

La Matriz Energética: una construcción social

Reto Bertoni, Virginia Echinope,
Rossana Gaudio, Rafael Laureiro
Mónica Loustaunau, Javier Taks

Art.2

"Fondo Universitario para Contribuir a la
Comprensión Pública de Temas de Interés General"



Colección Art.2

La Matriz Energética: una construcción social

**Reto Bertoni, Virginia Echinope,
Rossana Gaudio, Rafael Laureiro
Mónica Loustaunau, Javier Taks**



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



CSIC

Colección Art.2

La Matriz Energética: una construcción social

Reto Bertoni, Virginia Echinope,
Rossana Gaudio, Rafael Laureiro
Mónica Loustaunau, Javier Taks

Art.2

"Fondo Universitario para Contribuir a la
Comprensión Pública de Temas de Interés General"



Colección Art.2

La matriz energética: una construcción social / Reto Bertoni

...../et al/. – Montevideo : UDELAR : CSIC, 2010.

194 p. ; gráfs., cuadros, mapas.- (Colección Art. 2)

Bibliografía: p. 191-194

ISBN: 978-9974-0-0-0713-0

1. Energía. 2. Economía.3. Sociedad. 3.Política Energética

4. Consumo de Energía. 5. Utilización de la Energía.

6. Resultado de Investigación. 7. Uruguay.

I. Echinope, Virginia. II. Gaudioso, Rossana.

III. Laureiro, Rafael. IV. Loustaunau, Mónica.

V. Taks, Javier.

CDD 333.79

Ficha catalográfica elaborada por Sección Procesos Técnicos de la Biblioteca de
Facultad de Ciencias Sociales (UDELAR)

**La Matriz Energética:
una construcción social**

ISBN: 978-9974-0-0713-0

© Universidad de la República

Diseño de tapa: Paula Cruz
(pcruz@ei.ur.edu.uy)

Impreso en Mastergraf.

Gral. Pagola 1823 - Montevideo - Uruguay

Depósito Legal N° 355.540/11

Comisión del Papel. Edición amparada al Decreto 218/96.

Colección Artículo 2

A efectos de cumplir con el mandato contenido en la Ley Orgánica a través de su Artículo Segundo, se ha creado el “Fondo Universitario para Contribuir a la Comprensión Pública de Temas de Interés General”, cuyo objetivo es financiar proyectos en torno a temas de relevancia nacional e interés público.

La Colección Artículo 2 reúne, en esta primera edición, los resultados del llamado 2008. Una comisión evaluadora compuesta por Hugo Achugar, Luis Bértola, Pablo Carlevaro, Gerardo Caetano, Álvaro Díaz, Rodolfo Gambini, Adela Pellegrino y Juan Piquinela. fue la encargada de seleccionar aquellos proyectos que actualmente han culminado con la elaboración de seis libros:

- La Matriz Energética: una construcción social.
- Intensificación Agrícola: oportunidades y amenazas para un país productivo y natural.
- La Inserción Internacional de Uruguay en Debate.
- La Desafiliación en la Educación Media y Superior de Uruguay. Conceptos, estudios y políticas.
- (Des)Penalización del Aborto en Uruguay: prácticas, actores y discursos. Abordaje interdisciplinario sobre una realidad compleja.
- Hacia la Despenalización del Aborto: el rol de la Ley de Defensa al Derecho a la Salud Sexual y Reproductiva.

Este documento fue preparado por:

Reto Bertoni (Facultad de Ciencias Sociales)

Virginia Echinope (Facultad de Ingeniería)

Rossana Gaudioso (Facultad de Ciencias Sociales)

Rafael Laureiro (Facultad de Ciencias Económicas y Administración)

Mónica Loustaunau (Facultad de Ingeniería)

Javier Taks (Facultad de Humanidades y Ciencias de la Educación)

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Montevideo, mayo de 2010

La Universidad al servicio de la República

Los fines de la Universidad de la República están establecidos en el artículo 2 de su Ley Orgánica. Uno de ellos es “contribuir al estudio de los problemas de interés general y propender a su comprensión pública”. Se trata, en breve, de poner el conocimiento al servicio de la sociedad; ésa es la médula del ideal latinoamericano de Universidad. Acercar los ideales a la realidad nunca es fácil; exige innovar una y otra vez. Con vocación autocrítica y renovadora, el Consejo Directivo Central de la UDELAR definió, en sus jornadas extraordinarias del otoño de 2007, los lineamientos orientadores de una nueva Reforma Universitaria; con esa perspectiva se ha trabajado desde entonces. Una de las iniciativas dirigidas a revitalizar aquel ideal es la creación del **Fondo Universitario para la comprensión pública de temas de interés general**, que por cierto toma su nombre de la precedente cita de la Ley Orgánica. Apunta a promover el estudio de temas relevantes y frecuentemente polémicos, poniendo a disposición de los ciudadanos interesados elementos de juicio que permitan la elaboración de opiniones informadas y propias.

Cada año, la conducción colectiva y democrática de la institución define una lista de temas prioritarios; luego se realiza un llamado a propuestas que serán presentadas por equipos multidisciplinarios interesados en estudiar tales temas, con un apoyo financiero previsto en el presupuesto universitario. Cada propuesta seleccionada debe dar lugar a la publicación de material impreso y/o audiovisual, así como a la organización de encuentros u otras formas que se estimen pertinentes para comunicar a la ciudadanía el resultado de los estudios. Cada equipo orienta su labor de acuerdo a su leal saber y entender, en el contexto del pluralismo inherente a la genuina labor universitaria.

En 2008 se escogieron los siguientes “problemas de interés general”, todos ellos referidos a la situación nacional:

- Inserción internacional
- Matriz energética
- Permanencia y conclusión de los estudios en los diversos niveles de la enseñanza
- Despenalización del aborto
- Impactos del aumento del área agrícola y las modificaciones experimentadas por los sistemas agrícolas ganaderos en el período 2002-2008

Hoy la Universidad pone a disposición de la República estos aportes a la búsqueda de alternativas para afrontar grandes cuestiones. Anima a la institución la vocación de contribuir – con tanta modestia como tesón – a los debates ciudadanos en los que día a día se consolida y enriquece la democracia uruguaya.

Junio de 2010

Rodrigo Arocena

Índice

PRIMERA PARTE: Conceptos y Antecedentes	17
I. La Matriz Energética es una Construcción Social	21
I.1. ¿Qué es la matriz energética?	21
I.2. Energía y sociedad	24
I.3. Economía política de la energía	27
I.4. La política energética	29
I.5. Conceptos y políticas de eficiencia energética.....	30
I.6. Antecedentes académicos y técnicos en Uruguay.....	34
SEGUNDA PARTE: La Matriz Energética Mundial.....	39
II. Matriz Energética Mundial	40
II.1. Oferta primaria de energía mundial	40
II.2. Consumo final de energía	41
II.3. Consumo final de energía por región	43
II.4. Consumo mundial de energía primaria por habitante.....	44
II.5. Fuentes, transformación y usos de la energía	46
Petróleo	47
Gas Natural	60
Carbón	69
Energía Nuclear	74
Energías Renovables.....	80
Electricidad	88
TERCERA PARTE: La Matriz Energética Nacional.....	93
III. Matriz Energética Nacional.....	94
III.1. Los actores de la matriz energética nacional.....	94
Sector energético en general	94
Sub-sector eléctrico	97
Sub-sector combustibles líquidos	99
Sub-sector gas natural.....	100
Otros sub-sectores energéticos	101
Conclusiones del mapa de actores.....	101
III.2. Oferta primaria de energía.....	101
III.3. Consumo final de energía	104
III.4. Estructura del consumo final de energía por fuente	106
III.5. Transformación de energía primaria en energía final.....	107

III.6. Estructura de consumo final de energía por sector	109
Consumo final de energía del sector residencial.....	111
Consumo final de energía del sector comercial y servicios.....	118
Consumo final de energía del sector industrial.....	122
Consumo final de energía del sector transporte.....	126
Consumo final de energía del sector agro- pesca	138
III.7. Análisis sectorial.....	139
Sector eléctrico.....	139
Combustibles líquidos	149
Gas natural	169
CUARTA PARTE: Conclusiones. Mirando al Futuro	173
IV. Conclusiones	174
IV.1. Mirando al futuro: alternativas, condicionantes y actores en la transformación energética.....	174
IV.2. Problemas focales	175
Diversificación de la matriz energética.....	175
La eficiencia energética.....	177
Generación de energía eléctrica	179
Hidrocarburos	183
Transporte.....	185
IV.3. Aceptar la complejidad.....	187
Siglas utilizadas.....	191
Conversión de unidades	193
Bibliografía	195

