

Estos aspectos fueron analizados por Mac Kelvey en 1964, desarrollando la matriz de Mc Kelvey en la cual se clasifican los recursos de hidrocarburos en función de la factibilidad económica (variaciones en las filas) y la certidumbre (variación en las columnas). Dicha matriz se reproduce a continuación, en el *cuadro 3.5*

**Cuadro 3.5:** Matriz de clasificación de hidrocarburos de Mc Kelvey.

PRODUCCIÓN ACUMULADA	Descubiertos				No descubiertos
	Comprobadas o Probadas		No comprobadas		Potenciales
	Desarrollados	No desarrollados	Probables	Posibles	
Económicos	RESERVAS				FACTIBILIDAD ECONÓMICA
Marginales	RECURSOS				
Sub- económicos					
No económicos	NO RECURSOS				

Fuente: IDEE/FB (2006a)

De esta matriz surge un conjunto de información altamente relevante para el análisis económico de la situación del *upstream*. En primer lugar, aquellos conceptos que aparecen bajo la categoría de No Recurso no serán extraídos por no ser considerados recursos económicos. En lo que respecta a las Reservas, son una sub-categoría de los recursos, que varían según las variables económicas tales como costo de producción, precio del recurso y/o según la cantidad de pozos. El concepto de reservas, al igual que el de recursos últimos, es dinámico y se clasifican en:

- Reservas Posibles: volumen de hidrocarburos estimado que puede ser encontrado en las regiones no perforadas de la cuenca sedimentaria.
- Reservas Probables: volumen de reservas estimado en función de la ubicación de los fluidos “in situ” en el yacimiento.
- Reservas Comprobadas: cantidad de hidrocarburos que se estima puede ser recuperable del volumen *in situ* a partir de las técnicas vigentes.

Para realizar la estimación de las reservas y los recursos últimos, es necesario contar con información histórica, y geológica; pues los recursos últimos están constituidos por la suma de las Reservas Originales (información histórica), Reservas Terciarias y Cuaternarias (información geológica), Recursos Hipotéticos y Recursos Especulativos (resultados de investigación). Por estos motivos, se requiere realizar una investigación, la cual consta de dos etapas: *exploración del área* para determinar la existencia del recurso, y *cálculo de las reservas* que puede contener cada yacimiento.

La primer etapa de la investigación, la *exploración*, es especialmente relevante cuando no existe información sobre la presencia del recurso en el país, o aún cuando se presupone que en determinadas áreas puede existir el mismo. La etapa exploratoria, está compuesta por diferentes estudios que de obtenerse resultados satisfactorios, finalizan en la perforación de pozos con fines exploratorios.

Dado que lo que determina la posibilidad de existencia de petróleo son las características geológicas de las cuencas sedimentarias, existen un conjunto de métodos diferentes que permiten estudiar la estructura de las mismas. Los métodos que pueden utilizarse se dividen en métodos directos e indirectos. Los primeros dan una primera aproximación, permitiendo delimitar estructuras y ubicar sobre las mismas los posibles pozos exploratorios. La implementación de métodos de observación indirectos, por su parte, permite definir la estructura oculta en el subsuelo, son los que se conocen bajo el nombre de geofísica. Dentro de ésta se encuentra la Gravimetría, Magnetometría, Sismografía y Geoquímica. Finalmente, la información obtenida de todos los estudios previamente enunciados, permite ubicar las zonas, dentro de una determinada cuenca, con mayor posibilidad de ser perforada para encontrar

petróleo. La perforación es entonces la actividad que permite finalmente confirmar la presencia de hidrocarburos.

Dado que la exploración es una actividad de alto riesgo minero e importantes costos hundidos en caso de no obtener resultados satisfactorios, es importante tener en cuenta cuál es la participación aproximada que cada uno de los métodos enunciados tiene en el costo total de exploración. De acuerdo a IDEE/FB (2006a) los métodos de observación participan en menor porcentaje en los costos totales de exploración, representando el 30% (dentro de este concepto, la mayor participación la tiene la inversión en métodos geofísicos sísmicos, representando el 93% de ese 30%). La partida más importante se destina a la perforación de pozos (que es la que en última instancia permite verificar la existencia de petróleo). El 70% de los costos de exploración que pertenecen a la perforación de pozos, se reparten entre la inversión en infraestructura general y la perforación propiamente dicha.

La segunda etapa de la investigación es la que corresponde al *cálculo de reservas*. Una vez determinada la existencia de petróleo, es necesario obtener información sobre la magnitud de los recursos con los que cuenta el país, para lo cual se implementan diferentes metodologías<sup>90</sup>.

Tal como se mencionó anteriormente, la actividad exploratoria es vital para la extensión de las reservas, dado que es por medio de ellas que se obtiene información respecto a la existencia o no de reservas, las cuales pueden ser económicas o no serlo. Desde el punto de vista económico la relevancia de esta actividad se encuentra dada por el alto grado de riesgo de la inversión, dado el contexto de incertidumbre en el cual se lleva a cabo.

En lo que respecta al descubrimiento de reservas en Argentina, de acuerdo a Zilli *et al* (2005) entre 1960 y 1980 se incorporó el 45% de las reservas totales encontradas en el país, siendo este, el período en el cual se descubrieron los campos de mayor tamaño. Según los autores, la incorporación de reservas durante estos años requirió de un importante esfuerzo exploratorio: 4.931 pozos exploratorios y 3.205 pozos de avanzada. A los efectos de

---

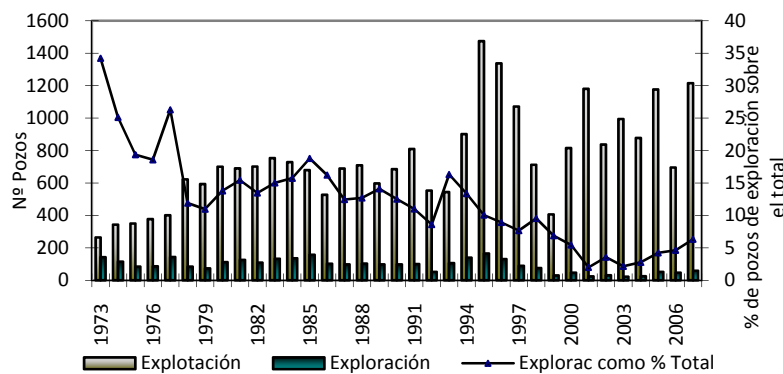
<sup>90</sup> El método volumétrico permite realizar una estimación a priori, sin información previa. Si bien es posible estimar el volumen de petróleo del yacimiento con anterioridad, corriendo el riesgo de sobreestimar el mismo por dos motivos. En primer lugar, al utilizar como estimador solamente la porosidad, puede contabilizarse petróleo donde no lo hay; en segundo lugar, este método no permite diferenciar el petróleo del gas natural. Una vez que se inicia la producción del yacimiento, es posible aplicar un método de estimación de reservas más exacto, el Balance de Materiales<sup>90</sup>. Este método permite definir las características totales del volumen del reservorio efectivamente conectado y activado a partir de los pozos productivos. Finalmente, para todos aquellos yacimientos cuyos pozos productivos tienen determinado tiempo en actividad, es necesario realizar una estimación del estado actual de los mismos, debido a la productividad de los pozos decrece con los años. Para una estimación aproximada de la producción que se puede obtener de un pozo en un año, existe una herramienta desarrollada que es la curva de declinación de la producción por pozo. Para más información se recomienda ver IDEE/FB (2006a)

dimensionar los descubrimientos, el 39% y el 28% de los pozos se realizaron en las cuencas Neuquina y del Golfo de San Jorge respectivamente.

Es interesante remarcar que de acuerdo a los datos provistos por la Secretaría de Energía e *IHS Energy*, se calcula que solamente el 3,5 % de los pozos realizados en el período 1907-2004 tuvieron lugar en cuencas no productivas. Los geólogos arguyen que la disminución de los esfuerzos exploratorios durante las últimas dos décadas es un fenómeno que se evidencia a nivel mundial y se explicarían por los siguientes factores: madurez exploratoria de las cuencas, aparición de la tecnología sísmica de 3D (la cual hace más eficiente el proceso exploratorio), cambios en el régimen legal del negocio petrolero, incertidumbre institucional, política y económica que genera efectos adversos sobre los incentivos a los agentes, principalmente en los países en desarrollo.

El *gráf. 3.11* permite observar la tendencia seguida por los pozos de gas natural y petróleo perforados con fines exploratorios en el período 1980-2007. Según los datos proporcionados por la secretaria de energía, el promedio de pozos exploratorios para el período mencionado es de 42, siendo muy disímil la situación entre el caso del petróleo y del gas natural, ya que este último presenta históricamente valores muy inferiores (en el año 2002 en el cual no se perforó ningún pozo de GN con estos fines). Por otro lado, es interesante resaltar que mientras en los últimos tres años la perforación de pozos petroleros cayó en un 40%, la situación en el gas natural parece haber mejorado, ya que se pasó de 10 a 18 pozos con dichos fines.

**Grafico 3.11:** Evolución de los pozos perforados. 1973-2006



**Fuente:** Elaboración propia en base al BEN de la SE

En el caso de Argentina el total de pozos (productivos + improductivos) de petróleo y gas natural perforados presenta una importante caída en 1998, año en que toca un piso, para luego recuperarse. Sin embargo, recién en 2003 (con 1285 pozos) supera el nivel de 1994 (1174). Esta recuperación en el total de pozos perforados se hace presente en los pozos de exploración y avanzada. No obstante, lejos de recuperarse, la perforación de pozos de

exploración acentúa su caída, llegando a un mínimo en 2003 (25 pozos). Esta tendencia refleja casi con exactitud la situación de los mercados particulares de petróleo y gas natural. En ambos hidrocarburos la perforación para explotación supera y va ganado lugar a la exploración. Una importante diferencia entre ambos recursos se encuentra en la evolución de esta última actividad. En el caso del petróleo la misma se recupera a partir de 2001, luego de una caída de 77% respecto de 2000. Probablemente este aumento en la perforación esté impulsado por el incremento del precio del crudo internacional. Por su parte la situación es especialmente preocupante en el caso del gas natural. La tendencia a la caída en la perforación de pozos de exploración no disminuye. En 2002 no se perforó ningún pozo con estos fines, mientras que 2003 arroja como resultado 2 pozos perforados.

### 3.5 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO

Sobre la base de las conclusiones extraídas del capítulo anterior, en el cual se enfatizó la relevancia de los recursos naturales energéticos, y en particular el rol de los recursos hidrocarburíferos en el sistema energético argentino, este capítulo presentó un análisis detallado de la situación actual y la configuración histórica del *upstream* de petróleo y gas natural.

El análisis fue realizado a la luz de la evolución del marco regulatorio e institucional de este eslabón de la cadenas petrolera y gasífera, analizando la reciente evolución de la actividad sobre la base de elementos de economía de la exploración, economía del gas y economía del petróleo.

En principio, en lo que se refiere al marco institucional y legal, y tal como se adelantara, se observa en el país algunos aspectos que se repiten en forma constante a lo largo de la historia. Por un lado, la disputa por la propiedad de los recursos hidrocarburíferos entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales la cual parece haber culminado a favor de los últimos, acompañado por una lucha por la distribución de la renta hidrocarburífera, con una tendencia a otorgar mayor participación a los agentes privados en este eslabón de la cadena energética. En lo que respecta a la evolución del marco regulatorio, se observa alta inestabilidad y cambios bruscos, aspectos que disminuyen la confiabilidad y estabilidad al sistema, acompañada de grandes debilidades por parte de los organismos de control.

En segundo lugar, y a raíz de la debilidad institucional y regulatoria, se ha propiciado la aparición de las estrategias empresariales de integración las cuales se materializan en altos grados de concentración en la industria. Tal como ha demostrado, si bien uno de los principales objetivos de la reforma de la modalidad de coordinación se refería a propiciar mayores grados



de competencia, los resultados medidos por el IDC y el IHH, no parecen haber sido suficientemente positivos. A pesar de que se observa en la actualidad una disminución de la concentración en ambos recursos medida por el IHH, dicha concentración medida por el IDC se mantiene relativamente elevada en relación a los niveles internacionalmente aceptados en torno a la competitividad.

Estas estrategias de concentración del mercado por parte de los agentes podrían ser anticipadas desde un análisis teórico que tome en consideración las características propias de las empresas que funcionan en el sector, puesto que se trata de grandes empresas oligopólicas. En este sentido, tal como lo destacan Lavoie (1992) y Davidson (1979), la racionalidad con la que operan las empresas que operan en mercados concentrados, no es precisamente la racionalidad de maximización de corto plazo, sino que su racionalidad está orientada a la ganancia de poder de mercado que es lo que en el largo plazo maximiza su beneficio. Este tipo de estrategias es claro, al analizar la historia del *upstream* nacional y sobre todo en el período que sigue a la privatización, en el cual se observa un constante intento de incrementar la participación en el mercado por parte de las empresas nacionales, tales como *Techint*, *Bridas*, *Perez Companc*, con una irrupción en el mismo por parte de empresas internacionales, *Repsol*, *Petrobras*, *Total*, y *British Petroleum* (por medio de la asociación con *Bridas*). La mayoría de estas empresas han intentado incrementar su participación en el segmento del *upstream* (al tiempo que desarrollaron la estrategia de integración aumentando la participación en otros segmentos de las cadenas energéticas), por medio de las fusiones, adquisiciones y participación en diversos llamados a licitación de las áreas.

No obstante, uno de los principales factores que merece ser destacado del presente análisis se refiere al comportamiento de las reservas probadas en el país, y su horizonte de vida, aspecto que conlleva a analizar el comportamiento de la inversión. En este sentido, se observa una caída de las reservas y del horizonte de vida de las mismas, lo que se condice con una relativa caída en la perforación de pozos exploratorios.

Finalmente, queda abierto el interrogante respecto a los determinantes del comportamiento de la inversión. En gran parte, dicho comportamiento suele ser relacionado con la rentabilidad de la actividad. No obstante, desde la perspectiva de esta investigación no se considera que sea esta la principal explicación. Por estos motivos, en el capítulo siguiente se avanza en el análisis de la renta hidrocarbúrfica, su evolución en términos absolutos y su distribución para, más adelante, poder estudiar el rol de la rentabilidad en la inversión.

### 3.6 BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- BRAVO, V. (1989) “La política Petrolera Argentina”, *Realidad Económica* 91,37-40 y 77-96. IADE.
- BRAVO, V. (1991) “Las áreas centrales de YPF”, *Realidad Económica* 99, IADE.
- BRAVO, V. (1990) “Valor económico de las reservas comprobadas de petróleo crudo”, *Realidad Económica* 92/93, IADE.
- BRAVO, V. (1992) “¿Porqué privatizar YPF?”, *Realidad Económica* 110, 82-89. IADE.
- BRAVO, V. (1993) “Desnacionalización: YPF S.A. ¿Y ahora qué?”, *Realidad Económica* 117, 2-7. IADE.
- BURKÚN, M.; Vitelli, G. (2005). *La búsqueda de un paradigma. Grados de libertad de la Política Económica. Argentina 2000-2005*. Prometeo Libros, Buenos Aires.
- CAMPODONICO, H. (2004) “Reformas e inversiones en la industria de hidrocarburos en América Latina”, CEPAL, *Serie recursos Naturales e Infraestructura* 78.
- CARUSO, N. (2003) “Componente: gas natural y derivados”, CEPAL, *Estudios sectoriales*.
- DAVIDSON, P. (1979) “Natural Resources”, en “*A Guide to Post-keynesian Economics*”, M.E. Sharpe, Inc, Nueva York.
- DE DICCO, R. (2004) “Análisis de la participación de los principales conglomerados empresarios en diversas fases de la cadena gasífera y en otros segmentos del mercado energético en Argentina<sup>2</sup>. *Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo* 9. IDICSO.-USAL. Buenos Aires.
- DE DICCO, R. (2005) “El comportamiento del oligopolio energético que opera en Argentina sobre la oferta primaria de gas natural”, *Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo* 12. IDICSO.-USAL. Buenos Aires.
- DE DICCO, R. (2006) “Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, período 1980-2005”, *Serie Documentos de Trabajo* 38. IDICSO.-USAL. Buenos Aires.
- DI SBROIACCA, N. (2010) “¿Cuánto petróleo queda en Argentina?” *Revista Proyecto Energético* 88, 06-09.
- ESQUIVEL, G., PARKIN, M., AVALOS, M. (2006) *Microeconomía: Versión para América Latina*. México : Pearson Educación. Edición 7a. ed. pp: 214-215; 353-355.
- FUNDACIÓN BARILOCHE (2005) *Lineamientos para la elaboración de un plan energético nacional sustentable: Informe preliminar*.
- GADANO, N. (1998) “Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas natural de la Argentina”, *Serie Reformas Económicas* 7. CEPAL.
- GADANO, N. (2006) *Historia del petróleo en la Argentina. 1907-1955: desde los inicios hasta la caída de Perón*.

- GONZALEZ, J (1974). Nacionalización del petróleo, El Ateneo, Buenos Aires,
- HERRERO, F. (2006) “Sed de Petróleo y gas en el futuro inmediato”, *Le Mond Diplomatique*. Ed. Cono Sur, Abril 2006.
- HIDALGO, E. (2007) *Hidrocarburos: algunas referencias históricas sobre las competencias de la nación y las provincias y formas de explotación del recurso en Argentina*. Blog del autor.
- IAE (2003) *Análisis del Sector Hidrocarburos a través de la evolución de las Reservas Comprobadas (Período 1986 – 2002)*.
- IDEE/FB (1992). “La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos”, *Documento de Síntesis*, IDEE, Fundación Bariloche – COPED.
- IDEE/FB (2006a). *El mercado petrolero. Posgrado en economía y política energética y ambiental*, Universidad Nacional del Comahue-Fundación Bariloche.
- IDEE/FB (2006b). *El valor económico del crudo. Posgrado en economía y política energética y ambiental*, Universidad Nacional del Comahue-Fundación Bariloche.
- IDEE/FB (2006c). *Manual de Economía de la Exploración. Posgrado en economía y política energética y ambiental*, Universidad Nacional del Comahue-Fundación Bariloche.
- KAPLAN, M. (1974) “La primera fase de la política petrolera argentina (1907-1916)”, *Desarrollo Económico*, XIII, N° 52.
- KOZULJ, R. (1992) “Política de precios de la energía en la Argentina”, *Realidad Económica* 110, 60-77. IADE.
- KOZULJ, R. (1993) “Debate: La Privatización de YPF”, IADE, *Realidad Económica* 118, 46-67.
- KOZULJ, R. (1994) “La evolución del sector petrolero desde la desregulación: Inversión pública y rentabilidad privada”, *Desarrollo y Energía* 3.5, 95-131. Idee/FB.
- KOZULJ, R. (2002) “Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* 46. CEPAL.
- KOSULJ, R. (2009) “Tendencias de Política Energética en la Región Iberoamericana: planificación y regulación”, *Encuentro Internacional de Regulación-Lima* 21 y 22 de octubre de 2009.
- KOZULJ, R., BRAVO, V. (1993) *La política de desregulación petrolera en la Argentina: Antecedentes e impactos*. Idee/FB.
- KOZULJ, R., PISTONESI, H. (2004) *Elementos para el análisis de la actual crisis energética argentina*. Idee/FB.
- LAHERRERE, J. (1995) “World oil reserves: which number to believe?”, *OPEC Bulletin* February 1995 9-13.
- LAVOIE, M. (1992) *Foundations of Post-Keynesian Economic Analysis*. Edgard Elgar.

- Ley 7.059. Buenos Aires, 29 de agosto de 1910.
- Ley 1.919. Honorable Congreso De La Nación Argentina, 25 de noviembre de 1886.
- Ley 17.319. Boletín Oficial N° 21.220, Buenos Aires 30 de junio de 1967.
- Ley 26.197. Boletín Oficial N° 31067, Buenos Aires 5 de enero de 2007.
- MURGUÍA, E. (1988) “Lapeña, Terragno y la realidad energética Argentina”, *Realidad Económica* 81, 105-115.
- PASCUALE, A. y QUAGLIANI, A. (2005) *La medida del grado de concentración de vendedores y compradores en un mercado agropecuario*
- PISTONESI, H. (2001) “Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina”. CEPAL, *Serie Gestión Pública* 15.
- ROSAS BALBOTIN, P. (2009) “Crisis económica y Energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas”, *CEPAL, Serie recursos naturales e infraestructura* 143.
- SCALABRINI ORTIZ, J. (1989) “Política Petrolera”, *Realidad Económica* 90, 30-48. IADE.
- SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, (2007). *Balances Energéticos 1960-2007*.
- SILENZI de STAGNI, A. (1989) “El proyecto de reforma de la ley de hidrocarburos”, *Realidad Económica* 89, 54-57. IADE.
- SILENZI de STAGNI, A. (1993) “Debate: La Privatización de YPF”, *Realidad Económica* 118, 18-31. IADE.
- SUAREZ, C. y KOZULJ, R. (1991) “Las propuestas de privatización de Gas del Estado y la eficiencia empresarial”, *Realidad Económica* 102, 62-67. IADE.
- STINCO, L (2009) “Imaginando un nuevo siglo en exploración”, *Revista Petrotecnia*-junio 2009, 92-97.
- ZILLI, M; VALLEJO, E; PELLIZA, H Y DE SANTOS, P (2005). “El esfuerzo exploratorio en Argentina”. *Anales del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos “Ampliando las Fronteras*.

#### IV.LA RENTA EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Tal como se lo definiera anteriormente, el sistema energético "... (es) una *sucesión de actividades* las cuales, a partir de una cierta dotación de *recursos naturales*, permiten satisfacer los *requerimientos de energía* de la sociedad..." (Hasson y Pistonesi 1988; Bouille, 2004). Se observa aquí que los recursos naturales energéticos son fundamentales para el desarrollo del sistema energético en su conjunto.

Un factor característico de los recursos energéticos, particularmente los recursos energéticos no renovables es que los mismos dan lugar a la "renta". En los casos en los cuales, como en el caso argentino<sup>91</sup>, los recursos no renovables representan la mayor parte de la matriz energética primaria, las rentas energéticas de dichos recursos representan una importante proporción del negocio petrolero.

Al realizar el análisis de la evolución de la legislación en el upstream de petróleo y gas en la Argentina en el capítulo anterior se subrayó que una característica propia del sistema parece ser la "*disputa entre los distintos sectores privados y el sector público por la renta energética, en particular la renta petrolera, y más recientemente la renta gasífera*". En el caso argentino esta situación se ha materializado en un constante cambio en el marco institucional a efectos de adaptar la regulación de forma que esta sea lo más favorable a los agentes que presentaron, en cada momento de la historia nacional, mayor poder relativo.

Al mismo tiempo, en la actualidad, al estar la totalidad del sistema orientado a una modalidad de coordinación de Mercado Abierto<sup>92</sup>, donde los actores privados tienen mayor participación relativa, la racionalidad que guía la toma de decisiones suele ser netamente económica. Así, la rentabilidad de las empresas, medidas por las ganancias obtenidas y la renta energética apropiada, parecerían ser las principales variables tenidas en cuenta al momento de asignar los recursos.

En este contexto, el objetivo de este capítulo es discutir uno de los aspectos claves del desempeño del eslabón del *upstream* de hidrocarburos, y por ello el desempeño de todo el sistema energético nacional: la *renta hidrocarburífera*. El fin es explorar y encontrar en la literatura económica la definición del concepto de renta que mejor se adapte a las características del mercado hidrocarburífero nacional en su actual configuración, y sobre estas bases estimar y analizar la reciente evolución de la renta. A tales efectos, este capítulo ha sido estructurado en

<sup>91</sup> De acuerdo a la información de los Balances Energéticos de la Secretaría de Energía de la Nación, en el año 2007 la estructura de la matriz energética primaria Argentina era: 52% gas natural; 32% petróleo, 1% carbón mineral, 3% energía nuclear, 4% energía hidráulica.

<sup>92</sup> Ver capítulo I y OLADE/CEPAL/GTZ (2003).

dos secciones. En una primera sección se discuten los distintos aportes de la literatura en torno a la renta, con el fin de determinar cuál de los estos enfoques podría ser el que más correctamente se ajusta para el caso de los hidrocarburos. En una segunda sección, se realiza un ejercicio de medición de la renta hidrocarburífera en el caso argentino para el período 1993-2007, para luego discutir brevemente su distribución primaria, sobre la base de las consideraciones legales y regulatorias específicas del país.

#### **4.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS: Revisión de la literatura**

La renta de los recursos naturales ha sido quizás uno de los conceptos más debatidos y controversiales a lo largo de la historia del pensamiento económico. Si bien Smith (1776) había hecho mención a la idea de la renta en su obra “*Investigación sobre la naturaleza y causas de las riquezas de las naciones*” es con Ricardo (1814) que el concepto cobra gran relevancia, la cual se extiende posteriormente con Marx.

Desde entonces, distintos autores han retomado alternativamente la idea ricardiana o marxista de la renta, y la han modificado realizando aportes diversos. Como se verá, el concepto de renta nace principalmente para el estudio de un recurso renovable: la tierra. No obstante esto, los autores clásicos dedicaron buena parte de sus estudios a mencionar el caso de los recursos no renovables, como por ejemplo las minas. Más recientemente se hicieron más intensos los estudios con el fin de profundizar el análisis que permita encontrar la forma de dar valoración y medir la de este tipo de recursos.

##### **4.1.1 Los autores clásicos y la renta: Smith y Ricardo**

La primera definición clásica de renta es la que proporciona Adam Smith. En el capítulo XI del primer libro de su obra *Investigación sobre la naturaleza y causas de las riquezas de las naciones*, luego de haber analizado la formación de los precios, el salario y los beneficios, entre otros aspectos, Smith se concentra en estudiar la renta natural de la tierra y su relación con las otras dos categorías de remuneración a los factores productivos en las cuales se divide el producto total de un país: los salarios del trabajo y los beneficios del capital. En el primer párrafo del mencionado capítulo Smith define:

La renta, considerada como el precio que se paga por el uso de la tierra, es naturalmente la más elevada que el arrendatario pueda pagar según las circunstancias efectivas de la tierra. Al establecer los términos del contrato, el terrateniente procura dejarle una fracción de la producción no mayor a la suficiente para mantener el capital que suministra las semillas, paga la mano de obra y compra y conserva el ganado y demás instrumentos de labranza junto a los beneficios corrientes en la región para el capital invertido en la agricultura (Smith, 1778: 210).

Esta definición se diferencia de la que posteriormente esbozará Ricardo. De hecho, tal como lo resalta Farina (2006), el mismo Ricardo se diferencia de Smith, argumentando que en

esta definición se confunde renta con alquiler. Farina (2006) también resalta como diferencia entre ambos autores que, para el primero la renta no entra como parte constituyente del precio, mientras que para el segundo sí. Esto surge de la forma en que el mismo Smith define la situación, ya que dice que la renta entra en la *composición* del precio, aunque en forma diferente al salario y los beneficios<sup>93</sup>. Para este autor, el nivel en el que se encuentren los beneficios será lo que *determine* el nivel de precios; y será el nivel de precios el que determine el nivel de renta. En realidad en este punto, parece existir una contradicción entre lo que el autor plantea más atrás, en su capítulo VI en el cual destaca que la renta es el tercer componente del precio de la mayor parte de las mercancías<sup>94</sup>:

En todas las sociedades el precio de toda mercancía se resuelve en última instancia en alguna u otra de estas partes o en todas; y en toda sociedad avanzada, las tres partes (*renta, trabajo, beneficio*) entran más o menos como partes componentes en el precio de la gran mayoría de las mercancías. (Smith, 1776: 90) .... El precio natural varía con la tasa natural de cada uno de sus componentes: salarios, beneficios y rentas, y en cada sociedad esta tasa varía según las circunstancias, según su riqueza o su pobreza, según su condición progresiva, estacionaria o decadente (Smith, 1776: 107).

Por otro lado, de la lectura del capítulo XI se desprende que Smith, como posteriormente harán otros autores entre ellos Marx, introduce la idea de renta como *renta de monopolio*. En el análisis se encuentra presente el concepto de la propiedad de la tierra, por la que se puede excluir de su uso al capitalista; pero más aún, la voluntad del terrateniente dueño de actuar en forma monopólica, restringiendo la oferta en caso de que el precio de la tierra no fuera el deseado (Camagni, 2005). Dice Smith,

La renta de la tierra, por lo tanto, considerada como el precio que se paga por su uso, es naturalmente un *precio de monopolio*. No guarda relación alguna con lo que el dueño de la tierra pueda haber invertido en mejorarla, o con lo que pueda permitirse aceptar, sino con lo que el granjero pueda permitirse pagar (Smith, 1776: 212)<sup>95</sup>.

En este aspecto se diferencia Smith de Ricardo, quien enfatiza la relevancia de las condiciones diferenciales de la tierra para la existencia de la renta, estableciendo entonces que la renta es un fenómeno que no existe en todas las tierras. Smith, en cambio, admite y enfatiza, la existencia de renta en todo tipo de parcelas.

De acuerdo a Caballero (1978), la diferencia entre Smith y Ricardo en cuanto a cómo define cada uno de ellos el concepto de renta se encuentra en las diferentes teorías de valor de cada uno<sup>96</sup>. Por estos motivos, mientras que Smith consiente que existan rentas en todas las

<sup>93</sup> Si bien Smith destaca que la renta es un elemento constitutivo del precio, aclara que no es determinante de éste.

<sup>94</sup> Algunos autores destacan que en este punto en particular surge una nueva teoría del valor de Smith y que la misma se encuentra en contradicción con lo que el mismo postula en su capítulo VI.

<sup>95</sup> El subrayado es mío.

<sup>96</sup> La discusión en torno a las teorías de valor presentes en los análisis de cada uno de los autores excede el alcance del presente trabajo.

tierras, Ricardo no lo admite. El admitir la existencia de rentas en todas las tierras, sería contradictoria con la propia teoría del valor de Ricardo<sup>97</sup>.

La renta de la tierra es un punto crucial para el análisis de la economía política en la obra de Ricardo (1817). En los primeros párrafos del preámbulo de su obra el autor comienza diciendo que todo el producto de la tierra (como resultado del uso de trabajo y capital) se distribuye entre las tres clases de la comunidad: el propietario de la tierra, el dueño del capital y el trabajador. Aclara, además, que en cada estadio de la sociedad las proporciones de renta, utilidad y salarios es diferente atendiendo a las características de dicho momento. Luego, argumenta que *la determinación de las leyes que rigen esta distribución es el problema primordial de la Economía Política* (Ricardo, 1817).

La relevancia de la renta para Ricardo queda explícita desde entonces y, por estos motivos, el autor le dedica el segundo capítulo de su obra. El objetivo primordial de Ricardo al estudiar la renta es analizar en que medida ésta puede ocasionar una variación del valor relativo de los bienes. Por estos motivos se propone estudiar si la renta entra o no en la determinación del precio de los bienes.

La renta es la parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles.... Si de dos haciendas vecinas de la misma extensión y de la misma fertilidad natural, una poseyera todas las posibilidades ofrecidas por los edificios agrícolas, y además estuviera debidamente drenada y abonada, así como ventajosamente dividida en vallas, cercas y muros, mientras la otra no tuviera ninguna de estas ventajas, se pagaría naturalmente una remuneración mayor por el uso de la primera que por el de la segunda, sin embargo, en ambos casos la remuneración en cuestión se llamaría renta. (Ricardo, 1817: 51).

Y más adelante aclara,

... (la renta) Es la diferencia entre el producto obtenido por el empleo de dos cantidades iguales de capital y trabajo... (Ricardo, 1817: 52)

La renta de la tierra es siempre, para Ricardo, *renta diferencial*. Es el resultado de la diferencia de productividades (por diferencia de fertilidad) de dos parcelas de tierra en el proceso de producción. Es entonces la *existencia de tierras de diferente calidad* la principal condición necesaria para la existencia de rentas, ya que si todas las tierras fueran de igual calidad, no se daría un excedente de producción en una parcela respecto a la otra.

Existen además ciertos factores que juegan un rol fundamental en esta definición de renta. En primer lugar, la *escasez* de parcelas de tierras fértiles, las cuales son *propiedad privada* de ciertos terratenientes. Además, como lo menciona Farina (2006) Ricardo, apoya el supuesto de que las parcelas más fértiles son utilizadas en primera instancia. En segundo lugar, el crecimiento poblacional, siguiendo el enfoque de Malthus (1815), impulsa la demanda de alimentos con la consecuente necesidad de poner en producción tierras marginales, menos

---

<sup>97</sup> Para un tratamiento más acabado del tema de las diferentes teorías de valor y su impacto sobre la existencia de rentas, ver Caballero (1978), Smith (1776) y Ricardo (1817).



fértiles y en las cuales el costo de producción relativo es mayor. Como consecuencia, dado que el precio de los bienes debe ser tal que se remunere el trabajo y el capital en la última fracción de tierra requerida para abastecer la demanda, las tierras más fértiles se ven beneficiadas por el mayor precio en relación a sus menores costos. Es en ellas que aparece por primera vez la renta. En tercer lugar, los rendimientos decrecientes de la tierra juegan un rol fundamental. Si los rendimientos fueran crecientes o constantes, se podría abastecer la demanda creciente de alimentos, sin recurrir a las tierras de menor fertilidad y mayores costos. Finalmente, Ricardo reconoce explícitamente un aspecto de extrema relevancia, con el que coincide más adelante Marx: *la existencia de la propiedad privada*.

Por tanto, únicamente porque la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad, y porque con el incremento de la población, la tierra de calidad inferior o menos ventajosamente situada tiene que ponerse en cultivo, se paga renta por su uso. Con el progreso de la sociedad, cuando se inicia el cultivo de la tierra de segundo grado de fertilidad, principia inmediatamente la renta en la tierra de primera calidad, y la magnitud de dicha renta dependerá de la diferencia de calidad de estas dos porciones. (Ricardo 1817: 53)

Por consiguiente, si la buena tierra existiera en cantidad mucho más abundante de la que requiere la producción de alimentos para una población creciente, o si el capital pudiera emplearse indefinidamente sin un ingreso decreciente en la tierra vieja, no podría haber aumento de renta, puesto que ésta proviene invariablemente del empleo de una cantidad adicional de trabajo con un ingreso proporcionalmente menor. (Ricardo, 1817: 55)

Esta definición de la renta como renta diferencial es congruente con la teoría de valor trabajo del autor<sup>98</sup>. Tal como destaca Alvarez (2006), para Ricardo el elemento fundamental en éste análisis es el *costo de producción, o el valor en cambio del bien*. Es la cantidad de mano de obra necesaria para producir el bien *en la peor situación* lo que le otorga al mismo su valor. Detrott Sanchez (2001) explica que es la confusión que según Marx comete Ricardo, al hacer equivalentes el *precio natural* y el *costo de producción* del producto, la que impide la existencia de renta absoluta. De acuerdo a éste autor, Marx muestra que sin el supuesto de equivalencia de ambos conceptos en las tierras de peor calidad, la renta absoluta correspondería a aquella situación en las cuales el valor del bien es superior al costo de producción (Detrott Sanchez, 2001). Esta equivalencia entre ambos conceptos queda explícita en el siguiente párrafo,

El valor en cambio de todos los bienes, ya sean manufacturados, extraídos de las minas u obtenidos de la tierra, está siempre regulado no por la menor cantidad de mano de obra que bastaría para producirlos, en circunstancias ampliamente favorables y de las cuales disfrutaban exclusivamente quienes poseen facilidades peculiares de producción, sino por la mayor cantidad de trabajo necesariamente gastada en su producción, por quienes no disponen de dichas facilidades, por el capital que sigue produciendo esos bienes en las circunstancias más desfavorables (Ricardo, 1817: 55).

Además, *para Ricardo la renta es una consecuencia y nunca una causa de los precios*. El progreso social, y por consiguiente el aumento de la riqueza de la sociedad, hace que aumente la demanda de bienes. Este crecimiento de la demanda, a raíz del rendimiento marginal de las tierras, deberá ser atendido con nuevas tierras menos fértiles. La puesta en producción de las

<sup>98</sup> El desarrollo de dicha teoría excede los límites de este estudio. Para un análisis de dicha teoría y su relación con el tema en estudio se recomienda la lectura de “Principios de economía política y tributación”, en particular, los capítulos I y II.

parcelas de peor calidad, dado el supuesto de existencia de tierras de diferente calidad y que se utilizan primero las mejores tierras, hace que se necesite mayor cantidad de mano de obra en las mismas para la producción del bien. Como el valor en cambio de los bienes está determinado por su costo de producción en la tierra marginal, al aumentar el costo de producción aumentan los precios de los bienes. Es así como nace la renta. La tierra de mejor calidad, con costos de producción menores al valor en cambio (precio natural según Ricardo) del producto, obtiene un excedente. Ese excedente es *lo que se le paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles*.

En este contexto, la relación entre la riqueza (el progreso social según el autor) y la renta, es unidireccional. El aumento de la riqueza genera renta, pero la renta no genera riqueza, no es beneficiosa para la sociedad en su conjunto. La renta es un síntoma, y no una causa de la riqueza de la nación. De hecho, de acuerdo a este análisis, la riqueza aumenta más cuanto menor es la renta, ya que la existencia de renta implica poner en producción tierras menos productivas que requieren de mayor cantidad de trabajo; algo que, como menciona Farina (2006), sería equivalente a utilizar cada vez maquinarias menos eficientes.

Hasta aquí se ha presentado el análisis del concepto de la tierra de Ricardo como recurso renovable, ya que en su propia definición de renta el autor menciona las “energías originarias e indestructibles”, propias de un recurso de tales características. Sin embargo, en el contexto del presente estudio, es importante analizar el tratamiento que el autor hace de las rentas de los recursos no renovables.

En este aspecto se presentan algunas controversias, dada la alusión de Ricardo a las características de la tierra, lo que da origen a diferentes respecto a si Ricardo reconoce o no la existencia de rentas en otros sectores productivos. Farina (2006), por ejemplo, aduce que Ricardo no reconoce dicha existencia, ya que al centrarse en la indestructibilidad del recurso, deja fuera actividades extra-agro. No obstante, si bien en este trabajo se acepta la opinión de Farina (2006) en cuanto a la exclusión de recursos no renovables en la definición de renta anteriormente expuesta, lo cierto es que Ricardo reconoce en forma explícita la existencia de rentas en las minas. En el capítulo III el autor extiende su análisis de la renta de la tierra a la renta de las minas, dejando claro que éstas están sujetas a las mismas leyes que la tierra, y que la existencia de rentas es consecuencia directa de la *escasez de minas fértiles y de la propiedad privada*, y por tanto éstas surgen a raíz del aumento de valor (y no son causantes de éste). Dice Ricardo:

Las minas, como la tierra, pagan generalmente una renta a su propietario, y dicha renta, como la renta de la tierra, es el efecto y nunca la causa del alto valor de su producto.