Índice de Gráficos

Gráfico 1	Oferta mundial de energía primaria del año 1971-2007	40
Gráfico 2	Estructura de la oferta mundial de energía primaria.....	41
Gráfico 3	Consumo final de energía del año 2007	42
Gráfico 4	Evolución del consumo final de energía	42
Gráfico 5	Oferta primaria y consumo final de energía, año 2007	43
Gráfico 6	Consumo regional de energía por fuente, año 2008	44
Gráfico 7	Consumo per cápita de energía en países OECD, año 2007.....	45
Gráfico 8	Consumo per cápita de energía en Latinoamérica, año 2007	46
Gráfico 9	Distribución de las reservas probadas de petróleo, años 1987,1997 y 2007	49
Gráfico 10	Reservas probadas en Latinoamérica según año	51
Gráfico 11	Evolución de la producción de petróleo por región	51
Gráfico 12	Relación reservas probadas y producción de petróleo crudo	52
Gráfico 13	Evolución del consumo de petróleo por región	53
Gráfico 14	Consumo mundial de petróleo por sector.....	54
Gráfico 15	Evolución del consumo mundial del petróleo por sector	55
Gráfico 16	Promedio mensual de cotización del petróleo	57
Gráfico 17	Precio del crudo desde 1861 hasta 2008	59
Gráfico 18	Promedio mensual del WTI, enero 2002 - julio 2010	59
Gráfico 19	Distribución geográfica de recursos energéticos fósiles.....	61
Gráfico 20	Evolución de la producción de gas natural por región	62
Gráfico 21	Evolución del consumo de gas natural por región.....	62
Gráfico 22	Consumo mundial de gas natural por sector	63
Gráfico 23	Evolución del consumo de gas natural por sector	63
Gráfico 24	Precios de importación de gas natural.....	65
Gráfico 25	Evolución del promedio mensual del precio del petróleo y del gas desde enero de 1994 a junio de 2009	65
Gráfico 26	Reservas probadas de gas natural en América Latina según año.....	66
Gráfico 27	Evolución de la producción de carbón por región.....	69
Gráfico 28	Producción de carbón, años 1973 y 2007	70
Gráfico 29	Evolución del consumo de carbón por región	70
Gráfico 30	Consumo mundial del carbón por sector.....	71
Gráfico 31	Evolución del consumo mundial del carbón por sector	71
Gráfico 32	Precio del carbón en diferentes mercados	73
Gráfico 33	Evolución de los precios FOB internacionales de fuentes fósiles	73
Gráfico 34	Producción de electricidad nuclear y su participación en el total de energía mundial.....	74
Gráfico 35	Participación nuclear por país, año 2008.....	75

Gráfico 36	Radiación anual que recibe un individuo promedio.....	79
Gráfico 37	Exposición a radiaciones por ocupación	79
Gráfico 38	Evolución del consumo de hidroelectricidad por región	81
Gráfico 39	Evolución de los proyectos eólicos.....	83
Gráfico 40	Generación mundial de energía eólica.....	83
Gráfico 41	Capacidad instalada en paneles fotovoltaicos.....	86
Gráfico 42	Contribución a la producción eléctrica de renovables	90
Gráfico 43	Evolución de la generación de energía eléctrica	90
Gráfico 44	Generación de energía eléctrica por tipo de combustible.....	91
Gráfico 45	Oferta energética primaria en Uruguay, año 2008	102
Gráfico 46	Evolución de la oferta energética primaria	102
Gráfico 47	Comparación de la oferta energética primaria, años 2002 y 2006.....	103
Gráfico 48	Evolución del consumo final de energía, años 1965-2008.....	104
Gráfico 49	Consumo final de energía por fuente año 2008.....	106
Gráfico 50	Transformación de energía primaria en energía final.....	108
Gráfico 51	Evolución del consumo final de energía final por sector, años 1990-2008.....	111
Gráfico 52	Consumo del sector residencial del año 2008.....	111
Gráfico 53	Evolución del consumo residencial	112
Gráfico 54	Consumo residencial por vivienda	113
Gráfico 55	Evolución del consumo residencial por vivienda.....	113
Gráfico 56	Consumo de energía por fuente en los hogares	114
Gráfico 57	Fuente de energía utilizada para calefacción en los hogares	116
Gráfico 58	Evolución del consumo de energía sector comercial-servicios	118
Gráfico 59	Evolución del consumo de energía y del PBI, sector comercial-servicios	119
Gráfico 60	Evolución de la intensidad energética del sector comercial-servicios	120
Gráfico 61	Consumo final de energía del sector comercial-servicios, año 2008.....	121
Gráfico 62	Evolución del consumo final de energía del sector comercial-servicios, período 1980-2008.....	121
Gráfico 63	Estructura del consumo final de energía por uso del sector comercial-servicios, año 2006.....	122
Gráfico 64	Evolución del PBI y del PBI de la industria manufacturera.....	122
Gráfico 65	Evolución del consumo del sector industrial	120
Gráfico 66	Usos de la energía en el sector industrial, año 2006	125
Gráfico 67	Evolución del PBI transporte vs PBI economía	127
Gráfico 68	Evolución del PBI transporte por modo de transporte	128
Gráfico 69	Evolución del consumo de energía del transporte.....	129
Gráfico 70	Evolución del consumo de energía del transporte y el PBI transporte	130
Gráfico 71	Evolución del consumo de derivados del petróleo en el transporte	131
Gráfico 72	Movimiento total de carga por modo de transporte	134
Gráfico 73	Evolución del flujo de carga por carretera.....	135

Gráfico 74	Indicadores transporte ferroviario de carga.....	136
Gráfico 75	Indicadores transporte ferroviario de pasajeros	137
Gráfico 76	Movimiento de carga	138
Gráfico 77	Consumo final energético del sector agro-pesca.....	139
Gráfico 78	Distribución de la potencia total instalada.....	143
Gráfico 79	Evolución de la potencia instalada	145
Gráfico 80	Oferta de energía eléctrica	146
Gráfico 81	Insumos para la generación de energía eléctrica.....	147
Gráfico 82	Estructura de generación por fuentes	147
Gráfico 83	Evolución de la demanda de energía eléctrica en los últimos 25 años.....	148
Gráfico 84	Energía eléctrica por sector, período 2000-2008	148
Gráfico 85	Consumo de energía eléctrica por sector	149
Gráfico 86	Evolución del consumo de derivados del petróleo por producto	151
Gráfico 87	Importación de petróleo y derivados.....	153
Gráfico 88	Exportación de derivados del petróleo.....	154
Gráfico 89	Oferta de gas oil según procedencia	154
Gráfico 90	Composición de la demanda de gas oil.....	155
Gráfico 91	Estructura de la demanda de gas oil, año 2008	155
Gráfico 92	Producción e importación de gas oil	156
Gráfico 93	Consumo final de gas oil por sector	156
Gráfico 94	Oferta de fuel oil según procedencia	157
Gráfico 95	Composición de la demanda de fuel oil	157
Gráfico 96	Estructura de la demanda de fuel oil, año 2008.....	158
Gráfico 97	Producción e importación de fuel oil.....	158
Gráfico 98	Consumo final de fuel oil por sector.....	159
Gráfico 99	Producción y exportación de gasolinas	160
Gráfico 100	Producción e importación de GLP	161
Gráfico 101	Consumo anual de GLP por sector	162
Gráfico 102	Composición del precio de los combustibles.....	164
Gráfico 103	Importación de aceites	168
Gráfico 104	Precios de aceites FOB Argentina.....	168
Gráfico 105	Importaciones mensuales de gas natural.....	171
Gráfico 106	Consumo final de gas natural por sector	171

Índice de Cuadros

Cuadro 1	Cuadro comparativo de países productores, importadores y exportadores de petróleo	56
Cuadro 2	Cuadro comparativo de países productores, importadores y exportadores de gas natural	64
Cuadro 3	Capacidad instalada de licuefacción y regasificación.....	68
Cuadro 4	Cuadro comparativo de países productores, importadores y exportadores de carbón.....	72
Cuadro 5	Reservas de uranio por país	76
Cuadro 6	Comparativo de costos para distintas alternativas de generación	77
Cuadro 7	Consumo de electricidad anual	105
Cuadro 8	Consumo de electricidad, incrementos porcentuales anuales.....	105
Cuadro 9	Consumo final de energía por fuente y participación en la matriz de consumo, período 2006 2008	107
Cuadro 10	Eficiencia global del sistema energético uruguayo.....	109
Cuadro 11	Estructura del consumo final por sector, años 1990, 2000, 2008.....	110
Cuadro 12	Consumo de energía neta por fuentes y usos del sector residencial del año 2006.....	114
Cuadro 13	Fuentes de energía para cocinar	115
Cuadro 14	Fuentes de energía para calefacción	116
Cuadro 15	Intensidades energéticas útiles por estrato, año 2006, sub-sector residencial urbano- Región Montevideo	117
Cuadro 16	Participación del sector comercial-servicios en la matriz energética.....	118
Cuadro 17	Evolución del VAB del sector comercial-servicios por subsector.....	119
Cuadro 18	Consumo final de energía por fuente	120
Cuadro 19	Consumo final de energía del sector industrial	123
Cuadro 20	Usos de energía y participación por fuente en el sector industrial	125
Cuadro 21	Consumo de energía por rama industrial	126
Cuadro 22	VAB transporte y almacenamiento, año 2007	127
Cuadro 23	VAB por modo de transporte	128
Cuadro 24	Estructura del consumo final de energía por sector	129
Cuadro 25	Consumo total de combustibles en el transporte, año 2008	130
Cuadro 26	Evolución de la estructura del consumo de derivados del petróleo en el sector transporte.....	131
Cuadro 27	Parque vehicular gasolero en circulación, año 2006.....	133
Cuadro 28	Parque vehicular naftero en circulación, año 2006.....	133
Cuadro 29	Movimiento total de carga por modo de transporte	134
Cuadro 30	Movimiento de pasajeros en servicios de transporte regulares	135

Cuadro 31	Transporte ferroviario de carga.....	136
Cuadro 32	Transporte ferroviario de pasajeros	137
Cuadro 33	Potencia instalada y generación por fuente.....	145
Cuadro 34	Producción de la refinería de La Teja.....	150
Cuadro 35	Demanda interna de derivados del petróleo	151
Cuadro 36	Producción vs. demanda interna de los principales derivados	152
Cuadro 37	Consumo de derivados de petróleo por parte de UTE.....	152
Cuadro 38	Composición de los precios de los combustibles.....	163

Índice de Figuras

Figura 1	Esquema de construcción de la matriz energética	22
Figura 2	Diagrama de flujo de energía de Uruguay	23
Figura 3	Relación entre la energía consumida y el ingreso económico de la sociedad	25
Figura 4	Consumo per cápita de energía, año 2008.....	45
Figura 5	Esquema de la destilación fraccionada del petróleo	48
Figura 6	Rendimiento del petróleo en Uruguay.....	48
Figura 7	Reservas probadas en el año 2007.....	50
Figura 8	Reservas probadas a fines del año 2007	61
Figura 9	Proceso de licuefacción y regasificación.....	68
Figura 10	Transformación de energía final o neta en energía útil.....	108
Figura 11	Sistema de transmisión eléctrica en Uruguay	143
Figura 12	Trazado gasoducto Cruz del Sur.....	170

PRIMERA PARTE:

Conceptos y Antecedentes

Introducción

El análisis de la matriz energética a nivel internacional y nacional ofrece información relevante para entender la orientación de las decisiones en cuanto a los caminos de desarrollo de una sociedad. A su vez pone en evidencia el carácter estructural de dichas decisiones y permite discutir el impacto de posibles alternativas energéticas. Por otro lado, manifiesta la importancia y necesidad de un abordaje sistémico para el diseño de la política energética en el largo plazo.

La importancia de este tipo de análisis estriba en que contribuye a identificar el conjunto de problemas asociados al desafío de garantizar la seguridad de abastecimiento de energía para viabilizar el crecimiento de la economía y el mejoramiento de la calidad de vida de la población de manera sustentable, considerando las restricciones en la disponibilidad de recursos energéticos locales, la dinámica del escenario energético mundial y regional y los temas medioambientales vinculados a la producción y uso de la energía.

El presente trabajo de síntesis con respecto a la matriz energética nacional pretende cumplir al menos con dos requisitos fundamentales: ofrecer información precisa con la mayor actualización posible y analizar y discutir los trabajos académicos y técnicos que en el pasado incursionaron en la temática. En lo que refiere a la información actualizada, diferentes fuentes ofrecen elementos para una aproximación a la realidad: el Balance Energético Nacional, los resultados de las encuestas de consumo y uso de energía, las encuestas industriales y la Encuesta Continua de Hogares. Esta información se complementa con datos de agencias internacionales, dependencias gubernamentales y organizaciones de la sociedad civil, que permiten enriquecer el análisis.

La discusión de los trabajos académicos y técnicos implicó el relevamiento de un conjunto de fuentes, informes y publicaciones de la segunda mitad del siglo XX y de la primera década del corriente siglo, originadas en la Universidad de la República, oficinas gubernamentales y centros de investigación de la sociedad civil.

El análisis de la matriz energética implica el estudio de distintos aspectos, por un lado los factores sociales que inciden en ella, esto es objeto de la primera parte del libro. La interrelación energía – sociedad se destaca a los efectos de pautar claramente que el problema de la generación y consumo de energía no es solo un problema de ingeniería.

En la segunda parte se presenta el escenario mundial con respecto al tema y los distintos caminos por los que han optado los Estados para la producción de energía, muchas veces vinculado a recursos existentes pero también en el marco del panorama económico global. Se ilustran los intereses de distintos grupos económicos y la incidencia que los mismos tienen en la toma de decisiones de cada país.

En la tercera parte se ingresa a la matriz energética nacional indagando sobre las fuentes y usos de la energía, las diferentes alternativas utilizadas y las decisiones políticas tomadas en torno al sector energético.

También se presentan en esta parte del libro los actores e instituciones involucrados en el tema hoy en día y las diferentes funciones y competencias de cada uno de ellos.

Por último la cuarta parte apunta a caracterizar los debates actuales sobre energía a nivel mundial y nacional y posibles líneas de discusión que se van abriendo en la medida en que las decisiones políticas con respecto al sector energético deben considerar los aspectos sociales ya mencionados y los aspectos ambientales en el mediano y largo plazo trascendiendo la coyuntura.

I. La matriz energética es una construcción social

Comprender la matriz energética y discutir posibles cambios en ella no puede tratarse solamente como un problema de ingeniería. Las leyes de la física operan y deben ser tenidas en cuenta como condición necesaria, pero esto no es suficiente. Discutir qué tipo de fuentes energéticas usar y cómo hacerlo para promover un desarrollo sustentable de la humanidad en general y de la sociedad uruguaya en particular, exige recurrir a herramientas analíticas cultivadas en las ciencias sociales. La matriz energética no se diseña en un laboratorio y se implementa en un taller, es una construcción social y responde al resultado de un juego entre diferentes intereses y relaciones de poder. En lo que sigue se pretende presentar de manera sucinta esta cuestión.

I.1. ¿Qué es la matriz energética?

Una matriz, en términos generales, puede ser definida como una herramienta de análisis que permite ordenar datos haciendo uso de columnas y filas. Esta estructura facilita el trabajo de comparar y analizar diferentes variables de modo simultáneo.

Una matriz energética se diseña a partir de la identificación de las diferentes **fuentes energéticas** de las que dispone una sociedad, y el **uso** que esta hace de las mismas. Se registra de esa manera la cantidad de energía que ingresa a un sistema socioeconómico, qué transformaciones sufre para poder ser utilizada y cómo se consume la misma, expresando estos flujos en una unidad común y correspondiendo a un período determinado: un año.

En Uruguay, por convención, se ha adoptado como unidad para expresar los flujos energéticos la tonelada equivalente de petróleo (tep), que representa 10 millones de kilocalorías¹. La conversión de las magnitudes correspondientes a cada fuente a su expresión en tep, se realiza a través de su respectivo Poder Calorífico Inferior (PCI). Para aquellas fuentes en que no es posible calcular un PCI propio (eólica, hidroenergía, electricidad) se establecen coeficientes específicos (DNETN-MIEM, 2009a).

Operando con la herramienta que denominamos matriz energética es posible realizar el balance energético de un sistema socioeconómico, ponderando el aporte de cada fuente al abastecimiento de energía, evaluando la eficiencia en los procesos de transformación y transporte y midiendo la intensidad con que usan la energía los diferentes sectores de actividad.

Se define como fuente de **energía primaria** aquella provista por flujos de la naturaleza en forma directa, como la hidráulica y la eólica; que pudo haber atravesado un proceso minero, como los hidrocarburos, el gas natural y el carbón mineral; o ser el resultado de la fotosíntesis, como la leña y los residuos de biomasa (originados en las actividades urbana, agropecuaria y agroindustrial (DNETN-MIEM, 2009a).

Algunas de estas fuentes pueden ser utilizadas con fines energéticos por el hombre en forma directa, sin embargo, es habitual que sean sometidas a un proceso de transformación para ser utilizadas con mayor provecho. Así, la destilación del petróleo da lugar a diversos

1 Es imprescindible la utilización de una unidad común para agregar distintas fuentes energéticas.

combustibles que pueden consumirse directamente o utilizarse para producir electricidad; la energía hidráulica, la eólica o la energía solar también pueden utilizarse para producir electricidad mediante ciertos mecanismos. Las diversas transformaciones de las fuentes primarias, que implican un cambio en sus características iniciales a través de un proceso químico, físico o bioquímico dan lugar a lo que se denomina **energía secundaria**.

El total de energía primaria y secundaria consumida por los sectores socioeconómicos (residencias, industria, transporte, agro, pesca, minería, comercio y servicios) constituye la **energía final**. Es esta energía la que satisface los requerimientos de iluminación, calor, fuerza motriz de las personas e instituciones, alimentando los más diversos artefactos.

En el proceso de transformación de la energía así como en su transporte, se producen pérdidas y fugas, por lo que la energía final siempre es una cantidad significativamente menor que la energía primaria. La magnitud de esa diferencia determina la **eficiencia** con que opera el sector energético en una sociedad.