Si hubiera abundancia de minas igualmente fértiles, que cualquiera pudiera apropiarse, no produciría renta; el valor de su producto dependería de la cantidad de trabajo necesario para extraer el metal de la mina y colocarlo en el mercado. (Ricardo 1817: 64)

Y agrega,

Bastará con señalar cómo la misma regla general que regula el valor del producto primario y de los bienes manufacturados, es aplicable también a los metales. (Ricardo 1817: 64)

Por estos motivos, aún cuando la definición inicial de Ricardo deja fuera de análisis a cualquier recurso cuyas energías no sean indestructibles, su posterior extensión las incluye. Así, la definición de Renta Diferencial expuesta, como el excedente que corresponde a la tierra (o en esta investigación al yacimiento) más fértil (productivo) por sobre el precio natural (costo de producción o valor en cambio) podría, según el análisis de Ricardo, ser aplicable al estudio de la renta hidrocarburífera.

No obstante, un aspecto interesante merece especial atención para determinar la aplicabilidad de este abordaje del concepto al tema que aquí se estudia: ¿son las características de los mercados hidrocarburíferos mundiales en su configuración actual, semejantes a los mercados de la tierra que analiza Ricardo? ¿Es posible la aplicación de el concepto de renta de la tierra a la renta hidrocarburífera? ¿Es el precio de los hidrocarburos un precio natural, o valor en cambio de los mismos?

Desde el punto de vista de esta investigación, las características propias del mercado hidrocarburífero distan mucho de presentar las características propias necesarias para una total aplicabilidad del concepto de renta diferencial es su forma más pura. Si bien es cierto que existen rentas diferenciales en los yacimientos más productivos en los cuales los costos de producción (principalmente costos de desarrollo y extracción) son inferiores, también es cierto que aún aquellos yacimientos marginales parecen pagar renta a sus dueños, lo que contradeciría la tesis de Ricardo. Es por esta razón que se avanza en la búsqueda de otras definiciones.

#### **4.1.2 Los aportes de Marx**

Dada su particularidad y su implicancia para el estudio aquí planteado, la teoría marxista de la renta amerita ser tratada en forma independiente de la de sus contemporáneos. Si bien es cierto que las teorías anteriormente enunciadas son la base sobre la cual nace la teoría de la renta de la tierra de Marx (1894), no es menos cierto que la teoría de éste autor es más extensa y profunda que las anteriores, y que algunos de los supuestos fundamentales sobre los cuales construye su teoría difieren, principalmente de los supuestos de Ricardo. Por estos motivos, y porque muchos de los autores que han retomado el estudio de la renta en su aplicación específica al sector hidrocarburos se basan en los conceptos marxistas (por las características propias del sistema que analiza), es que a continuación se analiza más profundamente la teoría de la renta de Marx.

Motivado por el estudio de los destinos de la plusvalía, la distribución, Marx se centra en el estudio del proceso mediante el cual la ganancia del capitalista es apropiada por el

terrateniendo. A estos efectos el autor dedica once capítulos del Tomo III de su obra, *Das Kapital*.

El punto central sobre el que se sienta el análisis, es la *existencia de la propiedad privada* de la tierra. Esta propiedad otorga a sus dueños, los terratenientes, un *poder de monopolio sobre el recurso natural* gracias al cual éstos logran quedarse con una parte de la plusvalía generada en el proceso de producción. Según Fine y Saad-Filho (2004) la base de la teoría de la renta de Marx, es el hecho que la propiedad privada actúa como un obstáculo para la acumulación de capital, es así que el dueño de la tierra logra captar una parte del excedente de la producción. Según define Marx,

La propiedad territorial presupone el *monopolio* de ciertas personas que les da derecho a disponer sobre determinadas porciones del planeta como esferas privativas de su voluntad privada, con exclusión de todos los demás. (Marx, 1894: Tomo III, 578)<sup>99</sup>.

Tanto Bina (1989), como Fine y Saad-Filho (2004) coinciden en remarcar que para Marx, la existencia de renta no es un fenómeno universal, sino que es propio del sistema capitalista de producción. En esta teoría, la renta depende de las características de la relación entre la propiedad de la tierra y la propiedad capitalista. Según los autores, dicha relación ha cambiado históricamente, y por estos motivos es que no puede existir una teoría general de la renta.

Tal lo plantea Marx (1894) existe una ganancia extraordinaria propia de la agricultura, que no nace del capital, sino de la *mayor capacidad productiva del trabajo* unido al uso de una *fuerza natural monopolizable*. Esta característica no forma parte de las condiciones generales de todas las ramas de producción, sino sólo de las que pueden utilizar *recursos naturales monopolizados*; esto se debe a la no reproducibilidad del recurso natural. El capital físico (creado por el hombre) no es capaz de reproducir esa fuerza natural.

A diferencia de lo que ocurriría en otros sectores de la economía, esta ganancia extraordinaria no se elimina por el proceso de competencia, ya que la existencia de propiedad privada en la agricultura impone límites a la libre circulación del capital. De esta forma, la ganancia extraordinaria que se observa en la agricultura es propia de las características del sector. Así, el autor expone su argumento de que la ganancia extraordinaria no nace del capital sino del uso de un recurso natural monopolizable, *la fuerza natural es la base, pero no la fuente*. Es en cambio la existencia de la *propiedad privada la causa* de que el dueño del recurso se pueda apropiarse de esa ganancia extraordinaria. Para Bina (1989) como el sentido de la renta capitalista recae sobre el valor de cambio y no sobre el valor de uso de los bienes<sup>100</sup>, la renta de la tierra no se origina en la naturaleza, sino en condiciones sociales específicas. La monopolización de la propiedad de la tierra, característica principal del sistema capitalista de producción según Marx, y la expansión del capital, determinan la distribución entre beneficios y renta.

<sup>99</sup> El subrayado es mío.

<sup>100</sup> Para un estudio de las diferencias en ambos conceptos, ver Bina (1989) y Marx (1867)

En cuanto a la existencia de distintas rentas, Marx reconoce en forma explícita la existencia de dos tipos de renta: la *Renta Absoluta* y la *Renta Diferencial*. Sin embargo reconoce, en forma implícita, la existencia de una tercera forma de renta, una forma no natural: la *Renta de Monopolio*, la cual no depende de las condiciones de oferta sino de las condiciones de la demanda.

Estas dos formas de renta (*absoluta y diferencial*) son las únicas formas normales. Fuera de ellas, la renta solo puede responder a un verdadero precio de monopolio, no determinado ni por el precio de producción ni por el valor de las mercancías, sino por las necesidades y por la solvencia de los compradores, y cuyo estudio tiene lugar en la teoría de la competencia, donde se investiga el movimiento real de los precios de mercado. (Marx, 1894: Tomo III, 709)

El primer tipo de renta que analiza Marx, es la Renta Diferencial. Si bien el estudio de Ricardo es la base del análisis, Marx amplía el estudio argumentando que existen dos tipos de rentas diferenciales una extensiva, que llamará Renta Diferencial I (RDI), y una intensiva que llamará Renta Diferencial II (RDII).

Para comenzar con este análisis Marx introduce el supuesto de que aquellos productos que pagan una renta, tanto productos agrícolas como mineros, se venden al igual que cualquier mercancía al precio de producción. Estos productos se venden a un *precio exactamente igual a la suma del costo del capital (valor del capital constante y capital variable) más una ganancia (determinada por la cuota general de ganancia calculada en base al capital total empleado)*.

En términos generales, el autor coincide con la definición aportada por Ricardo, aunque la extiende a diferentes situaciones. Dice Marx,

Ricardo tiene toda la razón cuando dice:  
"Renta" (es decir, renta diferencial, pues para él no existe otra) "es siempre la diferencia existente entre el producto obtenido mediante el empleo de dos cantidades iguales de capital y de trabajo" (Principios, *op. Cit.*, p.54). "Y en tierras de la misma calidad", habría debido añadir, siempre y cuando que se trate de la renta del suelo y no de una ganancia extraordinaria en general. (Marx, 1894: Tomo III, 604)

No obstante, esta definición proporcionada por Ricardo es congruente solamente con la RDI, que es la renta que le corresponde al propietario por las diferencias de productividad *naturales* de la tierra. Esta renta se genera a raíz de una expansión en la producción proveniente de la puesta en producción de nuevas tierras. Es decir, surge de la aplicación extensiva de capitales sobre la tierra. Es el resultado de la diferente productividad de inversiones "iguales" de capital sobre extensiones de tierra "iguales" pero de diferente fertilidad. La RDI responde al desigual rendimiento del capital invertido en la tierra de peor calidad respecto a la tierra de mejor calidad. A diferencia de lo planteado por Ricardo, para Marx la renta diferencial se puede desarrollar no solo a base del incremento de los precios de los productos agrícolas sino también de una disminución de los mínimos. Asimismo, desaparece el supuesto introducido por Malthus y Ricardo, que la utilización de las tierras es desde las más fértiles a las menos fértiles.

Sin embargo, este no es el único caso posible de renta diferencial. Existe una alternativa que contempla la situación en que capitales de diferente productividad se invierten en forma

sucesiva en la misma tierra, o en tierras diferentes obteniendo los mismos resultados. Esto es lo que Marx analiza cuando presenta el caso de la RDII. En este caso, la renta es el resultado del aumento en la producción por medio de la aplicación de porciones adicionales de capital sobre parcelas que ya se encuentran en producción. Surge de la aplicación extensiva de capital sobre la misma tierra. En este sentido, Astarita (2008) subraya que para que exista este tipo de renta es necesario que exista inversiones, es una renta derivada si o si de la existencia de inversiones de capital<sup>101</sup>.

Si bien el análisis realizado por Marx de la renta diferencial es mucho más amplio y extenso que el presentado por Ricardo, la parte más rica de la renta en el análisis marxista, a los efectos del presente estudio, es su estudio de la “*Renta Absoluta*”. Esta renta no depende de la productividad relativa de la tierra, sino del *monopolio de la propiedad* de la misma.

Al igual que en la renta diferencial, en la renta absoluta es crucial la existencia de la *propiedad territorial*. Si existe propiedad privada inclusive el propietario de la tierra marginal reclamará el pago de una renta, o no permitirá que la misma entre en producción. El poder de monopolio sobre el recurso que tiene el propietario, le permite excluirlo de su uso en caso de no estar de acuerdo con los términos de la explotación. Es esta propiedad privada la que opone una traba a la acumulación del capital y *hace que el precio comercial pueda aumentar, hasta un punto en el cual la tierra arroja una renta*. Según Marx, el remanente de valor entre el precio de producción y el precio comercial, se determina en proporción a la relación de capital fijo y capital variable, la diferente *composición orgánica del capital*<sup>102</sup>. Caballero (1978) explica que la existencia de renta absoluta en Marx se debe a que el valor de las mercancías en el sector agrícola es mayor que su propio precio de producción, a raíz de la menor composición orgánica del capital en éste en relación al promedio, lo que genera una mayor *masa* de plusvalía, para una *tasa* de plusvalía constante. Nuevamente, esto se logra gracias a los límites a la libre circulación del capital, con raíz en la existencia de la propiedad privada del recurso y la no reproducibilidad del mismo mediante el uso del capital, lo que permite que las mercancías en el límite se vendan a su valor. Dice Marx,

La esencia de la renta absoluta consiste, por tanto, en lo siguiente: capitales de igual magnitud invertidos en distintas ramas de la producción producen, a base de la misma cuota de plusvalía o del mismo grado de explotación del trabajo, masas distintas de plusvalía según su diversa composición orgánica media. En la industria estas masas distintas de plusvalía se compensan a base de la ganancia media y se distribuyen por igual entre los distintos capitales como ente partes alícuotas del capital social. Pero la propiedad territorial, allí donde la producción necesita de la tierra, sea para fines agrícolas, sea para la extracción de materias primas, impide que esta compensación se efectúe respecto de los capitales invertidos en la tierra y absorbe parte de la plusvalía, que de otro modo entraría en el juego de la compensación para formar la cuota general de ganancia. (Marx, 1894: Tomo III, 715)

<sup>101</sup> Para un desarrollo más completo de la Renta Diferencial I y Renta Diferencial II ver El capital, Tomo III, Cap. XXXVIII-XLIII.

<sup>102</sup> Relación entre el capital constante y el capital variable; esto es la relación entre el capital invertido en medios de producción y el invertido en fuerza de trabajo.

Así, partiendo del supuesto de diferentes composiciones orgánicas de capital, inferior en el sector agrícola respecto del resto de los sectores, el valor de las mercancías producidas por el capital agrícola genera un mayor precio, pues pone en marcha mayor cantidad de mano de obra. Este remanente puede ser absorbido en forma total o parcial por la renta, lo que no depende de la composición orgánica. Cobran relevancia en este proceso las barreras a la igualación de las tasas de ganancia, determinadas por la fuerza del monopolio de la propiedad privada. Según Caballero (1978) la parte de la ganancia efectivamente absorbida por la renta depende del *poder de monopolio de la propiedad privada de la tierra*, que es quien logra que los precios de venta sean superiores a los precios de producción. Si bien bajo el sistema capitalista todas las mercancías tienen a intercambiarse a su valor, la existencia de movilidad de capital entre los sectores de la industria hace que los precios se igualan a los precios de producción, algo que no sucede en la agricultura. Tal como dice Marx, el grado de la apropiación depende de la relación entre oferta y demanda o, dicho de otro modo, de la elasticidad de la función de demanda y de la forma de la función de oferta<sup>103</sup>.

Aunque la propiedad de la tierra puede hacer que el precio de los productos agrícolas exceda de su precio de producción, no dependerá de ella, sino de la situación general del mercado la medida en que el precio comercial superior al precio de producción se acerque al valor y, por tanto, la proporción en que la plusvalía producida en la agricultura por encima de la ganancia media dada se convierta en renta o entre en la compensación general de la plusvalía a base de la ganancia media. En todo caso, esta renta absoluta que nace del remanente del valor sobre el precio de producción es simplemente una parte de la plusvalía agrícola, la transformación de esta plusvalía en renta, su absorción por el propietario de la tierra; del mismo modo que la renta diferencial nace de la transformación de la ganancia excedente en renta, de su confiscación por el terrateniente, a base del precio general de producción regulador. (Marx, 1894: Tomo III, 708)

Si bien el análisis del concepto de renta absoluta es muy rico, pues se admite la existencia de renta en todos los tipos de tierras y se basa en supuestos de mayor aplicabilidad para el sector hidrocarburos, existen algunos supuestos que podrían cuestionarse en la aplicabilidad de este concepto en forma pura al estudio de la renta petrolera. En particular el supuesto de que los productos (agrícolas en el análisis de Marx) no se venden a los precios de producción, la existencia de una composición orgánica del capital menor al promedio entra en contradicción con las características propias del sector hidrocarburos en su conformación actual. Más aún, desde el punto de vista de este trabajo, este análisis por sí solo presenta serias inconsistencias para ser aplicado al estudio de la renta petrolera. Es entonces necesario estudiar la última categoría de renta que Marx estudia, aquella que el autor diferencia de las dos restantes, argumentando que no forma parte de una renta natural: la “*Renta Proveniente de Precios de Monopolio*”.

Una vez analizado completamente las rentas provenientes de la agricultura, Marx se aboca a estudiar las rentas de los solares y las minas. En este contexto, el autor asegura que los conceptos introducidos para el análisis de las rentas de la tierra se extienden perfectamente para el análisis de cualquier recurso natural. Al igual que Ricardo, aunque bajo diferentes

---

<sup>103</sup> Ver Alvarez (1988).

concepciones, las mismas leyes que rigen la renta en la agricultura, la rigen en todos los lugares donde ésta se presenta. De esta forma, en *cualquier sector dependiente de un recurso natural*, será la existencia de la *propiedad privada* del mismo y la *capacidad de algún sector de la sociedad de monopolizar* la fuerza proveniente del mismo, lo que asegurará que la ganancia excedente se la apropie dicho dueño, y tome la forma de renta.

Sin embargo, Marx reconoce que en el caso de algunos bienes, y particularmente de las minas, existe la posibilidad de cobrar precios superiores que en otros sectores, *precios de monopolio*. Estos mayores precios generan una ganancia superior, que es apropiada en forma de renta por el dueño del correspondiente recurso natural. Dichos precios de monopolio no están determinados por factores de oferta, sino por *factores relacionados con la demanda* del bien en cuestión.

Cuando hablamos de un precio de monopolio, queremos referirnos a un precio que se determina exclusivamente por la *apetencia de compra y capacidad de pago de los compradores*, independientemente del precio determinado por el precio general de producción o por el valor de los productos (Marx, 1894: Tomo III, 719)<sup>104</sup>.

Si bien se discutirá con mayor detalle más adelante, es oportuno subrayar que estas características destacadas por Marx como propias de los mercados que generan una renta de monopolio, son totalmente aplicables al estudio del sector hidrocarburos. Diversos autores coinciden en remarcar la clara dependencia en el consumo de energía que presenta el proceso de desarrollo (Stern y Cleveland, 2004; Oh y Lee, 2004; Lee, 2007; Sari y Soytaş, 2007). Bajo la estructura actual de los mercados energéticos mundiales, es claro que la mayoría de los sistemas energéticos presentan matrices altamente concentradas en el uso de recursos hidrocarbúricos<sup>105</sup>. Esta situación es particularmente clara en el caso de Argentina, ya que su sistema energético descansa principalmente sobre los hidrocarburos, siendo estos los recursos claves del sistema (FB/IDEE, 2005; Guzowski y Recalde, 2008). Todos estos factores en conjunto podrían ser motivos que explican la creciente “*apetencia de compra*” por este tipo de recursos. De esta forma, es posible explicar la existencia de precios de monopolio en el sector de hidrocarburos y con ellos la aparición de algún tipo de renta como las señaladas por Marx.

#### 4.1.3 Aplicación a los recursos energéticos no renovables: hidrocarburos

El debate hasta aquí introducido, aún cuando no ha sido totalmente exhaustivo, muestra cómo la complejidad y densidad del concepto de renta ha dado lugar a diferentes opiniones, algunas conciliables, y otras encontradas. En lo que respecta a la aplicación del concepto de renta al estudio de los recursos energéticos, en general las discusiones giran en torno a cuál de

<sup>104</sup> El subrayado es mío.

<sup>105</sup> De acuerdo a IEA (2008) en el año 2007 el 61.9.7% de la oferta total de energía primaria mundial provino de hidrocarburos, petróleo y gas natural.



los enfoques aquí presentados cuenta con mayor aplicabilidad de acuerdo a sus supuestos. Las opiniones en cuanto a la elección del enfoque teórico y/o a la aplicabilidad de los distintos conceptos de renta son muy diversas.

Orchard (1922), en su análisis sobre la renta en tierras mineras como un caso particular de recursos no renovables (análisis posiblemente aplicable a los recursos energéticos no renovables), coincide con Taussig (1917, citado en Orchard, 1922) en la extensión de la doctrina de Ricardo y, con algunas observaciones, considera la renta de estos recursos agotables como una renta diferencial. Menciona que las regalías en las minas están compuestas por dos elementos diferenciales: una primera parte que no constituye renta ya que se trata del pago por la disminución del valor de la mina y que puede ser asemejada a la pérdida de capital por la venta de parte del mismo; y una segunda parte, que surge como resultado de las diferentes productividades, se trata de la renta como un concepto estrictamente ricardiano. Según este autor, el excedente solo aparece cuando un determinado monto de trabajo y capital logran obtener mayor cantidad de carbón en una mina que en otra. La retribución (regalías) que obtienen las minas marginales (lo que a primera vista contradeciría la extensión de la teoría ricardiana) no es una renta económica, sino la mencionada compensación por el mineral extraído. Sin embargo, desde el punto de vista de este trabajo, esta definición no parece ser del todo correcta. Si bien es cierto que la diferencia de producción de una mina (o yacimiento en el caso del petróleo) genera una renta de tipo diferencial, no es cierto que sea la única forma de excedente de valor. El autor omite analizar la existencia de un excedente proveniente, entre otras cosas, de un grado de poder de mercado (monopolio) en la oferta de la minería (así como ocurre en el sector petrolero).

Por su parte, Debrott Sanchez (2001), asegura que sería necesario desarrollar una nueva teoría de la renta de aplicación a diversos tipos de recursos naturales, la cual debe tener en cuenta aspectos fundamentales que marcan la nueva tendencia en los principales sectores de recursos naturales de la economía actual. Por un lado, un aspecto fundamental a tratar sería que *ha raiz de un proceso histórico la renta de los recursos naturales se habría transformado desde una traba a la acumulación del capital a nivel nacional, a un incentivo a la acumulación de capital a gran escala* (Debrott Sanchez, 2001). Este aspecto es de gran relevancia, puesto que entraría en contradicción con uno de los principales postulados marxistas. Es decir que en la actualidad, la renta de ciertos recursos naturales, lejos de ser un impedimento para la acumulación del capital, es un elemento funcional a ésta, y debe ser entendida en dicha lógica. Es posible que esta opinión del autor se relacione con la evolución seguida por la propia industria, y la existencia o no de separación entre el propietario del recurso y el dueño del capital a cargo de la explotación del mismo. Por otro lado, es fundamental dar cuenta de un tratamiento diferente entre la renta de los recursos renovables y los no renovables, lo que implicaría un tratamiento diferente a la renta de la tierra y renta minera.

Caballero (1978), por su parte, considera que la aplicación del concepto de renta absoluta para analizar el caso de la minería es incompatible por la alta composición orgánica del capital relativa en la minería moderna (argumento que podría aplicarse también a la industria petrolera actual), y que lo apropiado es realizar el análisis partiendo de estudiar la renta como proveniente de un precio de monopolio. Sin embargo, Debrott Sanchez (2001) opina lo contrario, según él la renta del petróleo debe ser analizada desde la renta absoluta. El autor plantea a la renta petrolera como una renta absoluta internacional, con impactos sobre el precio.

De allí que las restricciones a la producción y exportación de crudo al mercado mundial y las barreras a la inversión de capital trasnacional en el sector, que han sido posibles solamente a partir del *ejercicio efectivo de la propiedad* por parte de los estados petroleros, generan *rentas de carácter absoluto* por sobre las *rentas diferenciales* -incluso para la producción marginal que opera en los yacimientos menos eficientes- y provocan un alza en el precio internacional del crudo como el que experimentamos en la actualidad. (Debrott Sanchez 2001, pp. 32).

Alvarez (2006) coincide con este planteo. Ante la disyuntiva de cómo tratar la renta absoluta en sectores como el energético, en los cuales la composición orgánica del capital es elevada (contradiendo en apariencia uno de los supuestos principales de Marx), el autor no considera apropiado reemplazar el concepto de renta absoluta por el de renta de monopolio. Según éste, bajo esta lógica, solamente se verían rentas de monopolio en los casos en los cuales la oferta se encuentre prácticamente en el límite, y por ello podría parecer un precio de monopolio. La inconsistencia que plantea el autor, es que si solo pudieran observarse rentas en los recursos en los cuales se está llegando al límite de oferta, no deberían existir rentas petroleras en la actualidad, ya que aún no se sabe cual es el límite de la oferta de hidrocarburos.

Tal como se observa, las opiniones respecto a que tratamiento teórico dar a las rentas energéticas son encontradas, particularmente el problema se encuentra en si extender o no los desarrollos de Marx, o Ricardo, a los recursos energéticos. Desde el punto de vista de esta investigación, el punto clave en cada una de estas discusiones será el tipo de recurso energético a analizar, ya que cada recurso presenta particularidades en sus mercados dados, entre otras cosas, por la renovabilidad o no de los mismos<sup>106</sup>. En este sentido, para analizar la renta petrolera y/o gasífera es fundamental tener en cuenta las particularidades del sector hidrocarburífero, determinadas por factores de oferta y demanda: *la no renovabilidad del recurso, la morfología de su mercado y la relevancia para el desarrollo nacional*, entre otros.

El punto de partida del análisis es reconocer, tal como lo hacen los autores clásicos, la relevancia extrema de la existencia de la *propiedad privada sobre los yacimientos*. Si no existiera propiedad privada, como asegura Marx, no sería posible que los excedentes de la producción se transformaran en renta, y no podría ser ésta apropiable por los dueños de los

---

<sup>106</sup> Por ejemplo, la elección será diferente si se pretende analizar las rentas hidráulicas como lo hacen Rothman (2000) o Banfi et al. (2005), o si se pretende estudiar las rentas petroleras, como lo hacen Visintini (1990), Santopietro (1998), Mansilla (2006, 2007), Scheimberg (2007)

recursos. Siguiendo los argumentos de este autor, al igual que en el sector agrícola, en el sector energético la existencia de propiedad privada sobre los recursos hidrocarburíferos les da a sus propietarios (Estado o agentes privados) un poder de monopolio. La monopolización del recurso es muy fuerte en este sector. De hecho, la morfología del mercado hidrocarburífero es altamente concentrada lo que pone en evidencia la posibilidad de monopolizar, no solo la propiedad del recurso, sino también la producción del mismo<sup>107</sup>. Este poder, permite que los propietarios del recurso puedan excluir de su uso, o negarse a la extracción del recurso si los precios del mismo fueran inferiores a lo deseado. Es decir, la inexistencia de un mercado competitivo en el mercado de hidrocarburos, anula el supuesto de precios competitivos que, bajo una concepción ricardiana serían iguales a los precios de producción, motivo (entre otras cosas) por las cuales se eliminaría la existencia de rentas en yacimientos que no fueran los marginales. El grado de monopolización del recurso en esta industria caracterizada por la existencia de numerosos encadenamientos productivos depende de la organización social en la cadena productiva. Cuanto mayor sea la integración horizontal y vertical a lo largo de la cadena, más factible será utilizar el poder de monopolio por parte de los dueños del recurso o los “dueños de su producción” quienes, posiblemente, también participen de alguna forma dentro de los principales destinos del mismo.

Un segundo aspecto a tener en cuenta en las rentas petroleras, es la *escasez del recurso*. Las rentas de escasez son muchas veces estudiadas como equivalentes a la renta absoluta de Marx. Son comúnmente definidas como las rentas que exceden las rentas diferenciales y se originan debido a un límite de oferta que permite a los dueños del recurso cobrar precios superiores a sus costos marginales, o bien como restricciones en la oferta de la tecnología necesaria para explotar el recurso (Rothman 2000; Banfi *et al.* 2005). Aquí, si bien se coincide con que las rentas de escasez se derivan de algún tipo de limitación en la oferta del recurso, se coincide con el argumento esgrimido por Mansilla (2007), según quien la renta en este sector es una consecuencia de la escasez del recurso natural, el cual, a diferencia de los distintos bienes (mercancías según Mansilla siguiendo las nociones marxistas) no puede ser reproducido por un proceso productivo. Es esencial dar cuenta que, al tratarse los hidrocarburos de recursos no renovables, su consumo actual implica su exclusión para el consumo futuro del mismo, por lo cual esto se relaciona con la asignación intertemporal del recurso, y la valoración que del mismo se haga, teniendo en cuenta los límites para el consumo futuro que impone la explotación actual del recurso. Esto se relaciona con la importancia de los recursos energéticos para el desarrollo.

---

<sup>107</sup> La concentración en la propiedad de las reservas así como en la producción del recurso para el caso Argentino ha sido estudiada en el capítulo anterior. Por su parte, Kozulj (2002) resalta como característica propia de esta industria la tendencia a la concentración.

La relevancia de los recursos energéticos en el proceso de desarrollo de un país hace que su demanda entre como un importante componente de la renta. Así, la *apetencia de compra y capacidad de pago de los compradores* a que hace referencia Marx (1894) cuando analiza el tercer tipo de renta no natural (como excepción a la renta diferencial y renta absoluta), es totalmente aplicable a los recursos hidrocarburiíferos. También por estos motivos es que se puede estar en presencia de un precio de monopolio de los mismos, y por ende de rentas provenientes de estos precios de monopolio. El anteriormente mencionado nivel de concentración de la oferta, lo que redundaba en un fuerte poder de mercado de la misma para fijar precios por encima de los precios competitivos, se refuerza por un factor de demanda. En el actual nivel de desarrollo del sistema económico mundial ha vuelto a las economías en altamente energo-intensivas, y dependientes del consumo de combustibles fósiles<sup>108</sup>. La situación se ve particularmente agravada por la poca factibilidad de sustitución, al menos en el corto plazo, de los combustibles fósiles de forma agregada<sup>109</sup>.

Finalmente, la industria petrolera actual se caracteriza por ser *altamente capital intensiva*. Por un lado, esto constituye una fuerte barrera a la entrada que refuerza el poder de monopolio de los agentes en el mercado. Por otro lado, aunque un poco más controversial y no totalmente consensuado entre los distintos autores, esta intensidad de capital se traduce de alguna forma en una alta composición orgánica del capital, en relación a otros sectores de la economía. En el contexto del análisis de Marx, esto implicaría que no se podría admitir la existencia de rentas absolutas petroleras.

Por estos motivos, en este trabajo se considera que el enfoque más apropiado de análisis se acerca al planteado por Marx. Se reconoce la existencia de una renta total petrolera, *proveniente principalmente de la existencia de propiedad privada y capacidad de monopolización de un recurso natural no renovables, el cual es altamente demandado por los individuos por la dependencia que el proceso de desarrollo tiene de dicho recurso*. De esta forma, la renta petrolera total se encuentra compuesta por *rentas diferenciales*, basadas en diferencias de productividad, sumadas a las *rentas de monopolio absoluto*, dadas las características de la industria previamente mencionadas.

---

<sup>108</sup> Este tema se aborda extensamente en el último capítulo.

<sup>109</sup> La temática de la sustitución del recurso energético por otros recursos, e inclusive las limitaciones a la sustitución entre diversos tipos de recursos energéticos ha sido extensamente discutida. Para una discusión respecto a esta temática se recomienda ver: Dasgupta y Heal (1979); Common (1997); Daly (1997); Turner (1997); Kaufmann (1992); Cleveland (2003); Stern y Cleveland (2004).

## 4.2 LA RENTA DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA: UNA ESTIMACIÓN PRELIMINAR

Habiendo concluido que en este trabajo se considera más adecuado el enfoque de las rentas absolutas de monopolio de Marx, sumadas a las rentas diferenciales, para analizar la renta petrolera, se avanzará en el estudio empírico de las mismas. El objetivo de este estudio es realizar *una estimación de la renta hidrocarburífera desde la desregulación del sector hasta la actualidad, analizando luego su evolución y distribución primaria.*

### 4.2.1 Antecedentes del estudio

El cálculo de la renta petrolera es un análisis que ha sido realizado por diversos autores, sobre la base de los diferentes argumentos teóricos, distintos enfoques metodológicos y alternativas de cálculo. En el caso particular de Argentina, existen estudios que emplean similares metodologías y han computado dicha renta para distintos momentos del tiempo. Antes de avanzar en el cálculo de la renta se presenta una breve revisión de los trabajos más recientes.

Visintini (1990) realiza su análisis en el contexto de un estudio de la renta de los recursos naturales en Argentina. El autor realiza el cómputo para tres momentos anteriores a la desregulación del sector, junio 1985, octubre 1987 y septiembre 1988. Utiliza dos metodologías alternativas, enfatizando que la diferencia se encuentra en si el contexto de la economía es cerrada o abierta. En el primer caso, la estimación de la renta se realiza sobre la base de la teoría de Hotelling (1931); en el segundo caso se define a la renta como la diferencia entre el costo de oportunidad del recurso, medido por su precio FOB o CIF de exportación, y el costo de producción del mismo. Define como costos de producción la suma de los costos correspondientes a las actividades de desarrollo y extracción, dejando fuera el costo de exploración por considerar que el mismo debería ser en el largo plazo equivalente a la renta petrolera. La información utilizada proviene de los Informes de Costos, Petróleo y Gas Natural de YPF S.E., y se presenta un promedio ponderado para los tres períodos en análisis de 77,7 u\$/m<sup>3</sup>. Respecto del precio utilizado para el cálculo, define a los precios internacionales de importación y exportación del crudo como el costo de oportunidad del mismo. Para el caso específico del gas natural, el autor presenta los costos de producción del mismo, y estima la renta o “*valor in situ*” del gas natural para el caso de que no exista comercio externo del mismo basándose en la teoría de Hotelling (1931) y sobre la base de diferentes hipótesis sobre la relación reservas/producción y tasas de interés para el cálculo del precio. En un ejercicio alternativo, estima la renta para la hipótesis que existe comercio exterior, utilizando los mismos

costos de producción y utilizando como costo de oportunidad del recurso (precio) el fuel-oil y el kerosene para el uso industrial y domiciliario, con los cuales se obtiene el precio CIF y FOB.

Santopietro (1998) realiza una comparación de metodologías alternativas para estimar la renta, o el costo de agotamiento, de los recursos. El análisis se desarrolla en base al enfoque teórico correspondiente a la sustentabilidad del desarrollo económico, contexto en el cual se observa un creciente interés por las metodologías de valuación de los costos de uso o agotamiento, es decir la renta, de los recursos no renovables. Teóricamente el precio de un recurso no renovable debería estar compuesto por el costo de producción y la renta del recurso o costo de agotamiento del mismo. El autor se focaliza en analizar las distintas formas de medir éste último componente, enfatizando que el excedente sobre el costo de producción debería estar compuesto por distintas rentas, entre ellas las rentas Ricardianas y las rentas monopólicas, debidas a la existencia de poder de mercado. Realiza las estimaciones de la renta petrolera por barril equivalente de petróleo para el año 1993. Las metodologías utilizadas para la comparación son el *Valores Presentes del Ingreso Futuro*, *Método del Precio Neto*, *el método El-Serafy*, *método del Precio Sustentable*, *Método del Costo de Reemplazo*, y *el Método de la Valoración del Stock*. Las principales conclusiones a las que arriba el autor, son que para esta estimación las metodologías de precio neto y precio sustentable sobreestiman los costos de agotamiento o la renta de los recursos petroleros y que la metodología más apropiada parecería ser la que deriva de los análisis de la valorización de los stocks de las firmas. Por otro lado, el autor remarca que ante la falta de existencia de funcionamiento perfecto de los mercados toda estimación de la renta que se base en valores extraídos de los mercados, será imperfecto e inestable, y en esto se basa también el éxito de la metodología apoyada por el autor.

Por su parte, UNCTAD (2005) realiza una estimación de la distribución de la renta petrolera para distintos países de América Latina, entre los cuales se incluye Argentina. El cálculo se presenta para el período 1999-2004, y dicha estimación se basa en la diferencia entre el precio FOB de exportación y los costos de producción del crudo. En el informe, al igual que en De Dicco (2004) y Campodónico (2008), se sigue el criterio de la *Energy Information Administration* del *Department of Energy* de Estados Unidos (EIA-doe) para la definición de los costos de producción, los cuales incluyen los costos de exploración, extracción y producción y un adicional por costos administrativos y depreciación. Entre algunas de las principales consideraciones del informe se destaca que, aún con la caída de la producción, la renta petrolera es significativamente superior en el año 2004 respecto del año 1999, por la conjunción de mayores precios del petróleo y reducción de los costos de producción originados luego de la devaluación cambiaria del año 2002 (según el informe dichos costos disminuyeron de 7.9 a 6.1 u\$s por barril). Respecto de la apropiación estatal de la renta, el informe destaca que la participación del Estado en la misma (por medio de regalías, impuestos a los beneficios e

impuestos a las exportaciones) disminuyó entre 2001 y 2004, 44.6 y 36 % respectivamente, a favor de las empresas privadas; y que al no existir diferencias entre los precios de exportación y precios del mercado interno, los consumidores no participaron en la distribución de dicha renta.

Diferente metodología utiliza Kozulj (2005), quien para la determinación de la renta conjunta del sector hidrocarburos para el año 2003, diferencia entre los destinos interno y externo de ambos recursos dado el diferencial de precios de venta local e internacional. El autor presenta dos estimaciones diferentes de la renta hidrocarburífera en 2003 sobre la base de dos escenarios; uno suponiendo los niveles de producción en dicho año y con la situación de precios y costos prevalecientes en el período de la convertibilidad<sup>110</sup>, y un segundo escenario sobre la base de la situación media 2003-2004<sup>111</sup>. Respecto de los costos, el autor trabaja con datos de Gadano (1998), y estima los costos del año 2003 sobre estas bases considerando un incremento del 90% del costo interno y una tasa de cambio de 2.9 \$/US\$, y los mismos redefinen como la suma de los costos de Extracción, Desarrollo y *Finding*. En sus conclusiones el autor destaca el incremento en la renta hidrocarburífera privada<sup>112</sup> antes y después de la convertibilidad y con y sin la mencionada resolución (analizado en los niveles reproducción del año 2003).

Más recientemente, Mansilla (2006, 2007) y Scheimberg (2007) han presentado estimaciones de la renta petrolera nacional, con algunas diferencias técnicas y teóricas. Mansilla (2006, 2007) realiza el cómputo de la Renta Petrolera Absoluta de Monopolio, tomando para la estimación del precio de producción, el costo total por barril más mark-up del 20%. El costo total en este caso, no incluye ni el *total replacement cost*, ni el *development cost*, ya que el autor considera que de utilizarlo se estarían duplicando partidas de costos y se incluirían mejoras que no se verifican en el país. Es decir que el costo total se define como la suma del *lifting cost* y el *finding cost*, utilizando datos los balances de YPF S.A. y REPSOL. Scheimberg (2007), en cambio, trabaja con el concepto de Renta Diferencial, definiendo la misma como la diferencia entre los Ingresos Económicos (medidos a los precios FOB de exportación) y los Costos

<sup>110</sup> Toma un promedio entre los años 1994-2001, tales que:

- Costo del BEP: 6.97 u\$s
- Precio del crudo en el mercado interno: 19,8 u\$s/bl
- Precio del crudo en el mercado interacional: 1,25 u\$s/bl
- Precio del gas natural en el mercado interno: 1.25 U\$S/MBTU
- Precio del gas natural de exportación: 1.05 U\$S/MBTU

<sup>111</sup> En este caso presenta una primera situación sin ajuste de los precios del gas natural en boca de pozo correspondientes a la resolución 208/04, y una segunda situación con los precios de gas ajustados. En dichos escenarios los precios/costos utilizados son:

- Costo del BEP: 4.6 u\$s
- Precio del crudo en el mercado interno: 28.5 u\$s/bl
- Precio del crudo en el mercado interacional: 24.5 u\$s/bl
- Precio del gas natural en el mercado interno: 0.445 U\$S/MBTU (sin 208/04)
- Precio del gas natural en el mercado interno: 1.028 U\$S/MBTU (con 208/04)
- Precio del gas natural de exportación: 1.05 U\$S/MBTU

<sup>112</sup> Para la obtención de la renta privada neta, al igual que UNCTAD (2005) el autor resta a la renta bruta el impuesto a los ingresos brutos (3%), el impuesto a las ganancias de las sociedades (35%) y las regalías (12%).