En la figura siguiente se presenta de manera esquemática la forma en que se construye la matriz energética:

Figura 1: Esquema de construcción de la matriz energética

ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA MATRIZ ENERGÉTICA				
Balace Energético	Fuentes Primarias	Fuentes Secundarias	Pérdidas de Transformaciones	TOTAL
Energía Primaria	+			
Centros de transformación primarios	-	+	-	
Centros de transformación secundarios		-	-	
Consumo Final de Energía	NETO	NETO		
Distribución Sectorial del Consumo Final	-	-	-	Residencial
	-	-	-	Comercio y Servicios
	-	-	-	Transporte
	-	-	-	Industrial
	-	-	-	Agro/pesca

La energía primaria que ingresa al sistema proviene de la producción o de la importación (+); parte de esta energía ingresa a los centros de transformación primarios, que para su propio funcionamiento consumen energía (-) para producir energía secundaria (+) con las consiguientes pérdidas de transformación (-). Asimismo, una porción de esa energía secundaria se incorpora a centros de transformación secundarios (-), donde también se generan pérdidas tanto en la transformación como en su funcionamiento (-). Finalmente, se llega a un resultado neto de energía primaria y secundaria con el que se pretende cubrir las necesidades energéticas de los distintos sectores socioeconómicos (-).

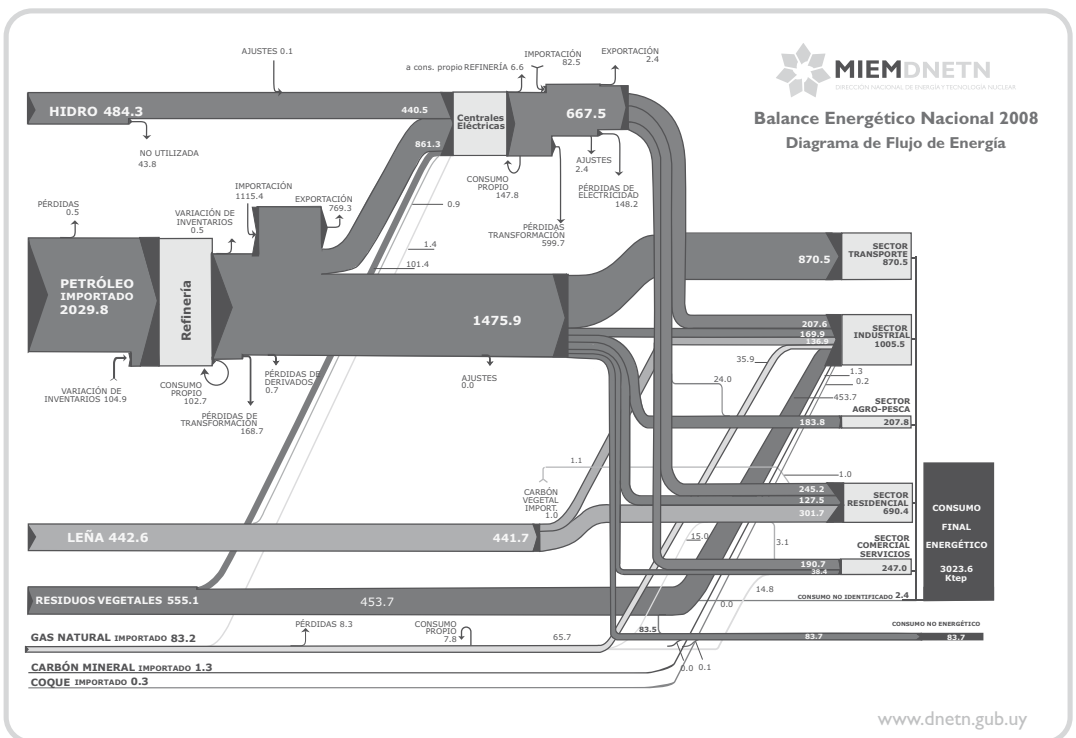
La distinta participación de las fuentes primarias (carbón, petróleo, hidroenergía, leña, residuos de biomasa, solar, eólica, etc.) y el consumo diferencial por sectores socioeconómicos (residencial, comercio y servicios, transporte, industria y agro/pesca/minería), así como la eficiencia en la transformación (pérdidas) constituyen los elementos básicos para definir un modelo energético.

Por otra parte, la energía efectivamente aprovechada se denomina **energía útil**. En su evaluación se incluye la eficiencia del equipo empleado para un uso concreto: la transformación de energía final a útil. Como ejemplo se puede citar el calor efectivamente suministrado a los alimentos por una cocina.

Si bien se cuenta con registros estadísticos de energía primaria y final, no ocurre lo mismo con la energía útil. El balance de esta energía se realiza a través de encuestas que permiten relevar los equipos empleados, ya sean industriales, domésticos o vehículos, por lo que es muy dificultoso realizar una matriz mundial o nacional de ella. Sin embargo el concepto de energía útil es muy valioso, ya que la energía no tiene una utilidad en sí misma. La creciente preocupación a nivel mundial por la certeza de suministro energético es en definitiva la preocupación por poder contar con iluminación, poder movilizar personas y mercaderías, poder cocinar los alimentos y mantener activa una industria.

Como una aproximación a la dinámica de las transformaciones y usos de la energía, se ofrece a continuación el Diagrama de Flujo de Energía de Uruguay:

Figura 2: Diagrama de flujo de energía de Uruguay



Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, 2008.

La discusión referida a los cambios en las fuentes y usos de la energía, que se ha instalado en el Uruguay en los últimos años, exige el dominio y comprensión de esta información pues sólo así se podrán identificar problemas y contribuir a orientar la toma de decisiones de carácter estratégico.

I.2. Energía y sociedad

Todos los seres vivos requieren de energía para mantener sus funciones vitales. Este fenómeno natural tiene su correlato cuando se analiza a los seres humanos, aunque la particular forma de adaptación y transformación de esta especie mediante instrumentos y herramientas extra-somáticas la hacen crecientemente más dependiente de fuerzas energéticas externas. Además, el carácter esencialmente gregario de los humanos ha conducido a que adopten formas de organización crecientemente complejas a lo largo de la historia.

Las sociedades humanas tienen determinadas necesidades energéticas, resultado de la organización y el desarrollo de las fuerzas productivas, la tecnología y el nivel de consumo. Desde este punto de vista, toda actividad humana implica la existencia de energía disponible que la haga posible. Especialmente el proceso económico conlleva importantes transformaciones energéticas y está restringido por el tipo y cantidad de energía asequible con la ayuda de la tecnología (Umaña 1981: 9).

Esta afirmación es aplicable a todas las sociedades y en todos los tiempos. No obstante, no hay ningún determinismo absoluto en la misma. El nivel y la estructura de la oferta y demanda energética dependen en buena medida de decisiones tomadas por la sociedad.

Desde el inicio de la humanidad, la energía ha sido utilizada para las necesidades básicas de alimentación – obtención y cocción de los alimentos – y para conseguir una cierta calefacción e iluminación (Puig y Corominas 1990:19). En los últimos diez mil años, una buena parte de la humanidad ha ido concretando un conjunto de cambios en las formas de producción y consumo de bienes y servicios que multiplicó la energía necesaria para su desarrollo. Pero la forma concreta en que cada sociedad utiliza la energía depende del grupo social que controla su desarrollo y, en este sentido, puede afirmarse que el patrón de consumo energético está condicionado por relaciones de poder y por ende, el sistema energético forma parte de la cultura dominante (Puig y Corominas 1990: 5).

La energía ha constituido siempre un decisivo componente de la actividad productiva de las sociedades humanas y un bien básico para satisfacer necesidades en la esfera doméstica. Ningún proceso productivo, ninguna actividad de supervivencia, en fin, ninguna actividad humana es posible sin consumo de energía extra-somática. La utilización de la fuerza animal –incluida la fuerza de trabajo del hombre– y los combustibles vegetales, ambas formas de energía originadas en procesos orgánicos, fue base fundamental de la actividad de las sociedades humanas durante miles de años. Un largo proceso de aprendizaje fue habilitando nuevas fuentes energéticas, complementarias primero y sustitutivas después, tales como el viento y las corrientes de agua, hasta llegar a los combustibles fósiles –carbón y petróleo–, portadores característicos de las sociedades contemporáneas (Bertoni R 2009).

Aunque se trata de audaces estimaciones, es posible suponer que las primeras civilizaciones –hace unos cinco mil años– consumían unas 18.000 kcal por persona por día (unos 28 GJ

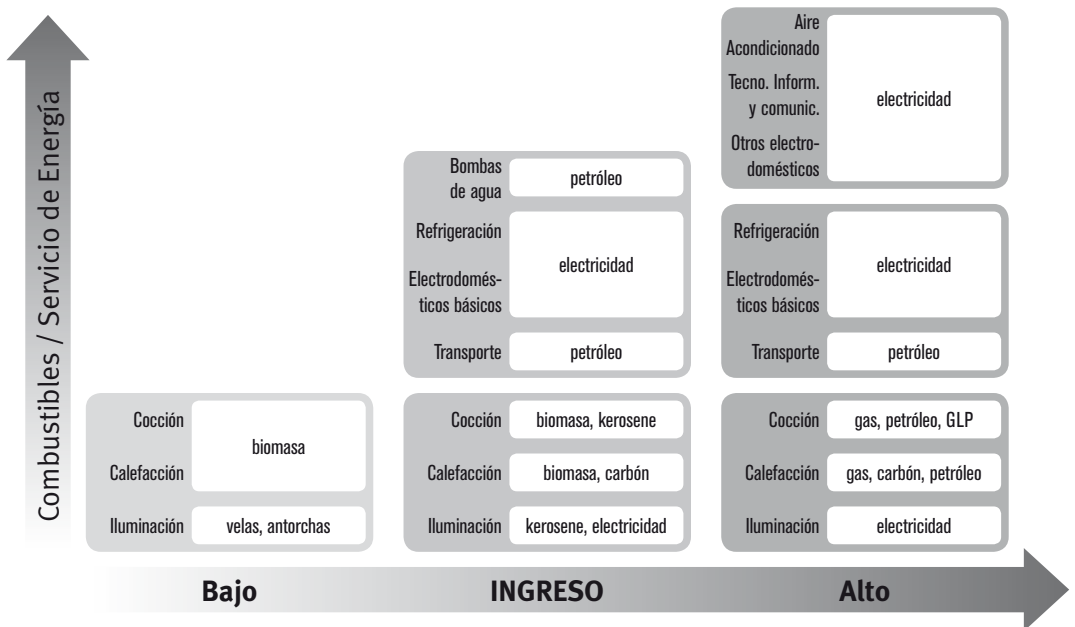
al año o su equivalente 1,2 kg. de petróleo), que satisfacían fundamentalmente necesidades alimenticias, calefacción, cocción, cultivo de la tierra y transporte.

Este nivel no habría variado sustantivamente hasta el siglo XIX, cuando la revolución industrial, el incremento de la población mundial y los cambios en los hábitos de consumo del mundo capitalista emergente, demandaron magnitudes de energía crecientes. El resultado habría sido un consumo de unas 70.000 kcal diarias por persona (107 GJ o 4,5 Kg. de petróleo al año) hacia fines del siglo XVIII (Puig y Corominas 1990:106).

Los últimos doscientos años han sido testigos de un crecimiento exponencial del consumo de energía en el planeta, de la mano de una transformación ya mencionada de enorme importancia: el pasaje del aprovisionamiento con una base orgánica a fuentes energéticas de origen mineral, los llamados combustibles fósiles. Una idea que nos revela los niveles a que ha llegado el consumo energético en la actualidad, es la afirmación de algunos especialistas cuando sostienen que la energía mínima necesaria para garantizar un nivel aceptable de desarrollo humano (medido por el Índice de Desarrollo Humano del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo-PNUD) sería de una tonelada equivalente de petróleo (1 TEP) por habitante al año (Goldemberg 2004: 801-807). Este salto en la cantidad, ha sido acompañado de un cambio en el tipo de energía utilizada, a veces para satisfacer nuevas necesidades, otras sustituyéndose formas tradicionales por formas modernas de energía.

En una primera aproximación, es posible afirmar que el incremento en la cantidad y diversificación de la energía consumida por las sociedades depende del nivel de ingreso económico de las mismas. La figura así lo muestra:

Figura 3: Relación entre la energía consumida y el ingreso económico de la sociedad



No obstante, al igual que la riqueza y el poder, el uso de la energía ha sido y es muy desigual entre naciones y dentro de ellas. Estas diferencias se aprecian entre “ricos” y “pobres”,

pero también hay muy distintos niveles y patrones de consumo entre estas categorías, cuando uno relaciona la cantidad de energía consumida con la población (consumo por habitante) y/o con la riqueza generada (consumo por unidad de producto).

Nada más erróneo que pensar que existen relaciones causales sencillas entre el desarrollo económico y social y el consumo de energía. La dinámica histórica en el uso de esta sólo puede entenderse a partir del análisis de distintos factores que han interactuado e interactúan sinérgicamente y de forma no lineal. Entre estos factores deben señalarse los de índole social —en un sentido muy amplio—, que involucran a las necesidades, el mercado, los capitales disponibles, los beneficios, la legislación, las formas de difusión de conocimientos —patentes— y lo que podría definirse como cultura (los hábitos, las costumbres, los gustos, las satisfacciones, las curiosidades). En relación con estos determinantes se articulan los conocimientos teóricos y científicos que constituyen otro elemento fundamental pues ofrecen posibilidades y alternativas para encarar las demandas sociales. Finalmente, el desarrollo tecnológico aparece como otro componente decisivo, en tanto se constituye como vehículo de implementación, y muchas veces puede ser un factor que condiciona la posibilidad de utilización de determinadas fuentes (Puig y Corominas 1990: 107).

La matriz energética es una construcción social e histórica producto de la compleja relación entre los factores sociales y científico-tecnológicos en que emergen las formas de usar la energía y las fuentes a partir de las cuales satisfacer dichos usos. Las sociedades han aprovechado y aprovechan los recursos energéticos buscando satisfacer necesidades y alcanzar mayor bienestar individual y social. Como hemos señalado, a lo largo de la historia estas necesidades han experimentado importantes transformaciones y para satisfacerlas se ha apelado a recursos muy diversos. Se ha denominado *modelo energético* al modo específico en que una sociedad aprovecha los recursos energéticos para satisfacer sus necesidades. La definición de este modelo surge de tener en cuenta tres dimensiones básicas: los recursos energéticos al que puede acceder una determinada sociedad; el modo como se producen los medios de vida (determinado por las capacidades tecnológicas) y los patrones de consumo que reflejan la especificidad de la cultura de esa sociedad (Prades 1997: 20).

El modelo energético vigente en buena parte del planeta, como resultado de los procesos de globalización, se basa en la explotación de recursos no renovables —y por lo tanto finitos— para satisfacer una demanda creciente de energía. Además de los límites inherentes a este fenómeno, la utilización de los combustibles fósiles produce gases de efecto invernadero. Estas emisiones juegan un rol fundamental en el cambio climático y sus nocivos efectos para la vida en la Tierra. Las tendencias y las políticas vigentes indican que estas emisiones podrían aumentar más de 50% hasta 2030 respecto de los niveles de 2004 (PNUD 2007-2008: 15 y 20). Esto hace que las acciones para mitigar el cambio climático tengan una directa relación con la forma en que se produce y se utiliza la energía.

Si bien la responsabilidad en la génesis y expansión del actual modelo energético corresponde al llamado mundo desarrollado, el mismo ha trascendido sus fronteras y se ha impuesto en buena parte del planeta como el paradigma a seguir por aquellas regiones que bregan por el desarrollo económico y social. Este fenómeno constituye todo un desafío para la humanidad, pues si el mundo subdesarrollado alcanzara niveles y tipos de consumo energético por habitante similares a los de Europa—por no poner el ejemplo aun más extremo de los Es-

tados Unidos—los ecosistemas se transformarían de forma impredecible y ciertamente con efectos ambientales nefastos para la gran mayoría de los humanos.

La alternativa sería ir hacia un cambio en el modelo de consumo energético. Pero, plantearse cambios en la matriz energética implica estar dispuestos a abordar el problema en toda su complejidad, incorporando al análisis todas las dimensiones y apelando a los aportes de diferentes disciplinas, desde la ingeniería a las ciencias sociales.

No puede discutirse que hay un cierto nivel de consumo de energía necesario para alcanzar y/o mantener niveles de bienestar compatibles con el desarrollo humano. No obstante, determinar cuál es ese nivel necesario, resulta muy difícil en términos absolutos y teniendo en cuenta sólo evaluaciones técnicas.

En tanto las sociedades no encuentran los caminos—y los consensos—para definir un *modelo de desarrollo sustentable*, dos conceptos se han ido abriendo paso en ámbitos académicos y políticos: ahorro y eficiencia energética.

Quienes plantean la necesidad de ahorrar energía, parten de la base de que el nivel de consumo es excesivo y que deben modificarse pautas o patrones de consumo que se han originado en la copia o imitación de las sociedades capitalistas occidentales. El punto de partida para un cambio en el modelo energético estaría en un cambio en la actitud de la sociedad ante la acumulación y el consumismo.

El enfoque centrado en la eficiencia energética alberga distintas variantes. En un extremo, aquellas posiciones que asumiendo que los patrones de consumo no son fáciles de erradicar, se plantean la necesidad de promover formas más eficientes en el uso de la energía para los mismos usos. Esto implica, que las sociedades adopten medidas prácticas y, relativamente sencillas, que significarían un ahorro en el consumo de energía, sin menoscabo de los niveles de bienestar alcanzados y aceptados. En el otro extremo, se ubican posturas que definen de una manera más amplia el concepto y discuten, con ambición sistémica, la eficiencia en términos globales. Para esta visión debe abordarse la eficiencia energética con un enfoque holístico, lo que implica incorporar al análisis una discusión ética sobre la finalidad que tiene el uso de la energía (Ver sección I.5).

1.3. Economía política de la energía

Para terminar de entender la compleja relación entre energía y sociedad que se ha presentado en la sección anterior, corresponde profundizar en lo que representan los mercados energéticos —o lo que es lo mismo, el negocio de la energía— desde la perspectiva del poder económico y el poder político. En primer lugar corresponde señalar que el notable incremento en el consumo de energía y la dependencia de los combustibles fósiles para satisfacerlo en los últimos doscientos años, ha convertido a la posesión de estos recursos en un factor de poder extraordinario. La propiedad sobre yacimientos de carbón primero y petróleo después ha sido un objetivo básico de la acción de empresas y estados. Grandes corporaciones se constituyeron para producir y distribuir energía a partir de aquellos recursos estratégicos. Conflictos y guerras entre naciones se produjeron y se producen como consecuencia de la lucha por dominar regiones ricas en combustibles fósiles.