Económicos. Estos últimos se definen como la suma de los costos en desarrollo y producción, excluyendo el Costo en Exploración, bajo el argumento que las actuales áreas productivas son áreas ya exploradas y que no parece haberse agregado ningún riesgo exploratorio reciente. La diferencia fundamental de este autor, radica en que, siguiendo la metodología presentada por Gadano y Sturzenguer (1998), realizan una estimación de los mismos, y sobre la base supuestos respecto de la participación de la Inversión en el upstream y producción observada, realiza una reconstrucción del costo de barril equivalente de petróleo.

#### 4.2.2 Aspectos metodológicos

La metodología aquí utilizada para la estimación de la renta hidrocarburífera será la del *precio neto*. Los motivos de esta elección radican, en primer lugar en que, tal como destaca Repetto *et al.* (1989), dos de las características que hacen bueno a un método de estimación de la renta del recurso es que utilice información disponible y requiera del mínimo de supuestos por parte del investigador; en segundo lugar, a el hecho que de las diferentes metodologías existentes esta es la que más se adecua al enfoque teórico aquí adoptado<sup>113</sup>.

En lo que sigue este análisis se basa en los siguientes supuestos:

- i. Existe propiedad privada de los yacimientos y/o de las áreas productivas. Dicha propiedad difiere en torno a la legislación particular de cada lugar y momento de la historia, de forma que puede ser propiedad de los agentes individuales, o de los Estados (nacionales o provinciales). Lo relevante es que, a través de la existencia de la propiedad, el recurso natural es monopolizable por su dueño, quien puede optar por excluir a su propiedad de la producción en el mercado. Así, parte del excedente que se genera en esta actividad productiva puede ser transformado en forma de renta, y dicha renta, por la definición misma del concepto, pertenecerá al dueño del recurso.
- ii. La industria aquí analizada se caracteriza por una morfología de mercado de carácter monopólica u oligopolio altamente concentrado. Esto se observa a nivel mundial, pero particularmente a nivel nacional, ámbito para el cual se realiza el cálculo. Los bienes provenientes de esta fuente primaria de recursos energéticos son esenciales para el desarrollo y el crecimiento nacional. Esto hace que en la mayoría de los casos se presente una elasticidad ingreso elevada<sup>114</sup>. Es decir, que a medida que se incrementa el

---

<sup>113</sup> Por otro lado, esta metodología es la que ha sido utilizada por la gran mayoría de los recientes trabajos de estimación de la renta petrolera en el país. Ver por ejemplo: De Dico (2004), Kozulj (2005), Mansilla (2006, 2007), Scheimberg (2007), y Campodonico (2008).

<sup>114</sup> De acuerdo al BP Statistical Review of World Energy 2007 la elasticidad ingreso para el consumo mundial de energía en el período 2001-2006 fue de 0.4 para el petróleo, 0.7 para el gas natural y cercana a 1.2 para el carbón.



- ingreso de la sociedad, la *apetencia* por el recurso por parte de la misma se incrementa notablemente.
- iii. Como resultado conjunto de los tres supuestos anteriores, la industria petrolera se caracteriza por la existencia de precios de monopolio, los cuales se encuentran por encima de sus precios de producción. El poder de mercado de las pocas empresas (estatales o privadas) a cargo de la explotación del recurso (derecho de explotación que puede o no coincidir con la propiedad efectiva sobre el mismo), y la apetencia por el recurso posibilitan el establecimiento de dichos precios.
  - iv. Para analizar la renta diferencial se acude en primera instancia al supuesto de que los productos del petróleo se venden, al igual que cualquier mercancía, al precio social de producción del yacimiento marginal. Es decir, estos productos se venden a un *precio exactamente igual a la suma del costo del capital (valor del capital constante y capital variable) más una ganancia (determinada por la cuota general de ganancia calculada en base al capital total empleado)*.
  - v. La Composición orgánica del capital (COK) en la industria petrolera es igual o mayor que la COK media, pero nunca menor que esta.
  - vi. De los supuestos 4 y 5 se desprende de que la renta petrolera, además del componente de Renta Diferencial, presenta un componente de Renta de Monopolio Absoluto, que se diferencia de la renta absoluta agrícola de Marx (por el supuesto 5). Estas rentas exceden la renta diferencial, y están presentes en todos los yacimientos, incluyendo a los yacimientos marginales.

Así, la renta petrolera total se define como:

$$RT = RM + RD \quad (\text{ec. 4.1})$$

Donde:

RT: renta petrolera total

RM. Es la renta proveniente del precio de monopolio. Muchas veces denominada por otros autores como renta absoluta o de escasez

RD: Es la renta diferencial proveniente de yacimientos (o pozos) de diferentes calidades o diferentes ubicaciones.

Partiendo del supuesto 3, y sobre la base de lo desarrollado teóricamente por Marx, se define el precio de producción de los productos hidrocarbúricos y su precio de mercado como,

$$pp^j = \sum_i c_i^j + \delta$$

$$P = pp^{mg} = \sum_i c_i^{mg} + \delta$$

Con:

$$\sum_i c_i^j < \sum_i c_i^{mg}$$

$$RD^j = pp^{mg} - pp^j$$

$$RD = \sum_j (pp^{mg} - pp^j) * \frac{q^j}{Q}$$

$$pp^{ME} = Cme = \sum_j pp^j * \frac{q^j}{Q}$$

$$RD = pp^{mg} - pp^{ME} \quad (ec. 4. 2)$$

$$\therefore$$

$$RD = P - Cme$$

Donde

$pp$  :precio de producción en el yacimiento j.

$\sum c_i^j$  : suma de los distintos costos  $i$  en el proceso de producción en el yacimiento j.

Se definen como:

$$\sum_i c_i^j = c_{exp}^j + c_{ext}^j + c_{des}^j \quad (e c4. 3)$$

Donde

$c_{exp}^j$  : costos de exploración en el yacimiento j.

$c_{ext}^j$  : costos de extracción en el yacimiento j.

$c_{des}^j$  : costos de desarrollo en el yacimiento j.

$\delta$  : margen de ganancia normal

$P$  : precio de mercado del producto

$pp^{mg}$  : precio de producción en el yacimiento marginal

$\sum c_i^{ymg}$  suma de los distintos costos  $i$  en el proceso de producción en el yacimiento marginal.

$pp^j$  : precio de producción en el yacimiento j.

$q^j$  : producción en yacimiento j

$\frac{q^j}{Q}$  : participación relativa de cada yacimiento

$pp^{ME}$  : precio de producción medio igual al costo medio

$RD^j$  : renta diferencial del yacimiento j respecto al yacimiento marginal

$RD$  : renta diferencial total

Además de esta renta diferencial existe una renta de monopolio absoluto, la cual se debe a la existencia de precios de monopolio, por los supuestos 2-4, de forma que:

$$\exists P^M > P = pp^{mg}$$

$$PM = P^M - pp^{mg} \quad (ec. 4.4)$$

A continuación se realizará la estimación de las ecuaciones 4.2 a 4.4 sobre la base de información disponible. Antes de presentar los resultados de la estimación es necesario realizar algunas aclaraciones. El principal problema en este ejercicio se encuentra en la estimación de la ecuación 4.3. El proceso de producción de hidrocarburos, se encuentra asociado a tres etapas diferentes: exploración, desarrollo y extracción del recurso. Cada una de estas etapas tiene asociado un costo. Si bien existe una definición general para cada uno de estos costos, muchas veces pequeñas diferencias no aclaradas en las definiciones resultan en grandes diferencias en los cálculos de las rentas.

De acuerdo a la EIA-doe, se definen como:

- *Exploration Costs*: costos, incluyendo la depreciación y los costos de operación de los equipos e instalaciones, directamente identificables con las actividades de exploración<sup>115</sup>.
- *Development Costs*. Costos en los cuales se incurre para obtener accesos a las reservas probadas y proveer las instalaciones para extraer, tratar, recoger y almacenar el petróleo y el gas. Se incluyen también los costos de depreciación y operación de los equipos e instalaciones de apoyo, así como costos de otras actividades de desarrollo.
- *Lifting Costs*: (*Production Costs*) son los costos asociados a la extracción del mineral. Costos de operación y mantenimiento de pozos, equipamiento e instalaciones, incluyendo la depreciación.

Muchas empresas productoras e inclusive la propia EIA, en lugar de reportar los datos de *Exploration Costs*, informan *Finding Costs*. Según la empresa estadounidense Black Basin Petroleum, éstos son los costos de capital asociados a encontrar y desarrollar reservas de petróleo y gas natural. Así definidos incluirían, no solo los costos de exploración, sino también parte de los costos de desarrollo. Surge aquí una diferencia entre diferentes trabajos que realizan las mediciones de la renta petrolera sobre la base de información de las empresas y aquellos que realizan estimaciones en base a las metodologías presentadas o metodologías alternativas. En general, las empresas reportan datos respecto a *Lifting Costs*, *Finding Costs*, incluyendo a veces los *Development Costs*, pero rara vez se presentan datos de *Exploration Costs*. Sobre la base de las definiciones provistas anteriormente, si se estima la *ec. 3* como la suma de los *Finding*, *Development*, y *Lifting Costs*, se estaría incurriendo en una duplicación de costos (ya que los *Finding Costs* parecería incluir los *Development Costs*, o al menos a parte de los mismos). Por estos motivos, es esencial cuando se realiza una estimación de estos costos especificar qué tipo de definiciones se adoptan, y que información se utiliza<sup>116</sup>.

En este trabajo, la *ec. 3* es estimada como la suma de *Finding* más *Lifting Costs*. En primer lugar, para la estimación del costo de producción del yacimiento marginal, se han utilizado datos de EIA, que informa los costos de diferentes regiones del mundo. En el caso de Argentina, para el período 1992-1997 se utilizaron datos de Gadano (1998) quien cita como fuente primaria los Informes anuales de YPF, para el período 1999-2007, se utilizaron datos de los informes anuales de Repsol YPF. De esta manera, al incluir no solo los costos de producción del recurso sino también los de exploración (captados dentro de los *finding costs*), se realiza una

<sup>115</sup> Por ejemplo, Costos de estudios topográficos, geológicos y geofísicos, derechos de acceso a las propiedades para la realización de dichos estudios, salarios y pagos al personal que realiza dichos estudios. Generalmente, a estos costos se los identifican con Costos Geofísicos y Geológicos (costos G&G).

<sup>116</sup> Existe aquí una diferencia con las estimaciones realizadas por Campodónico (2008) para los costos, puesto que este autor estima los costos de producción como los costos de exploración, extracción y producción, agregando además los costos administrativos y depreciación pero excluyendo los costos financieros. Por estos motivos, podría ser que exista una cierta sobre estimación de la renta.

estimación de la renta petrolera y no de la cuasi renta, dato que se obtendría si estos últimos se excluyeran del análisis. El precio de Producción (precio de mercado) se estima estableciendo un *mark up* sobre los costos de producción. Siguiendo a Mansilla (2006, 2007) se supone una rentabilidad del 20%<sup>117</sup>.

Para el caso del petróleo, en la determinación de los ingresos se utilizan los precios internacionales para el crudo de referencia en Argentina, es decir el WTI, de la *British Petroleum Statistical Report* (2009), y los niveles de producción totales informados por la secretaría de Energía de la Nación.

En el caso del gas natural, la situación es particular. En primer lugar, las principales empresas reportan los *finding* y *lifting costs* para el *upstream* en forma integrada, sin desglosar si los mismos corresponden a pozos petroleros o gasíferos. En parte esto se debe al hecho de que en su mayoría son pozos integrados. Scheimberg (2007) argumenta que para realizar las estimaciones de la renta es necesario encontrar el costo por barril equivalente de petróleo, y no debe distinguirse entre ambos pues se producen en forma conjunta alterándose el *output mix* obtenido de acuerdo a las características geológicas del área. El mismo autor subraya que en la industria suele asumirse que los costos de uno son aproximadamente la mitad de los costos del otro. Sin embargo, a los efectos de la estimación de la renta gasífera, y dado que a pesar que en su mayoría las empresas petroleras son también empresas gasíferas, se ha tomado dichos costos para la estimación del precio de producción. Se reconoce expresamente que este aspecto puede llevar a subestimar la renta conjunta por los motivos previamente enunciados. Por otro lado, si bien se sigue el mismo criterio teórico que en la estimación de la renta petrolera, las características propias del gas natural referidas al comercio regional hasta muy recientemente, dificultan el desglose del estudio en renta diferencial y de monopolio absoluto. Así, siguiendo a Kozulj (2005) se presenta la estimación de la renta gasífera sin su desglose.

### 4.2.3 Resultados

Los cuadros 4.1 y 4.2 muestran los principales resultados obtenidos de la estimación de las ecuaciones anteriormente presentadas para el caso del petróleo y de la renta gasífera bajo los supuestos realizados y con las limitaciones en la información detalladas.

Tal como se puede observar en el cuadro 4.1, y en concordancia con los resultados obtenidos por UNCTAD (2005), Kozulj (2005) y Mansilla (2007) se observa un crecimiento explosivo de la renta petrolera total en el período 2003-2006, potenciado por los efectos de la

---

<sup>117</sup> Esta tasa de ganancia puede ser considerada elevada dado que según Scheimberg (2007) la tasa de rentabilidad de las empresas gasíferas en el país durante 2006 fue del 13,1%.

devaluación cambiaria y el incremento en el precio internacional del petrolero que comienza en el año 2001. Dado que la estimación es realizada en dólares por barril, el efecto devaluatorio de enero de 2002 implicó una reducción de los costos locales, principalmente los salarios, aumentando la renta. Sin embargo más recientemente (2006-2007) la renta petrolera total parece comenzar a disminuir a pesar del incremento en los precios del petróleo. Los principales factores que explican dicha caída se encuentran en el gran incremento en los *Finding Costs* nacionales informados por las principales empresas<sup>118</sup>, lo que hace que desaparezca la brecha existente entre el precio de producción nacional y el precio de producción marginal haciendo desaparecer entonces a la renta diferencial y con ella disminuyendo la renta total por barril.

La renta gasífera presenta una tendencia creciente, en todo el período, con un corte fuerte en el bienio 2001/02, cuando se duplica. A partir de dichos años, el incremento de la renta se explica principalmente por el crecimiento en los precios en dólares del gas en boca de pozo. Tal como se ha mencionado anteriormente, en este caso la estimación de la renta no fue llevada a cabo mediante un desglose en renta diferencial y renta de monopolio absoluto pues la disponibilidad de datos no permite hacerlo. Sin embargo, desde un punto de vista conceptual, se reconoce que la renta gasífera al igual que la petrolera tiene ambos componentes, y que el componente de renta de monopolio absoluto es fundamental y se encuentra asociado a las características del mercado hidrocarburífero.

---

<sup>118</sup> En cierta forma siguiendo el *finding cost* del yacimiento marginal informado por DOE-EIA.

**Cuadro 4.1:** Evolución de la renta petrolera en Argentina. Período 1993-2007

Año	Costos de Producción en Argentina			Tasa de Ganancia	Ganancia (U\$S/BEP)	(a)	(b)	(c=b-a)	(d)	(e=d-b)	(f=c+e)	Venta (BEP)	Renta Total (mill de U\$S)	Gcia. Total (mill de U\$S)
	Finding Cost <sup>1</sup> (U\$S/BEP)	Lifting Cost <sup>2</sup> (U\$S/BEP)	Total Costos (U\$S/BEP)			Precio de Producción en Argentina (U\$S/BEP)	Precio de Producción Marginal <sup>3</sup> (U\$S/BEP)	Renta Diferencial (U\$S/BEP)	Precio Internacional (WTI) (U\$S/BEP)	Renta de Monopolio (U\$S/BEP)	Renta Total (U\$S/BEP)			
1993	0.70	3.68	4.38	0.20	0.88	5.26	13.20	7.94	18.45	5.25	13.19	217855592	2874.37	208.27
1994	1.95	3.00	4.95	0.20	0.99	5.94	12.29	6.35	17.21	4.92	11.27	241627028	2722.08	211.67
1995	1.25	2.72	3.97	0.20	0.79	4.76	12.32	7.55	18.42	6.10	13.66	265549783	3627.02	262.89
1996	1.39	2.56	3.95	0.20	0.79	4.74	12.48	7.74	22.16	9.67	17.42	292001720	5085.95	231.85
1997	1.02	2.55	3.57	0.20	0.71	4.28	12.45	8.17	20.61	8.15	16.32	309871730	5057.78	244.80
1998	1.24	2.65	3.89	0.20	0.78	4.67	12.77	8.11	14.39	1.61	9.72	316479310	3075.37	225.97
1999	1.26	2.40	3.66	0.20	0.73	4.39	12.64	8.24	19.31	6.68	14.92	295575722	4410.60	229.96
2000	0.80	2.50	3.30	0.20	0.66	3.96	12.58	8.62	30.37	17.78	26.41	284551079	7514.02	208.29
2001	0.94	2.75	3.69	0.20	0.74	4.43	13.05	8.62	25.93	12.88	21.50	288860057	6211.59	190.65
2002	1.34	1.48	2.82	0.20	0.56	3.38	16.11	12.72	26.16	10.06	22.78	272604113	6209.46	201.18
2003	1.72	1.46	3.18	0.20	0.64	3.82	20.47	16.65	31.07	10.60	27.25	268741885	7323.89	151.57
2004	1.67	1.93	3.60	0.20	0.72	4.32	29.83	25.51	41.49	11.66	37.17	256168028	9521.17	162.92
2005	3.41	2.44	5.85	0.20	1.17	7.02	31.70	24.68	56.59	24.89	49.57	244516493	12120.90	176.05
2006	3.64	2.95	6.59	0.20	1.32	7.91	33.30	25.40	66.02	32.72	58.11	243457263	14148.23	284.84
2007	6.78	3.82	10.60	0.20	2.12	12.72	34.87	22.15	72.20	37.34	59.48	237037030	14099.75	312.41

<sup>1</sup> Fuente: 1992-1997 Gadano (1998); 1999-2007 Repsol YPF Annual Report

<sup>2</sup> Fuente: 1992-1997 Gadano (1998); 1999-2007 Repsol YPF Annual Report

<sup>3</sup> Fuente: IEA DOE.

**Fuente:** Elaboración propia

**Cuadro 4.2:** Evolución de la renta gasífera en Argentina. Período 1993-2007

Año	PP en Argentina (U\$\$/BEP)	Precio			Renta Promedio (U\$\$/BEP)	Exportación (BEP)	Vta. Mercado Interno (BEP)	Ingresos		Renta Total (mill U\$S)
		Promedio (U\$\$/BEP)	Mercado Interno (U\$\$/BEP)	Mercado Externo (U\$\$/BEP)				Ingresos Mercado Externo (mill U\$S)	Ingresos Mercado Interno (mill U\$S)	
1993	5.26	5.94	0.00	0.00	0.68	0	136979387	0.00	813.13	93.17
1994	5.94	6.55	0.00	0.00	0.61	0	141972902	0.00	929.95	86.63
1995	4.76	6.96	0.00	0.00	2.19	0	155721281	0.00	1083.12	341.27
1996	4.74	7.21	0.00	0.00	2.47	0	171804289	0.00	1238.56	424.21
1997	4.28	7.19	0.00	0.00	2.91	5865398.29	178937882	42.20	1287.33	520.76
1998	4.67	7.20	0.00	0.00	2.53	12840466.5	181330157	92.39	1304.71	458.26
1999	4.39	7.12	0.00	0.00	2.73	20247873.7	210123930	144.14	1495.86	573.00
2000	3.96	7.55	0.00	0.00	3.59	27770571.2	221530473	209.60	1672.05	794.79
2001	4.43	8.10	7.97	8.91	3.67	36222797.5	215456111	293.28	1744.48	790.44
2002	3.38	11.33	9.17	25.02	7.95	34961808.9	214807602	396.15	2433.97	1707.06
2003	3.82	11.66	9.40	24.23	7.85	38636689.9	241511738	450.57	2816.42	1894.82
2004	4.32	15.50	13.40	27.23	11.18	43961664.5	252334622	681.51	3911.78	2821.70
2005	7.02	19.81	17.90	31.15	12.79	39472545.2	252356239	781.88	4998.74	3227.20
2006	7.91	25.86	23.33	42.94	17.96	45611758.2	253746930	1179.72	6562.98	4556.35
2007	12.72	29.29	27.71	72.33	16.57	7443435.42	293075362	218.04	8584.89	4856.97

Fuente: Elaboración propia

#### 4.2.4 Consideraciones en torno a la distribución primaria

La renta generada en un determinado sector, es distribuida entre diferentes agentes de la sociedad en dos procesos diferentes. En principio, la *distribución primaria* de la renta se refiere a su distribución dentro del sistema productivo en general, haciendo atención a la participación de cada uno de los agentes de alguna forma dentro del proceso productivo. La *distribución secundaria*, se refiere a la una redistribución de la renta por intermedio de diferentes instrumentos de política económica, es la distribución entre distintos agentes que hace uno de los agentes, el Estado, con parte de la renta obtenida en la distribución primaria.

En el caso de Argentina, análisis de la distribución secundaria a pesar de ser muy importante resultaría prácticamente imposible con la información disponible, ya que sería necesario conocer el destino del total de la renta apropiada por el Estado, para así saber quiénes son los beneficiarios finales de la renta hidrocarburífera.

En cuanto a la distribución primaria de la renta, en general esta se efectúa entre los principales actores que participan en la cadena: el Estado Nacional o Provincial, como dueño del recurso (teniendo en cuenta la regulación vigente); las empresas productoras, sean estas estatales o privadas, como agentes del *upstream*; y los consumidores o compradores del recurso. En este último caso, al decir consumidores se hace referencia en primera instancia a los compradores directos del recurso: las empresas refinadoras. En qué medida esta renta se

transfiera o no al consumidor final depende de la política de precios de los derivados del petróleo y del gas natural. Es decir, si las posibles diferencias de precios existentes generan una apropiación de la renta por parte de las empresas que operan en el downstream y éstas transfieren dicha diferencia al precio de sus productos, entonces serán los consumidores finales quienes se apropien de la renta del recurso. Se trataría entonces de otro ejemplo de distribución secundaria.

La apropiación de la renta por parte del *Estado Nacional*, ha sido diferente a lo largo del período histórico analizado. Sin contabilizar la parte de la renta captada por YPF SE como parte de la renta estatal, el Estado Nación se ha apropiado de la renta petrolera por intermedio de los Impuestos a las Ganancias (35%). Tal como lo remarca Campodónico (2008), los impuestos indirectos (como el IVA), al igual que los impuestos específicos son instrumentos de política fiscal y por ello no se contabilizan en este estudio. Fuera de estos instrumentos tributarios no existía, hasta recientemente, otra forma de apropiación de la renta hidrocarburífera. Sin embargo, en la actualidad existe una forma adicional de apropiación regulada la Secretaría de Energía de la Nación.

Como parte del conjunto de medidas de política desarrolladas con posterioridad a la crisis económica de 2001, el artículo 6 de la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 (sancionada en enero de 2002) crea un derecho de exportación a los hidrocarburos por un período de cinco años<sup>119</sup>. Los dtos. 310/2002 y 809/2002 establecieron en principio un derecho de exportación del 20%, el cual se eleva al 25% con la res. 337/2004 del Ministerio de Economía y Producción.

Posteriormente, en respuesta a los incrementos en el precio internacional del petróleo, se establece un esquema de derechos a la exportación variables en función del precio internacional, comúnmente conocido como “esquema de retenciones móviles”. A partir de esta reglamentación, se establece como mínimo derecho de exportación el 25%, si el precio es igual o inferior a 32 U\$S/bl., en caso que el precio supere dicho umbral, las retenciones irían aumentando gradualmente, hasta alcanzar un máximo de 45% cuando el precio superara los 45 U\$S/bl. Finalmente, en el año 2007, la res. 394/2007 fija un nuevo esquema de derechos de exportación, en el cual se fijan valores de referencia y valores de corte sobre los cuales se determinan los derechos. Se eleva el valor mínimo de derecho de exportación al 45% siempre que el precio internacional sea mayor a los 45 U\$S/bl pero inferior al precio de referencia. A

---

<sup>119</sup> “...El Poder Ejecutivo nacional podrá establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas autorizadas en el párrafo precedente, las que podrán incluir la emisión de títulos del Gobierno nacional en moneda extranjera garantizados. A fin de constituir esa garantía créase un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de CINCO (5) años facultándose al Poder Ejecutivo nacional a establecer la alícuota correspondiente. A ese mismo fin, podrán afectarse otros recursos incluidos préstamos internacionales...” (Ley 25.561; Título IV, Cap. 1, art. 6)



partir de este valor, fijado en 60,9 U\$S/bl los derechos de exportación se determinan por la siguiente fórmula:

$$d = \frac{P_I - V_c}{V_c} * 100$$

Donde,  
d: derecho de exportación  
P<sub>I</sub>: precio Internacional  
V<sub>c</sub>: valor de corte

De esta forma, la Nación se apropia de una parte variable de la renta hidrocarburífera, en función del nivel de precios internacionales y de producción de hidrocarburos a nivel nacional.

En lo que respecta los Estados Provinciales, su mecanismo de apropiación de la renta está previsto en la Ley de Hidrocarburos 17.319 desde 1967, en los artículos 12, 59-65, y 93. De acuerdo a lo establecido en dicha ley, cuyo antecedente se encuentra en la ley 12.161, el concesionario de un área deberá pagar mensualmente al Estado Nacional, en concepto de regalía un porcentaje del 12% del producto bruto, y el Estado Nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotan los yacimientos una participación en dicha actividad. Así, si bien la Nación es el sujeto activo del impuesto, el destinatario final son las provincias en las cuales se encuentre dicho recurso. Esta forma de apropiación de la renta por parte de las provincias en las cuales se encuentra el recurso, es independiente y anterior a la actual situación, vigente a partir de la ley 24.145 en la cual se reconoce la propiedad de los yacimientos a las provincias<sup>120</sup>. Las provincias se apropian además de los ingresos tributarios correspondientes al Impuesto a los Ingresos Brutos (3%).

La otra categoría de renta apropiada es la renta privada, la cual consiste en la renta apropiada por los consumidores y por las empresas productoras. Los Consumidores se apropian de un porcentaje de la renta gracias al diferencial de precios, si este existiera, entre el precio internacional y el precio de venta a nivel nacional del recurso. En caso que el diferencial (P<sub>INT</sub>-P<sub>NAC</sub>) fuera negativo, se estaría observando el proceso inverso, y existiría una transferencia de la renta de los consumidores a la renta hidrocarburífera, apropiada por alguno de los restantes agentes en la cadena energética. Tal como se mencionó anteriormente, en esta instancia bajo la denominación de consumidores no se refiere necesariamente a los consumidores finales, sino a los consumidores del petróleo crudo y del gas en boca de pozo. Finalmente, las Empresas Productoras, sean estas estatales o privadas se apropian de la renta remante, lo que se suma al porcentaje de la ganancia.

<sup>120</sup> Para un tratamiento más detallado de este cambio en la legislación remitirse al capítulo III, sección 3.2.

En este contexto, y sobre la base de la estimación de la renta hidrocarburífera se realizó una estimación de la distribución primaria. Es importante señalar que si bien los resultados de esta estimación coinciden con los obtenidos por Mansilla (2006), los problemas con la información disponible en los períodos recientes, particularmente información proveniente de la secretaría de la energía, dificultaron la estimación exacta de la distribución, con lo que pueden existir algunas diferencias con otros autores.

El Cuadro 4.3 muestra los resultados obtenidos en el estudio de la distribución primaria de la renta hidrocarburífera conjunta bajo los supuestos de análisis. Los resultados obtenidos se condicen con los presentados por Kozulj (2005) en su análisis de la renta hidrocarburífera, aunque difieren en cierta medida de los presentados por Mansilla (2007), Scheimberg (2007) y Campodónico (2008). Las principales diferencias se deben en que los autores encuentran una mayor apropiación de la renta por parte del Estado Nacional y menor participación de los productores. Este aspecto puede deberse a que mientras que los estudios mencionados realizan estimaciones de la renta petrolera aquí se presentan los resultados de la renta hidrocarburífera conjunta. Estimaciones preliminares de la renta petrolera, sin tomar en cuenta la renta gasífera, se coinciden con los resultados obtenidos en el resto de los estudios, mostrando una caída en el porcentaje de la renta petrolera apropiada por los productores entre los años 2004 a 2007 (pasando de 39% a 27%) y aumentando aún más la participación de los consumidores y el Estado Nacional (Recalde, 2009).

**Cuadro 4.3:** Participación en la distribución primaria de la renta hidrocarburífera (%). 1993-2007

Año	Productor	Consumidor	Estado Nacional	Estados Provinciales
1993	60.19	19.69	5.24	14.88
1994	38.72	17.17	27.62	16.49
1995	46.64	10.54	28.87	13.95
1996	50.31	7.29	29.34	13.07
1997	50.93	6.88	29.34	12.85
1998	44.25	12.24	28.92	14.59
1999	49.16	8.82	28.53	13.49
2000	54.32	4.76	28.46	12.46
2001	52.13	6.79	27.92	13.16
2002	148.66	-89.92	11.21	30.05
2003	134.88	-79.63	17.76	26.99
2004	49.57	20.16	19.44	10.83
2005	44.23	27.11	18.14	10.52
2006	45.24	29.28	14.94	10.54
2007	41.20	36.04	12.16	10.60

**Fuente:** Elaboración propia

Por su parte, los resultados obtenidos en esta estimación parecen mostrar que la mayor proporción de la renta conjunta se mantiene en manos de los productores. Esta situación se ve

en forma más clara particularmente en el período 2002-2003, post ruptura del régimen de la convertibilidad en Argentina, donde las diferencias entre los precios de locales e internacionales de los recursos se materializan en una transferencia de renta desde los consumidores y el Estado Nacional a los productores. Sin embargo, desde el año 2004 se observa una disminución en la participación en la renta por parte de los productores que se condice con los resultados obtenidos por Scheimberg (2007) y que se debe principalmente al control de precios establecido por el Estado. Kozulj (2009) por su parte resalta que las regulaciones *ad hoc* impuestas sobre los precios en el país hicieron disminuir la renta unitaria obtenida por los productores en un período en el cual, dados los precios crecientes del petróleo, dicha renta aumentó en el resto del mundo. El autor relaciona, aunque débilmente, esta caída en los precios relativos y la renta operativa de la empresa, con la disminución en la inversión de las principales empresas extranjeras. Sin embargo, destaca que existieron otros factores que excedieron las razones relacionadas con la rentabilidad para explicar el comportamiento de la inversión<sup>121</sup>.

En términos comparativos con respecto a algunos países latinoamericanos, ciertos aspectos merecen ser resaltados. En principio, cabe destacar que a diferencia de algunos países de la región Argentina es un país en el cual no existe una empresa petrolera estatal que se ocupe de producir hidrocarburos. Este aspecto, implica que la captación de la renta conjunta por parte del Estado se materializa únicamente por medio de la utilización de los instrumentos tributarios mencionados. De acuerdo a Campodónico (2008), en el caso de Brasil y México, por ejemplo, el 100% de la renta petrolera se encuentra en manos de las empresas estatales en forma directa, aunque para el caso de Petrobrás esta renta va a manos de sus accionistas privados; en el caso de Venezuela la captación es 74% y en Ecuador del 59% siendo la captación de renta realizada principalmente por medio del impuesto a la renta y las regalías. Por otro lado, el mismo autor muestra que no solo en Argentina los precios internos divergen de los internacionales, sino que dicha situación se observa también en países como Ecuador y Venezuela, en los cuales al igual que en Argentina los consumidores del recurso se benefician con un porcentaje de la renta petrolera.

Un análisis adicional puede ser realizado y se refiere a la apropiación de la renta por parte de los consumidores. Tal como se destacó al inicio de la sección, por consumidores se entiende no a los consumidores finales del recurso a lo largo de la cadena, sino a los consumidores del recurso en el eslabón siguiente a la misma, esto es, las refinadoras en el caso del petróleo y las plantas de tratamiento o las distribuidoras en el caso del gas natural. En la medida que el diferencial de precios se traslada hacia adelante haciendo que los precios de los derivados de

---

<sup>121</sup> Este aspecto se retoma en el capítulo siguiente.

ambos recursos sean más baratos en términos relativos, dicho porcentaje de la renta irá a manos de los consumidores finales de los mismos. En la medida en que no se efectúe el 100% de la traslación de dicho diferencial, serán los consorcios propietarios de las refinadoras y plantas de tratamiento quienes logren apropiarse del total o una parte del porcentaje de esa renta.

En este sentido, la reintegración vertical evidenciada en el país, y que fue mostrada en el capítulo II cobra vital importancia. Empresas como YPF S.A, Petrobras S.A. y Pluspetrol participan no solo en la captación de la renta en el eslabón del *upstream* sino también en el eslabón de la refinación. En estos casos, si no se observa que el diferencial de precios se traslade 100% al precio final de los derivados del petróleo, esta estrategia de reintegración vertical implementada por los agentes de la cadena energética ha sido al mismo tiempo una estrategia de re captación de la renta petrolera. Tal como ya se ha mencionado, una de las ventajas del análisis de las cadenas energéticas es que permite observar cual es el eslabón de la cadena con mayor poder sobre el resto, pues este será el que se quede con la mayor proporción de la renta generada a lo largo de la misma. Aquí es posible además mencionar que el análisis de las cadenas energéticas permite de igual modo estudiar como la estrategia de reintegración de los agentes les permite apropiarse en dos instancias del proceso de parte de la renta. La cuantificación de esta posible apropiación de la renta en este eslabón de la cadena energética del petróleo y gas natural no ha sido realizado en esta instancia por problemas con las fuentes de información y porque escapa en cierta forma los objetivos del capítulo<sup>122</sup>.

### 4.3 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se realizó una breve revisión del concepto de renta en la literatura económica con el objetivo de determinar cuál de los enfoques sería más apropiado para el estudio de la renta petrolera y, sobre esa base, estimar la reciente evolución de la renta petrolera en Argentina.

En primer lugar, de acuerdo al punto de vista abordado en este estudio, y en base a la revisión de la literatura presentada, el concepto de renta que mejor se adecua al estudio del sector petrolero es el concepto de la renta de Marx (1894). De esta forma, la renta petrolera total presenta un componente de renta diferencial, basado en diferencias de productividad, y un componente de renta de monopolio absoluto, la cual diferencia de la renta absoluta agrícola de Marx, dadas las características de la industria petrolera.

---

<sup>122</sup> Altomonte (2009), por ejemplo, presenta un análisis comparativo de los precios de los derivados en distintos países de América Latina y la OCDE, en los cuales muestra que Argentina es uno de los países de la región con menores precios de los derivados (solo Bolivia y Ecuador tienen precios inferiores). El autor también destaca que ha aumentado la participación de los impuestos indirectos dentro del total de los precios implicando aumentos en torno a la recaudación nominal en aproximadamente 1000 mill. U\$S, aunque una disminución en términos de recaudación por unidad de PBI.

En segundo lugar, en este contexto de análisis, la renta petrolera es un excedente en la producción, luego de la ganancia normal, cuya apropiación le correspondería al dueño del recurso. En este sentido cobra vital relevancia la legislación que delimita y establece quienes son los dueños de la renta. Este aspecto es particularmente relevante dada la magnitud del negocio, y su impacto sobre el desarrollo económico nacional. En el caso particular de Argentina, por ejemplo, una de las principales características de la historia petrolera ha sido la constante puja entre los distintos sectores, privados y públicos, por la *renta energética*, en particular la renta petrolera, y más recientemente la renta gasífera. En un estudio sobre la evolución de la legislación que regula la actividad se deja entrever una lucha permanente entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales por la propiedad del recurso, y con ella la propiedad de la renta energética y la facultad de decisión sobre las actividades de explotación del mismo<sup>123</sup>.

En tercer lugar, si bien se reconoce que han existido limitaciones metodológicas principalmente relacionadas con la falta de información confiable y la dificultad de su estimación, algunos de los resultados del ejercicio de estimación parecerían ser interesantes. Se resalta la evolución creciente de la renta hidrocarburífera en el país, particularmente luego de la devaluación cambiaria de 2002. En este sentido además, es importante resaltar que el efecto inicial del cambio en la política cambiaria nacional en sobre la renta apropiada por los productores, y de los recientes controles de precios de los recursos que han favorecido a una transferencia de renta desde los productores hacia los consumidores.

Finalmente, cabe destacar la importancia de realizar un análisis conjunto de la evolución reciente de la renta total y la apropiación de los agentes con la evolución de la inversión en el *upstream* de petróleo, con el fin de poder discutir en qué medida las ganancias y la apropiación de la renta petrolera influyen o no en las decisiones de inversión de exploración y producción de los agentes económicos operantes en la industria nacional. Este tema es de vital importancia en un contexto en el cual las reservas hidrocarburíferas nacionales, y con ellas el horizonte de vida de los recursos, se encuentran en constante disminución, poniendo en riesgo la seguridad de abastecimiento energético, dada su penetración en la matriz energética primaria. Este estudio será abordado en el capítulo siguiente.

#### **4.4 BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA**

---

<sup>123</sup> Ver capítulo II.

- ALVAREZ, C. (2003). *Geopolítica petrolera y renta, actualidad del examen marxista en la economía de recursos naturales*. UN de Colombia, Bogotá.
- BINA, C. (1989). "Some controversies in the development of rent theory: The nature of oil rent". *Capital and Class* 39.
- CABALLERO, A. (1978). "La teoría de la renta absoluta, ¿renta de transformación o de monopolio?", *Agricultura y Sociedad* 12.
- CAMPODONICO, H. (2008). *Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina*. Documento de Proyecto CEPAL.
- CAMAGNI, R. (2005) *Economía urbana*. Antoni Bosch editor
- DEBROTT SANCHEZ, D. (2001). "Teoría de la renta y renta de recursos naturales: Elementos para el debate actual sobre la industria minera (del cobre) desde la teoría del valor-trabajo". *Revista Investigación y Crítica* 7, 2º Semestre 2001, Centro de Investigaciones Sociales (CIS/U.ARCIS). Págs. 193-232.
- FARINA, J. (2006) "El concepto de Renta: un análisis de su versión clásica y marxista. ¿Son aplicables a la Argentina actual? Versión original presentada en la VIII Reunión Economía Mundial" Alicante (España) organizado por la Sociedad de Economía Mundial.
- FINE, B. y SARD FILHO, A. (2004). *Marx's Capital*
- GADANO, N. y F. STURZENEGGER (1998), *La privatización de reservas en el sector hidrocarburífero. El caso argentino*, Universidad Torcuato Di Tella.
- KOSULJ, R. (2005) "Crisis de la industria del gas natural en Argentina", CEPAL, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* N° 88.
- KOSULJ, R. (2009) "Tendencias de Política Energética en la Región Iberoamericana: planificación y regulación", *Encuentro Internacional de Regulación-Lima* 21 y 22 de octubre de 2009.
- LENIN, V. (1901) *La teoría de la Renta*.
- MANSILLA, D. (2006) "La Renta Petrolera en la Argentina (1996-2005)", *Realidad Económica* 223.
- MANSILLA, D. (2007). *Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y Privatización de los hidrocarburos en Argentina*. Ediciones del CCC Centro Cultural de la Cooperación Floreal Gorini
- MARX, K. (2001) [1894]. *El capital: crítica a la economía política. Tomo III*. Fondo de Cultura Económica, México DF (México).
- ORCHARD, J. (1922). "The Rent of Mineral Lands", *The Quarterly Journal of Economics* 36 290-318
- PISTONESI, H. y FIGUEROA de la VEGA. (1989). *Políticas de precios de la energía: esquema teórico metodológico para su análisis y evaluación*. IDEE/FB.