Los estados nacionales se vieron enfrentados a la necesidad de regular la acción de las grandes corporaciones que amenazaban con establecer el monopolio sobre la energía. No es casual que la producción, el transporte y la distribución de la energía hayan requerido, antes que cualquier otro sector de la actividad económica, la atención de los poderes públicos (Martin 1965: 127-197) y que a pesar de los embates desreguladores y privatizadores que caracterizaron a las últimas dos décadas del siglo XX, en la actualidad se reconozca la necesidad de no dejar librado exclusivamente a las fuerzas del mercado la orientación y organización del sector energético. Se puede discutir sobre el tipo de intervención estatal, pero no de la necesidad de esta.

La energía ha jugado y juega un rol fundamental en la geopolítica. Especialmente en la era del petróleo, las regiones que poseen reservas importantes del *oro negro*, han sido objeto de disputas entre potencias y, como lo demuestran las guerras del Golfo, un factor decisivo en la intervención armada de aquellas naciones que se han erigido como “policía internacional”. Las relaciones internacionales y el propio funcionamiento de las Naciones Unidas se han visto afectadas por el valor geopolítico de aquellas áreas ricas en hidrocarburos.

A nivel de la región sudamericana la importancia geopolítica de la energía ha quedado de manifiesto en los procesos de integración. El petróleo y el gas, pero también la hidroelectricidad, han sido temas recurrentes en las negociaciones para definir el relacionamiento de Bolivia y Venezuela con el MERCOSUR. Más aún, el monopsonio de Brasil sobre la producción de energía eléctrica en la represa de Itaipú, ha jugado recientemente un papel importante en la discusión sobre el rol de los países pequeños en el bloque regional.

Para Uruguay, un país que no cuenta—por el momento—con recursos fósiles en su territorio, la integración energética regional constituye y ha constituido un factor importante en la resolución de problemas de abastecimiento energético. El caso del emprendimiento hidroeléctrico binacional de Salto Grande y la interconexión eléctrica con Brasil son un claro ejemplo de la impronta integracionista que ha tenido la política energética uruguaya. No obstante, las bondades de la integración aparecieron cuestionadas en el cambio de siglo, debido al fracaso de la introducción del gas natural desde Argentina. La gran novedad que hubiera significado su incorporación en la matriz energética uruguaya se desdibujó cuando nuestro vecino proveedor no pudo cumplir con el contrato y se restringió el suministro. Una infraestructura de gasoductos subutilizada es la herencia de aquel ensayo.

Dicho lo anterior, el desenlace de la experiencia de los noventa con el gas natural no debería asociarse exclusivamente a las debilidades de la integración energética regional, sino a una particular forma de concebirla. Durante esta década predominó un manejo de la energía como si fuera una mercancía pura, donde su producción dependería sólo de la oferta y la demanda, subestimando el carácter de insumo estratégico que reviste. De cualquier manera, la experiencia en torno al gas natural puso sobre el tapete el problema que representa nuestra dependencia de la región para la seguridad energética nacional, alentando la discusión sobre la necesidad de reducir dicha dependencia.

Una discusión seria para encarar cambios en la matriz energética debe incorporar la economía política de la energía como dimensión analítica. Esto implica conocer el tipo de empresas que desarrollan este negocio, los poderes globales que inciden en el mismo, así como las potencialidades de la integración regional y sus problemas.

I.4. La política energética

Siendo la matriz energética una construcción social, corresponde ver cómo se diseñan e implementan las decisiones colectivas capaces de operar un cambio cualitativo en la misma. Este es el terreno de la política pública.

La energía es un sector estratégico, por lo tanto, las políticas dirigidas hacia dicho sector deben diseñarse a partir de una clara definición de los objetivos perseguidos, una precisa selección de los instrumentos a utilizar para alcanzar metas específicas que contribuyan al logro de los objetivos y un atinado cronograma de medidas concretas a implementar. No importa si la planificación estratégica forma o no parte de esa política, un enfoque normativo serio y responsable de políticas sectoriales implica el manejo de objetivos, instrumentos y medidas.

Asimismo, en la definición de las distintas fases de ejecución de las políticas debe señalarse quiénes son los actores involucrados y cuáles las instituciones responsables de la implementación. En esa perspectiva es que se hace necesario el diálogo y la articulación de consensos que incorporen a la sociedad civil en el proceso de ejecución, y a la vez establecer un organigrama que identifique claramente la distribución de responsabilidades en la implementación de las medidas. De no mediar estas instancias, las políticas aparecen como exógenas al colectivo y sin ámbitos institucionales concretos en los que se comprometa su ejecución.

No hay duda que la política energética está determinada por la imagen objetivo de modelo de desarrollo que promueven quienes detentan el poder político. Sea cual sea ese modelo, el sector energético cumple un rol fundamental y por acción u omisión los gobiernos definen un modelo energético.

En el último lustro se ha planteado la necesidad de revitalizar la planificación estratégica como instrumento de política. Ello ha contribuido favorablemente al desarrollo del análisis de largo plazo en distintas áreas, entre ellas la energía.

Desde la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN) del Ministerio de Industria y Energía, se han definido los lineamientos generales de un Plan Energético Nacional de largo alcance con horizonte en el año 2030, insistiendo en que la política energética desempeña un rol de especial significación dentro de las políticas de desarrollo (DNETN - MIEM 2008). En consecuencia se define la estrategia de la política energética en los siguientes términos (DNETN-MIEM 2008: 2):

“El sistema energético propenderá, a asegurar el abastecimiento interno al menor costo posible y con la calidad adecuada, bajo el rol directriz del Estado, y con participación de actores públicos y privados, mediante la mejor utilización de los recursos disponibles local, regionalmente e internacionalmente, contribuyendo al desarrollo sustentable del país (económico, social, ambiental y político). En función de ello se prestará especial atención a la eficiencia energética y a la búsqueda de una mayor diversificación de la matriz energética, incorporando recursos autóctonos, especialmente de carácter renovable, con un mayor empleo de mano de obra, un impacto en la actividad productiva, atendiendo a la preservación del ambiente y dinamizando la integración regional. Al mismo tiempo se adecuarán los instrumentos legales para el desarrollo del sistema energético, atendiendo a las características nacionales específicas.”

Un conjunto de medidas han sido implementadas entre 2005 y 2009, tendientes a alcanzar los objetivos señalados. Cabe destacar, entre otras, el impulso a la instalación de fuentes de energía renovables, especialmente en el campo de la energía eólica y la generación en base a biomasa; la apuesta a la incorporación a la oferta energética de los biocombustibles; la licitación de estudios de prospección petrolera y gasífera; el análisis de la incorporación de una planta regasificadora en el marco de una estrategia regional; el inicio de los trabajos tendientes a ampliar la capacidad de transmisión de la interconexión eléctrica con Brasil; la definición e implementación de una normativa de referencia y acciones específicas de eficiencia energética con carácter estratégico. En el último año, originada en una acción específica desde Presidencia de la República, se ha iniciado la discusión técnica y política respecto a la alternativa de la energía nuclear.

La implementación de estas medidas busca de manera explícita una transformación de la matriz energética nacional, diversificando fuentes, asegurando el suministro y promoviendo la equidad en el acceso a la energía, en el marco de una estrategia de desarrollo sustentable.

Más allá de los comentarios técnicos y políticos que puede merecer la estrategia diseñada, el sólo hecho de contar con una política explícita contribuye de manera decisiva a democratizar la discusión sobre la matriz y modelos energéticos alternativos. Esto, que constituye un escenario apropiado para articular los diversos intereses, discutir nuevas o viejas ideas y consensuar salidas compartidas, representa al mismo tiempo un importante desafío. Las decisiones políticas son relevantes, pero los cambios en la matriz energética implican transformaciones en el comportamiento de una diversidad de actores y en distintos ámbitos de la producción y el consumo. Es en ese mundo que se generan las sinergias y/o los bloqueos que terminan definiendo las fuentes y los usos de la energía.

1.5. Conceptos y políticas de eficiencia energética.

Para terminar este capítulo, retomamos y profundizamos algunos aspectos del concepto de eficiencia energética. Como se acaba de señalar, tanto a nivel nacional como internacional, la transición hacia energías renovables implica un campo de debate y de decisiones políticas públicas que en el corto y mediano plazo intenten mitigar y contrarrestar algunos de los problemas de la matriz energética mundial y nacional. Para algunos autores la eficiencia energética, en su práctica más comprometida, tendría un impacto tan importante como haber hallado una nueva fuente de energía. De acuerdo a un reciente estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), de no haberse adoptado medidas en el campo del uso eficiente, el consumo de energía a nivel mundial sería un 25% mayor que el actual, con el consiguiente impacto ambiental (OLADE 2000).

El concepto de eficiencia energética tiene su origen en la física y está asociado al rendimiento de una máquina. Toda máquina que consume energía para producir trabajo sufre pérdidas de energía que no son incorporadas en el trabajo mismo. Cuanto menor es la pérdida de energía mayor es la eficiencia de la máquina. En otras palabras la eficiencia sería la relación entre la energía útil y la energía neta o la energía total consumida por la máquina.