- RECALDE, M. (2009) “Una revisión del concepto de renta y su aplicación al estudio de la renta petrolera argentina”, *Anales de la XLIV reunión anual de la Asociación Argentina de Economía Política*, Mendoza.
- RICARDO, D. (1959) [1817]. *Principios de economía política y tributación*. Fondo de Cultura Económica, México DF (México).
- SCHEIMBERG, S. (2007). “Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera “aguas arriba” en Argentina”, CEPAL, *Documento de Proyecto*.
- SMITH, A. (1997) [1776]. *Investigación sobre la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones*. Alianza Editorial, Madrid.
- WORCESTER, D. (1946). “A Reconsideration of the Theory of Rent”, *The American Economic Review* 36- 3, 258-277.
- VISINTINI, A. (1990). “La renta de los recursos naturales en Argentina”, *Revista Estudios*, Julio/Septiembre 1990.
- UNCTAD (2005), *Distribution of Oil and Mining Rent: Some Evidence from Latin America, 1999-2004*.

## V. INVERSIÓN EN EL UPSTREAM DE HIDROCARBUROS\*

La inversión es la variable fundamental de la actividad económica. Su impacto sobre el ciclo de las empresas, la demanda agregada y el nivel de actividad global de la economía, así como su rol determinante para el proceso de acumulación nacional la convierte en una variable crítica para el desempeño económico<sup>124</sup>.

En el sistema energético la seguridad de abastecimiento está determinada por el equilibrio dinámico, equilibrio a lo largo del tiempo, entre la demanda y la oferta en cada cadena energética. Dicho equilibrio depende en forma directa de la inversión coordinada, en todos los segmentos de las distintas cadenas. La inversión es entonces, en este caso, una variable esencial del sistema.

En la actualidad, las matrices energéticas primarias en general, y la matriz Argentina en particular, presentan una estructura altamente concentradas en hidrocarburos (IEA, 2007; WEC, 2007; Secretaría de Energía de la Nación, 2007) Esta composición de las matrices primarias convierte los hidrocarburos en recursos estratégicos del sistema, y con ello a la inversión en el *upstream* en una variable crítica para el sistema económico<sup>125</sup>, al menos en el corto y mediano plazo (Pistonesi y Kozulj, 2004; De Dicco, 2004; Guzowski y Recalde, 2008).

En los últimos años se ha observado en Argentina un déficit en la inversión tendiente a expandir la oferta de recursos hidrocarburíferos<sup>126</sup>. Es altamente importante poder determinar cuáles son los motivos de dicha caída en las inversiones y por ello es que es necesario aproximar los determinantes microeconómicos de la inversión en el *upstream* de estos recursos. De acuerdo Fischer (2004) la inversión en la industria de combustibles fósiles requiere del entendimiento de la dinámica de la oferta y la demanda de los mercados de petróleo y gas natural, los cuales presentan una alta ciclicidad, y de las características particulares de las formas en las cuales los productores de hidrocarburos realizan sus valuaciones de activos y decisiones de financiamiento.

En este contexto este capítulo pretende realizar una aproximación de los principales determinantes microeconómicos de la inversión en *upstream* de petróleo y gas natural en el caso

---

\* Agradezco especialmente la valiosa ayuda, comentarios, y sugerencias de Mariana Zilio y Mara Rojas en la elaboración de este capítulo.

<sup>124</sup> Keynes en su desarrollo en *La Teoría General*, le da a la decisión de inversión el rol central en la determinación de la demanda agregada en el punto de demanda efectiva, lo que en última instancia determina el nivel de producción y empleo.

<sup>125</sup> La interrelación entre el sistema energético y el sistema económico se analizará con detalle en la siguiente sección.

<sup>126</sup> Ver apartado 3.4.2 del capítulo tres.



argentino. Para este fin se construye un esquema que toma en consideración los principales determinantes que podrían afectar a la inversión en el sector.

Con estos fines el capítulo ha sido estructurado en tres apartados. En un primer lugar, se mencionan los principales aspectos que, desde la perspectiva de este trabajo, deben ser tomados en consideración al momento de construir un esquema para estudiar la inversión en el *upstream* de hidrocarburos. En segundo lugar, se propone un esquema de análisis del comportamiento de la inversión para el *upstream*, sobre la base de otros estudios sobre los determinantes microeconómicos de la inversión en otros sectores de la economía. Finalmente, se analiza la evolución de la inversión en el *upstream* en Argentina. A raíz de la falta de disponibilidad de información, el análisis será realizado en términos cualitativos, intentando aproximar relaciones de correlación entre la *proxy* utilizada para la inversión en exploración y algunas variables relevantes.

## 5.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SECTOR

### 5.1.1 El agente económico representativo: empresas petroleras<sup>127</sup>

Para poder analizar el comportamiento de la inversión, es preciso primero estudiar las características principales de los agentes del segmento, pues estas serán las determinantes de su racionalidad, que en última instancia direcciona las decisiones de inversión en el sistema.

Las características propias de la actividad exploratoria y de producción, hacen que las condiciones de mercado prevalecientes en el *upstream* difieran de las de otros segmentos de las cadenas energéticas, así como de otras industrias. En este sentido, el agente o unidad de producción (empresa) representativa puede enmarcarse en aquello que Eichner (1976) y Lavoie (1992), entre otros, denominan *Megacorp*. Según Eichner (1976), la *megacorp* se caracteriza por cuatro rasgos principales: es una empresa grande, en la cual existe separación entre la propiedad y la dirección de la empresa, formada por multiplantas con coeficientes de producción fijos, y que opera dentro de una industria oligopólica, en lugar de una industria competitiva. Si bien no todas las características principales de una empresa petrolera se encuentran comprendidas dentro de los cuatro aspectos mencionados previamente, ni estas empresas cumplen a la exactitud con los cuatro rasgos mencionados, lo cierto es que es éste uno de los enfoques teóricos en los cuales mejor se inserta el análisis de las empresas petroleras bajo su configuración actual.

---

<sup>127</sup> En lo que sigue del presente capítulo, se mencionará como empresas petroleras a todo el conjunto de empresas tanto petroleras como gasíferas, dadas las interrelaciones y similitudes de sus mercados.

En general las empresas que operan en la actualidad en los mercados petroleros mundiales pueden ser clasificadas en dos grandes categorías: Compañías Petroleras Internacionales ó *International Oil Companies* (IOCs), y Compañías Petroleras Nacionales ó *Nacional Oil Companies* (NOCs).

Las NOCs son compañías petroleras con propiedad total o mayoritaria de los gobiernos nacionales. Recientemente, estas compañías han incrementado su participación en la propiedad de las reservas mundiales, con lo que su importancia en relación a las IOCs ha aumentado. Según la IEA en el año 2007 las NOCs daban cuenta del 52% del total de la producción global de petróleo, y controlaban el 88% de las reservas. De acuerdo al Banco Mundial aproximadamente el 60% de las reservas no probadas se encuentran en países con gran participación de las NOCs. The World Bank Group (2008) destaca que gran cantidad de las NOCs fueron creadas a partir del reconocimiento de la importancia clave del acceso y disponibilidad de los recursos petroleros, para las estrategias nacionales y las políticas internacionales<sup>128</sup>. En lo que respecta a la estructura y organización, no se observan grandes diferencias entre las IOCs y las NOCs, ya que ambos tipos de empresas cumplen, en cierta forma con las mencionadas características de las *megacorps*.

En su mayoría, las empresas petroleras en el mundo son empresas de sociedad. De acuerdo a Eichner (1976) en las empresas con esta característica los objetivos, y por ende la racionalidad que dirige a los accionistas y a los directivos difiere. Los individuos incluidos dentro del primer grupo, son netamente rentistas. Su interés primordial es la realización de los dividendos o la maximización del precio de mercado de sus acciones. Sin embargo, es el segundo grupo de individuos quien se encuentra a cargo de la toma de decisiones. Según la literatura que enmarca este análisis, el patrón de comportamiento de los directivos/ejecutivos suele basarse en el objetivo de la mejora del posicionamiento en el largo plazo de la misma; mejorar la situación de la empresa en el mercado. Se trata entonces de maximizar el crecimiento de la compañía en el largo plazo, en lugar de la búsqueda de la maximización de beneficios en el corto plazo. De todos modos, los directivos estarán igualmente interesados en obtener ganancias e ingresos netos en el corto plazo. Sin embargo, lo novedoso de este enfoque es el hecho que el interés de estos agentes en este aspecto viene directamente relacionado con lograr la fortaleza financiera que le permita a la empresa alcanzar su objetivo final: el crecimiento en el largo plazo. La empresa perseguirá entonces el máximo crecimiento posible que le permita dentro de la industria mantener “al menos” su actual posición en el largo plazo y en el mejor de los casos mejorarla, constituyéndose, quizás, en la empresa líder de la industria.

---

<sup>128</sup> Este movimiento de nacionalización de la explotación del recurso energético surge principalmente luego de las dos guerras mundiales y, particularmente, luego del segundo shock petrolero en 1979.

Por otro lado, dadas las características propias del recurso, estas firmas se desempeñen en industrias de baja competencia, donde cada empresa tiene al menos algún grado de poder de mercado. Son industrias oligopólicas, donde la interdependencia e interacción entre las compañías es la regla general. El supuesto de que el accionar de una firma es despreciable respecto al total del mercado se relativiza. Ante esta situación, las empresas que operan en esta industria tienden a alejarse cada vez más de la maximización individual y acercarse a la maximización conjunta. A lo largo de la historia, las empresas petroleras, sean estas IOCs o NOCs, han actuado de esta forma en numerosas ocasiones, actuando como carteles de producción<sup>129</sup>.

### 5.1.2 Características propias de las inversiones en el sector

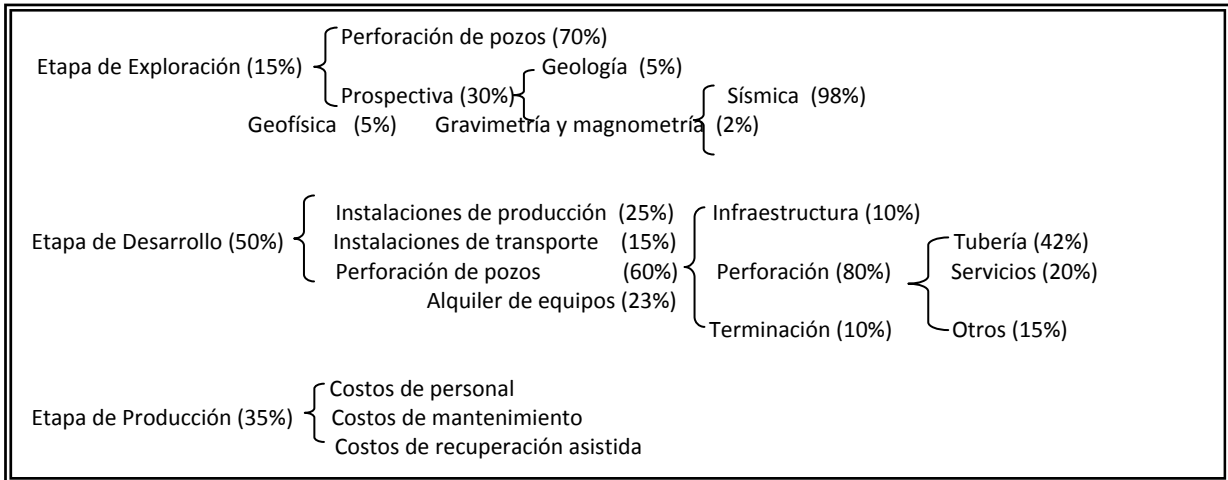
La actividad del *upstream* de hidrocarburos es una actividad altamente capital intensiva, que requiere altas inversiones en capital físico, caracterizada por un alto riesgo minero propio del negocio (Gadano, 1998; Caruso, 2003). Como resultado, la inversión en este sector requiere de horizontes de planificación de largo plazo, para los cuales es fundamental contar no solo con una demanda asegurada, sino también con estabilidad del marco regulatorio y calidad de las instituciones en las cuales se desarrolla la inversión.

A lo largo de la actividad del *upstream*, se desarrollan tres etapas: exploración, desarrollo y extracción y/o producción. Cada una de estas etapas tiene asociadas una categoría de inversión en particular. La etapa de exploración es la que tiene menor participación en la inversión, solamente el 15%, aunque es la que presenta el mayor nivel de riesgo, tal como se remarcó en la sección 3.4.2 del tercer capítulo. Del total de esa inversión, el 70% de los costos corresponde a la perforación de pozos, siendo el 30% restante correspondiente a la realización de prospectivas geológica y geofísica. Por su parte, la etapa de desarrollo representa el 50% de la inversión, la cual se divide entre la inversión en las instalaciones requeridas para la producción y el transporte y la perforación de pozos de desarrollo. Finalmente, la etapa de producción representa el 35% del costo de inversión.

---

<sup>129</sup> Dado que el accionar como “carteles” se encuentra generalmente prohibido en la legislación de los diferentes países, estas empresas han desarrollado diferentes alternativas de accionar coordinado, de forma que los organismos de la defensa de la competencia no puedan penalizarlas. Una de las formas de accionar conjunto más utilizada entre las empresas de la industria petrolera ha sido la coordinación de precios conocida como “liderazgo de precios”.

**Figura 5.1:** Principales partidas de costos para la puesta en producción de un yacimiento



**Fuente:** IDEE/FB (2006)

Es importante resaltar que dentro de estas distintas partidas de inversiones, las inversiones en la etapa de exploración son particularmente importantes al momento de otorgar sustentabilidad al sistema, pues son las encargadas de extender el horizonte de vida de las reservas para un determinado ritmo de explotación. Al mismo tiempo, dado el riesgo minero propio de la actividad estas inversiones son las que presentan mayor riesgo. Tal como puede observarse en la *fig.* 3.5 del capítulo III, la existencia de riesgo minero hace que exista incertidumbre en torno a la clasificación de las reservas, aún aquellas reservas descubiertas.

## 5.2 DETERMINANTES MICROECONÓMICOS DE LA INVERSIÓN EN EL *UPSTREAM*

Se desarrolla a continuación una propuesta de marco de estudio de los principales determinantes microeconómicos de las decisiones de inversión en el *upstream*. El objetivo principal de este apartado ha sido simplemente colaborar en la construcción de un marco analítico para el estudio. Se reconoce aquí que pueden existir diferencias con otras aproximaciones a la problemática, así como la simplicidad del análisis desarrollado, no obstante este marco analítico se presenta solo con el fin de estudiar la inversión dentro del marco teórico de esta investigación.

### 5.2.1 Incertidumbre e inversión

La incertidumbre es la característica fundamental del ambiente económico. Uno de los principales canales por los cuales la incertidumbre afecta los resultados de la actividad económica es precisamente mediante su impacto en la inversión. Los agentes económicos, al

realizar sus decisiones de inversión, se enfrentan a un contexto marcado por la incertidumbre. La diferente reacción ante esta situación determinará su decisión de inversión. Así, la relación se invierte y el impacto de la incertidumbre del contexto económico es fundamental para comprender el proceso de inversión de los agentes<sup>130</sup>.

El estudio de la incertidumbre y la inversión se entre cruzan con el estudio de la racionalidad de los agentes. El resultado de la incertidumbre sobre la actividad económica, en los análisis económicos y sus resultados dependerá de la respuesta de los individuos a dicha situación (Coddington, 1982, en Lavoie, 1992)<sup>131</sup>.

Recientemente la literatura ha avanzado en el estudio del rol de la incertidumbre en las diversas actividades económicas, siendo el tratamiento de la relación entre la incertidumbre e inversión en diferentes industrias y contextos económicos uno de los aspectos más estudiados (Driven y Moreton, 1991; Dixit y Pindyck, 1994; Serven, 1998; Boyle y Guthrie, 2003; Kosacoff y Ramos, 2006; Bomtempo, 2009; Mohn y Misund, 2009). El reconocimiento de la existencia de un contexto de incertidumbre en el cual los agentes realizan sus decisiones de inversión cambia significativamente los resultados del análisis. En efecto, según Dixit y Pindyck (1994), algunos de los principales problemas empíricos de la teoría neoclásica al predecir una alta significatividad de la tasa de interés como variable explicativa de la inversión se deben, en parte, a que la misma no toma en cuenta el efecto del contexto de incertidumbre sobre el valor futuro de la inversión<sup>132</sup>.

Aún bajo el reconocimiento de la existencia de una relación entre incertidumbre e inversión la teoría económica no parece haber logrado, aún, una conclusión respecto del signo de la misma. No obstante, en el campo de análisis empírico, el desarrollo de técnicas modernas para analizar datos de panel ha dado impulso a los estudios empíricos, la mayoría de los cuales soporta la hipótesis de una relación negativa (Mohn y Misund, 2009)<sup>133</sup>.

---

<sup>130</sup> Tal como lo analiza Keynes (1936) la decisión de inversión es un proceso que implica dos momentos; un primer momento de “preferencia temporal” y un segundo momento en que entra en juego la “preferencia por la liquidez”, donde el agente decide entre los dos tipos de activos en los cuales puede invertir.

<sup>131</sup> El supuesto de que los agentes económicos se mueven con cierta racionalidad es fundamental para llevar adelante estudios en el ámbito de las ciencias sociales (Caldwell, 1898, citado en Lavoie, 1992). En el contexto de éste análisis es de gran aplicabilidad el concepto de “*racionalidad de procedimiento*” o “*racionalidad acotada*” de acuerdo a la cual las decisiones de los individuos se basan en costumbres, reglas de comportamiento y normas existentes para la toma de decisiones futuras. La racionalidad acotada con la que se guían los agentes al momento de decidir, vuelve fundamentales al marco institucional y a la reacción de los otros agentes que se desempeñan en la industria.

<sup>132</sup> Dicen los autores: “Recientes estudios ha mostrado que el costo de oportunidad de la inversión puede ser alto, y que las reglas de inversión cuando lo ignoran cometen un grave error. También, este costo de oportunidad es altamente sensible a la incertidumbre respecto del valor futuro de un proyecto, de forma que los cambios en las condiciones económicas que afectan la percepción del riesgo de los flujos futuros pueden tener un impacto importante sobre el gasto en inversión, mayor aun que, un cambio en la tasa de interés. Esto puede ayudar a explicar porque la teoría de la inversión neoclásica ha fallado tanto en proveer buenos modelos empíricos del comportamiento de la inversión, y ha llevado a pronósticos demasiado optimistas sobre la efectividad de la tasa de interés y las políticas impositivas para estimular la inversión.” (Dixit y Pindyck, 1994: 6)

<sup>133</sup> Algunos de los autores: Ogawa y Suzuki 2003) para Japón; Butzen *et al.* (2002) y Fuss y Vermeulen (2004) para Bélgica, Guiso y Parigi (1999) y Bontempi *et al.* (2009) para Italia; Sternken *et al.* (2002) para Holanda; y Bond y Van Reenen (2001) y Bond *et al.* (2005) para Reino Unido.

La existencia de una relación negativa entre ambas variables es soportada en el presente análisis. No obstante, se considera aquí que diversos factores deben ser tomados en cuenta, tales como las características particulares de la industria, el tipo de inversión, el contexto del país, y el tipo específico de incertidumbre a la que se está haciendo referencia.

En principio, las características propias de cada industria juegan un rol fundamental. Dos aspectos de vital importancia se relacionan con el grado de competencia dentro de la industria y con el grado de irreversibilidad del capital invertido. En el primer caso, el impacto de la incertidumbre sobre la inversión suele ser negativo y de gran intensidad en industrias con alto grado de concentración. La situación, en cambio, puede ser diferente respecto al caso competitivo, tal como coinciden Hartman (1972) y Abel (1985), para quienes en contextos de competencia perfecta, las firmas neutrales al riesgo, deciden incrementar la inversión como resultado de un incremento futuro en sus ingresos. Caballero (1991), por ejemplo, destaca que los supuestos de competencia perfecta y rendimientos constantes a escala, son fundamentales para obtener dicho resultado (Bond *et al.*, 2005)<sup>134</sup>. En el segundo caso, de acuerdo a la teoría de las opciones reales de Dixit y Pindyck (1994), es la irreversibilidad del capital, juntamente con la incertidumbre y la posibilidad de posponer la decisión de inversión hasta tanto la información del futuro mejore las expectativas, lo que generalmente opera a favor de una relación negativa entre incertidumbre e inversión. De esta forma, en aquellos sectores en los cuales la inversión tiene altos componentes de costos hundidos la incertidumbre impacta con más fuerza en forma negativa sobre la inversión.

Por otro lado, el rol de la incertidumbre en la decisión de inversión se encuentra directamente relacionado con características estructurales de los países. Los países de menor grado de desarrollo se caracterizan por presentar debilidades institucionales, al tiempo que son más proclives a las crisis económicas y políticas, y más sensibles a las crisis internacionales. Todos estos aspectos, otorgan un grado de incertidumbre adicional al contexto económico en el cual ha de desarrollarse la inversión.

En el caso particular de Argentina, Kosacoff y Ramos (2006) destacan que la inestabilidad y la elevada incertidumbre son importantes para entender el desempeño industrial reciente del país. Según estos autores, Argentina se ha caracterizado por una alta volatilidad y

---

<sup>134</sup> En cuanto a la evidencia empírica, Bond *et al.* (2005) utiliza un panel de 655 empresas de Reino Unido para el período 1987-2000, para el cual testean cuatro medidas diferentes de incertidumbre. Los autores encuentran que la incertidumbre creciente reduce la inversión en el corto plazo, y que una tendencia creciente en la incertidumbre está asociada a una menor acumulación del capital en el largo plazo. Por su parte, Bontempi *et al.* (2009) realizan un estudio de panel para un conjunto de firmas italianas en el período 1996-2004, con el objetivo de testear los determinantes microeconómicos de la inversión, encontrando que la elasticidad del producto de la empresa, y el grado de competencia de la industria, son variables altamente significativas para explicar dicha interrelación.

baja calidad institucional<sup>135</sup>, lo que genera un aumento en la incertidumbre respecto a la evolución futura de la economía y de las inversiones realizadas. En este marco, el horizonte de planeamiento sobre el cual los agentes económicos toman sus decisiones de inversión suele acortarse. Se observa como resultado, una conducta renuente a la inversión de largo plazo lo que, a su vez, resalta la importancia de las políticas públicas tendientes a solucionar la situación. Parecería ser, entonces, que en países con estas características el signo de la relación incertidumbre inversión es predominantemente negativo. Sobre todo en el largo plazo, cuando las inversiones pueden verse afectadas por cambios en el contexto, y en los cuales las especulaciones respecto al accionar de los agentes de contralor es fundamental.

Finalmente, es importante diferenciar entre el impacto de la incertidumbre específica de la actividad, y la incertidumbre del contexto económico. Este aspecto es particularmente importante en el caso de la actividad gasífera y petrolera, ya que se trata de actividad con un alto grado de riesgo e incertidumbre implícita, particularmente en el eslabón de exploración y producción. En esta línea algunos trabajos han testeado el impacto de la incertidumbre global y la específica en el caso del petróleo y gas natural en diferentes países, la mayoría de ellos países desarrollados (Favero *et al.*, 1992; Mohn y Misund, 2009). Si bien estos trabajos presentan algunas diferencias metodológicas y de resultados, suelen ser coincidentes en que el impacto de la incertidumbre global y específica es diferente. Mohn y Misund (2009), por ejemplo, obtienen resultados robustos que relacionan la inversión en forma negativa con la incertidumbre general del mercado financiero, pero que sin embargo reacciona positivamente a la incertidumbre en el mercado petrolero.

### 5.2.2 Contexto económico, incertidumbre e inversión hidrocarburífera

El sistema económico, como todo sistema complejo<sup>136</sup>, presenta un comportamiento caótico con una tendencia intrínseca al desequilibrio. El sistema económico mundial ha soportado diferentes crisis, regionales y globales que lo apartan de una situación de equilibrio, y que tienen impactos sobre cada uno de los distintos sectores económicos.

Tal como lo resalta la IEA (2009), el contexto de crisis al que se enfrenta el sistema económico desde finales del año 2007, impacta a la inversión en infraestructura energética por tres vías diferentes: el ajuste de créditos como forma de financiamiento; la disminución en la rentabilidad de las empresas en relación a la rentabilidad alcanzada en el período anterior, como

---

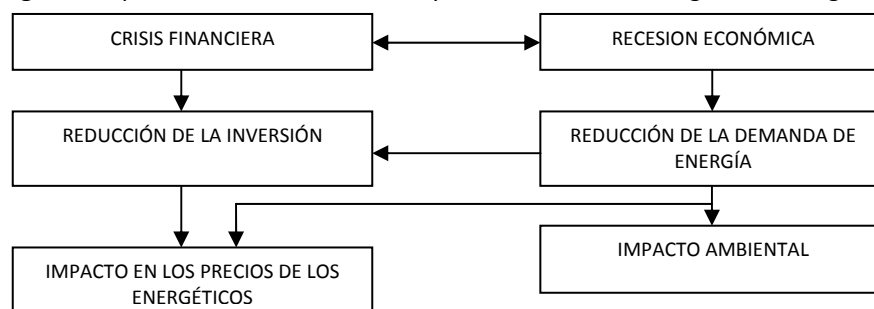
<sup>135</sup> Este aspecto ha sido además analizado en el capítulo inicial de esta investigación. Para otros desarrollos sobre el impacto que la debilidad institucional ha tenido sobre el desempeño del sector energético ver: Recalde, M (2007).

<sup>136</sup> Ver: Ramos-Martin (2005)

resultado de la disminución en los precios de los energéticos, las expectativas de los mismos y la caída de la demanda; y la reducción en los requerimientos de inversión de capacidad energética, como resultado de la disminución en el corto plazo de la demanda de energía. Si bien esta repercusión en la inversión energética parece ser similar en todo el mundo y en todos los eslabones de la cadena energética, las características propias de cada país, el contexto institucional, económico y político, así como las características propias de cada eslabón determinarán en qué medida dicho comportamiento repercutirá sobre la inversión

La *fig. 5.2* muestra los posibles impactos que puede tener la crisis económica iniciada en 2007 sobre la seguridad de abastecimiento energético, por intermedio del comportamiento de la inversión. El impacto sobre el abastecimiento energético en el largo plazo dependerá en forma directa de la reacción de la inversión en cada segmento, aspecto relaciona en forma directa con la reacción a la incertidumbre de cada actor económico. Naturalmente, la complejidad de la situación es mayor en aquellos sistemas que dependen de recursos energéticos que requieren períodos de inversión prolongados, sea esto por un alto peso en recursos no renovables, o porque requieren de altas políticas de diversificación del sistema.

**Fig. 5.2.** Impactos de la crisis financiera y económica sobre la seguridad energética



Fuente: IEA (2009).

Un aspecto de vital importancia, es cuál es la repercusión que la crisis económica tiene sobre las inversiones de acuerdo a la relevancia de la región, la dotación de recursos y particularmente, la reacción de las empresas. La IEA (2009) destaca que las compañías más pequeñas ajustarán en mayor medida sus niveles de inversión. De acuerdo a las investigaciones de las IEA, los planes de inversión de las 50 principales empresas productoras de gas y petróleo presentaron en el año 2009 una reducción del 15,4% respecto al año anterior, siendo la reducción mucho menos pronunciada en las principales 25 empresas petroleras que en el resto. El mismo organismo destaca además que las proyecciones de inversión en exploración y producción en el mundo para el año 2009 han sido inferiores en un 21% a las proyectadas en el año 2008. Estas reducciones además han sido diferentes atendiendo al tipo de compañía de que se trata. Mientras que los gastos proyectados en 2009 fueron inferiores en un 7,5% a los



realizados en 2008 para las NOCs, en el caso de las IOCs las reducciones en las proyecciones alcanzaron el 36.7%. De igual forma, la dotación del recurso tiene un rol primordial para explicar las reducciones futuras de inversión. De acuerdo a la misma agencia, en aquellas regiones con costos de desarrollo mayores, en cierta parte asociados a la accesibilidad y magnitud de las reservas, las inversiones caerán en forma más pronunciada. En similar forma parece afectar la magnitud de los agentes económicos que operan la región<sup>137</sup>. Por estos motivos, las inversiones en los países no OPEC serán las que sufrirán con mayor fuerza la reducción en las inversiones (IEA, 2009).

### 5.2.3 El rol de la rentabilidad

En este segmento de la cadena energética la rentabilidad se presenta como una conjunción de factores. Asimismo, la rentabilidad de las empresas puede ser analizada en función de la ganancia obtenida de la actividad y la apropiación de un porcentaje de la renta petrolera (y gasífera)<sup>138</sup>.

Respecto a la rentabilidad propia de la actividad, la misma varía en función de una conjunción de variables que se combinan tales como la evolución de la demanda del recurso, los precios obtenidos y la capacidad de producción de la empresa.

Tal como lo menciona Fischer (2004) las grandes compañías petroleras y gasíferas desean monetizar sus reservas tan pronto como sea posible con el fin de amortizar el capital invertido. Este aspecto, sin embargo, entra en contradicción con la sustentabilidad a largo plazo de la compañía, y del sector energético en su conjunto. El autor destaca que las oportunidades (y deseos) de reinversión no siempre se ajustan a las tasas de explotación, con lo que la caída en la producción y los flujos de caja es inevitable. Para evitar esta caída en los flujos de caja a raíz de la caída en la producción, las empresas deberán invertir en la exploración de nuevos pozos o adquirir áreas no desarrolladas. Fischer (2004) subraya que, en general, las grandes compañías bien capitalizadas se encuentran en condiciones de afrontar el *lag* entre el descubrimiento de las reservas y la puesta en producción de los pozos, lo que favorece la exploración; mientras que las pequeñas compañías suelen adoptar una estrategia de adquisición. La elección de una u otra forma de mantener la capacidad productiva, o una combinación entre ambas, determina el perfil de riesgo de la empresa.

El rol de los precios parece ser, al menos desde la perspectiva de este trabajo, un tanto más controversial en cuanto a la relación con la inversión. Es claro que los incrementos en los

---

<sup>137</sup> Este aspecto será discutido en detalle a continuación, puesto que no parece aplicarse con exactitud al caso argentino, y desde la perspectiva de esta investigación, es necesario realizar algunas consideraciones especiales.

<sup>138</sup> La existencia de rentas económicas se ha desarrollado en el capítulo anterior.

precios tiene un efecto positivo sobre la inversión en exploración. No obstante, el camino puede no ser tan directo. De hecho, Fischer (2004) destaca que dado que los inversores energéticos suelen sobre-reaccionar al precio *spot*, el mercado petrolero parece ser más atractivo precisamente en los momentos de precios bajos de los hidrocarburos<sup>139</sup>.

#### 5.2.4 El rol del financiamiento

En términos generales, la cuestión del financiamiento de la inversión, se encuentra altamente relacionado con el estudio de la incertidumbre, las expectativas y el impacto de las crisis económicas sobre el mismo (Wray y Tymoigne, 2008). La repercusión de las posibles restricciones de financiamiento externo sobre las inversiones realizadas en cada sector, depende principalmente de la forma en la cual las empresas que se desempeñan en el mismo financian sus inversiones. De acuerdo a Eichner (1976) y Lavoie (1992) una de las principales características de las *megacorps* como unidades económicas es el hecho que las mismas suelen financiar sus inversiones con fondos propios, en lugar de utilizar financiamiento externo.

En este sentido, de acuerdo a la IEA (2009), históricamente las inversiones en el *upstream* de hidrocarburos han estado generalmente menos influenciadas por los cambios en el ambiente de créditos, puesto que dichas inversiones recaen en forma más directa sobre el financiamiento propio, en lugar de financiamiento externo. Este tipo de actividades suele estar caracterizada por un alto nivel de autofinanciamiento, a partir de su propio flujo de caja, y bajos niveles de *debt-equity ratios*, aspecto que se condice con el análisis de las empresas en el marco de la *megacorp* postkeynesiana mencionado anteriormente. De esta forma, los impactos de la crisis financiera, es decir los recortes en el financiamiento proveniente de los mercados financieros mundiales parecerían no ser un impedimento para llevar a cabo los proyectos de inversión. No obstante, la IEA (2009) reconoce que dada la situación del mercado durante el año 2007 y 2008, las principales empresas petroleras del mundo han debido recurrir al mercado financiero para alcanzar sus metas de inversión, dada la reticencia de las mismas a reducir los dividendos repartidos.

Por otro lado, la situación es diferente si se trata de NOCs o de IOCs, puesto que las primeras, obtienen con mayor factibilidad fondos para sus inversiones gracias a la garantía del Estado para sus préstamos. De esta forma, la IEA (2009) resalta el aspecto que los recortes en la inversión en las NOCs se han debido a factores relacionados con la disminución de los precios y la demanda y no al impacto de la crisis financiera. Lo contrario sucede con las pequeñas IOCs, las cuales se ven afectadas por la crisis financiera y por el aumento en el costo del financiamiento.

---

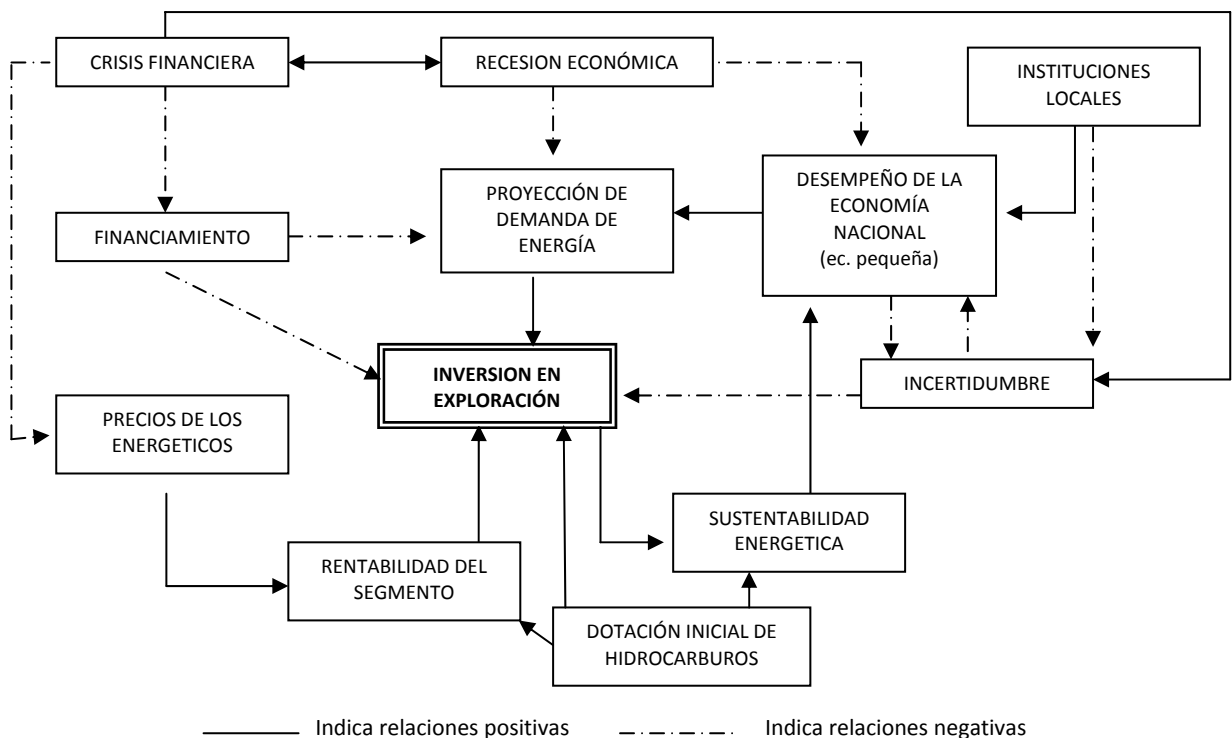
<sup>139</sup> Tal como lo remarca el autor, los precios bajos llevan a períodos de subinversión lo que lleva a períodos de desabastecimiento, seguidos por aumentos de precios y sobre inversión, llevando a nuevas caídas en los precios.

De esta forma, dos aspectos pueden hacer que las reducciones en los recursos para el financiamiento de las inversiones tenga un impacto significativamente negativo sobre las inversiones en exploración de las empresas petroleras. Por un lado, la adversidad de sus accionistas a reducir el monto de dividendos a repartir ante reducciones en las ganancias, disminuyendo entonces el monto de recursos disponibles para la inversión e incrementando la demanda de fondos externos. Por otro lado, el tipo de empresa petrolera, pues la demanda por fondos de financiamiento externo es significativamente más importante en las pequeñas IOCs dadas sus características.

### 5.2.5 Interacción entre los distintos determinantes

En función de los aspectos mencionados se presenta en la *fig. 5.3* un posible esquema para estudiar el comportamiento de la inversión en el *upstream* en un país como Argentina. Este esquema se ha desarrollado para estudiar la inversión en un país con características similares a las de Argentina, tomando en consideración que se trata de una economía pequeña con nula o muy baja repercusión sobre el desempeño de la economía global, y con una baja participación relativa en la dotación de recursos, de forma que su desempeño no afecta los precios internacionales de los energéticos ni las proyecciones globales del sistema.

**Fig. 5.3** Modelo de interacción entre la Inversión en Exploración y sus determinantes microeconómicos



Fuente: Elaboración propia

Este esquema muestra como los distintos elementos se combinan impactando en forma positiva o negativa a la inversión. Así, por ejemplo, se observa por los diferentes canales en los que una crisis financiera internacional (tal como la iniciada en 2007) podría afectar la inversión en el *upstream* en un país pequeño. El contexto de crisis, incrementa la recesión económica mundial, la cual afecta en forma negativa el desempeño de la economía local, aspecto que hace disminuir las proyecciones de demanda energética y aumenta la incertidumbre global del país, haciendo ambos aspectos que se reduzca la inversión en exploración. Las reducciones en la exploración disminuyen la sustentabilidad del sistema energético, lo que repercute al mismo tiempo disminuyendo el desempeño futuro de la economía nacional, aspecto que será estudiado con detalle en el último capítulo de esta investigación.