A partir de la primera crisis internacional del petróleo (1973-74), los países industrializados, definen en su gran mayoría políticas de promoción del uso eficiente de la energía. Los objetivos eran reducir su dependencia energética, asegurar el suministro energético,

aumentar el horizonte de agotamiento de las reservas de petróleo y reducir las consecuencias macroeconómicas derivadas de los altos precios del petróleo y la dependencia de los países de la OPEP.

Se empieza a hablar del concepto de *Uso Racional de la Energía*. El concepto de consumo racional intenta complejizar la idea básica de eficiencia energética proveniente de la física. El término uso racional de la energía incorpora no sólo la noción de rendimiento sino que cuestiona el uso de distintas fuentes energéticas y el propio uso que se le da a la energía. Por ejemplo ¿hasta dónde es racional que se use energía eléctrica para generar calor?, o incluso ¿hasta dónde es racional utilizar un recurso escaso como el gas natural para generar calor si hay alternativas?

En el período 1981-88, el descubrimiento de reservas de petróleo y gas fuera de los países de la OPEP, sumado a la baja relativa de la intensidad energética derivada de las políticas de uso eficiente de la energía, llevaron a una sobreproducción de petróleo. Se trató de una década en la cual las políticas de uso eficiente de la energía tuvieron un retroceso respecto a la anterior.

La década del 80 en los Estados Unidos se caracteriza por la implementación de importantes programas de Gestión de la Demanda, fundamentalmente en el sector eléctrico. El objetivo principal de estos programas es desplazar el consumo en el horario de mayor consumo a horarios donde la capacidad instalada es superior a la demanda. Con esta política se busca desde el lado de la demanda atrasar inversiones en generación y redes.

Durante la década del 80 la regulación del sector eléctrico en los Estados Unidos se caracteriza por ser del tipo denominado *Comando y Control*, dado que se estipulan en detalle las prestaciones esperadas del servicio y luego se controla su cumplimiento por parte del regulador. Si bien este esquema regulatorio reconoce los costos de las empresas limita el accionar de las mismas. La política de eficiencia energética se enmarca en ese contexto y se apoya en importantes subsidios que compensan a las empresas eléctricas por las pérdidas generadas por la reducción de ventas. La planificación del parque generador se realiza bajo la metodología de la Planificación Integrada de Recursos que incorpora medidas de uso eficiente de la energía como fuentes de generación

En Europa, hasta fines de los '80, no existe un tratamiento homogéneo del tema en los distintos países. Los países que en la década del 70 tuvieron una política de uso eficiente más comprometida mantuvieron sus programas. Básicamente se observan programas de etiquetado de electrodomésticos y políticas de promoción de la eficiencia energética basados en subsidios. Hacia fines de los 80 se conforma el Mercado Interior de la Energía y se difunde el *Informe Brundlandt* (1987) que coloca en el debate público el problema del cambio climático y la relación entre el consumo de combustibles fósiles y el efecto invernadero. Se abre una nueva perspectiva para el tema, vinculando el uso eficiente no sólo con la escasez del recurso energético sino con su impacto ambiental negativo.

La década del 90 se caracteriza por una creciente desregulación del sector energético y una mayor sensibilidad en cuanto a la problemática ambiental. La desregulación llevó a un menor incentivo por parte de las empresas energéticas a invertir en eficiencia energética. En el caso particular del sector eléctrico la desregulación vino acompañada de la desestructuración del sector en unidades de negocios independientes (separación de actividad de generación, transmisión y distribución) y la introducción de mecanismos de competencia que

sustituyeran los incentivos provistos anteriormente por los reglamentos. En este contexto surgen en Estados Unidos las Empresas de Servicios Energéticos (o ESCOs en su sigla en inglés). Se trata de empresas que brindan servicios de eficiencia energética a cambio de compartir los ahorros obtenidos con sus clientes. Muchas empresas energéticas comienzan a contratar a las ESCOs para que les organicen sus proyectos de Eficiencia Energética a los cuales siguen estando obligadas por la regulación. Además empresas distribuidoras comienzan a ver en las ESCOs la posibilidad de escapar de la regulación y crean ESCOs que además del negocio de la eficiencia energética se dedican a otras actividades como la comercialización de energía. A estas ESCOs de gran tamaño y que tienen una gran diversidad de actividades se les conoce en la literatura especializada como SUPER ESCOs.

Por otra parte, fundamentalmente en los Estados Unidos comienza a nivel académico un debate acerca de la pertinencia de las políticas de uso racional de la energía. Se cuestiona principalmente la intervención del Estado basada en una supuesta racionalidad que sólo sería detentada por los burócratas de las agencias reguladoras. Cuestionan la idea que sustenta a la política de Uso Racional de la Energía según la cual el consumidor es miope a la hora de asignar sus recursos y hay que orientarlo a través de políticas. Frente a esta postura liberal y pro-mercado, se enfrentan aquellos que creen que el uso eficiente es necesario y que sin intervención política el mercado por sí mismo no garantiza el uso eficiente de la energía.²

Por otra parte la preocupación ambiental implicó una creciente importancia en la agenda política a los temas de conservación de la energía, como medio para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los compromisos de la Unión Europea (UE) de reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) acordados en el *Protocolo de Kyoto*, derivarían en una intensificación de las políticas de reducción de las emisiones de GEI. En este sentido, el uso eficiente de la energía es considerado la medida más efectiva, a corto y mediano plazo, para lograr una reducción significativa de las emisiones de CO₂ y otros GEI, pero también de otros gases contaminantes asociados a la producción y consumo energéticos.

Como fruto del debate el concepto Uso Racional de la Energía comienza a ser sustituido por el de Uso Eficiente de la Energía. Pero no debe ser confundido este concepto de Uso Eficiente de la Energía a comienzos del siglo XXI con el de la década del 70 del siglo pasado. El término “eficiente” en el presente recoge mucho más el concepto económico que físico. Una condición para las políticas de eficiencia energética es que deben ser óptimas según la ecuación costo-beneficio. En este sentido los subsidios como instrumento son válidos sólo temporalmente como forma de quebrar barreras a la entrada a nuevas tecnologías. Por otra parte se dará prioridad a medidas que hacen a la transformación del mercado de eficiencia energética.

Ahora bien, ¿cómo se mide la eficiencia energética? Una forma de medir la eficiencia energética es considerando la relación entre la energía útil y la energía neta o la energía total utilizada. Por ejemplo una lámpara incandescente tiene una eficiencia de 5% porque el 95% de la energía utilizada se pierde en forma de calor. O sea sólo se utiliza para iluminación el 5%. Dentro de esta misma familia de indicadores algunos incorporan el tema de la calidad

2 Para atender el debate consultar Sutherland 1991, 1996; Sathaye y Gadgil 1992) Sanstad y Howarth 1994; Jaffe y Stavins 1994; Joskow 1995; Metcalf 1994. Sutherland y Joskow representan los críticos más duros de la política de Eficiencia Energética. Los restantes autores defienden el planteo tradicional.

de la energía, porque no es lo mismo gastar energía de baja calidad como la energía solar que gastar energía de alta calidad como la eléctrica.

Otros indicadores incorporan una dimensión física, más relacionada al concepto de productividad, por ejemplo la cantidad de hectáreas irrigadas en relación a la cantidad de energía utilizada para el bombeo de agua.

También es posible incorporar la dimensión económica. Por ejemplo se puede medir la eficiencia energética como la relación entre el producto obtenido en unidades monetarias y la cantidad de energía utilizada medida en unidades energéticas o monetarias.

Cualquiera de los indicadores presenta ventajas y desventajas. La elección dependerá del uso que se quiere hacer de los mismos. Los indicadores que relacionan la energía útil y la energía total sirven para medir la eficiencia técnica de una determinada tecnología. Los indicadores que hacen hincapié en la dimensión física son de utilidad cuando se quiere comparar la eficiencia energética de distintos productores dentro de un mismo sector. Los que contemplan la dimensión económica son preferibles cuando es necesario realizar comparaciones intersectoriales donde no existe una unidad física común. El inconveniente de estos últimos es que cambios en el valor del dinero o precio del energético afectan el indicador sin reflejar un verdadero cambio en la eficiencia energética.

En cuanto a los instrumentos de política utilizados a nivel mundial son variados, dependiendo del objetivo perseguido. Según sus objetivos, entonces, se pueden ordenar en políticas para mejorar problemas de asimetría de información o información incompleta; políticas para facilitar el acceso al crédito para proyectos de eficiencia energética; políticas para facilitar el surgimiento de un mercado de ESCOs; y/o políticas para impulsar mejoras tecnológicas (World Energy Council 2001).

En América Latina los países que están históricamente más avanzados en el tema son Brasil y México. Ambos países inician un proceso sistemático de promoción de la eficiencia energética en la década del 80, como respuesta al segundo shock petrolero y enmarcado en una política desarrollista y nacionalista que vincula eficiencia energética con independencia energética. Tanto Brasil como México tienen agencias gubernamentales encargadas de promover el uso eficiente de la energía. En el caso de Brasil las dos grandes empresas energéticas Eletrobrás y Petrobrás tienen programas dedicados al tema. Eletrobrás elaboró el programa llamado PROCEL que se dedica a promover el uso eficiente de la energía eléctrica en los hogares, municipios y sector productivo. Por otra parte Petrobrás desarrolla el programa CONPET, dedicado fundamentalmente a uso eficiente de combustibles en el transporte. La política de uso eficiente es revitalizada en la década del 90, junto con el proceso de privatización en el sector eléctrico brasileño. Los nuevos contratos de concesión incluían cláusulas que obligaban a las concesionarias a desarrollar programas de eficiencia energética entre sus clientes. La experiencia fue considerada exitosa y actualmente las empresas concesionarias están obligadas por ley a invertir en proyectos de eficiencia energética y financiar actividades de investigación y desarrollo (I+D) en el tema.