Tal como puede observarse, existen relaciones de retroalimentación entre las variables del sistema, lo que le otorga además complejidad al proceso de toma de decisiones de inversión. Un aspecto de vital importancia, que merece ser destacado, es el impacto que el contexto de incertidumbre tiene sobre todo el sistema en su conjunto, y que ha sido destacado a lo largo de todo este capítulo.

### **5.3 ANÁLISIS EMPÍRICO**

En el apartado anterior se delimitaron las principales variables que, desde la perspectiva de este trabajo, podrían explicar el comportamiento de la inversión en exploración. Tal como se ha mencionado anteriormente, una de las principales limitaciones para el análisis es la disponibilidad y confiabilidad de la información. Por un lado, no existen series confiables de inversión en exploración; por otro lado, no todas las variables explicativas son observables y/o cuantificables. Así, el análisis exacto y la cuantificación de las relaciones entre las variables se vuelven dificultosos.

En este contexto, se realiza aquí un análisis cualitativo del comportamiento entre algunas variables seleccionadas y la inversión en exploración, con el solo fin de encontrar posibles patrones de comportamiento entre las mismas. Las variables utilizadas son las relacionadas con la rentabilidad del sector, que se desprenden del análisis de la sección anterior.

Dado que el objetivo es ver cuál es el comportamiento de las variables, se intentará ver como es el movimiento cíclico conjunto de las mismas. Esto es, el objetivo es analizar los patrones de comportamiento entre las variables una vez eliminado el comportamiento tendencial propio de las series económicas. El fin es intentar determinar si las variables seleccionadas,

presentan alta correlación con la inversión y como ha sido el sentido de la relación observada en el período de análisis.

### 5.3.1 Metodología

La caracterización estadística del comportamiento de las variables macroeconómicas a lo largo del ciclo económico se ha convertido en una rama de análisis fuertemente difundida en las últimas décadas. Usualmente esta literatura se concentra en analizar los hechos estilizados para diferentes países y momentos del tiempo (Kydland y Prescott, 1990; Kydland y Zarazaga, 1997; Feal Zubimenti *et al.* 2010), tratando de identificar co-movimientos o movimientos conjuntos entre las variables. Estos movimientos conjuntos, usualmente entre alguna variable económica (real o monetaria) y el PBI, se estudian mediante la medición del coeficiente de correlación cruzado entre las mismas.

No obstante, antes de realizar el análisis de este coeficiente para caracterizar dicho comportamiento, es necesario utilizar algún procedimiento para eliminar la tendencia estocástica (no estacionaria), manteniendo el componente cíclico (estacionario), aplicando filtros a las series económicas. Uno de los principales motivos por los cuales es necesario realizar este tipo de filtro a las series se encuentra en que en general la mayoría de las variables macroeconómicas son no estacionarias (André *et al.*, 2001). Existen diferentes metodologías que pueden ser utilizadas para separar el componente cíclico del tendencial, muchas de las cuales han surgido a partir del trabajo de Kinland y Prescot (1982)<sup>140</sup> (Feal Zubimenti *et al.* 2010).

Si bien en su mayoría este análisis se ha empleado para estudiar el comportamiento cíclico o contra cíclico de las variables macroeconómicas y caracterizar los hechos estilizados de las economías, se considera en este trabajo que esta metodología puede ser de mucha utilidad para el estudio del comportamiento de la inversión en el sector energético.

En este marco, el estudio se lleva a cabo para las series anuales de inversión en exploración, precio promedio de petróleo en Argentina, precio promedio de gas natural en Argentina, precio *spot* WTI, renta hidrocarburífera conjunta, participación en la apropiación de la renta, y tasa de crecimiento de la economía, para el período 1993-2007. El análisis de la correlación entre los precios del gas natural y el petróleo en el país y la perforación de pozos exploratorios de gas natural y de petróleo se realiza para el período 1993-2003, puesto que solamente hasta dicho año se cuenta con información desglosada. Se reconoce aquí la posible

---

<sup>140</sup> Algunas de estas metodologías son: Hodrick y Prescott, Filtros de Pases de Bandas, modelos de vectores autorregresivos (VAR) estructurales, y el filtro de Baxter y King

limitación del análisis dada la reducción de los datos<sup>141</sup>, no obstante los resultados se presentan a título ilustrativo. La información utilizada proviene de publicaciones de la Secretaría de Energía de la Nación, en base a información provista por las empresas, complementada con información de IDEE/FB, el Instituto Argentino de la Energía (IAE) e información de los balances de las principales empresas del segmento.

Dado que la única información oficial disponible respecto a la inversión exploratoria es la relacionada con el número de pozos perforados por año, esta será la variable utilizada como *proxy* de la inversión en exploración en el segmento. En cierta forma, esta variable parece ser una buena *proxy* de la inversión en exploración puesto que, tal como se muestra en la *fig. 5.1*, la perforación de pozos representa el 70% de la inversión en exploración. Sin embargo, se reconoce aquí que la aproximación de la actividad exploratoria únicamente a partir de la perforación de pozos es incompleta, particularmente dados los progresos tecnológicos en la realización de prospectivas que otorga más precisión disminuyendo la demanda de perforación con el fin de indagar sobre la existencia del recurso, lo que podría explicar la caída en la perforación de pozos.

Siguiendo la metodología utilizada por Feal Zubimendi *et al.* (2010) para analizar los hechos estilizados para Argentina, se utiliza aquí el filtro de Hodrick y Prescott (HP) para la descomposición del componente cíclico y tendencial de las series<sup>142</sup>.

El filtro HP consiste en la extracción de una tendencia estocástica que se mueve suavemente a lo largo del tiempo y no se encuentra correlacionada con el componente cíclico. El método propone que el componente tendencia de una serie es la que minimiza:

$$\sum_{t=1}^T (y_t - \tau_t)^2 + \lambda \sum_{t=3}^T (\Delta^2 \tau_t)^2$$

Donde:

$$\Delta^2 = (1 - L)^2$$

L: Operador de rezagos

$\tau_t$ : Componente de tendencia para la serie

$\lambda$ : Parámetro que penaliza la variabilidad de la tendencia en función de la frecuencia de la serie bajo estudio<sup>143</sup>

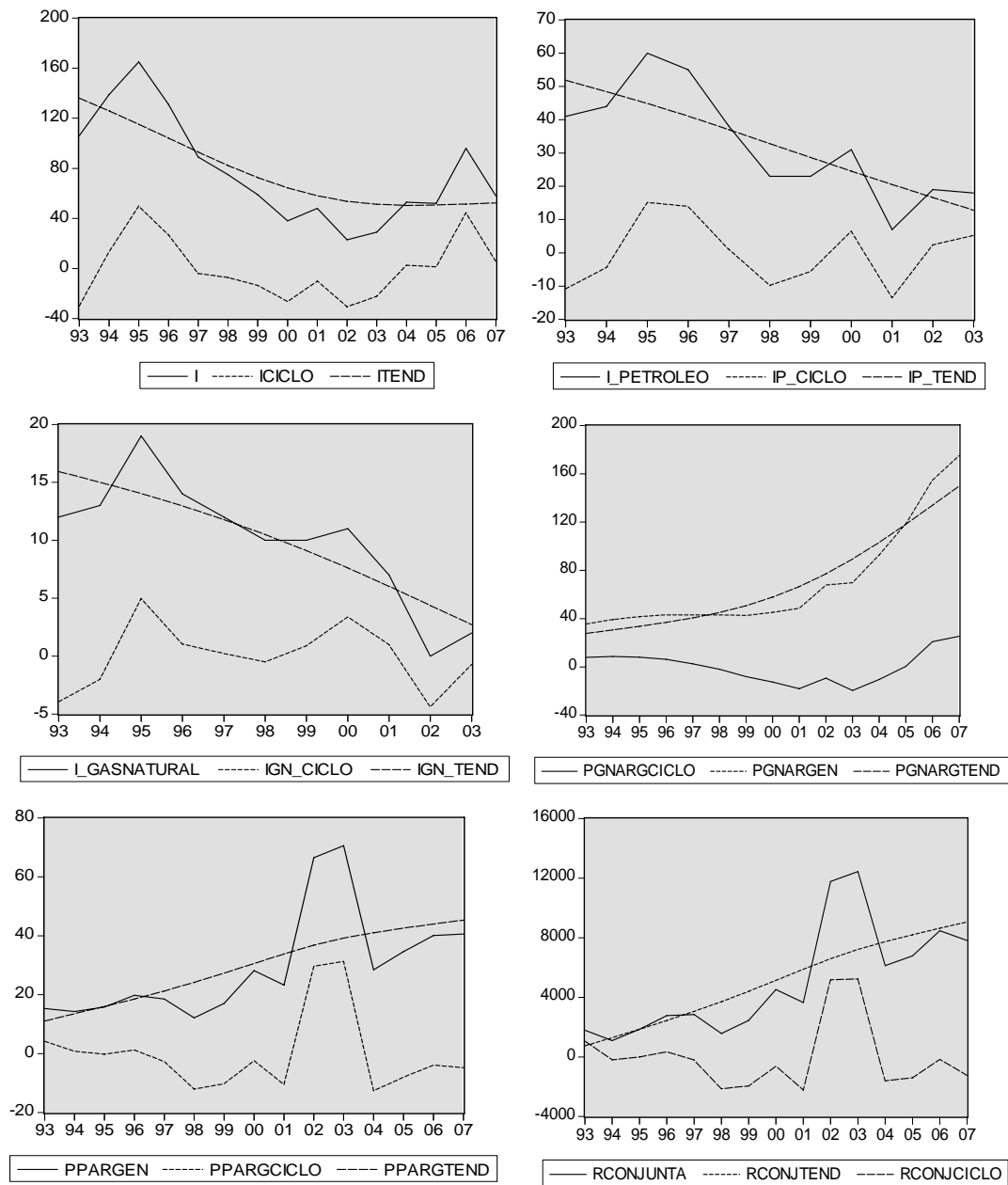
En el *Grafico 5.1* se muestran la descomposición de los ciclos y las tenencias para cada una de las series analizadas.

<sup>141</sup> En general para el empleo de la metodología se requiere un  $t > 15$ .

<sup>142</sup> Tal como lo destacan dichas autoras este es procedimiento estándar y es ampliamente aceptado.

<sup>143</sup> Aquí, siguiendo el trabajo de Feal Zubimendi *et al.* (2010), y dado que las series utilizadas son anuales, se utiliza un valor de  $\lambda=100$

**Grafico 5.1:** Descomposición de las series utilizando el filtro HP



**Fuente:** Elaboración propia

Una vez descompuestas cada una de las series, se realizó el análisis de las funciones de correlación cruzadas, con el fin de estudiar la intensidad, dirección y la fase de desplazamiento de cada una de las variables seleccionadas en relación a la variable utilizada como *proxy* de la inversión.

Para realizar la interpretación de los resultados del movimiento conjunto entre las variables,  $X_{t+i}$ , es necesario analizar la magnitud y el signo del coeficiente de correlación cruzada  $\rho(j)$ ,  $j \in \{0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \pm 4, \pm 5\}$  en su mayor valor.

En primer lugar, la intensidad de la relación entre las variables se determina analizando el valor absoluto del mayor coeficiente de correlación cruzado, presentando una relación fuerte si  $0.5 \leq |\rho(j)| \leq 1$ ; siendo la relación débil si  $0.2 \leq |\rho(j)| \leq 0.5$ ; y no estableciéndose relación (variable *acíclica*) si  $|\rho(j)| \leq 0.2$ . En segundo lugar se puede observar la fase de desplazamiento de cada una de las series. Si el  $\rho(j)$  alcanza su mayor valor para  $j < 0$  la variable anticipa el comportamiento de la variable de referencia (*leading*); si el  $\rho(j)$  alcanza su mayor valor para  $j = 0$  las variables son contemporáneas, es decir se mueven en el mismo momento del tiempo; mientras que si el mayor valor del  $\rho(j)$  se alcanza para  $j > 0$ , la variable sigue a la variable de referencia o se encuentra rezagada (*lagging*). Finalmente, es posible establecer la dirección del comportamiento de las variables, de forma tal que si el valor más alto del coeficiente de correlación cruzado es positivo la relación entre las variables es directa (*procíclica*), si es negativo la relación es indirecta (*contracíclica*), y si el valor es cercano a cero es nula (*acíclica*).

### 5.3.2 Resultados

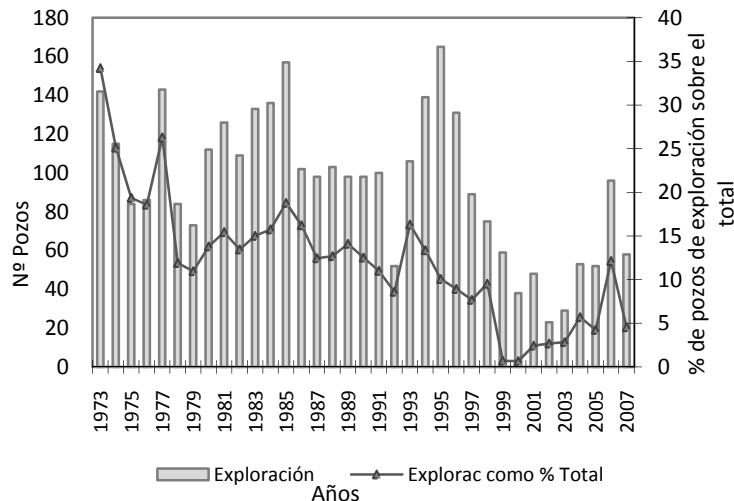
El *gráfico 5.2* muestra la evolución de la actividad exploratoria desde 1973 en Argentina. La misma presenta un comportamiento oscilante con cinco máximos relativos (1973, 1977, 1985, 1995 y 2006) y dos mínimos relativos en 1992 y 2002. La participación de la actividad de perforación dentro del total de perforación es bajo, inferior al 25% en todos los casos salvo al inicio de la serie. Se observa además una caída de la actividad desde el año 1995 hasta 2002, una recuperación hacia el año 2006, aunque sin lograr recuperar los niveles anteriores, y una nueva caída en 2007.

En este contexto, un aspecto que merece particular mención, en relación con la evolución de la actividad exploratoria es el aumento en el porcentaje de éxito en la actividad de perforación, calculado como la participación de los pozos productivos sobre el total de pozos perforados. De acuerdo a información de la SE y el IAE, dicho porcentaje de éxito aumentó significativamente, encontrándose cercano al 50% para casi todo el período 1991-1999 y alcanzando niveles cercanos al 80% en los años 2000 y 2003. Esta situación pone de relieve dos aspectos. En primer lugar, el impacto positivo que tiene el desarrollo tecnológico en la realización de prospectiva sísmica, disminuyendo el porcentaje de pozos improductivos perforados respecto del total. En segundo lugar, distintos autores destacan el hecho que la mayoría de la perforación de pozos de años posteriores a la desregulación se ha llevado a cabo en zonas linderas a yacimientos ya descubiertos, reduciendo el riesgo minero de la actividad. En



particular, de acuerdo al IAE (2009) existe una persistente estrategia de exploración en zonas conocidas por los agentes lo que explica, aún con un alto porcentaje de éxito en la perforación de pozos, la mala performance en la incorporación de reservas. De acuerdo a dicha institución, el período 2000-2008 ha sido notablemente peor que los períodos anteriores, 1980-1989 y 1990-1999, en cuanto a incorporación de reservas, aún con un porcentaje de éxito cercano al 80% notablemente superior a los anteriores, 30 y 50% respectivamente.

**Grafico 5.2:** Evolución de los pozos perforados. 1973-2007



**Fuente:** Elaboración propia en base a información SE, IAE y FB.

En el *cuadro 5.1* se presentan los resultados obtenidos de los coeficientes de correlación cruzadas entre el componente cíclico de las variables seleccionadas, una vez aplicado el filtro HP.

**Cuadro 5.1:** Coeficientes de correlación para las variables

Variables	Coeficientes de correlación										
	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5
<b>Inversión en pozos exploratorios totales</b>											
Renta Conjunta	-0.0020	0.1224	0.1467	0.2610	-0.0092	-0.2946	-0.0905	-0.1590	-0.4239	-0.2894	-0.0898
Particip Renta	0.0917	0.1266	0.1033	0.0777	-0.2578	-0.5016	-0.2404	-0.2382	-0.3322	-0.1944	-0.0473
Ganancia	-0.1190	-0.1191	-0.1700	-0.1588	-0.1878	0.4858	0.4168	0.3204	0.2562	0.0861	-0.044
Tasa Crecim Eco	-0.0939	-0.0600	-0.0277	0.0929	0.4119	0.2187	0.2171	0.3608	0.0827	-0.0937	-0.1231
<b>Inversión en pozos exploratorios petroleros</b>											
PPetr Argentina	-0.0706	-0.0408	0.0564	0.2207	0.1080	0.4313	-0.0219	-0.0744	-0.3479	-0.1004	0.1187
PPetr WTI	0.0687	0.1242	-0.0570	-0.2483	-0.3231	0.2894	-0.0134	-0.3674	-0.2675	0.0151	0.1587
<b>Inversión en pozos exploratorios gas natural</b>											
PGN Argentina	-0.0035	0.0095	0.0036	-0.0621	0.0939	-0.4703	-0.1681	-0.1635	-0.2006	-0.1572	0.0791

**Fuente:** Elaboración propia en base a los resultados obtenidos.

Tal como se desprende de los resultados, el comportamiento entre la inversión en exploración y las variables seleccionadas en el período bajo análisis ha sido muy errático, y casi no se presentan patrones de relación marcados.

Por un lado, la mayoría de las variables presentan una intensidad de movimiento débil, ya que su coeficiente de correlación es inferior o ínfimamente superior a 0,5 ( $0.5 \leq |\rho(j)| \leq 1$ ). Solamente  $\rho(j)$  para la relación entre la inversión en pozos exploratorios totales y la participación en la renta conjunta se presenta un valor levemente superior a 0,5. No obstante, se observa que en el período de análisis ambas variables han sido contemporáneas y la relación que se ha presentado es inversa (contracíclica) contrariamente a lo que se esperaría.

En cuanto a la relación entre la inversión en exploración y los precios, se observa en primer lugar que la intensidad de la relación es débil en todos los casos. En el caso de los precios promedios de los recursos en Argentina, las variables parecen ser contemporáneas, aunque no es posible establecer una conclusión en torno a si la relación entre los precios y la inversión ha sido directa o inversa, pues para el caso del petróleo parece haber sido directa mientras que para el caso del gas natural es inversa.

Finalmente, las dos variables que presentan el signo y el desplazamiento de fase esperado, aunque no una relevante intensidad de movimiento, son la ganancia y la tasa de crecimiento de la economía. Ambas variables presentan una relación directa con la perforación de pozos, siendo la ganancia contemporánea, y liderando la fase la tasa de crecimiento de la economía.

Si bien se reconoce que los resultados no presentan un alto valor explicativo, el objetivo fue solamente observar el comportamiento cíclico que ha tenido la perforación de pozos en relación a las variables relacionadas con la rentabilidad de la economía y la tasa de crecimiento del país, como un posible indicador del desempeño de la economía y las posibles expectativas futuras.

Los resultados obtenidos avalan en cierta forma la hipótesis en torno a la debilidad de la capacidad explicativa de la evolución de los precios internos e internacionales en Argentina para explicar la caída en la inversión en exploración en los últimos decenios. No se ha encontrado una intensidad de movimiento fuerte para ninguna de las variables económicas utilizadas en el período de análisis.

En este sentido, se considera importante resaltar la relevancia que tienen los otros factores presentes en la *fig. 5.3* para explicar el comportamiento de la inversión, principalmente, el impacto de la incertidumbre global y local y la debilidad institucional.

Tal como se desarrolló al inicio de esta investigación, el rol del estado y de las instituciones es fundamental para asegurar el desenvolvimiento del sistema. En el caso de

Argentina la falta de estructuras que otorguen estabilidad al sistema, al igual que la debilidad de los mecanismos de control para asegurar el cumplimiento de los contratos, ha operado en contra de los incentivos a la inversión.

Por otro lado, es posible que tal como lo destacan Rosas Balbotín (2009) y Kozulj (2009) el rol de las empresas multinacionales sea también un factor explicativo de la falta de inversión en exploración puesto que, según estos autores, dichas empresas tienen una capacidad financiera y de adaptación que les permiten realizar fuertes giros en sus principales proyectos de inversión orientándose regiones con mayores oportunidades en términos de dotación de recursos<sup>144</sup>.

#### 5.4 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO

El objetivo de este capítulo ha sido analizar la evolución de la inversión en el *upstream* de petróleo y gas natural en Argentina con el fin de bosquejar algún tipo de respuesta en torno a los determinantes de la inversión en dicho segmento. La hipótesis inicial ha sido que dicha inversión tiene determinantes de gran significado que exceden la rentabilidad propia de la empresa. Dada la falta de disponibilidad de series confiables, el análisis ha sido solo en términos cualitativos, analizando las relaciones entre las variables propuestas. Si bien se reconocen problemas en torno a la utilización del número de pozos perforados como *proxy* de la inversión en exploración, esta es en la actualidad la única variable informada por la secretaría de energía que puede ser utilizada en el análisis.

En primer lugar, se destacó que las características propias de la industria, en lo que se refiere a la caracterización de las empresas oligopólicas que operan el segmento como IOCs o NOCs, así como el alto riesgo que implican las inversiones en exploración, son fundamentales al momento de analizar el comportamiento de la inversión. Siguiendo estudios realizados en otros sectores de la economía y en el sector energético por otros autores, se desarrolló un posible esquema para comprender la interrelación entre los posibles determinantes microeconómicos de la inversión. Entre los principales determinantes se encontrarían: la incertidumbre económica, el desempeño de la economía mundial y local, los precios de los energéticos, la rentabilidad de las empresas, la capacidad de control de las instituciones locales, y el financiamiento de la inversión (particularmente importante en las pequeñas empresas IOCs), entre otros. En dicho esquema se ha enfatizado la relevancia de la interrelación entre dichos factores, y el hecho que uno solo de ellos no puede ser analizado como determinante de la inversión. Del mismo modo, desde la perspectiva de este estudio el rol de la incertidumbre

---

<sup>144</sup> Las consideraciones en torno al diferente accionar de las empresas multinacionales y locales ha sido mencionado en el capítulo III.

parece ser fundamental, principalmente por la forma en la que opera sobre los incentivos de las empresas, en particular si las mismas presentan alta adversidad al riesgo.

Los resultados obtenidos en el análisis empírico realizado no han sido concluyentes para la relación entre las variables en el período de análisis. Se observa que ninguna de las variables posee un alto grado de poder explicativo, y no se pueden establecer conclusiones fuertes en torno a la fase de desplazamiento y a la dirección del movimiento conjunto de las variables. En función de estos resultados, se resalta aquí que el resto de los factores mencionados podrían ser de mayor relevancia relativa. Se destaca, en particular, el impacto negativo de la debilidad institucional sobre el diseño de los contratos lo que posibilitó inicialmente una práctica reticente a la inversión, y recientemente la ruptura de dichos contratos ha desincentivado aún más dicha inversión.

## 5.5 BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- ANDRÉ, F., PÉREZ, J., MARTIN, R. (2002) "Computing white stylized facts on comovement", *Economics Letters* 76, 65–71.
- BOMTEMPI, M, GOLINELLI, R, PARIGI, G. (2009) "Why demand uncertainty curbs investment: Evidence from a panel of Italian manufacturing firms", *Journal of Macroeconomics* (en prensa).
- CARUSO, N. (2003) "Componente: Gas Natural y Derivados" en *Estudios Sectoriales*.
- DEMIR, F. (2007) *Private Investment, Portfolio Choice and Financialization of Real Sectors in Emerging Markets*. University of Oklahoma.
- DIXIT, A. y PINDYCK, R. (1994) *Investment under uncertainty*. New Jersey.
- FAVERO, C., PESARAN, M., SHARMA, S. (1992) "Uncertainty and irreversible investment, an empirical analysis of development of oilfields on the UKCS". *Working Paper (EE17)*. Oxford Institute for Energy Studies.
- FEAL ZUBIMENDI, S., ROJAS, M., ZILIO, M. (2010) "Hechos estilizados para la economía argentina", *Banco Central de la República Argentina, N° 56, 157-210*.
- FISCHER, M. (2004) "Investment in Fossil Fuels Industries". *Encyclopedia of Energy Vol.3*.
- GADANO, N. (1998) "Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de Argentina", CEPAL, *Serie Reformas Económicas 7*.
- IDEE/FB (2006). *Manual de Economía de la Exploración. Posgrado en economía y política energética y ambiental*, Universidad Nacional del Comahue-Fundación Bariloche.
- IEA(2007) *Key world energy statistics*.
- IEA (2009) *The Impact of The financial and economic crisis on Global energy Investment*.

- KOSACOFF, B. y RAMOS, A. (2006) *Comportamientos microeconómicos en entornos de alta incertidumbre: la industria argentina*. CEPAL, Santiago de Chile.
- KOZULJ, R. y PISTONESI, H. (2004) *Elementos para el análisis de la actual crisis energética argentina*, Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche.
- MOHN, K. y MISUND, B. (2009) “Investment and uncertainty in the international oil and gas industry”, *Energy Economics* 31, 240-248.
- OSTROM, E. (1993) “Investing in Capital, Instituciones, and Incentives”, en *Instituciones, cambio institucional y desempeño económico*. Fondo de cultura Económica Contemporánea, México.
- RAMOS-MARTIN, J. (2005) *Complex systems and exosomático energy metabolism of human societies*. Universitat Autònoma de Barcelona.
- RECALDE, M (2007) “Calidad Institucional Argentina: Influencia sobre el sector energético.”. *Anales del tercer Congreso de Estudiantes de Postgrado en Economía* (III CNEPE), Argentina.
- ROSAS BALBOTIN, P. (2009) “Crisis económica y Energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas”, *Serie recursos naturales e infraestructura* 143, CEPAL.
- SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, (2008) *Balances Energéticos 1990-2007*. Buenos Aires, Argentina.
- WRAY, L.; TYMOIGNE, E. (2008) “Macroeconomics Meets Hyman P. Minsky: The financial Theory of Investment”, *Working Paper N° 543*. The Levy Economics Institute of Bard College.
- WORLD ENERGY COUNCIL (2007) *2007 Global Energy Survey*.

## TERCERA SECCION: SISTEMA ENERGETICO Y DESARROLLO SOCIOECONÓMICO

### VI. ENERGÍA Y DESARROLLO:

#### *Una visión tradicional*

De acuerdo a la hipótesis central de este trabajo de investigación, *los mecanismos de mercado por si solos no siempre son suficientes para asegurar la evolución coordinada del sistema y el futuro abastecimiento energético nacional, con implicancias para el desarrollo socioeconómico*. Hasta el momento los anteriores capítulos se han centrado en el análisis de la factibilidad del mercado para asegurar la sustentabilidad del sistema energético. A partir de aquí este se analizará las implicancias que las limitaciones en el abastecimiento energético pueden tener sobre el desarrollo socioeconómico.

Tal como lo destacan Toman y Jemelkova (2003) y Stern y Cleveland (2004), la literatura que discute la relación entre la energía y el desarrollo económico se ocupa prioritariamente de estudiar el impacto del grado de desarrollo sobre el uso de la energía. Si bien existen algunos estudios relacionados a los impactos de la variación de los precios de la energía sobre el crecimiento económico, particularmente luego de las crisis del petróleo, no existen amplios desarrollos teóricos respecto al efecto en el largo plazo del consumo de energía sobre el proceso de desarrollo. En el campo de análisis empírico, en cambio, numerosos estudios que testean la interrelación y causalidad entre el consumo de energía y la actividad económica (Asafu-Adjaye, 2000; Oh y Lee, 2004; Lee, 2005; Soytaş y Sari, 2005; Francis *et al.*, 2007; Zachariadis, 2007; Lee y Chang, 2007; Sari y Soytaş, 2007; Kumar Narayan y Smyth, 2009). No obstante esto, el hecho que la energía es el elemento condicionante del desarrollo económico y social es ampliamente reconocido.

Bajo un definición amplia de Desarrollo Sustentable o Sostenible<sup>145</sup>, tal como la provista por OLADE/CEPAL/GTZ (2003) en la cual se lo entiende como "*Un desarrollo que distribuya más equitativamente los beneficios del progreso económico, proteja el medio ambiente nacional y mundial en beneficio de las futuras generaciones y mejore genuinamente la calidad de vida*", la energía cumple un rol fundamental. De igual forma, tal como lo menciona Ramos Martin (2005), el desarrollo económico es un proceso relacionado a la evolución de los sistemas

---

<sup>145</sup> El concepto de Desarrollo Sustentable cuenta con numerosas definiciones las cuales divergen de acuerdo al marco teórico en el cual se encuentren desarrolladas. El análisis exhaustivo de esta temática excede los límites de este trabajo, motivo por el cual simplemente se mencionará y desarrollará brevemente la definición dada por OLADE/CEPALGTZ (1997), la cual ha sido adoptada por ser la que se ajusta más precisamente al marco teórico de esta investigación. Para enfoques alternativos y discusiones en torno a la temática se recomienda ver: Aghion y Howitt (1998), Chichilnisky (1997), Comisión Mundial Medio Ambiente y Desarrollo (1987), Dasgupta (1994), Martinez Allier (1995), Pistonesi, H *et al.* (1997).

humanos y su interacción con el medio ambiente; así los senderos de desarrollo sustentable son aquellos que pueden ser considerados como ecológicamente compatibles, económicamente viables, técnicamente factibles y socialmente aceptables. La introducción de tantas variables en el análisis del proceso de desarrollo convierte al sistema económico en un sistema complejo, lo que requiere para su análisis el entendimiento de la interacción entre los sistemas naturales y el comportamiento humano. Tanto en la definición de desarrollo sustentable provista por OLADE/CEPAL/GTZ (2003), como en la definición del sistema económico como un sistema complejo, se destaca la relevancia fundamental del consumo de energía y materiales<sup>146</sup>.

En este contexto, se aborda en este capítulo la interrelación entre energía y el proceso de desarrollo socio económico desde una visión tradicional. El análisis se realiza en dos partes. En primera instancia se discutirán los principales canales por los cuales la inseguridad o falta de abastecimiento puede impactar sobre el desarrollo económico. En segunda instancia, se desarrollará, en forma simplificada, los canales por los cuales la falta de abastecimiento o las distintas alternativas de abastecimiento repercuten sobre la dimensión social del desarrollo.

## **6.1 EL SECTOR ENERGÉTICO Y EL DESARROLLO ECONÓMICO**

### **6.1.1.1 Impactos de la inflexibilidad de oferta energética**

Las inflexibilidades de la oferta energética, primaria o secundaria, pueden impactar en el sistema económico por dos canales. En primer lugar, la *falta de abastecimiento energético total* impone un *límite directo* sobre el proceso de acumulación nacional o el crecimiento del producto. Esto es, en un contexto de economía cerrada, donde solamente existe la alternativa de autoabastecimiento, las restricciones en la oferta interna limitan directamente la capacidad de producción y las distintas actividades económicas. En segundo lugar, en un contexto de economías abiertas existe una *descarga indirecta* de las inflexibilidades de oferta mediante *desequilibrios en la balanza comercial* con impactos sobre el sistema económico. El incremento en la demanda de importaciones energéticas, con el fin de cubrir la brecha entre el consumo interno y la oferta interna, implica necesariamente incrementos en el requerimiento de divisas.

#### **6.1.1.1.1 El abastecimiento energético y el proceso de acumulación**

La relación entre los recursos naturales y el proceso de acumulación ha sido estudiada desde los inicios de la teoría económica. Ricardo (1814) se ocupó extensamente de analizar la forma en que el agotamiento de los recursos, en particular la tierra, impacta sobre el crecimiento y el desarrollo de las naciones. De similar forma, Jevons (1865) abordó la temática de cómo la

---

<sup>146</sup> Por otro lado, de acuerdo al Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, la energía afecta a todos los aspectos del desarrollo – sociales, económicos y medioambientales – incluyendo el acceso al agua, la productividad agrícola, la salud, niveles de población, educación, etc.

disponibilidad de recursos limita el desarrollo, mostrando además que los incrementos en la eficiencia termodinámica resultarían finalmente en lo que se dio en llamar la *Paradoja de Jevons*, un incremento en el consumo energético en lugar de disminuciones en el mismo (Martinez- Alier, 1987; en Ramos-Martin, 2005). Con posterioridad, durante un largo período de la historia del pensamiento económico, el estudio de dicha relación fue dejado de lado. Recientemente, a partir del reconocimiento de las limitaciones que los recursos naturales le imponen al proceso de crecimiento nacional, distintos autores han comenzado a avanzar en la elaboración de modelos teóricos que muestren en qué forma los recursos naturales, limitan las potencialidades de expandirse de una nación (Stiglitz, 1974; Hartwick, 1977, 1995; Dasgupta y Heal, 1979).

En el caso particular de los recursos energéticos, este tipo de modelos generalmente buscan una tasa de explotación óptima, que permita encontrar un sendero de “consumo sustentable” mediante el uso de progreso técnico aplicado al recurso energético no renovable, o incluyendo recursos energéticos renovables (Tahvonen y Salo, 2001; Smulders y de Nooij, 2003; Van Zon y Yetkiner, 2003). Los resultados obtenidos dependen de los supuestos sobre los cuales estos modelos se basan, siendo crucial para estos análisis el rol asignado a la elasticidad de sustitución entre la energía y otros inputs básicos para el proceso productivo en el largo plazo (tales como el capital físico creado por el hombre) y el rol del progreso técnico (progreso técnico ahorrador de energía).

Tal como lo menciona Stern (2004) solo es posible comprender el rol de la energía en el crecimiento económico, si se comprende con anterioridad el rol que cumple el recurso energético (primario) en el proceso de producción. El recurso energético es uno de los principales inputs de cualquier función de producción. Estas ideas fueron introducidas por diversos autores, entre los que se destaca Podololinsky (1883; citado en Ramos Martin, 2005). Para este autor la productividad del trabajo es una función de la cantidad de energía utilizada, relacionado este aspecto con el *coeficiente económico*, de acuerdo al cual solamente una quinta parte de la energía consumida por el hombre puede ser transformada en trabajo muscular<sup>147</sup>. De esta forma, la energía constituye aquello en lo que los economistas ecologistas se focalizan en su análisis; para ellos la energía constituye *la base material de la economía*. Similarmente, Georgesçu-Roegen (1971) introduce en su análisis de “bioeconomía” la existencia de *límites biofísicos* en el proceso de desarrollo económico. De igual forma, para Common (1997), Stern (2004), Cleveland (2003) y Beaudreau (2005), el punto crucial del análisis debería centrarse en los límites biofísicos o termodinámicos a la sustitución de la energía por otros recursos y al

---

<sup>147</sup> Para Ramos Martin (2005) este aspecto puede ser visto como uno de los fundamentos biofísicos de la teoría del valor desarrollada por Marx.



progreso tecnológico ahorrador de dicho recurso. Según estos autores, los límites se encuentran directamente relacionados con las leyes de la termodinámica<sup>148</sup>. En este contexto, Beaudreau (1995, 1998, citado en Beadreau 2005) plantea un enfoque alternativo para solucionar estos problemas: “*The energy-organization model*”. En este modelo, el valor agregado de la economía es una función creciente del consumo de energía. La energía y la organización en general son insumos complementarios, los incrementos en el consumo de energía son generalmente acompañados por incrementos en herramientas y supervisión (organización), y las variaciones en la segunda ley de la eficiencia energética son producto del cambio tecnológico<sup>149</sup>.

En este sentido, todo proceso productivo requiere de un mínimo de energía para ser llevado a cabo. En términos de la función de producción, este tipo de relación puede ser representada, en su forma más simple, por una función de producción de Leontieff, o de Coeficientes Fijos, en la que existan tres inputs fundamentales: capital, trabajo y energía<sup>150</sup> como la presentada en la *ec. 5.1*, de la cual se desprenden los aspectos previamente remarcados.

$$y = \min\left(\frac{L}{u}; \frac{K}{v}; \frac{E}{z}\right) \quad (\text{ec. 6.1})$$

Donde,

*K*: Capital físico

*L*: Factor trabajo

*E*: Energía

*v*, *u* y *z* son constantes.

En primer lugar, se observa que un mínimo de energía es requerido para llevar a cabo el proceso de producción. Aún con dotaciones positivas de trabajo y capital, si no existe energía el proceso productivo no podrá ser llevado a cabo. A estas instancias es importante destacar que, si bien los vectores de energía (combustibles) son factores reproducibles para la función de producción, existe una proporción de las fuentes primarias de energía no reproducibles, lo que implica que existe un determinado nivel de energía que no es posible fabricar con ningún tipo de tecnología, y que impone límites al proceso de producción. Esto, al mismo tiempo, implica una restricción al progreso técnico ahorrador de energía, uno de los principales supuestos

<sup>148</sup> La Primera ley de la Termodinámica, también conocida como el “Principio de la conservación de la energía” afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de energía. En resumen, la ley de la conservación de la energía afirma que la energía no puede crearse ni destruirse, sólo se puede cambiar de una forma a otra. En este sentido, en términos de a función de producción, para obtener un determinado output, cantidades iguales o mayores de materia deben ingresar a la función de producción como inputs, dando como resultado residuos y/o contaminación. La segunda ley de la Termodinámica o “Segundo principio de la termodinámica” expresa, en una forma concisa, que “La cantidad de entropía de cualquier sistema aislado termodinámicamente tiende a incrementarse con el tiempo”. Más sencillamente, no es posible convertir la totalidad de una fuente térmica de alta temperatura que entrega energía en forma de calor en la totalidad de trabajo, parte de ella se transforma en calor a una fuente de baja temperatura. En términos de la función de producción, un mínimo de energía es requerido para llevar a cabo la transformación de la materia.

<sup>149</sup> En un análisis empírico realizado para un grupo de países en desarrollo Sari y Soyta (2007), encuentran que la energía es un *input* más importante que el trabajo y el capital en. Los autores afirman que las limitaciones en el abastecimiento en el corto plazo podrían tener impactos significativos en sus desempeños en el largo plazo.

<sup>150</sup> Sobre algunos desarrollos de este tipo de funciones para incorporarles el recurso energético se recomienda ver: Ruth (1993, 1995), Islam (1985), Stern (1997), Georgesçu-Roegen (1971).

introducidos en los desarrollos de la teoría de crecimiento con recursos naturales. Aún cuando el progreso tecnológico pueda disminuir el contenido energético del producto o la intensidad energética<sup>151</sup> para una determinada calidad del recurso, inclusive la eficiencia energética se enfrenta con los límites impuestos por la termodinámica. Aparece aquí un debate en torno a los límites o no del progreso técnico, a su responsabilidad en la reciente reducción de la intensidad energética de las naciones desarrolladas, y a sus perspectivas futuras.

La historia del crecimiento económico de las naciones, muestra que las mismas, en su proceso de crecimiento han ido variando sus matrices energéticas. Se observa una clara evolución desde fuentes energéticas con menor poder calorífico interno (menor calidad), hacia fuentes con mayor poder (mayor calidad). Esta sustitución, sustitución “*within*”, dentro de una misma categoría de inputs ha tenido sin duda un impacto positivo en la reducción de la intensidad energética. Cleveland (2003) y Stern (2004) enfatizan el rol de la diferente calidad de la energía empleada en el proceso de producción. Según Cleveland (2003) la reducción de la intensidad energética en las naciones industrializadas luego de la segunda guerra mundial se encuentra más fuertemente asociada a los cambios en la calidad de la energía, que a los efectos de un progreso técnico ahorrador de energía o al impacto de los shocks de los precios de los energéticos. Diversos estudios empíricos encuentran que las reducciones en la intensidad se deben a cambios en la composición del uso del combustible, e incluso a cambios en la calidad del combustible utilizado (Kaufmann, 1992; Cleveland *et al.*, 1984; Ko *et al.*, 1998). Desde este enfoque las perspectivas futuras para el progreso técnico en cuanto a las posibilidades de sustitución y reducción de consumo de energía, como contraposición a las disminuciones de oferta de los principales recursos energéticos mundiales, no son muy alentadoras. No es de esperar que los progresos tecnológicos permitan ahorrar energía en cantidades suficientes para contrarrestar tanto la creciente escasez de los recursos energéticos claves del sistema como el incremento de la demanda de energía. Del mismo modo, si bien es plausible que en el futuro se logre sustituir gran parte del consumo energético de los recursos no renovables por recursos renovables, en términos de poder calorífico interior, estos recursos renovables son de menor calidad que los recursos actualmente utilizados, lo que podría implicar que la sustitución *within* lleve a incrementos en los requerimientos de energía para sostener los niveles de acumulación actuales de las principales naciones demandantes de energía.

En segundo lugar, esta ilustración de la función de producción pone en evidencia uno de los principales puntos de discusión: la elasticidad de sustitución entre energía y el resto de los

<sup>151</sup> La intensidad Energética o el Contenido Energético es el consumo final de energía por unidad de PBI:

$$IE = \frac{CEF}{PBI}$$

Donde

CEF: consumo energético final.

PBI: Producto Interno Bruto

factores productivos. Diversos autores discuten que en el caso de la energía, existe un límite claro en lo que hace a la sustituibilidad (Dasgupta y Heal, 1979; Common, 1997; Daly, 1997; Turner, 1997; Kaufmann, 1992; Cleveland 2003; Stern y Cleveland, 2004). Los motivos de dicha limitación se encuentran, en principio, en los mencionados límites de la termodinámica. Cleveland (2003) agrega a estos factores la interdependencia biofísica entre el capital manufacturado y el recurso natural, energía. La producción del recurso sustituto requiere cantidades (crecientes por los rendimientos decrecientes de su propia producción) del recurso que se pretende sustituir. El punto crítico es que en el marco de los mencionados límites de la biofísica la elasticidad de sustitución unitaria (perfecta sustitución) o mayor a uno es imposible, pues se estarían violando las leyes de la termodinámica (Cleveland, 2003; Dasgupta y Heal, 1979). De esta forma, se espera que la elasticidad de sustitución varíe en un intervalo entre 0 y 1, lo que implica limitaciones a la posibilidad de contrarrestar los faltantes de energía con capital.

No obstante, existen dos aspectos que deben ser mencionados a esta instancia. En primer lugar, el rol que ocupa la sustitución *within* que en el caso de la energía presenta una elasticidad, hasta cierto punto crítico, mayor o igual a uno. Se refiere a la sustitución entre energéticos con capacidad de cubrir similares requerimientos pero con una diferente "calidad". Tal como se mencionara anteriormente, este tipo de elasticidad de sustitución ha jugado un importante rol en la evolución de las principales economías desarrolladas, y les ha permitido, en muchos casos incrementar sus niveles de producto con menores contenidos energéticos. Esto implica que en un estadio inicial de desarrollo es posible crecer sin incrementar proporcionalmente el consumo energético, gracias al cambio en la matriz energética y a las políticas de sustitución de fuentes energéticas menos eficientes por fuentes más eficientes. En segundo lugar, es importante reconocer que, tal como lo mencionan Stern (1997) y Stern y Cleveland (2004) es más factible la existencia de sustitución a micro nivel que a macro nivel. De esta forma, la sustitución, hasta cierto rango, entre energía y capital es posible dentro de un determinado país o región, pero se enfrentará con serios límites (naturales) a nivel global.

En resumen, en una economía cerrada en la cual su función de producción pueda ser representada por la *ec. 6.1* el abastecimiento energético le impondrá límites claros al crecimiento energético. De las mencionadas leyes de la termodinámica, se desprenden los dos supuestos fundamentales que caracterizarían esta situación. En principio, la elasticidad de sustitución entre energía y capital, aunque positiva, es muy baja, lo que implica que las limitaciones en el abastecimiento energético en el largo plazo no podrán ser cubiertas totalmente mediante incrementos en el capital físico de la economía. Por otro lado, existe un nivel mínimo de energía sin el cual el nivel de producción es nulo. El progreso técnico ahorrador de energía

enfrenta limitaciones, lo que en última instancia implica que en el largo plazo la energía se mantendrá como un input “esencial” en la función de producción. Finalmente, se podría establecer un supuesto adicional, dado la no reproductibilidad de los recursos naturales energéticos claves, la energía puede constituir el recurso escaso de la economía a nivel nacional o global. Estos tres supuestos pueden ser representados tal como se desarrolla a continuación:

$$y = \min\left(\frac{L}{u}; \frac{K}{v}; \frac{E}{z}\right)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \frac{E}{z} < \frac{K}{v} ; \frac{E}{z} < \frac{L}{u} \\ \exists E_{min} \text{ y } E_1 < E_{min} \\ tq \ y = f(E_{min}) \geq 0 \\ y = f(E_1) \leq 0 \end{aligned}$$

En resumen, en una economía cerrada, en el cual un país ha de autoabastecerse del recurso energético, los faltantes de oferta implicarán restricciones directas en su capacidad productiva. Esto se debe al accionar conjunto de la *no reproductibilidad de la energía*, a los límites en la *sustituibilidad de los recursos energéticos entre sí y de la energía con el resto de los recursos productivos*, y a los límites a la *eficiencia energética o al progreso técnico ahorrador de energía*.

#### 6.1.1.1.2 Abastecimiento energético y balanza comercial

En el actual contexto económico mundial la restricción que *la base material de la economía*, la energía, le impone al crecimiento nacional puede verse relajada en el corto o mediano plazo. Aún cuando a nivel global, la falta de abastecimiento energético limita las posibilidades de producción según lo indicado por la función de producción de la *ec. 6.1* a nivel local los países pueden recurrir a las importaciones del recurso energético necesario para cubrir su exceso de demanda interna. No obstante, esta alternativa de abastecimiento energético impone otro tipo de restricciones al crecimiento nacional. En un contexto de volatilidad de precios de los energéticos determinados por las imperfecciones de sus mercados, la incertidumbre y los incrementos en la demanda de los recursos energéticos, esta opción puede ocasionar problemas financieros para las naciones. A fines de poder asegurar el abastecimiento energético mediante importaciones de los recursos, las naciones deberán contar con divisas suficientes para afrontar dichos gastos. Esto generará una presión sobre su balanza de pagos, con potenciales impactos sobre el crecimiento.

En este apartado se analiza esta hipótesis utilizando como marco analítico al “Modelo de Crecimiento Restringido por la Balanza de Pagos”, desarrollado por Thirlwall (1979) sobre la base de la teoría poskeynesiana del crecimiento (Kaldor, 1957; Passinetti, 1962; Robinson, 1968). El modelo, considerado por el mismo Thirlwall (2003) como una adaptación dinámica del modelo del multiplicador del comercio de Harrod (1933), se constituye en una teoría poskeynesiana del crecimiento endógeno, en la cual el autor realza la relevancia de la demanda agregada para explicar el crecimiento de los países. Se trata de un modelo de crecimiento orientado por la demanda, motivo por el cual, según el autor, es necesario analizar las restricciones de la demanda, ya que estas suelen operar, en los países en desarrollo, mucho antes que las restricciones de oferta<sup>152</sup>.

Si bien el foco de análisis del trabajo desarrollado por Thirlwall difiere del objetivo para el cual dicha herramienta es empleada en este apartado, su utilidad para el análisis aquí presentado es clara. La relevancia que las exportaciones tienen para Thirlwall radica en el rol que estas cumplen en el equilibrio de la balanza de pagos, la cual según el autor es un requerimiento para el crecimiento en el largo plazo, particularmente en los países en desarrollo. Dice el autor,

“En una economía abierta en desarrollo, una de las principales restricciones es la disponibilidad de divisas para pagar las importaciones, de tal suerte que el crecimiento de las exportaciones que relaja la restricción de la balanza de pagos sobre la demanda se convierte en un determinante crucial en el comportamiento del crecimiento agregado” (Thirlwall, 2003: p. 40).

Y más adelante agrega,

“ Es difícil imaginar cómo es posible explicar las diferencias en las tasas de crecimiento entre países sin hacer referencia al comercio, particularmente sin hacer referencia a la **balanza de pagos de los países, lo que constituye para muchas naciones en desarrollo la principal restricción al crecimiento de la demanda y del producto** (lo cual reduce la productividad del capital).” (Thirlwall, 2003: p. 71)<sup>153</sup>

Es claro, que bajo este análisis, las restricciones al financiamiento de la demanda interna, y con ello las restricciones al crecimiento del producto son claves. El modelo de Thirlwall y sus ampliaciones (Chena, 2008; Matesanz Gómez *et al.*, 2007), se centran en analizar el impacto de las elasticidades de la demanda de exportaciones, hacia las cuales se orienta la estructura de los países, sobre la mencionada restricción de las balanzas de pagos. No obstante, el esquema puede ser igualmente válido para estudiar el impacto de la presión de una demanda creciente de recursos energéticos, importados, sobre el mencionado crecimiento.

---

<sup>152</sup> De acuerdo al autor “...El crecimiento del ingreso nacional es la suma ponderada del crecimiento del consumo, la inversión y el saldo entre exportaciones e importaciones...” “Si adoptamos este enfoque el papel de las exportaciones es evidente de inmediato...” (Thirlwall, 2003: p. 84).

<sup>153</sup> El subrayado es mío.

El punto fundamental del análisis es el límite, infranqueable según Perrotini Hernandez (2003), de la capacidad de financiamiento del déficit de la Balanza de Pagos (BP) que tiene un país para acompañar la expansión de su demanda interna. Tal como lo destaca Moreno Brid (1998) existe un límite a la razón entre el déficit y el producto, o entre la deuda y el producto, a partir del cual los mercados financieros comienzan a presentar una desconfianza creciente, y con ello se complica la obtención de fondos por parte de un país. Este análisis es consistente con los resultados de la Ley de Thirlwall, también llamada Ley de Harrod-Thirlwall o Modelo de BPC, la cual establece que: *en el largo plazo la expansión de una economía en particular se halla restringida por el equilibrio de la cuenta corriente de la Balanza de Pagos (BPC). Según este modelo existe una tasa de crecimiento del producto, consistente con el equilibrio de la balanza de pagos, la cual constituye el límite más allá del cual los países no pueden crecer.* Dicho límite está determinado, principalmente, por la relación entre las elasticidades ingreso de sus exportaciones e importaciones, tal como se muestra en las ec. 6.2 a 6.4<sup>154</sup>.

$$y_B = [(1 + \pi + \psi)(p_d - p_f - e) + \varepsilon z] / \pi \quad (\text{ec.6.2})$$

Donde:

- $y_B$ : Tasa de crecimiento del ingreso consistente con el equilibrio de la balanza de pagos
- $\pi$ : Elasticidad ingreso de la demanda de importaciones
- $\psi$  : (<0) elasticidad precio de la demanda de importaciones
- $p_d$ : Precios internos
- $p_f$ : Precios de los competidores medidos en moneda común
- $e$  : Tasa de crecimiento del tipo de cambio (medido como el precio en moneda nacional de la moneda extranjera)
- $\varepsilon$ : Elasticidad ingreso de la demanda de exportaciones
- $z$ : Ingreso externo
- $x$ : Tasa de crecimiento de las exportaciones

Suponiendo, que en el largo plazo los precios relativos permanecen constantes ( $p_d - p_f - e = 0$ ), la ecuación 2 resulta en:

$$y_B = \frac{[\varepsilon z]}{\pi} \quad (\text{ec.6.3})$$

$$y_B = \frac{x}{\pi} \quad (\text{ec.6.4})$$

<sup>154</sup> Dado que el desarrollo matemático del modelo excede los límites de este análisis, solamente se presentarán aquí las principales ecuaciones del modelo. Para un desarrollo del modelo matemático ver: Thirlwall (2003).

Ecuación del equilibrio de la cuenta corriente:

$$P_f dX = P_f ME$$

Ecuación del equilibrio de la cuenta corriente en tasas de crecimiento :

$$p_d x = p_f + m + e$$

Tasa de crecimiento de las exportaciones:

$$x = \eta(p_d - p_f - e) + \varepsilon(z)$$

Tasa de crecimiento de las importaciones:

$$m = \psi \eta(p_f + e - p_d) + \pi(y)$$

Tasa de crecimiento del producto consistente con el equilibrio de balanza de pagos:

$$y_B = [(1 + \pi + \psi)(p_d - p_f - e) + \varepsilon z] / \pi$$

La *ec. 6.4* es la representación matemática de la mencionada *Ley de Thirlwall* de acuerdo a la cual, “*la tasa de crecimiento en el largo plazo de un país se aproximará a la razón entre su tasa de crecimiento de exportaciones y su elasticidad ingreso de la demanda de importaciones*”.

Quizás por lo simplificado de su análisis, o por algunos de los supuestos principales introducidos, tales como la estabilidad en el largo plazo de los precios relativos y el hecho de tratarse de un modelo primordialmente estático<sup>155</sup>, la Ley de Thirlwall ha recibido diversas críticas (M<sup>c</sup>Gregor y Swales, 1985; Moudud, 2000)<sup>156</sup>. A pesar de lo interesante del debate el estudio minucioso de dichas críticas y sus replicas escapa del marco de análisis aquí presentado. Este modelo es presentado en esta instancia solamente como una ilustración de la segunda vía por la cual los problemas de abastecimiento impactan sobre el crecimiento económico.

Partiendo de la *ec. 6.4* puede observarse que para una determinada tasa de crecimiento consistente con el equilibrio de la balanza de pagos, cuanto mayor sea la elasticidad ingreso de las importaciones de un país, mayor será la tasa de crecimiento de la demanda de exportaciones requerida.

Dada la relevancia de la energía en la función de producción (ilustrada a partir de la ecuación 1), la falta de abastecimiento energético deberá ser necesariamente cubierta con importaciones, o caerá el producto del país. Cuanto mayor sea la elasticidad ingreso de la demanda de energía, bajo el supuesto que dicha demanda deba ser cubierta por importaciones, mayor será la elasticidad ingreso de las importaciones. Esto implicará necesariamente incrementos en la tasa de crecimiento de las exportaciones, para mantener un nivel determinado de la tasa de crecimiento del producto  $y_B$ .

Si se supone que los países deben cumplir de alguna forma con un cierto equilibrio en la balanza de pagos, los incrementos en la demanda de financiamiento para las importaciones energéticas producen un efecto “desplazamiento”. Esto es, dada una cantidad limitada de fondos para financiar los déficit, los incrementos en divisas para importar energía, disminuyen los

---

<sup>155</sup> Esta es una de las principales críticas de Moudud (2000) quien remarca que el modelo de Thirlwall es una aproximación estática del crecimiento, puesto que el equilibrio entre la oferta y la demanda establece un *nivel* de producto en lugar de un *sendero* de expansión. El autor cuestiona además porque la inversión no se adecua y se reduce ante reducciones en la demanda, implicando entonces reducciones en la tasa de utilización del capital por debajo de la tasa normal. Para una discusión más detallada se recomienda ver: Moudud (2000).

<sup>156</sup> Con respecto a la crítica al supuesto del efecto de los precios relativos en el ajuste de la balanza de pagos. Chena (2008) realiza una aplicación para el caso de países subdesarrollados productores de alimentos, resaltando que para el caso de América Latina dicho supuesto es válido a raíz de la heterogeneidad propia de las economías. Según el autor, dicha heterogeneidad disminuye las elasticidades precio de las exportaciones e importaciones, disminuyendo la probabilidad del cumplimiento teórico de la condición Marshall-Lerner de elasticidades.

excedentes para las importaciones de otros bienes, salvo en el caso en que las exportaciones crezcan a una tasa suficientemente elevada.

Esta situación puede verse agravada en el caso de los países subdesarrollados, que suelen orientar su producción a bienes primarios, con una baja elasticidad ingreso<sup>157</sup> (Prebisch, 1959; Thirlwall, 1991 y 1997, Chena, 2008). Generalmente la evolución a niveles superiores de desarrollo requiere de la diversificación de la estructura productiva de los países, de forma tal que les permita la especialización en bienes o servicios más dinámicos. No obstante, la posibilidad de diversificación de las matrices productivas se encuentra directamente relacionada con la necesidad de importación de insumos básicos no producidos internamente. Ante las limitaciones en el financiamiento para las importaciones de dichos insumos, la estructura productiva puede resentirse, lo que a su vez genera un ciclo negativo. La imposibilidad de diversificación de la estructura productiva, hace que el país permanezca como productor de bienes primarios, con menor elasticidad ingreso de la demanda de exportaciones, lo que implica menor tasa de crecimiento de las exportaciones. La menor tasa de crecimiento de las exportaciones, refuerza el límite impuesto por el equilibrio de la balanza de pagos. Esta situación se mantiene, toda vez que no se evidencien situaciones favorables externas, tales como incrementos en la demanda de los bienes exportados por este conjunto de países, por ejemplo el reciente crecimiento evidenciado por los nuevos países en desarrollo como China e India los cuales, en su proceso de desarrollo, son altamente demandantes de productos primarios.

Ante este tipo de situaciones, el país puede recurrir al endeudamiento externo como forma de financiamiento de su déficit creciente. Sin embargo, tal como lo mencionan Moreno Brid (1998) y Perrotini Hernandez (2003), la posibilidad de endeudamiento se verá limitada cuando la relación entre el mismo y el producto nacional sea elevada, incurriendo el país en situaciones de *default* y cortes en el financiamiento. Finalmente, las limitaciones del crédito y la incapacidad de las exportaciones como mecanismo de autofinanciamiento de las importaciones, resultarán en la imposibilidad de importar el recurso energético, con el consecuente impacto sobre el crecimiento a través de las limitaciones en la producción mencionadas en el apartado anterior.

Un agravante adicional a esta situación se encuentra en el impacto inflacionario que la evolución de los precios de los energéticos tiene sobre el total de la economía, en particular

---

<sup>157</sup> De acuerdo a Chena (2008), esta situación puede verse aún más agravada en el caso de los países exportadores de alimentos, porque la elasticidad ingreso interna de la demanda de alimentos entra a formar parte de la restricción del crecimiento del producto. Esto se debe a que se trata de producciones con rendimientos decrecientes altamente trabajo intensivas, y que son consumidos en forma creciente por los asalariados. A medida que los países se desarrollan gracias al incremento en la demanda de exportaciones, las mejoras en el nivel de vida de los asalariados incrementa la demanda interna de dichos productos, y disminuye los saldos exportables, generando grandes tensiones en la balanza de pagos.



sobre los sectores productivos, y con ello sobre la balanza comercial. Arto Olaizola y Kerschner (2009) destacan que el incremento de los precios de los productos energéticos se transmite a toda la economía, generando esto un proceso inflacionario con gran impacto en la balanza comercial, al empeorar los términos de intercambio. En este sentido el actual marco, estructural por los motivos mencionados anteriormente, de senderos crecientes de los precios del petróleo y sus derivados, con el consecuente impacto sobre los precios del resto de los energéticos, complica aún más la restricción que la balanza de pagos le imprime al desarrollo del sector. Los autores resaltan además que esta reducción de los términos de intercambio impactará negativamente sobre el poder adquisitivo de los países que deban importar energía, por deficiencias en su abastecimiento nacional, lo que necesariamente disminuirá la demanda interna, llevando a éstos a una reducción de su crecimiento, estancamiento y aumentos en las tasas de desempleo.

## 6.2 EL SECTOR ENERGÉTICO Y EL DESARROLLO SOCIAL

De igual forma en que cumple un rol fundamental en la dimensión económica, la energía es crucial para la dimensión social del Desarrollo Sustentable<sup>158</sup>. De acuerdo a OLADE/CEPAL/GTZ (2003) para apoyar el desarrollo social el consumo de energía deberá cumplir con ciertos aspectos tales como, *cobertura de los requerimientos básicos de energía, acceso a energéticos modernos, y abastecimiento a los servicios sociales*; al tiempo que, en los países subdesarrollados o en desarrollo, es de vital importancia el impacto que el *costo de la energía tiene sobre los ingresos familiares*.

La importancia que tiene la cobertura de los requerimientos de energía radica en una multiplicidad de factores y características propias de la misma. En primer lugar, el acceso a fuentes modernas y eficientes de energía incrementa la productividad media de las personas y la capacidad productiva familiar, aumentando de esta forma el ingreso medio familiar. En segundo lugar, existe una fuerte vinculación entre el acceso a las fuentes de energía y la salud. Por un lado, en muchas regiones rurales la posibilidad de utilizar equipos a motor, dependiente del acceso a la electricidad, permite tener acceso al agua potable; al mismo tiempo, la utilización de fuentes más modernas de energía tiene impacto positivo sobre el medio ambiente local, disminuyendo los riesgos de enfermedades por este tipo de contaminación<sup>159</sup>, por otro lado, se reduce la mortalidad infantil gracias al incremento en la productividad en las áreas rurales y su impacto sobre la desnutrición.

---

<sup>158</sup> La importancia del consumo energético viene de la relevancia de la *energía como bien de consumo*, en lugar de cómo insumo o bien productivo.

<sup>159</sup> Según la OMS la contaminación del aire por el uso de fuentes tradicionales de energía para la cocción causa 1.6 millones de muertes prematuras por año.

En el caso particular de los países en desarrollo o subdesarrollados es importante tomar en consideración el *acceso a las fuentes modernas y la calidad de los energéticos utilizados* para la cobertura de los requerimientos<sup>160</sup>. La relevancia de la utilización de fuentes modernas de energía se relaciona directamente con el impacto sobre los ingresos familiares, y con la calidad sanitaria de las familias. De acuerdo a OLADE/CEPAL/GTZ (2003), durante la década de los noventa e inicios de la corriente se observaba en casi la totalidad de América Latina<sup>161</sup> una alta participación de fuentes no comerciales, de calidad relativamente menor, en la cobertura de los requerimientos energéticos, tal es el caso del bagazo y la leña para cocción y calefacción.

En el caso de América Latina, por ejemplo, existen factores característicos de la situación social de la región, la pobreza y la desigualdad en la distribución del ingreso. En cuanto a la pobreza, de acuerdo a la división de estadísticas de CEPAL, en promedio el 34% de la población en los países de la región se encontraban en situación de pobreza en el año 2007. No obstante, es importante remarcar la disparidad entre los distintos países de la región, ya que en algunos la situación es particularmente preocupante, tal es el caso de Bolivia (54%), Guatemala (54.8%), Ecuador (42%), Haití (65%)<sup>162</sup>, Honduras (68%), Nicaragua (61%), Paraguay (60.5%) y Perú (44.5%). Respecto a la desigualdad en la distribución del ingreso, se observa que mientras el Coeficiente de Gini promedio para los países de la OCDE es de 0,31<sup>163</sup>, para la región de los países de la América Latina se encuentra en 0,54. Al mismo tiempo, de acuerdo a información de CEPAL/BADEISO se observan valores elevados para los casos de Bolivia (0,56), Brasil (0,59), Colombia (0,584), Guatemala (0,585), Haití (0,592), Honduras (0,58). Ambos aspectos se relacionan en forma directa con el consumo energético final en los sectores residenciales.

Por un lado, el consumo energético *per capita* de la mayoría de los países de la región es inferior al promedio mundial, y significativamente menor al correspondiente a los países desarrollados. De acuerdo a información de *IEA-Key World Energy Statistics* (2008), en promedio la región presenta un consumo de 1 tep/hab. Los países con menor consumo energético por habitante son al mismo tiempo los países más pobres, tal es el caso de Haití (0,27

---

<sup>160</sup> Las fuentes energéticas tienen una determinada eficiencia energética en el proceso de conversión desde una forma de energía a otra. Esta eficiencia energética se ve claramente reflejada cuando se analiza en forma comparativa el consumo neto y útil de energía (cuya diferencia no se basa únicamente en la eficiencia de la fuente energética utilizada sino también en la eficiencia de los artefactos utilizados). Usualmente, las fuentes no comerciales de energía, las utilizadas por los sectores de más bajos ingresos tales como la leña y el bagazo, tienen menor eficiencia en la conversión que las fuentes comerciales.

<sup>161</sup> Argentina es una de las excepciones dentro de América Latina, pues gracias a una exitosa política de expansión de redes domiciliarias, la gran mayoría del sector residencial cubre sus requerimientos mediante el uso de gas natural distribuido.

<sup>162</sup> Información correspondiente al año 1987 según datos del EarthTrends-WRI.

<sup>163</sup> De acuerdo a la información provista por la división de estadísticas de la OCDE, la situación de la desigualdad en la distribución del ingreso dentro de los países de la OCDE es también relativamente dispar, pues mientras muchos de los países europeos presentan valores inferiores al 0.30 (Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, República Checa, Francia, Hungría, etc.), otros países presentan niveles cercanos al 0.40 (España, Estados Unidos, Italia, entre otros).

tep/hab), Perú (0,43 tep/hab), Honduras (0,62 tep/hab), Nicaragua (0,62 tep/hab), Guatemala (0,63 tep/hab), Paraguay (0,66 tep/hab), entre otros. Por su parte los países europeos de la OCDE consumen 3,5 tep/hab, los países de la OCDE del Pacífico consumen más de 4 tep/hab, y la región norteamericana consume en promedio 6 tep/hab, Esta disparidad en el consumo energético *per capita*, podría explicarse principalmente por la disparidad en los ingresos *per capita* entre las regiones, pero además por diferencias culturales entre ellas, aspectos que fueron enumerados en la teoría del consumidor brevemente desarrollada en el capítulo primero<sup>164</sup>. Por otro lado, es necesario remarcar el rol que cumplen en la cobertura de los requerimientos energéticos (consumo energético final) algunas fuentes no comerciales e ineficientes de energía. De acuerdo a cálculos propios, en base a los balances energéticos de OLADE/SIEE, en el año 2006 la leña fue responsable del 17% del consumo energético final en la región latinoamericana, con una participación diferente en cada uno de los países pero alcanzando valores significativamente elevados en Brasil (10,13%), El Salvador (35,98%), Guatemala (45,80%), Guyana (31,84%), Haití (62,55%), Honduras (42,40%), Nicaragua (58,36%), Paraguay (33,38%), Perú (14,01%), Uruguay (22,47%). La utilización de esta fuente de energía para la cobertura de requerimientos energéticos finales es en cierta medida un indicador de la situación social de dichos países.

Sin embargo, no solo el acceso físico a las fuentes modernas de energía se relaciona con la pobreza, sino que también los aspectos vinculados con el *impacto sobre los ingresos familiares* que tiene el costo de la energía son fundamentales; la energía tiene un impacto indirecto sobre la pobreza y la distribución del ingreso a través de su costo, ya que la energía representa un alto porcentaje del presupuesto familiar de las familias más pobres. Según Saghir (2004) los hogares pobres gastan un alto porcentaje de su ingreso familiar en energía. Esta situación se debe a los bajos ingresos de los hogares pobres, con lo cual su gasto en la cobertura de los mínimos requerimientos energéticos es proporcionalmente mayor a la de las familias de ingresos medios o altos. Al mismo tiempo, el precio final de la energía que estos hogares enfrentan es elevado, no porque su precio monetario por unidad de volumen sea alto sino porque, como ya se ha mencionado, utilizan fuentes energéticas de menor grado de eficiencia<sup>165</sup>, motivo por el cual requieren mayores volúmenes de dichos energéticos para iguales niveles de consumo. Si se realiza una comparación en términos de energía útil de las fuentes modernas de energía y aquellas utilizadas principalmente por los hogares pobres, se observa que las últimas son relativamente más caras en términos reales.

<sup>164</sup> Ver sección 1.3.1 del Capítulo I.

<sup>165</sup> Los rendimientos en términos de energía útil de las fuentes energéticas son: electricidad 79%; gas natural y otros gases 50%; GLP 40%; carbón mineral 20%; kerosene, gasolina, diesel oil, fuel oil 35%; leña, carbón vegetal 10%; otras primarias 7%.

### 6.2.1 Medición de la pobreza energética: Aspectos formales.

La relevancia de los servicios energéticos para la pobreza y la desigualdad, ha influenciado la literatura económica, dando lugar al desarrollo de diferentes indicadores para el consumo de energía (Schonali y Spreng, 2003; GNESD, 2004). De acuerdo al Global Network on Energy for Sustainable Development (GNESD) (2004) existen dos grupos diferentes de indicadores: medidas de acceso, incluyendo niveles nacionales de cobertura, tasas nacionales de cobertura y consumo *per capita*; y medidas de asequibilidad con el fin de medir el acceso financiero a la energía, medido por las tarifas. Por su parte, Marchionni *et al.* (2008) subrayan que el análisis de las implicancias para la distribución del ingreso de las políticas públicas en los servicios públicos debe realizarse mediante el análisis de la incidencia distributiva sobre las dimensiones de acceso, consumo y gasto de cada servicio. Sobre esta base, se analizará la relación entre la dimensión social y la energía.

En primer lugar, para realizar el análisis de las medidas de asequibilidad se utilizará además un estudio de la estructura tarifaria del sector eléctrico, y una comparación entre la evolución de los precios de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) bajo el supuesto que son estos dos energéticos sustitutos, claramente no perfectos, que pueden ser utilizados para cubrir los mismos requerimientos energéticos.

La medición de la incidencia distributiva del acceso y consumo de energía, se realiza utilizando la *Curva de Concentración del Consumo*, o en este caso particular la *curva de concentración del consumo de energía de la fuente j (CCCE<sub>j</sub>)*, que mide la forma en la que se distribuye el acceso a los servicios energéticos. En el eje horizontal se mide la proporción acumulada de hogares, ordenados en forma creciente de acuerdo a sus ingresos; por lo que el eje varía entre 0 a 1. El eje vertical mide la proporción de los accesos que se corresponden con los distintos niveles acumulados de ingresos. En el caso en el que todos los hogares tienen acceso al servicio, la curva de concentración es una recta con pendiente de 45° o *línea de perfecta igualdad (lpi)*. Tal como lo definen Marchionni *et al.* (2008) para el estudio de la incidencia distributiva de los servicios públicos, cuando la curva de concentración se encuentra por debajo (arriba) de la *lpi* es porque los accesos se distribuyen en forma *pro-rico (propobre)*. Así, el acceso a un servicio está peor distribuido cuanto más por debajo se encuentre la curva de concentración de la *lpi*. En la aplicación de este instrumento al análisis del sector energético, algunos patrones de comportamiento serían esperables. En primer lugar, en los casos en los que se mide el consumo de una fuente eficiente (un indicador positivo en términos de distribución) podría esperarse que la CCCE caiga por debajo de la línea de perfecta igualdad (mayor nivel de consumo de la fuente implica una mejor situación). En los casos en los que se mide el consumo de una fuente no comercial o poco eficiente, es esperable que la curva se encuentre por encima

de la diagonal. Cuanto más se aleja la curva de la diagonal mas regresiva es la distribución en el consumo de la energía.

Por su parte, los *índices de concentración del consumo de energía* se utilizan para medir cuán lejos y en qué dirección se encuentran las curvas de concentración con respecto a la *lpi*. El rango de los índices de concentración es de -100 a 100. En concordancia con lo especificado en las CCCE, se valores negativos corresponden a concentraciones pro-pobre, valores positivos a concentraciones pro-rico, y un valor igual a cero indica que la distribución, en este caso del acceso, es neutral.

## 6.2.2 Incidencia distributiva del consumo de energía en Argentina

### 6.2.2.1 Características de la muestra

El análisis se realiza en dos etapas, en primer lugar un estudio de la cobertura de los requerimientos de iluminación, por medio de un estudio del servicio eléctrico; en segundo lugar un análisis de la cobertura de los requerimientos de cocción y calefacción, por medio de un estudio de la situación del gas licuado de petróleo (GLP), gas natural y kerosene<sup>166</sup>.

Los datos utilizados para la construcción de los indicadores corresponden a la Encuesta Permanente de Hogares Continua (EPHC) llevada a cabo por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC)<sup>167</sup>. Para mostrar la incidencia distributiva sobre el gasto de las políticas de precios de las fuentes energéticas se utilizó información de la base de datos del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), para el período enero de 1988 - diciembre de 2006, para los precios internos en el sector residencial del gas natural distribuido por redes y los precios del gas de garrafa (GLP), ambos expresados en pesos argentinos por unidad de volumen y por unidad calórica.

---

<sup>166</sup> El estudio de la utilización de la leña se deja de lado en Argentina, aún cuando para otros países latinoamericanos pueda ser extremadamente relevante, dado el bajo nivel de penetración que la misma tiene en la matriz energética nacional representando en 2007 el 1.46% de la oferta interna de energía primaria.

<sup>167</sup> La Encuesta Permanente de Hogares (EPH) es un programa nacional de producción sistemática y permanente de indicadores sociales que lleva a cabo el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), que permite conocer las características sociodemográficas y socioeconómicas de la población. La EPH continua presenta resultados cuatro veces por año, referidos a trimestres, en lugar de las dos ondas anuales a las que se refería la anterior EPH. La Reformulación de la EPH consideró distintos dominios de estimación, teniendo en cuenta que dominio es cualquier subdivisión de la población acerca de la cual se puede dar información numérica de precisión conocida (ONU, 1950). Para totales, regiones, y aquellos aglomerados, para los cuales el tamaño de muestra así lo permita, se darán estimaciones trimestrales.

### 6.2.2.2 Resultados

El análisis de la cobertura del *requerimiento energético de iluminación* en Argentina presenta características particulares respecto a otros países de características similares. Esto se debe, en parte, a la gran proporción de hogares urbanos del país. Según el censo 2001 el 89.44% de la población nacional era urbana lo que, naturalmente, impacta sobre los indicadores energéticos. Al encontrarse la población agrupada, es más factible que los servicios públicos distribuidos por redes (electricidad y gas natural distribuido) lleguen a las diferentes comunidades y hogares<sup>168</sup>. Así, el estudio de la situación del consumo de electricidad en los hogares pobres en el país, o la evaluación de programas energéticos sociales en Argentina suele arrojar resultados no representativos si se utilizan los indicadores de accesibilidad previamente mencionados. De acuerdo a Kozulj *et al.* (2004) el nivel nacional de electrificación como resultado del programa de reestructuración eléctrica nacional, ha pasado de 91% en 1991 a 95% en 1997, lo que indica niveles muy altos de accesibilidad física del servicio. Sin embargo, los autores muestran que este incremento en el nivel de electrificación se condice con una caída en el porcentaje de pérdidas técnicas en la red, poniendo en evidencia que el aumento en el porcentaje de electrificados corresponde a un cambio de situación de los hogares pobres<sup>169</sup>, en lugar de extensiones de la red.

En cuanto a la asequibilidad del servicio eléctrico, la estructura tarifaria ha sido uno de los principales puntos de discusión en torno a la estructuración de las reformas energéticas (Pistonesi, 2000; Kozulj *et al.*, 2004). Con posterioridad a la reforma, la estructura tarifaria, y con ello el impacto distributivo de los precios de la electricidad ha sido muy disímil entre las distintas jurisdicciones provinciales. Aquellas jurisdicciones en las cuales se ha prestado mayor atención a la equidad en el acceso a la electricidad han sido, en las cuales se observó una combinación de mayor diferenciación por bloques de consumo y progresividad en el precio en cada uno de estos bloques. Un caso quizás paradigmático, lo constituyeron las tres grandes distribuidoras que operan en la jurisdicción de Capital federal y Gran Buenos Aires, cuyas tarifas residenciales se encuentran estructuradas solo en dos grandes bloques de consumo, consumos históricos menores a 300 KWh/bimestre (T1R1) o mayores al mismo (T1R2). Aún cuando se observa progresividad en el cargo fijo de la tarifa, el cargo variable es en bloques descendientes entre ambos bloques (mientras que el cargo variable para los consumos inferiores a 300 KWh/bim. es de 0.083 \$/KWh, para los consumos mayores de dicho umbral es de 0.043 \$/KWh). Más aún, una comparación entre la situación en el año 1992 y el año 2004, muestra una clara tendencia regresiva en las tarifas de estas distribuidoras. Mientras que el cargo fijo

---

<sup>168</sup> Particularmente es más fácil la accesibilidad física del servicio.

<sup>169</sup> En general cuando la red de distribución llega a determinados barrios o zonas, muchos hogares se conectan a la misma en forma ilegal, implicando esto que los mismos tienen acceso al servicio, aunque no paguen por el mismo. La mayor cantidad de usuarios conectados en forma ilegal a la red se materializa en mayores pérdidas técnicas.

para T1R1 sufrió un aumento del 74% (pasando de 2.54 a 4.43 \$/ bim), el mismo cargo para las T1R2 aumentó solamente un 24% (pasando de 13.04 a 16.20 \$/ bim). La situación se agrava para el caso del cargo variable el cual aumentó de 0.061 a 0.080 \$/Kwh para T1R1 (31%), mientras que para T1R2 disminuyó de 0.056 a 0.041 (-15%). Por otro lado, de las 21 jurisdicciones analizadas (23 distribuidoras) solo seis tienen categorías tarifarias especiales para sectores carenciados o indigentes, las cuales constan en general de pagos únicos por un total de electricidad consumida en forma mensual o bimensual (caso de EJESA, Jujuy; Secheep, Chaco), subsidios al cargo o fijo (EPEC en Córdoba) o subsidios al consumo de niveles muy bajos de electricidad (Secheep, Chaco). Más aún, en algunas jurisdicciones la estructura de escalones parece ser regresiva, ya que el escalón inicial de la tarificación corresponde a consumos mensuales que, dado el consumo medio de la población, se corresponde a sectores de ingresos medios altos y altos.

Los requerimientos energéticos de *cocción y calefacción*, particularmente en los estratos de ingresos medios y bajos, son cubiertos en Argentina con gas natural, GLP, kerosene, carbón o leña. La posibilidad de hacer uso de una u otra fuente energética depende no solo del costo de la fuente (precio) sino también, y principalmente, del costo del equipamiento necesario para la utilización (conversión) de la misma. Por estos motivos, el consumo de cada fuente se encuentra altamente correlacionado con las condiciones de ingreso del hogar que la emplea<sup>170</sup>. Al mismo tiempo, cada fuente energética tiene un rendimiento propio en el proceso de conversión de la energía que la hace más o menos eficiente y que, por consiguiente, determina el volumen demandado para diferentes niveles de requerimiento, así como su potencial impacto ambiental.

En Argentina, a partir del año 2002, como consecuencia de la sanción de la Ley de emergencia pública y reforma del régimen cambiario N° 25.561<sup>171</sup>, se observó un estancamiento de los precios de los servicios públicos, entre ellos las tarifas de electricidad y gas distribuido por redes (gas natural). El principal fundamento de esta política de precios radicó en el congelamiento y retraso relativo de los salarios en el período post crisis y en la falta de recuperación de la capacidad de pago de los hogares más pobres, de forma tal que una indexación de las tarifas de los servicios públicos implicaría una carga adicional sobre la actual situación desfavorable de los mismos. En el caso del sector energético, los precios que se “congelaron” son los correspondientes a la electricidad y gas natural. No obstante esto resulta preciso estudiar la incidencia distributiva real de esta política de precios mediante alguna de las medidas mencionadas previamente.

---

<sup>170</sup> Para un análisis más detallado del impacto de las condiciones estructurales sobre la demanda de diferentes energéticos ver Cap. I, apartado 1.3.1.

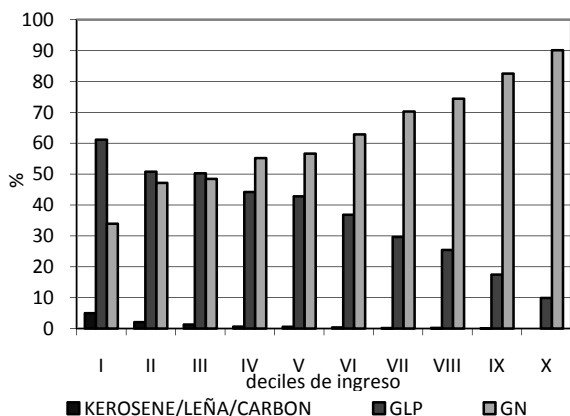
<sup>171</sup> Ver Cap. II apartado 2.1.1.2.

En primer lugar, para analizar la incidencia distributiva del acceso al gas natural de las políticas de congelamiento de precios, es preciso analizar cuál es la estructura de las canastas de bienes energéticos consumidas por los hogares de acuerdo a su estructura de ingresos. El *gráf. 6.2* muestra la participación del gas natural, el GLP y Kerosene en los hogares según deciles de ingreso. Tal como puede observarse solamente el 30% de los hogares más pobres, primer decil de ingresos, tienen acceso y utilizan gas natural para cocción de los hogares cubren dicho requerimiento con GLP.

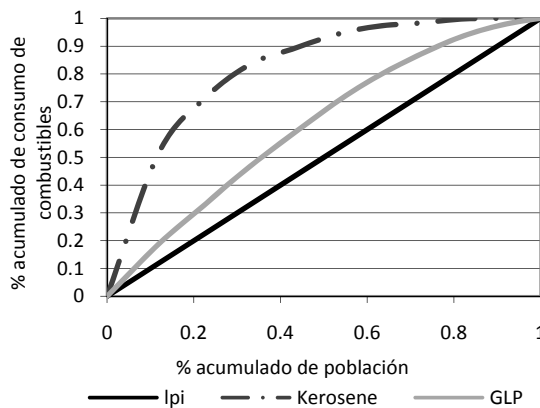
La incidencia distributiva del acceso de las tres fuentes energéticas se analiza mediante las  $CCCE_j$  que se muestran en los *gráf. 6.3 a 6.5*. Tal como era esperable, la  $CCCE$  de kerosene y GLP caen por encima de la  $lpi$ , mostrando una distribución del acceso a las fuentes pro-pobre, dado que son estas las fuentes energéticas de menor calidad. De igual modo, se observa que la distribución del consumo de kerosene es aún más desigual que la de GLP. Por su parte, la curva de  $CCCE$  gas natural cae por debajo de la  $lpi$ , evidenciando una distribución pro-rico y presenta una distribución más igualitaria. Al mismo tiempo, en el *gráf. 6.4* se observa que la curva de concentración del consumo del gas natural es más igualitaria que la  $CL$  de los ingresos para igual período. Es importante destacar que, tal como puede observarse en el *gráf. 6.5*, entre los años 2004 y 2006 la incidencia distributiva de las políticas energéticas ha empeorado, puesto que el consumo de GLP, principal fuente energética utilizada por los deciles de menores ingresos, se ha vuelto más desigual.



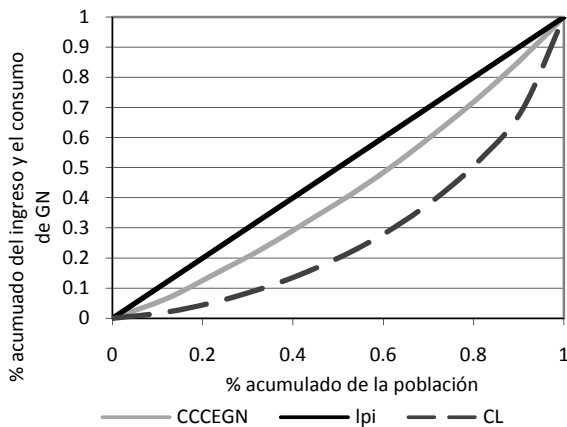
**Grafico 6.2:** Participación de los distintos combustibles para el uso de cocción



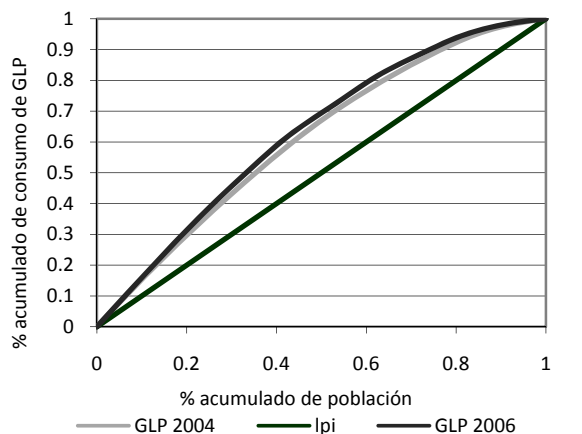
**Grafico 6.3:** CCCE para el Kerosene y GLP



**Grafico 6.4:** CCCE para el GN y Curva de Lorenz para el Ingreso año 2006



**Grafico 6.5:** CCCE para el GLP 2004 y 2006



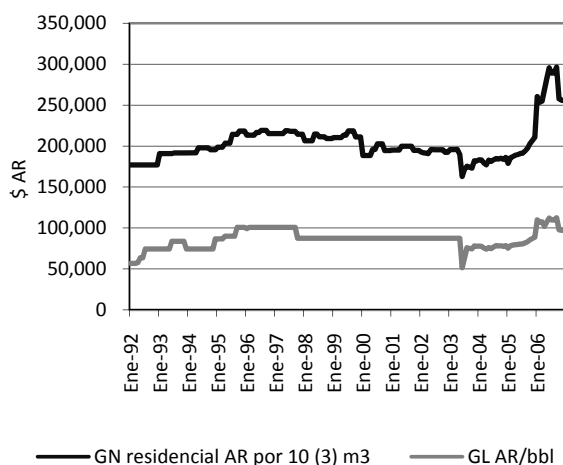
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la EPH continua

Tal como se mencionó anteriormente la comparación en este sentido debe ser realizada son solo los precios en pesos por unidad de volumen sino, principalmente, los precios medidos en unidades calóricas. En un análisis a priori, podría concluirse que la política de precios implementada en el período 1992-2006 en Argentina es pro pobre, ya que los precios del gas natural por m<sup>3</sup> son muy superiores a los del GLP por bbl. De esta forma podría decirse que la incidencia es positiva sobre aquellos hogares con menores ingresos, que como se ha visto son los que utilizan en mayor medida el gas de garrafa. No obstante, dado que lo importante al momento de cubrir los requerimientos energéticos de los diferentes servicios energéticos, en

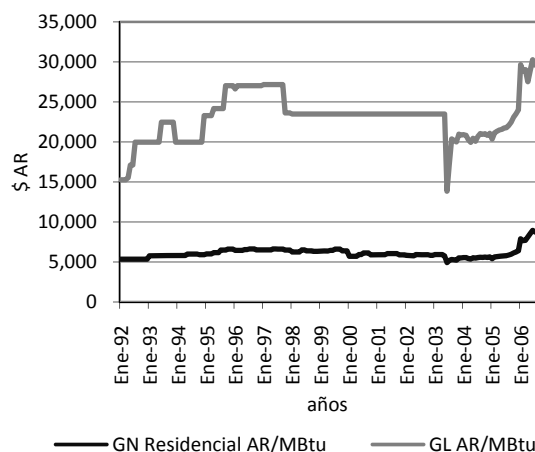
este caso particular la cocción, son las unidades de energía útil, y no de energía neta<sup>172</sup> de una fuente, la comparación final debería hacerse en términos de precios por unidad calórica.

El *gráf.6.7* muestra que como consecuencia del inferior rendimiento de GLP, el precio por unidad calórica es superior para éste que para el GN. Esta situación pone en evidencia que la política de precios es pro rico. El precio final que un hogar pobre debe pagar para cubrir iguales requerimientos de cocción que su par no pobre es superior (como consecuencia de los inferiores rendimientos del GLP). Más aun, según un informe de la Subsecretaría de Defensa del Consumidor (2003), mientras que la tarifa de gas natural ha permanecido prácticamente inalterada desde 2001, el GLP envasado se ha incrementado en promedio 140%; a finales del año 2002 un usuario de GN pagaba aproximadamente 4 veces menos en términos de unidades calóricas que un usuario de GLP. Según el mismo informe, mientras que en 2001 una familia con un ingreso mensual de \$300 gastaba aproximadamente el 5% de su ingreso para abastecer sus requerimientos energéticos mínimos con GLP, en 2003 debía asignar aproximadamente el 12% del ingreso para los mismos fines.

**Grafico 6.6:** Evolución de los precios internos de GN y GLP por unidad de volumen. 1992-2006.



**Grafico 6.7:** Evolución de los precios internos de GN y GLP por unidad calórica. 1992-2006.



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de SIEE-OLADE

<sup>172</sup> La Energía Neta es la energía tal cual llega a los sectores de consumo, se calcula restando a la Energía Bruta las pérdidas de transformación, transporte y distribución. La Energía Útil, sin embargo, es la energía realmente utilizada para satisfacer el requerimiento, se obtiene restando a la Energía Neta las pérdidas en la transformación en el momento del consumo. Depende de la eficiencia del artefacto utilizado, y del rendimiento de la fuente energética.

### 6.3 CONSIDERACIONES AL FINAL DEL CAPÍTULO

Este capítulo, ha iniciado el abordaje de la última parte de la hipótesis. El objetivo principal ha sido analizar las implicancias para el desarrollo económico y social de las problemáticas del abastecimiento energético desde una perspectiva convencional.

Para estudiar las implicancias de la falta de abastecimiento energético sobre el desarrollo, es primero preciso determinar la definición de desarrollo sobre la cual se aborda el análisis. En este sentido, a lo largo de este trabajo, se ha optado por el concepto de desarrollo sustentable provisto por OLADE/CEPAL/GTZ (2003) de acuerdo al cual, el desarrollo sustentable es la evolución conjunta de cuatro dimensiones: económica, política, ambiental y social; dentro de las cuales la energía cumple un rol fundamental. En este capítulo, el análisis se ha centrado en estudiar el rol de la energía en la dimensión económica y social. Se ha dejado de lado el análisis del rol de la energía en la dimensión política y ambiental, no por considerarlas menos relevantes, sino porque dicho estudio excede los alcances de esta investigación. No obstante, se reconoce aquí la relevancia de la energía para la dimensión ambiental, aspecto sumamente importante y que merecería especial atención en desarrollos futuros.

La energía puede impactar sobre la dimensión económica de dos formas alternativas. Un impacto directo, de acuerdo al cual, dadas las características de la energía como insumo productivo fundamental, sin un correcto abastecimiento energético no podrán ser llevadas a cabo todas las actividades productivas de la economía. Este impacto ha sido representado para el caso de una economía cerrada, por medio de una función de producción de coeficientes fijos en la cual el recurso escaso es la energía. En este punto es crucial el supuesto respecto a la elasticidad de sustitución entre la energía y otros insumos básicos de la función de producción, así como la sustitución de los recursos energéticos entre sí, la no reproducibilidad de la energía y los límites a los cuales se enfrenta la eficiencia energética. El análisis muestra que en una economía cerrada, en el cual un país ha de autoabastecerse del recurso energético, los faltantes de oferta implicarán restricciones directas en su capacidad productiva.

La repercusión indirecta ha sido representada por medio del impacto en la balanza comercial de la necesidad de recurrir a importaciones crecientes del recurso para cubrir la brecha entre la producción y el consumo. A efectos de estudiar esta temática, se ha introducido aquí los conceptos propios de la Ley de Thirlwall. De acuerdo a esta teoría, la tasa de crecimiento en el largo plazo de un país será la que corresponda a la relación entre el crecimiento de la demanda de exportaciones y la elasticidad ingreso de las importaciones. En la aplicación aquí realizada, en una economía abierta la brecha de abastecimiento interno podrá ser

cubierta con importaciones energéticas, pero con impactos sobre la tasa de crecimiento de largo plazo del país.

Finalmente, la energía se relaciona con la dimensión social dada su utilización como bien de consumo, fundamental para el desarrollo humano. En particular, en los niveles iniciales de desarrollo de las naciones, es igualmente importante el acceso a la energía en el sector residencial como la calidad de los recursos energéticos utilizados para dicha cobertura y su asequibilidad. En el primer aspecto, generalmente los países con mayores niveles de pobreza y desigualdad en la distribución del ingreso son aquellos países en los cuales la utilización de la leña y biomasa tradicional cumplen un rol fundamental en la cobertura de los requerimientos energéticos en el sector residencial. Esto impacta en forma negativa sobre el desarrollo social, dada la menor calidad de estas fuentes energéticas y sus potenciales impactos sobre la calidad de vida, en especial sobre la salud y la productividad. Este ha sido y es el claro ejemplo de muchos países de la región latinoamericana, aunque no el de Argentina.

En el caso del servicio eléctrico para la cobertura de la iluminación en Argentina, si bien se observan elevadas tasas de electrificación el análisis realizado muestra que al año 2008, en comparación con el período inmediato posterior a la reforma eléctrica, en muchas de las principales zonas de concentración de la población, no parece existir una tendencia a la progresividad a favor de los consumidores de menores ingresos. Esto se mostró mediante el breve análisis de las estructuras tarifarias.

En el caso de la cobertura del resto de los requerimientos energéticos tales como calefacción o cocción, la si el gas natural tiene una penetración muy elevada, se observa que para los deciles de menores ingresos los principales combustibles son Kerosene y GLP, esto se encuentra asociado a la pobreza estructural de algunas zonas, o la falta de infraestructura de base para el consumo de gas distribuido. En cuanto a la asequibilidad y la incidencia distributiva de las políticas de precios, se observa que a medida que empeora la calidad de la fuente empleada (se pasa de gas distribuido a GLP y a Kerosene) empeora la distribución en el consumo del mismo entre los deciles de ingreso. En particular, la situación en torno a la distribución del consumo de GLP, una de las principales fuentes energéticas utilizadas por los hogares de menores ingresos, ha empeorado entre los años 2004 y 2006, tal como pudo observarse en la curva de concentración del consumo. Por último, el análisis comparativo de la evolución de los precios de gas distribuido y GLP, ha mostrado que si bien analizado en términos de precio por unidad de volumen la política de precios implementada es pro pobre; si se realiza el mismo análisis en términos de unidad de precio por unidad calórica, dicha política es pro rico.

#### 6.4 BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- ARTO OLAIZOLA, I; KERSCHNER, C. (2009) “La economía vasca ante el techo del petróleo: una primera aproximación”, *Ekonomiaz N.º 71, 2.º cuatrimestre, 2009*
- ASAFU-ADJAYE, J. (2000) “The relation between energy consumption, energy prices and economic growth: time series evidence from Asian developing countries”, *Energy Economics 22, 615-625*.
- BEAUDREAU, B. (2005) “Engineering and economic growth”, *Structural Change and Economic Dynamics 16, 211-220*.
- CHENA, P. (2008) “Crecimiento restringido por la balanza de pagos en países exportadores de alimentos”, *Problemas del Desarrollo: Revista Latinoamericana de Economía 39 (155) 29-51*.
- CLEVELAND, C. (2003). *Biophysical constraints to economic growth. Encyclopedia of Life Support Systems*, (EOLSS Publishers Co. Oxford, UK).
- CLEVELAND, C., COSTANZA, R., HALL, C. KAUFMANN, R. (1984) “Energy and the U.S. Economy: A Biophysical Perspective”, *Science 31 (225) 890 – 897*.
- CLEVELAND, C., KAUFMANN, R., STERN, D. (2000) “Aggregation and the role of energy in the economy”, *Ecological Economics 32, 301–317*.
- DASGUPTA, P.; HEAL, G. (1979) *Economic Theory and Exhaustible Resources*. Cambridge University Press, Oxford.
- FRANCIS, B., MOSELEY, L., OSARETIN IYARE, S. (2007) “Energy consumption and projected growth in selected Caribbean countries”, *Energy Economics 29, 1224-1232*.
- GEORGESCU-ROEGEN, N. (1971). *The entropy law and the economic process*. Cambridge, Mass, Harvard University.
- HARTWICK, J. M. (1977) *Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources*.
- KAUFMANN, R. (1992) “A biophysical analysis of the energy/real GDP ratio: implications for substitution and technical change”, *Ecological Economics, 6: 35-56*.
- KOZULJ, R; Di SBROIACCA, N; BOUILLE, D. (2004) *Assessment of Energy Reforms: Case Studies in Latin America and the Caribbean*, IDEE/FB, Bariloche.
- LEE, C. (2005) “Energy consumption and GDP in developing countries: A cointegrated panel analysis”, *Energy Economics 27, 415-427*.
- MARCHIONNI, M.; SOSA ESCUDERO, W.; y ALEJO, J. (2008) “La Incidencia Distributiva del Acceso, Gasto y Consumo de los Servicios Públicos”, *Centro de Estudios Distributivos, Laborales y Sociales, Documento de Trabajo 67*

- MATESANZ GÓMEZ, D; FUGAROLAS ÁLVAREZ-UDE, G; CANDAUDAP, E (2007) “Balanza de pagos y crecimiento económico restringido. Una comparación entre la economía argentina y la mexicana”, *Revista de Economía Mundial* 017, 25-49.
- NARAYAN, PK; SMYTH, R. (2009), “Multivariate granger causality between electricity consumption, exports and GDP: Evidence from a panel of Middle Eastern countries”. *Energy Policy*, 37 (1), 229-236.
- OH, W. y LEE, K. (2004) “Causal relation between energy consumption and GDP revisited: the case of Korea 1970-1999”, *Energy Economics* 26, 51-59.
- RAMOS MARTIN, J. (2005) *Complex systems and exosomático energy metabolism of human societies*. Universitat Autònoma de Barcelona.
- SAGHIR, J. (2004). Energy and Poverty. en 9<sup>th</sup> International Energy Forum, Netherlands.
- SARI, R. y SOYTAS, U. (2007) “The growth of income and energy consumption in six developing countries”, *Energy Policy* 35, 889-898.
- SMULDERS, S. y NOOIJ, M. (2003) “The impact of energy conservation on technology and economic growth”, *Resource and Energy Economics* 25, 59-79.
- SOYTAS, U. y SARI, R. (2003) “Energy consumption and GDP: causality relationship in G-7 countries and emerging markets”, *Energy Economics* 25, 33-37.
- SOYTAS, U. y SARI, R. (2007) “The relation between energy and production: Evidence from Turkish manufacturing industry”, *Energy Economics* 29, 1151-1165.
- SUBSECRETARÍA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR. (2003) “Algunas Anotaciones Acerca de la Problemática del Gas Licuado de Petróleo Envasado en Argentina”, *Revista Temas del Consumidor* N°63.
- STERN, D. (1997). “Limits to substitution and irreversibility in production and consumption: a neoclassical interpretation of ecological economics”, *Ecological Economics* 21, 197-215.
- STERN, D. (2004). “Elasticities of Substitution and Complementarity”. Working Papers in Economics
- STERN, D. (2009). *Interfuel Substitution: A Meta-Analysis*. Munich Personal RePEc Archive
- STERN, D. y CLEVELAND, C., (2004) “Energy and economic growth”, en *Rensselaer Working Papers in Economics* 0410.
- STIGLITZ, J. E. (1974) “Growth with Exhaustible Natural Resources: The Competitive Economy”, *Review of Economic Studies, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources*, 139-152.
- TAHOVNEN, O. y SALO, S. (2001) “Economic growth and transitions between renewable and non renewable energy resources”. *European Economic Review* 45, 1379-1398.
- THIRLWALL (2003). *La naturaleza del crecimiento económico. Un marco alternativo para comprender el desempeño de las naciones*. Fondo de Cultura Económica.

- TOMAN, M.A., JEMELKOVA, B. ( 2003) Energy and economic development: an assessment of the state of knowledge. *Energy Journal* 24 (4), 93–112.
- VAN ZON, Y. (2003) “An endogenous growth model with energy saving technical change”, *Resource and energy economics* 25, 81-103.
- ZACHARIADIS, T. (2007) “Exploring the relationship between energy use and economic growth with bivariate models: New evidence from G-7 countries”, *Energy Economics* 29, 1223-1253.

## **VII. PATRON DE CONSUMO ENERGÉTICO EN ARGENTINA: ANÁLISIS DEL METABOLISMO ENERGÉTICO NACIONAL\***

En este capítulo, se aborda desde otra perspectiva diferente a la empleada en el capítulo anterior, la segunda parte de la hipótesis. Se pretende ahora caracterizar el patrón de consumo energético seguido por Argentina en la historia reciente.

Tal como se ha mostrado anteriormente, la energía cumple un rol fundamental en el proceso de desarrollo de las naciones. La visión presentada en el capítulo anterior, enfatizaba las limitaciones que le impone la base material de la economía al desarrollo (Georgescu-Roegen 1971; Cleveland, 2003; Stern, 2004; Beaudreau, 2005). En este sentido, distintos autores coinciden en que el proceso de desarrollo de las naciones, se ha basado en el uso de recursos naturales y ha estado condicionado por la dotación de los mismos, en los cuales el recurso energético juega un rol fundamental (Allen, 2009; Vitelli, 1999).

Así, en la evolución histórica de desarrollo, los países han hecho un diferente uso de este recurso energético, atendiendo a sus estructuras productivas. Por estos motivos, la estructura socio productiva de las naciones es fundamental para poder comprender y delimitar el patrón energético que la caracteriza, y para poder realizar proyecciones en torno a la evolución futura del consumo energético, la dependencia del recurso y las posibles limitaciones biofísicas que el proceso puede enfrentar.

A diferencia del enfoque utilizado en el capítulo anterior, se pretende aquí aplicar un análisis innovador, al menos para el caso argentino. A tales efectos se realiza una evaluación del Multi-Scale Integrated Analysis of Societal and Ecosystem Metabolism (MuSIASEM)<sup>173</sup>.

### **7.1. ANÁLISIS INTEGRADO MULTIESCALAR DEL METABOLISMO SOCIAL**

Usualmente, el análisis del patrón de consumo energético de un país o región y su evolución en el tiempo se realiza mediante el estudio de la intensidad energética, esto es, el consumo de energía por unidad de PBI<sup>174</sup>.

Diversos autores realizan análisis de la evolución de la intensidad energética con el fin de estudiar, no solo el patrón de consumo energético de un país, sino también la efectividad de las

---

\* Este capítulo fue, en parte, desarrollado durante una estancia de investigación realizada en el ICTA-Universidad Autónoma de Barcelona, gracias a una beca obtenida en el marco del programa ALFA-SUPPORT.

<sup>173</sup> Análisis multiescalar integrado del metabolismo social.

<sup>174</sup> La intensidad energética es la cantidad de energía requerida para producir una determinada cantidad de producto o servicio, la cantidad de energía usada para calentar o enfriar un determinado espacio, o transportar una persona a lo largo de cierta distancia. La relación energía/PBI es un indicador usual de la intensidad energética de toda la economía. (Cleveland y Christopher, 2007).



políticas energéticas implementadas. Así, muchos análisis concluyen que la reducción en la intensidad energética de distintos países pertenecientes a la región de la Unión Europea se debe al éxito de sus políticas de uso racional y eficiente de la energía.

Sin embargo, tal como lo resalta Ramos-Martin (2001), aún cuando presentan gran utilidad para ilustrar cambios cualitativos importantes a lo largo de la historia de las sociedades las variables intensivas, como la intensidad energética, tienen amplias limitaciones para reflejar y explicar claramente la evolución y los reales impactos de los cambios estructurales.

Comprender el movimiento en el consumo de energía o en los cambios en la intensidad energética en los países implica necesariamente comprender los cambios en el proceso de utilización de la energía en la sociedad a diferentes niveles y sectores de la economía. Implica entonces conocer los patrones y el comportamiento del metabolismo de la sociedad.

El metabolismo social es el proceso de transformación de materia y energía que se produce en una sociedad para continuar con su existencia a lo largo del tiempo (Ramos-Martin *et al.*, 2007; Giampietro *et al.*, 2009). Básicamente el metabolismo de una sociedad se encuentra conformado por dos grandes sectores. El sector de consumo, y el sector productivo. Mientras que el primero de estos sectores constituye la parte “*disipativa*” del sistema, el segundo sector es el “*hiperciclo*” o el oferente de bienes y servicios con un determinado requerimiento de energía y materiales.

En particular, el metabolismo energético de la sociedad es el proceso mediante el cual la energía es utilizada para mantenerse en actividad y alcanzar diferentes niveles de desarrollo. El consumo de energía por parte de los individuos, y de la sociedad, puede ser consumo exosomático o endosomático. Tal como lo destaca Ramos-Martin *et al.* (2009) la idea de metabolismo exosomático, introducida por Georgesçu-Roegen (1975) se refiere a la conversión de un *input* energético en un *output* para realizar las actividades requeridas por el hombre en el proceso de producción social, pero refiriéndose a un proceso que se realiza fuera del cuerpo humano; mientras que el metabolismo energético endosomático es la conversión física de la energía de los alimentos en la actividad humana. Esta distinción entre ambas formas de metabolismo tiene su raíz en la representación del proceso socioeconómico de producción y consumo de Georgesçu-Roegen (1975) en términos biofísicos, la cual según el autor requiere de la distinción entre los coordinadores “*fund*” y “*flow*”.

En el esquema de Georgesçu-Roegen (1975) el *fund* es “aquello que el sistema es y es necesario mantener”, es aquello que determina el tamaño del sistema en el cual se desarrollan las actividades. Se trata precisamente de los agentes o los factores (capital, trabajo, tierra) que se

incluyen y existen a lo largo del proceso, transformando los flujos de inputs en flujos de outputs. Los *flow*, en cambio, son elementos que integran el proceso pero que no se mantienen en el tiempo, al menos no en la escala de tiempo en que se realiza el análisis. Pueden variar de acuerdo a la accesibilidad de un determinado recurso, o a la capacidad de procesamiento del sistema. Dentro de los *flow* se pueden incluir tanto la energía como la materia utilizada y/o disipada. Una importante ventaja del modelo de Georgescu-Roegen es que se reconoce la dependencia que el proceso productivo tiene del tiempo, así como el hecho de que la oferta de trabajo es un fenómeno social y biofísico (Gowdy *et al.*, 2009).

De todos los aspectos mencionados hasta el momento, uno de los puntos más importantes a efectos de esta investigación radica en el reconocimiento que la energía es un *input* crítico para impulsar la sociedad industrial. La existencia del concepto de metabolismo energético exosomático realza la idea de los límites biofísicos que impone el consumo energético al desarrollo.

Tal como se ha enfatizado en el capítulo anterior, la limitación que la energía impone al desarrollo radica en el rol que la misma cumple como insumo productivo y como bien de consumo final, fundamental para la consecución de la sustentabilidad.

En el marco de la definición provista por OLADE/CEPAL/GTZ (2003) previamente mencionada, el desarrollo sustentable se considera como la evolución conjunta de diferentes dimensiones, lo que enfrenta al analista ante un problema de características multidimensionales. Un problema común en el tratamiento de cualquier aspecto social que presente una característica multidimensional, es el hecho que la existencia de múltiples dimensiones muchas veces implica la existencia de contradicciones y características diferenciales en cada dimensión. Así, uno de los principales desafíos que enfrentan las metodologías de análisis es cómo integrar distintos factores y atributos de los diferentes descriptores del metabolismo social en distintas perspectivas. Se trata de cómo afrontar el tratamiento de información heterogénea, inconmensurable e irreductible.

Es en este marco de análisis que surge el MuSIASEM como una metodología de evaluación heterogénea, con la capacidad de relacionar las diferentes variables de una forma integrada, permitiendo analizar la evolución del metabolismo de la sociedad en combinación con sus límites biofísicos.

El MuSIASEM, desarrollado por Giampietro y Mayumi (1997, 2000) y formulado más profundamente por Giampietro (2003), es una aplicación del mencionado modelo *fund-flow* de Georgescu-Roegen (1971) y ha sido utilizada para un amplio rango de estudios (Falconi-

Benitez, 2001; Ramos Martin, 2001; Ramos Martin y Giampietro, 2005; Eisenmenger *et al.*, 2007; Ramos-Martin *et al.*, 2007; Giampietro *et al.*, 2009; Sorman, 2009). Este análisis multidimensional combina información monetaria, demográfica y biofísica para lograr la caracterización del metabolismo de una sociedad. Es decir, se analiza la relación entre las dimensiones de actividad económica, humana y el consumo energético.

### 7.1.1. Aspectos metodológicos

Dado que permite realizar estudios a diferentes niveles de jerarquía, el MuSIASEM permite al evaluador realizar análisis de mayor riqueza y profundidad que ciertos análisis convencionales.

Por ejemplo, este análisis se basa en la división de la asignación del tiempo humano disponible en una sociedad entre el sector disipativo y el hiperciclo. Esta división hace posible, entre otras cosas, analizar la asignación del tiempo en un sistema entre las actividades pagas – *paid work-* (PW) y las actividades no pagas – *non-paid work-* (HH). Este aspecto puede constituir una decisión de asignación entre el corto y largo plazo. Mientras que la asignación del tiempo a las actividades PW se relaciona con el mantenimiento y la seguridad del funcionamiento del sistema en el corto plazo; la asignación del tiempo a de las actividades HH se relaciona con la reproducción del sistema humano (el elemento *fund*) que se requiere para mantener la oferta de trabajo en el tiempo. Las actividades relacionadas con el sector no pago de la economía que suelen capturarse dentro del sector de hogares (HH) incluyen a los no trabajadores en la población no activa, y a los desempleados dentro de la población activa o al trabajo no pago relacionado con la propia reproducción de la persona (dormir, ocio, cuidado personal, educación, etc.) (Gowdy *et al.*, 2009).

Dentro del MuSIASEM, el análisis puede ser realizado a diferentes niveles jerárquicos, permitiéndose entonces comprender los diferentes aspectos que coordinan la evolución del sistema. Básicamente dichos niveles serían el nivel global de la economía ( $n$ ); y en nivel de desagregación entre las actividades de consumo y producción (PW y HH) ( $n-1$ ). Dentro de las actividades de producción se realiza una división entre los principales sectores productivos o actividades ( $n-2$ ). Estos tres grandes sectores son el Sector Productivo (PS), que incluye al sector energético y la industria incluyendo la construcción; el sector de servicios y gobierno (SG); y el sector primario (AG). Gowdy *et al.* (2009) subrayan que una de las ventajas de este análisis jerárquico es que permite tanto el análisis dentro del mismo sistema de, por ejemplo, el consumo energético por unidad de tiempo humano disponible en una determinada sociedad con el conjunto de la misma; como la comparación de diferentes sistemas económicos en distintos

niveles jerárquicos; así como también permite el estudio de las limitaciones impuestas por las características propias del sistema a su propia evolución.

Las variables utilizadas en el análisis pueden ser divididas en dos grandes grupos: las variables extensivas o de escala, que son variables que se pueden sumar y que caracterizan el tamaño de los compartimientos del sistema; y las variables intensivas (indicadores), que son aquellas que no es posible sumar y que caracterizan el paso del metabolismo.

Dentro del grupo de las variables extensivas se encuentran:

*THA*: Total Human Activity: Tiempo humano total disponible para ser asignado al consumo endosomático y exosomático en un año. (24 horas en 365 días por el total de la población).

*HA<sub>PW</sub>*: Human Activity paid work: Tiempo humano asignado al sector pago de la economía en un año.

*HA<sub>HH</sub>*: Human Activity households: Tiempo humano asignado al sector hogares en un año.

Se define como:

$$HA_{PW} = \sum HA_i$$

$$HA_i = Sem * PO_i * HsS_i$$

Donde

*Sem*: Semanas de trabajo por año

*HA<sub>i</sub>*: Tiempo humano asignado a la rama de actividad *i*.

*PO<sub>i</sub>*: Población ocupada en la rama de actividad *i*.

*HsS<sub>i</sub>*: Horas de trabajo semanales en la rama de actividad *i*.

$$THA = HA_{PW} + HA_{HH}$$

*TET*: Total Exosomatic Throughput: Procesamiento exosomático total. Total del consumo energético exosomático de todo el sistema en un año.

*ET<sub>PW</sub>*: Exosomatic Throughput paid work: Consumo energético exosomático del sector pago de la economía en un año.

*ET<sub>HH</sub>*: Exosomatic Throughput households: Consumo energético exosomático del sector hogares en un año.

$$TET = ET_{PW} + ET_{HH}$$

Entre las variables intensivas o indicadores se encuentran:

$EMR_{SA} = \frac{TET}{THA}$ : Average Exosomatic Metabolic Rate: Consumo de energía por hora de tiempo humano disponible en la sociedad.

$EMR_{PW} = \frac{ET_{PW}}{HA_{PW}}$ : Paid Work Exosomatic Metabolic Rate: Consumo energético en el sector productivo por hora de tiempo de trabajo.

$EMR_{HH} = \frac{ET_{HH}}{HA_{HH}}$ : Household Exosomatic Metabolic Rate: Consumo energético en los hogares por hora dedicada al hogar.

$ELP_i = \frac{PBI_i}{HA_i}$ : Economic Labour Productivity: Valor agregado por unidad de hora trabajada en el sector *i*

$\frac{ELP_i}{EMR_i} = \frac{PBI_i}{ET_i}$ : Energy Efficiency of Production: Valor agregado por unidad de consumo energético en un determinado sector.

### 7.1.2. Datos e información utilizada

El análisis MuSIASEM ha sido realizado para la economía Argentina para el período 1990-2007. Para realizar este estudio se ha utilizado como fuente principal estadísticas nacionales, cuando existieran, completándose en otros casos con fuentes estadísticas internacionales.

La información correspondiente al consumo de energía por sectores corresponde a información de los Balances Energéticos de la Secretaría de Energía de la Nación. Para obtener información demográfica se utilizaron datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) en combinación con *International Labor Organization* (ILO) en su base de datos LABORSTA. Finalmente, para la obtención de la información monetaria, se utilizó información de la *United Nations Statistics Division*, en combinación con información del INDEC.

Es importante destacar, que dada la carencia de cierta información fundamental, se han debido incorporar algunos supuestos al análisis.

En el análisis a nivel de desagregación  $n$ , se utiliza el consumo energético de fuentes primarias, y eliminando el consumo no energético, definiendo al consumo como:

$$CEP = CF_{EP} + CP_{EP} + PER + CETRAN$$

Donde:

$CEP$ : Consumo de Energía Primaria

$CF_{EP}$ : Consumo Final de Energía Primaria

$CP_{EP}$ : Consumo Propio de Energía Primaria

$PER$ : Pérdidas del sector transformación

$CETRAN$ : Consumo Energético del Sector Transformación

Para el análisis al nivel  $n-1$ , se utiliza el consumo energético secundario incluyendo al sector energético en el cálculo y eliminando el consumo no energético.

Para el análisis al nivel  $n-2$ , se utiliza el consumo energético secundario incluyendo al sector energético en el cálculo, eliminando el consumo no energético, y asignando el consumo propio del sector energético y las pérdidas de transformación a cada uno de los sectores de socio consumo en función de su participación en el consumo energético final.

Para la distribución del consumo del sector transporte, al igual que la mayoría de la literatura en este campo de estudio, se supone que el 50% de la movilidad corresponde en su mayor porcentaje al transporte de mercancías; del 50% restante, la mitad corresponde a

movilidad obligada que se incorpora en el sector servicios, y la otra mitad corresponde a movilidad voluntaria que se incorpora al consumo residencial.

Para el análisis se toma el Valor Agregado Bruto (VAB) por sectores en dólares constantes de 1990, desglosados por sectores. La fuente de información utilizada ha sido *la United Nations Statistics Division; National Accounts Estimates of Main Aggregates*<sup>175</sup>.

De igual forma que la distribución del consumo energético del sector transporte se asignó en parte a la industria y en parte al sector servicios; el VAB de este sector se incorpora en su totalidad a los servicios, porque se supone que se trata de valor agregado que va al servicio correspondiente.

Para realizar las estimaciones del  $THT$  y  $HA_i$  se basó en las estimaciones y proyecciones nacionales de evolución de la población y tasa de actividad de INDEC. La tasa de ocupación por rama de actividad económica fue calculada por extrapolación de los resultados de los Censo Nacional de Población y Vivienda 1991 y 2001 publicados por INDEC. Esta información fue además corregida por información presentada por *ILO-LABORSTA* y *CEPAL-CEPALSTAT*. Se asumieron 48 semanas de trabajo por año en función de la información de *ILO-LABORSTA* tomado promedio por grandes ramas en dos cortes<sup>176</sup>. Para calcular horas de trabajo por semana por sector, se tomaron promedios por grandes ramas de actividad por años de acuerdo a la información disponible en *ILO-LABORSTA*. Las horas promedio trabajadas por semana en el periodo de análisis han sido en de 48.5 hs el sector primario; 43,27 para el sector productivo y 38 para el sector servicios.

### 7.1.3. Resultados

Tal como se mencionó anteriormente, el estudio fue llevado a cabo para Argentina para tres niveles de desagregación, que son analizados a continuación. Los resultados generales se presentan en el *Cuadro 7.1* al final de esta sección.

---

<sup>175</sup> Cabe destacar en esta instancia que se reconoce la posibilidad de un error metodológico puesto que la estimación se realiza sobre el VAB en lugar de sobre el PBI, sin embargo, esta fue la única información disponible en de valores sectoriales en dólares constantes en las fuentes de información disponibles.

<sup>176</sup> Se ha tomado un promedio punto intermedio entre los días que corresponden a los empleados con más de 5 años de antigüedad, más de 10 años y más de 20.

### 7.1.3.1. Nivel n

El análisis del estudio realizado a nivel agregado ha arrojado resultados interesantes. En primer lugar, se observa una alta correlación entre el consumo de energía y el PBI, la cual puede ser observada en el *graf. 7.2*. En el *graf. 7.1* se observa claramente como el consumo de energía primaria acompaña al PBI, tanto en su evolución en el período de análisis, como en su ciclicidad.

En segundo lugar, los *graf. 7.3* y *graf. 7.4* muestran la relación entre la intensidad energética primaria, el consumo de energía y el PBI. Tal como puede observarse, mientras que la intensidad energética presenta forma de N en el período de análisis, decreciendo en primera instancia, creciendo luego y decreciendo nuevamente el consumo de energía presenta una tendencia creciente a lo largo de toda la serie. En cuanto a la forma de la IE, es importante resaltar que hasta el año 1999, el mencionado aumento del consumo de energía se acompaña de una reducción de la intensidad energética, porque el PBI crece a tasas mayores que el consumo. El primer *turning point* se encuentra en el año 1999 donde la intensidad energética sigue creciendo a pesar de que cae el consumo de energía, esto puede ser explicado principalmente por la recesión económica que enfrentó el país durante dichos años. Más aún, entre los años 1999 y 2002, la caída del PBI es superior al desaceleramiento en el consumo de energía, lo que podría deberse entre otras cosas a la indivisibilidad de la energía y la inflexibilidad a la baja de su consumo; motivo por el cual se observa una tendencia creciente de intensidad. El segundo *turning point* se encuentra en el año 2003, pues a partir dicho año se acelera el consumo energético superando la tasa de crecimiento del PBI.

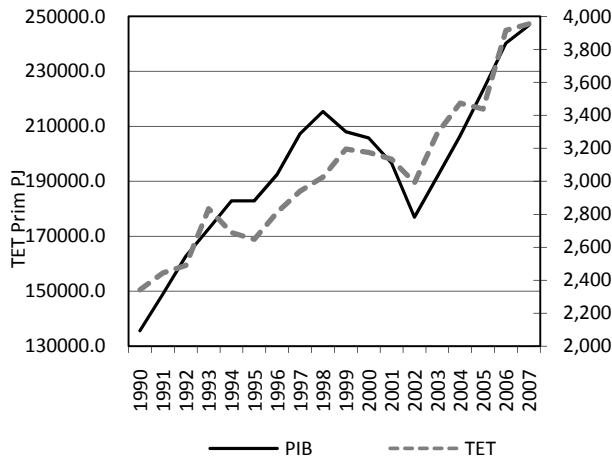
En tercer lugar, el *graf. 7.5* muestra que existe una alta correlación entre el consumo de energía y la población. Este aspecto es ampliamente discutido por diversos autores, pues muestra cómo los incrementos en la población necesariamente implicaran incrementos elevados en los requerimientos energéticos, aumentos en la demanda de energía, para poder abastecer a la población. Este aspecto muestra cómo, en un futuro cercano, de mantenerse el crecimiento poblacional, serán necesarios incrementos en la oferta de energía acompañados de mayores esfuerzos en políticas de uso racional de la energía por parte de los consumidores. De igual forma, el *graf. 7.6* muestra, tal como se esperaba, que el crecimiento del producto se encuentra altamente ligado al consumo exosomático de energía. Ambos aspectos muestran y refuerzan la relevancia del recurso energético en el proceso de desarrollo social.

La tasa de metabolismo exosomático de la sociedad en Argentina presenta una leve tendencia positiva, oscilando entre 8.20 y 11.47 MJ/h. En términos comparativos, el consumo de

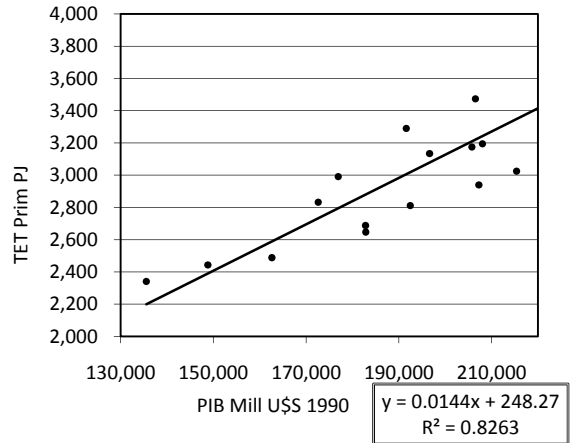
energía por hora en Argentina es superior al que se observa en dos de sus países vecinos. De acuerdo a estimaciones de Eisenmenger *et al.* (2007) en el año 2000 la EMR<sub>SA</sub> en Brasil y Chile era de 5.21 MJ/h y 7.60 MJ/h respectivamente, mientras que para Venezuela era de 11.21 MJ/h, en el mismo año el valor para Argentina fue de 9.25 MJ/h. Respecto de los valores observados en el resto del mundo, también se observan disparidades. Mientras que el promedio mundial es aproximadamente 7.8 MJ/h, para los países de la OCDE es de 22.3 MJ/h, y para China en 1999 era de 4.1 MJ/h (Gowdy *et al.*, 2009). Se observa entonces, grandes diferencias, las cuales se explican por las grandes diferencias entre los dos principales componentes del EMR<sub>SA</sub>. Por un lado, la disparidad en el consumo de la energía entre las regiones en desarrollo y regiones desarrolladas, mencionada en el capítulo anterior, muchas veces asociada a disparidades de consumo en el sector no productivo de la economía, relacionado con los factores culturales del consumo de energía. Por otro lado, la diferente evolución de la población en cada región, esto se observa por ejemplo en el caso de China cuya EMR<sub>SA</sub> a pesar de duplicarse entre 1980 y 1999, presentaba un muy bajo valor, mostrando la importancia de las variables *fund* demográficas para este caso.



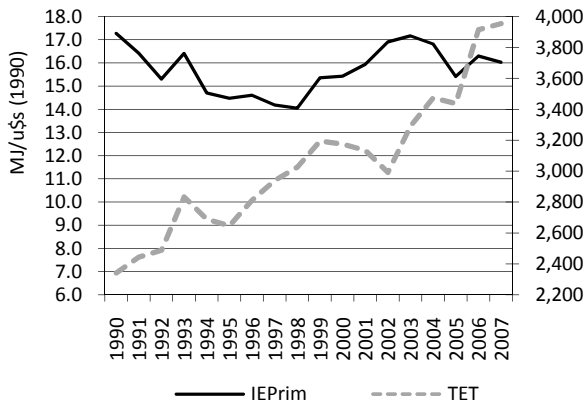
**Grafico 7.1:** Evolución del TET y el PBI. 1990-2007



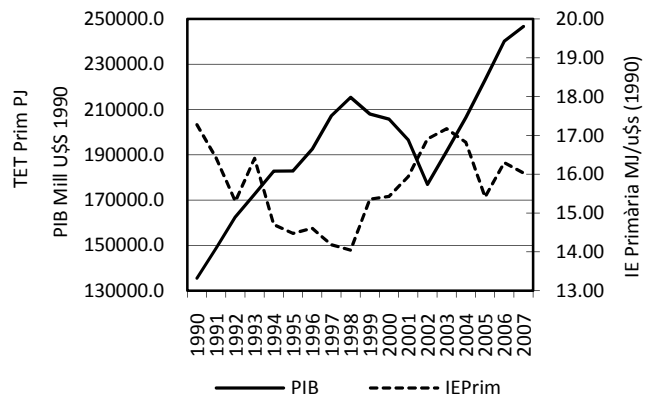
**Grafico 7.2:** Evolución del TET y el PBI. 1990-2007



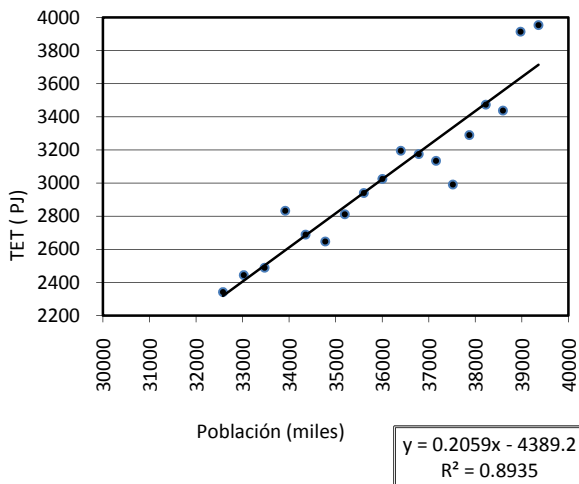
**Grafico 7.3:** Evolución del TET y la IE. 1990-2007



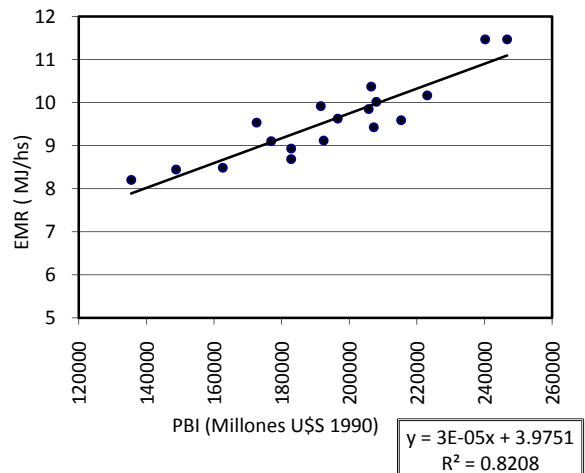
**Grafico 7.4:** Evolución del PBI y la IE. 1990-2007



**Grafico 7.5:** Relación entre TET y Población. 1990-2007



**Grafico 7.6:** Relación entre PBI y EMR. 1990-2007

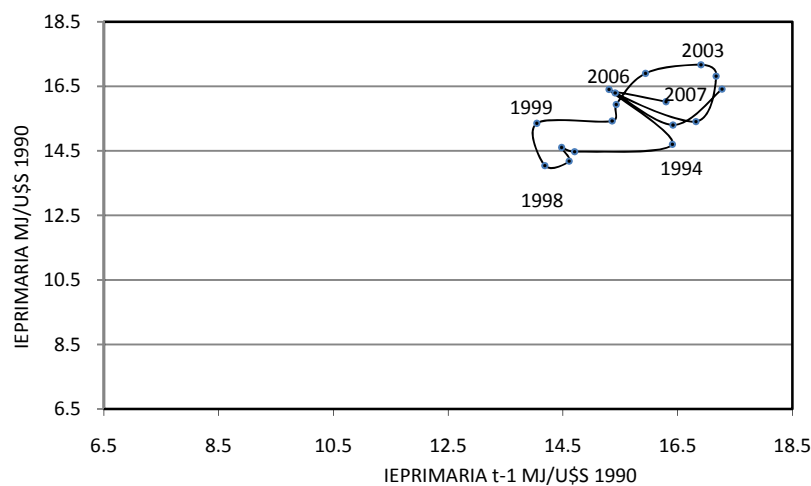


Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, tal como se ha venido enfatizando, el análisis del metabolismo social es un estudio dinámico que no puede ser realizado mediante el empleo de técnicas lineales. En contrapartida la existencia y el uso de técnicas no lineales de estudio permiten analizar el cambio en los patrones de comportamiento en el tiempo, permitiendo observar la existencia de tendencias suaves o de discontinuidades. Los diagramas de fase son una herramienta ampliamente utilizada para estos fines. Estos diagramas muestran la relación entre una variable y la misma variable rezagada. En el caso específico del sector energético y de la intensidad energética, el resultado deseado en un diagrama de fase sería una evolución de tendencia suave con pendiente negativa, mostrando la reducción de la intensidad energética en el tiempo, aspecto que implicaría incrementos en la eficiencia en el uso de los recursos.

El *graf. 7.4* muestra el diagrama de fase para la intensidad energética argentina en el período de análisis. Tal como puede observarse, lejos de seguir la trayectoria deseada, Argentina presenta un único punto de atracción en donde la intensidad energética se mueve en valores cercanos a los 16.5 MJ/U\$. Se observa que el sistema se encuentra en el año 2007 en igual situación que lo estaba a inicios de la década de los noventa. Tal como se observa, el sistema se ha centralizado en un nivel de intensidad energética y no ha logrado disminuirla. Este comportamiento se condice con lo que se observa en el *graf. 7.3*. Lejos de aumentar la eficiencia en el consumo de energía, Argentina presenta un patrón de comportamiento concentrado.

**Grafico 7.4:** Diagrama de fase para la economía Argentina



**Fuente:** Elaboración propia.

### 7.1.3.2. Nivel n-1

El *graf.* 7.2 mostró una tendencia creciente, aunque con algunas fluctuaciones en el consumo de energía primaria en el período de análisis. En el análisis de la descomposición de dicho consumo entre las actividades productivas y el consumo no productivo se observa que, mientras que el  $ET_{PW}$  tiene una tendencia creciente (leve) el  $ET_{HH}$  presenta importantes fluctuaciones y una reciente disminución. Lo interesante de este resultado es que Eisenmenger *et al.* (2007) remarcan que el incremento relativo a favor del consumo de energía en el PW por sobre el HH, implica que el mayor destino del consumo energético ha sido para el aumento del capital en la economía y no para aumentar el bienestar de la población.

Otro aspecto que merece especial atención es que es lo que ha ocurrido con la distribución del tiempo humano ente las actividades pagas y las no pagas, ya que según muchos autores de la literatura, los incrementos en el  $HA_{PW}$  por sobre el  $HA_{HH}$  implicarán en un futuro una presión sobre la demanda de capital para mantener ocupada a la mano de obra creciente, este ha sido, por ejemplo el caso de la economía china. No obstante, este no parece haber sido el caso de Argentina, donde la participación de  $HA_{PW}$  es muy inferior a la de  $HA_{HH}$  disminuyendo inclusive en el período de análisis.

La tasa de metabolismo energético exosomático del promedio de la sociedad en el período de análisis presenta una tendencia levemente creciente, aumentando solamente un 39% entre 1990 y 2007. No obstante este comportamiento es diferente cuando se realiza el análisis comparativo del metabolismo del sector productivo y de la parte disipativa de la economía. Mientras que el  $EMR_{HH}$  solamente se incrementó en un 44% el  $EMR_{PW}$  lo hizo en un 128%. Este incremento en la tasa de metabolismo energético del sector productivo puede ser tomado como un indicador de capitalización de la economía. Es decir que si la cantidad de energía consumida por hora dedicada al trabajo se incrementa en el período de análisis, puede concluirse que la economía se está capitalizando. De similar forma, si se reconoce la existencia de una relación directa entre el nivel de capital de una economía y la productividad del trabajo en la misma, esta situación podría ser vista como favorable.

### 7.1.3.3. Nivel n-2

Finalmente, el análisis del comportamiento de las variables intensivas y extensivas a nivel de sectores productivos, puede permitir completar el diagnostico del sendero seguido recientemente por el metabolismo exosomático argentino.

En principio, al realizar el análisis, un aspecto que llamó especialmente la atención fue la baja participación del  $HA_{AG}$  dentro del total  $HA_{PW}$ , aspecto que se debe al bajo porcentaje de población activa dedicada a estas actividades<sup>177</sup>. Este aspecto podría estar mostrando una tendencia al sector primario a la mecanización, lo que implicaría una capitalización del mismo. Sin embargo si se observa el comportamiento de  $ET_{AG}$  y del  $EMR_{AG}$  esto no parece ser constante a lo largo del período de análisis. Se observa una tendencia a la capitalización del sector hasta el año 2004, principalmente en el período 2001-2004, y una reciente reducción en dicha capitalización. En este sentido, otro aspecto llama la curiosidad y se refiere al consumo de energía en el sector primario en el cual el  $EMR$  se duplica en el año 2004 y 2005 y luego vuelve a su nivel inicial. Este comportamiento tiene su raíz en un aumento del  $ET_{AG}$  que se debe a incrementos del 57% en el consumo de Diesel Oil y Gas Oil y del 100% en el aumento del Fuel Oil, entre 2003 y 2004.

Por otro lado, la menor participación, así como su tendencia decreciente, del AG dentro del tiempo humano productivo respecto a los otros dos sectores productivos puede estar mostrando una lenta reconversión de la economía argentina hacia el sector industrial y, principalmente, al sector servicios.

De igual forma, esta situación que se observa en la baja participación de la mano de obra en actividades primarias, se materializa en altos niveles de metabolismo exosomático para las mismas, sobre todo elevados en comparación con Brasil y Chile, presentando valores cercanos a los 100 MJ/h. Posiblemente esto, se debe a la característica de las actividades agrupadas bajo AG, algunas de las cuales son capital intensivas.

Finalmente, en cuanto al  $EMR$  del resto de los sectores, se observa una tendencia positiva en el  $EMR_{PS}$  a partir del año 2002, lo que en términos de este análisis podría ser entendido como una capitalización del sector, esto es un aumento en el consumo de energía y en la inversión por hora de trabajo humano en este sector.

---

<sup>177</sup> Para asegurarse de que no se trataron de errores en los datos utilizados, se realizaron comparaciones entre distintas fuentes de información.

**Cuadro 7.1:** Datos y resultados

Variable	Nivel n							Nivel n-1							Nivel n-2					
	PBI	THA	TET	IE Prim	CE pc	PBI pc	EMR <sub>SA</sub>	HA <sub>PW</sub>	HA <sub>HH</sub>	ET <sub>PW</sub>	ET <sub>HH</sub>	EMR <sub>PW</sub>	EMR <sub>HH</sub>	ELP <sub>PW</sub>	ET <sub>AG</sub>	ET <sub>PS</sub>	ET <sub>SG</sub>	EMR <sub>AG</sub>	EMR <sub>PS</sub>	EMR <sub>SG</sub>
	(MU\$S1990)	(hs)	(MJ)	(MJ/U\$S)	(GJ/hab)	(U\$S/hab)	(MJ/h)	(hs)	(hs)	(MJ)	(MJ)	(MJ/h)	(MJ/h)	(U\$S/h)	(MJ)	(MJ)	(MJ)	(MJ/h)	(MJ/h)	(MJ/h)
1990	135554.70	3E+11	2E+12	17.27	71.87	4160.56	8.20	3E+10	3E+11	2E+12	5E+09	32.53	1.84	4.30	8E+10	4E+11	5E+11	24.06	30.79	36.09
1991	148822.96	3E+11	2E+12	16.42	73.98	4505.9	8.45	3E+10	3E+11	2E+12	2E+09	33.24	1.91	4.78	9E+10	4E+11	5E+11	27.70	30.88	36.60
1992	162625.82	3E+11	2E+12	15.30	74.35	4858.1	8.49	3E+10	3E+11	2E+12	9E+09	33.93	1.89	5.22	1E+11	4E+11	5E+11	27.60	31.40	37.80
1993	172627.04	3E+11	3E+12	16.41	83.52	5089.6	9.53	3E+10	3E+11	2E+12	1E+10	41.08	2.39	5.64	1E+11	5E+11	7E+11	40.47	35.95	45.79
1994	182821.01	3E+11	3E+12	14.70	78.26	5321.8	8.93	3E+10	3E+11	2E+12	1E+10	38.65	2.12	5.90	1E+11	5E+11	6E+11	42.87	35.12	40.93
1995	182856.65	3E+11	3E+12	14.48	76.12	5257.7	8.69	3E+10	3E+11	2E+12	1E+10	40.06	2.12	6.02	1E+11	5E+11	6E+11	44.75	37.42	41.32
1996	192462.79	3E+11	3E+12	14.61	79.89	5468.4	9.12	2E+10	3E+11	2E+12	1E+10	52.23	2.10	7.97	1E+11	5E+11	6E+11	52.03	69.74	43.91
1997	207256.50	3E+11	3E+12	14.19	82.57	5821.1	9.43	2E+10	3E+11	3E+12	1E+10	55.65	2.06	8.74	1E+11	5E+11	6E+11	50.56	76.20	46.43
1998	215373.23	3E+11	3E+12	14.05	84.02	5981.7	9.59	2E+10	3E+11	3E+12	1E+10	55.20	2.11	8.84	1E+11	5E+11	7E+11	48.48	74.69	47.13
1999	208019.33	3E+11	3E+12	15.36	87.78	5715.0	10.02	2E+10	3E+11	3E+12	1E+10	55.35	2.27	8.59	1E+11	5E+11	7E+11	50.04	71.60	48.71
2000	205755.41	3E+11	3E+12	15.43	86.31	5593.6	9.85	2E+10	3E+11	3E+12	1E+10	54.20	2.27	8.62	1E+11	5E+11	7E+11	48.07	73.24	46.54
2001	196616.65	3E+11	3E+12	15.94	84.35	5291.6	9.63	2E+10	3E+11	3E+12	1E+10	54.33	2.13	8.68	1E+11	5E+11	6E+11	62.23	102.64	38.97
2002	176934.01	3E+11	3E+12	16.91	79.74	4716.3	9.10	2E+10	3E+11	3E+12	6E+09	55.69	1.99	8.17	1E+11	5E+11	6E+11	62.28	106.40	40.05
2003	191604.68	3E+11	3E+12	17.17	86.88	5059.6	9.92	2E+10	3E+11	3E+12	8E+09	59.08	2.13	8.68	2E+11	5E+11	6E+11	75.38	117.94	40.11
2004	206514.17	3E+11	3E+12	16.82	90.87	5402.4	10.37	2E+10	3E+11	3E+12	7E+09	72.47	2.21	10.00	2E+11	6E+11	7E+11	121.04	122.93	49.22
2005	223059.73	3E+11	3E+12	15.41	89.08	5779.9	10.17	2E+10	3E+11	3E+12	5E+09	64.26	2.23	9.57	2E+11	6E+11	7E+11	119.68	120.62	41.59
2006	240198.85	3E+11	4E+12	16.30	100.45	6163.6	11.47	2E+10	3E+11	3E+12	3E+09	82.83	2.62	10.30	2E+11	9E+11	8E+11	97.12	198.03	48.53
2007	246684.22	3E+11	4E+12	16.03	100.47	6268.0	11.47	2E+10	3E+11	3E+12	5E+09	82.96	2.73	10.58	2E+11	1E+12	8E+11	88.56	210.64	46.19

Fuente: Elaboración propia

## **7.2. CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO**

Siguiendo con la lógica presentada en el capítulo anterior se pretendió aquí analizar la interrelación entre el consumo de energía y el desarrollo en Argentina a partir de la aplicación del Multi-Scale Integrated Analysis of Societal and Ecosystem Metabolism (MuSIASEM).

Los resultados obtenidos avalan la existencia de una interrelación entre el consumo de energía y el desarrollo la cual se desprende no solo de la correlación entre el PBI y el consumo de energía primaria a nivel nacional, sino también de la correlación entre la población y dicho consumo y, por sobre todo, de la tasa de metabolismo exosomático y el PBI. Estos aspectos reafirman la relación ente el crecimiento y el consumo de energía en Argentina en el período de análisis y podría hacer prever una tendencia que se mantendrá, al menos en el mediano plazo.

Con respecto al comportamiento y el patrón de consumo seguido por el país durante el período de análisis, el diagrama de fase de la intensidad energética, así como la evolución errática de la intensidad energética en el tiempo, muestran que al aumento del consumo energético no se ha materializado en aumentos en la eficiencia en el mismo. El país presenta puntos atractores en cuanto a la intensidad energética, no logrando iniciar un sendero de consumo más eficiente. Tal como lo destaca Altomonte (2009) la estructura productiva, la composición sectorial del consumo y la participación relativa de las fuentes son los principales factores explican que la intensidad energética no siga el camino deseable en América Latina, y parece ser también el caso específico de Argentina.

En cuanto al análisis a niveles inferiores de jerarquía, la alta dependencia del consumo de energía exosomática observada a nivel nacional se condice con una alta tasa de metabolismo en los tres sectores productivos, en comparación con lo que se observa en otros países de la región, donde el sector primario es menos dependiente del consumo energético. Aún el sector SG presenta un elevado consumo de energía, similar a Venezuela, aunque inferior a otras regiones desarrolladas del mundo, y muy superior a China, Brasil y Chile.

Este aspecto llama especialmente la atención, si se lo analiza en el contexto del análisis de esta investigación. En muchos aspectos, los patrones del metabolismo social de Argentina se encuentran más cercados a Venezuela que a otros países de la región. De igual forma, Argentina se asemeja a Venezuela en su dependencia de los recursos hidrocarbúricos dada su alta participación en la matriz energética primaria (participación del 89% para Argentina y 92% para Venezuela). No obstante, estos resultados arrojan diferentes perspectivas en cuanto a la sustentabilidad de los sistemas de ambos países. Mientras Venezuela es un país con grandes

niveles de reservas hidrocarburíferas, las cuales ascendían a 87.04 Gbbl de petróleo (65% del total de reservas de la región latinoamericana) y 4708 Gm<sup>3</sup> de gas natural para Venezuela; y 2.59 Gbbl (0.02% de las reservas de la región) y 446.16 Gm<sup>3</sup>, para el petróleo y gas natural respectivamente en Argentina en el año 2008.

Es precisamente en este sentido que se observa la debilidad nacional en torno a la sustentabilidad energética y el desarrollo económico. La tendencia creciente del consumo energético en todo el período, la falta de ganancias en eficiencia energética, y los elevados niveles de EMR sectoriales, en el marco de un análisis de un sistema energético centralizado en el uso de hidrocarburos cuyas reservas se encuentran en constante disminución, pone en cuestionamiento la futura sustentabilidad del sistema energético nacional.

### 7.3. BIBLIOGRAFÍA CITADA Y CONSULTADA

- ALLEN, R. (2009) “The British Industrial Revolution in Global Perspective”, *New Approaches to Economic and Social History*. University of Oxford
- ALTOMONTE, H. (2005). “El patrón de consumo energético es preocupantemente contaminante en la región”, *Notas de CEPAL, N°43*.
- ALTOMONTE, H. (2007). “Una Visión energética regional”, *Revista Electricidad Interamericana*.
- ALTOMONTE, H. (2009) “Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: situación y Perspectivas”, *Conferencia Regional Intergubernamental sobre Eficiencia Energética, CEPAL, OLADE, GTZ*.
- BEAUDREAU, B. (2005) “Engineering and economic growth”, *Structural Change and Economic Dynamics 16, 211-220*.
- CLEVELAND, C. (2003). *Biophysical constraints to economic growth. Encyclopedia of Life Support Systems*, (EOLSS Publishers Co. Oxford, UK).
- CLEVELAND, C., MORRIS, C. (2007) “Dictionary of Energy”, *ELSEVIER*.
- EISENMENGER, N., RAMOS MARTÍN, J., SCHANDL, H. (2007) “Análisis del metabolismo energético y de materiales de Brasil, Chile y Venezuela”, *Revista Iberoamericana de Economía Ecológica 6, 17-39*
- GEORGESCU-ROEGER, N. (1971). *The entropy law and the economic process*. Cambridge, Mass, Harvard University.
- GOWDY, J., GIAMPIETRO, M., RAMOS-MARTIN, J., MAYUMI, K. (2009) “Incorporating biophysical foundations in a hierarchical model of societal metabolism”, *Post Keynesian and Ecological Economics: Confronting Environmental Issues*, Edward Elgar.

- RAMOS-MARTIN, J. (2005) *Complex systems and exosomático energy metabolism of human societies*. Universitat Autònoma de Barcelona.
- RAMOS-MARTIN, J., CAÑELLAS-BOLTÀ, S., GIAMPIETRO, M., GAMBOA, G. (2007) “Catalonia’s energy metabolism: Using the MuSIASEM approach at different scales”, *Energy Policy* 37, 4658–4671.
- RAMOS-MARTIN, J., (2001) “Historical Analysis of Energy Intensity of Spain: From a “Conventional View” to an “Integrated Assessment””, *Population and Environment: A Journal of Interdisciplinary Studies* 22 ( 3), 281-313.
- SORMAN A., GIAMPIETRO, M., LOBO A., SERRANO, T. (2009). “Applications of the MuSIASEM approach to study changes in the metabolic pattern of Catalonia”, *Reports on Environmental Sciences* 4.
- STERN, D. (1997). “Limits to substitution and irreversibility in production and consumption: a neoclassical interpretation of ecological economics”, *Ecological Economics* 21, 197-215.
- STERN, D. (2004). “Elasticities of Substitution and Complementarity”. Working Papers in Economics
- VITELLI, G. (1999). *Los dos siglos de la Argentina*. Prendergast Editores. Buenos Aires.

Páginas webs consultadas:

<http://data.un.org/>

<http://www.depeco.econo.unlp.edu.ar/cedlas/esp/>

<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>

<http://laborsta.ilo.org/>

<http://www.indec.mecon.ar/>



---

## CONCLUSIONES

Con un abordaje macroeconómico e integral del sector energético, a lo largo de esta investigación se ha pretendido indagar y concluir respecto a la hipótesis central: *los mecanismos de mercado por si solos no siempre son suficientes para asegurar la evolución coordinada del sistema y el abastecimiento energético, con implicancias para el desarrollo socioeconómico*. El fundamento principal de esta hipótesis se encuentra en las características propias del sistema energético, el cual se define como un conjunto de cadenas con origen en los recursos naturales, en cuyos eslabones predominan estructuras imperfectas de mercado. Así, un desprendimiento de esta hipótesis es que *el control sobre los recursos naturales energéticos y el funcionamiento del mercado en estos eslabones, son determinantes para el desarrollo del sistema en su conjunto, comprometiendo el desempeño del sistema económico social*. En esta tesis se ha utilizado como caso de estudio el sector energético argentino.

En primer lugar, la elección del marco teórico que encuadra el análisis ha sido fundamental. La definición del sector energético sobre la cual se desarrolla el estudio tiene, necesariamente, un impacto sobre las conclusiones extraídas de la investigación. Al igual que en el caso de cualquier fenómeno económico, en el análisis del sector energético existe una multiplicidad de enfoques teóricos. La elección de uno u otro enfoque condiciona, en cierta medida, las conclusiones obtenidas.

En esta investigación se ha optado por el enfoque integral de análisis y el sistema energético ha sido definido como un subsistema constitutivo del sistema económico, incluido a su vez dentro de un sistema social y natural, con los que tiene impactos bi-direccionales. Esta definición pone a los factores históricos sociales y económicos en una posición fundamental para comprender el funcionamiento del sistema. Al mismo tiempo, se lo define como una sucesión de actividades, o cadenas energéticas, con origen en los recursos naturales, llevadas a cabo con el fin de satisfacer requerimientos energéticos (productivos o sociales). Por cadenas energéticas se entiende al conjunto de actividades e interrelaciones, no solo físicas, sino también económicas, financieras, institucionales, y sociales que se observan a lo largo de todo un proceso productivo. Así, un sistema energético es una interacción de cadenas energéticas, cada una de las cuales tiene origen en otra cadena, o en recursos naturales, cuya conformación se encuentra determinada por factores históricos, con total influencia de las estrategias de los actores económicos a cargo de la operación de cada uno de sus eslabones.

Es precisamente esta definición de sistema energético la que debilita la factibilidad de los mecanismos de mercado para otorgar por si solos sustentabilidad al sistema. La dependencia de una determinada cadena energética, de las decisiones de consumo y asignación realizadas en los eslabones de otras cadenas energéticas, parece hacer necesaria la aparición de la

---

planificación, con una perspectiva holística, de forma de otorgar sustentabilidad al sistema en su conjunto. Esto se debe a que, aún cuando las señales de mercado logren asegurar la sustentabilidad en el tiempo de un segmento de una cadena, si dichas señales orientan a cada segmento en direcciones opuestas, la sostenibilidad conjunta del sistema se verá comprometida, a raíz de la dependencia entre los segmentos. Este ha sido el caso del sistema energético argentino, en el cual los fuertes encadenamiento entre la cadena eléctrica y la cadena de gas natural constituyen uno de los principales factores explicativos de la inestabilidad del sistema.

En segundo lugar, del estudio de la evolución histórica del sector energético argentino algunos factores deben ser particularmente resaltados. En principio, el cambio que se evidencia en el país en la modalidad de coordinación del sistema desde CC a MA ha sido de gran intensidad y rapidez. En términos generales, el análisis aquí presentado muestra que los factores institucionales y el marco regulatorio, no lograron evolucionar en forma conjunta con el cambio del sistema. Esto implicó un retraso relativo de los organismos de control respecto a las empresas o grupos económicos a cargo de la operación de cada eslabón, dando lugar, entre otros aspectos, a la captura institucional de los entes reguladores por parte de los agentes privados. Dos estrategias han sido particularmente claras en el sector energético nacional, las estrategias de concentración e integración. En el primer caso, la concentración en la participación de un mismo agente en un determinado eslabón de una cadena energética, se ha hecho presente desde las reformas energéticas, y la misma se ha profundizado recientemente siendo más clara en eslabones tales como el *upstream* de petróleo y gas natural, la refinación, y la generación eléctrica. En el segundo caso, se observa una creciente participación de un mismo agente en distintos eslabones de una misma cadena o en diferentes cadenas. Este aspecto presenta aún mayor gravedad respecto a las estrategias de concentración, puesto que contradice los requerimientos legales de la reforma, y otorga a los agentes un poder sobre el funcionamiento y la sustentabilidad del sistema.

De acuerdo al enfoque del sistema energético aquí adoptado, el desarrollo de ambas estrategias de integración y concentración económica, ponen al sistema energético en una situación de inestabilidad, y potencial inseguridad de abastecimiento. Al estar el sistema energético caracterizado por encadenamientos productivos, y al estar estas cadenas gobernadas por un mismo agente económico, al tiempo que se observan relativos niveles de concentración en cada eslabón, se puede favorecer las prácticas anticompetitivas por parte de los mismos. Un mismo agente opera como oferente y demandante de un mismo recurso, incrementando su poder de mercado, entendido no sólo como el poder dentro un eslabón en particular de la cadena, sino en términos globales, como el poder de mercado en toda la cadena y en el sistema energético. Más aún, en el caso de algunas cadenas energéticas, la participación de un mismo agente económico en más de un eslabón tiene implicancias para la distribución de la renta económica

---

generada a partir de la explotación del recurso natural, puesto que propicia la doble apropiación de la renta en diferentes eslabones de la cadena.

Al mismo tiempo, en el segmento del *upstream* se observa una caída de las reservas y del horizonte de vida de las mismas, lo que se condice con una relativa caída de las inversiones en exploración (medidas por la *proxy* perforación de pozos exploratorios). En este sentido, el estudio del comportamiento de la inversión no ha arrojado resultados concluyentes, mostrando que en el período bajo estudio para el caso de Argentina ninguna de las variables empleadas en el análisis presenta alto poder explicativo. En cuanto a las posibles razones de este comportamiento se destacan el impacto de la debilidad e inestabilidad institucional particularmente sobre el diseño y mantenimiento de los contratos, lo que ha propiciado una práctica reticente a la inversión.

El análisis de la segunda parte de la hipótesis de este trabajo, el impacto de los problemas de abastecimiento sobre el desarrollo económico social, se ha desarrollado en el marco de la definición de desarrollo sustentable provisto por OLADE/CEPAL/GTZ (2003). Tanto el análisis convencional llevado a cabo, como el análisis desde el enfoque alternativo, han dejado entrever claramente los límites biofísicos a los cuales se enfrenta una economía ante la inseguridad de abastecimiento energético, en particular la economía argentina.

En términos generales, las limitaciones en el abastecimiento interno de energía pueden tener dos descargas sobre el sistema económico. Un impacto directo, puesto que dadas las características de la energía como insumo productivo fundamental, sin un correcto abastecimiento energético no podrán ser llevadas a cabo las actividades productivas; y un impacto indirecto por medio de la balanza comercial, dado que las importaciones crecientes de energía, debidas a problemas de autoabastecimiento, implica necesariamente una demanda creciente de divisas. Por otro lado, el rol de la energía como bien de consumo es fundamental para el desarrollo humano, puesto que sin energía es imposible llevar a cabo las diferentes actividades humanas, al tiempo que la calidad del consumo energético repercute sobre la salud y la educación de las personas, entre otros aspectos. Finalmente, el análisis del metabolismo social del Argentina muestra que el país, lejos de incrementar la eficiencia en el consumo, se ha vuelto más dependiente del mismo, y que los incrementos en este consumo no siempre se han volcado a mejoras en el consumo de los hogares. El patrón del metabolismo energético nacional y su evolución son preocupantes en un contexto de un país altamente dependiente del consumo de hidrocarburos, cuyas reservas se encuentran decreciendo, con un horizonte de vida en disminución y una caída de las inversiones en exploración.

---

En conclusión, los diversos aspectos previamente mencionados reafirman el rol de la energía como bien de consumo y bien productivo. Desde el enfoque aquí abordado, la energía es un recurso social, dada su relevancia para el desarrollo del sistema económico social. Tal como se ha enfatizado, las características propias del sistema energético debilitan la factibilidad de los mecanismos de mercado para aportar sustentabilidad en el largo plazo, principalmente en países con marcos institucionales no maduros. Por estos motivos, el uso activo de la política energética y la herramienta de planificación se vuelve fundamental. Sin planificación energética el sistema no logra evolucionar conjuntamente en el largo plazo.

Finalmente, cabe señalar que diversos aspectos han quedado fuera del análisis en esta tesis y que forman parte de líneas de investigación futura que esta autora desea abordar. En particular, la temática referida al diseño de las políticas energéticas y la planificación con el fin principal de alcanzar la seguridad de abastecimiento, por la mencionada importancia de la energía en el proceso de desarrollo. Algunos de los factores particulares se relacionan con la diversificación de la matriz energética, con énfasis en la mayor penetración de recursos energéticos renovables con menos impacto ambiental y para los que Argentina presenta notables ventajas relativas<sup>178</sup>, la promoción del ahorro y el uso racional de la energía, y principalmente, la consecución de un mayor acceso y equidad en el consumo de energía.

---

<sup>178</sup> Esta última rama de análisis ya se ha comenzado a abordar, habiéndose publicado algunos trabajos en la temática: Guzowski, C., Recalde, M. (2008) "Renewable energy in Argentina: Energy policy analysis and perspectives". *International Journal of Hydrogen Energy* 33 Issue 13, pp. 3592- 3595.  
Recalde, M. (2010) "Wind power in Argentina: Current state of affairs, policy instruments and economic feasibility". *International Journal of Hydrogen Energy*.  
Guzowski, C., Recalde, M. (2010) "Latin American Electricity Markets and Renewable Energy Sources: the Argentinean and Chilean cases". *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier Journals.