En México existe un organismo similar a PROCEL. Se trata de un fideicomiso encargado de promover el uso eficiente de la energía eléctrica. Este fondo es el Fideicomiso para el ahorro de la energía eléctrica (FIDE) que desarrolla actividades de financiamiento de proyectos, divulgación y formación en el tema. La política de uso eficiente de la energía en México

está más orientada al esquema norteamericano, mientras que la brasileña se parece más al europeo. Hay entonces un mayor incentivo a la creación de ESCOs en México que en Brasil.

I.6. Antecedentes académicos y técnicos en Uruguay

Uruguay tiene una tradición en lo que respecta al análisis del sector energético, aunque se pueda pensar lo contrario ya que los estudios realizados no muestran continuidad ni acumulación. Se constata que los mismos han tenido como disparador las crisis energéticas y que no siempre se han tenido en cuenta los resultados de los estudios anteriores al momento de encarar un nuevo esfuerzo analítico.

Es un lugar común de los principales trabajos de diagnóstico referidos al sector energético en Uruguay que el mismo presentaría debilidades estructurales que pondrían en entredicho el abastecimiento de la demanda de energía en condiciones económicas adecuadas. Este problema, agudizado en las últimas décadas, se amplificaría en la medida que las tasas de crecimiento de la economía previstas se ubicarán por encima de la media histórica, como resultado de cambios en la estructura productiva.

El impacto de la crisis energética regional y el aumento en el precio internacional del petróleo hasta 2008, puso de manifiesto la debilidad de las condiciones de abastecimiento de la demanda de energía, en particular en el sector eléctrico, y la existencia de problemas estructurales vinculados a la dependencia de las condiciones regionales (en particular del mercado argentino) y a la falta de coordinación entre los distintos actores en los esfuerzos de planificación e inversión en el sector.

En un intento por rescatar y reconocer los esfuerzos por describir y comprender los problemas del sector energético, se sistematizan a continuación algunos trabajos realizados a partir de la segunda mitad del siglo XX. El objetivo de este capítulo es enfatizar la necesidad de revertir un fenómeno perverso: la dilapidación de los procesos de acumulación de conocimiento y de formación de capital humano en el país.

A continuación enumeraremos los diferentes períodos por los que ha pasado el análisis académico del tema.

1. En los años sesenta el extraordinario esfuerzo de diagnóstico, prospectiva y planificación realizado por la Comisión de Inversiones y Desarrollo Económico (CIDE) dedicó uno de los tomos del Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social al *Diagnóstico y Plan de Energía 1965-1974*. En aquel documento se alertaba sobre una cuestión central, al señalar que a pesar de la preponderancia del sector público, se constataba la inexistencia de una acción consciente que coordinara la actividad en el campo energético y, agregaba que del diagnóstico surgía la necesidad de establecer una política coherente y unificada a nivel del gobierno central (CIDE 1966). Una evaluación del Plan realizada desde la OEA señaló:

“En general, el método empleado por el Plan para establecer la tendencia histórica del desarrollo energético en el Uruguay y la interpretación que deduce en relación con la estructura económica del país, de sus disponibilidades potenciales de energía y del marco institucional, puede considerarse adecuado para la naturaleza del estudio. Los criterios técnico-económicos aplicados por CIDE en la selección de alternativas para el equipamiento del sector energía, son de general validez” (Unión Panamericana-OEA 1967).

No obstante, el Plan de la CIDE tuvo muy escaso eco en el elenco político responsable de tomar las decisiones estratégicas y la política energética se mantuvo esencialmente desarticulada.

2. En los años setenta, El Plan Nacional de Desarrollo 1973-1977, elaborado por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) en 1972, partió de un estudio de diagnóstico y prospectiva energética elaborado por UTE para la confección del Capítulo VII, “Energía”. Este fue el documento base que, revisado en los “cónclaves” gubernamentales (especialmente el de Solís, en diciembre de 1977), pautó la política energética de la dictadura. Es de destacar que en el Cónclave de Solís, se resolvió, entre otras medidas:

“proseguir la búsqueda de hidrocarburos, gas natural y esquistos bituminosos y minerales radioactivos; realizar un estudio definitivo para la utilización del gas natural, desarrollar los estudios sobre utilización de la energía atómica de acuerdo a las necesidades de usinas de respaldo térmico previstos en el Plan Nacional de Energía Eléctrica 1975-1983³, impulsar y continuar con la investigación tecnológica de la energía solar y eólica con el apoyo de los organismos estatales, paraestatales y externos, apoyar la incorporación y uso de soluciones tecnológicas que se traduzcan en un ahorro, sustitución o mejor uso de la energía...” (Facultad de Ciencias Económicas y de Administración 1978: 96-97).

La similitud de los diagnósticos es notoria.

3. Aun bajo el gobierno dictatorial, en 1982, se concretó –mediante convenio– una misión técnica de la Oficina de las Naciones Unidas, ONUDI, *“para encarar un análisis en el campo de Recursos Energéticos Nuevos y Renovables (RENRE), para participar en el proceso de expansión energética futura y en el proceso de la sustitución del uso de los derivados del crudo importado”* (Informe Kalas 1982:14). El trabajo realizó un estudio de los escenarios futuros y las posibilidades técnicas y económicas de incorporar los RENRE a la matriz energética, evaluando el impacto de la energía eólica, biogas, energía solar, pequeñas plantas hidroeléctricas, energía geotérmica y esquistos bituminosos. La conclusión más fuerte a la que arribó el informe fue que *“dentro del panorama energético futuro, la más alta prioridad debería darse a la biomasa forestal, por su flexibilidad y universalidad”*.(Informe Kalas 1982: 2).

4. En 1995, la DNETN del MIEM contrató al Argonne National Laboratory (Illinois, EEUU), para realizar un análisis de oferta y demanda energética, estimar proyecciones de demanda con base en los patrones de demanda históricos y evaluar los efectos de la incorporación del gas natural a la matriz energética, estableciendo varios escenarios posibles (Argonne 1995: S1). Este estudio utilizó el Programa ENPEP (Energy and Power Evaluation Program) desarrollado por el Laboratorio ARGONNE (EEUU) y presentó los resultados con base en seis escenarios diferentes, siendo el horizonte temporal definido el año 2013. En el ejercicio de prospectiva se manejaron los efectos sobre el sistema energético de posibles eventos tales como: introducción de gas natural (importado desde Argentina), incremento del grado de apertura del mercado de energía eléctrica, incremento de la capacidad de transporte de energía eléctrica entre Uruguay y Brasil y períodos de condiciones hidrológicas de bajo aporte de lluvias. El trabajo, conducido por el staff técnico de la Decision and Information Sciences Division del Argonne National Laboratory, incorporó como contraparte local, a un

3 Aprobado por Decreto 655/75 de 25 de agosto de 1975.

grupo de técnicos que representaron a las instituciones involucradas en el proyecto (ANCAP, UTE, DNETN y OPP)⁴.

5. La severa crisis socioeconómica que caracterizó el comienzo del siglo XXI, dio lugar a diversos esfuerzos para intentar explicar su origen y subsidiariamente ofrecer salidas a la misma. Tanto desde el Poder Ejecutivo, como desde la Universidad de la República, se promovieron estudios de prospectiva en diversos temas, entre ellos la energía.

5.1. Desde el Programa Prospectiva Tecnológica Uruguay 2015, desarrollado a través de un convenio suscrito entre Presidencia de la República y la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), se promovió un estudio de prospectiva para el sector energético, que fue coordinado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. La estrategia de trabajo desarrollada se basó esencialmente en un conjunto de encuentros de los cuales participó un Panel de Expertos, así como de especialistas en las diferentes áreas temáticas consideradas. El trabajo evaluó esta estrategia como muy eficiente a los efectos de recoger las experiencias y expectativas locales. El informe final enfatiza la necesidad de una integración eficiente con los países vecinos, la seguridad de la oferta, la eficiencia en el consumo y el desarrollo de fuentes sustitutivas de energía. Asimismo propuso la integración de un “grupo interdisciplinario de energía” (Presidencia de la República – ONU-DI, 2002).

5.2. En 2004, finalizó el trabajo de la Mesa de Energía de la Comisión Social Consultiva, con un informe final que complementó el trabajo realizado por la Facultad de Ingeniería en 2002. Cabe destacar la amplia participación de actores en la discusión y elaboración del documento. En el mismo se realiza un análisis de factibilidad de algunas energías alternativas y se construyen escenarios alternativos con horizontes de 5 a 30 años. (Comisión Social Consultiva – UdelaR 2004).

5.3. Un año después, en el marco de la crisis energética, Nunes y Cataldo (2005) analizaron ambos documentos en un esfuerzo por sintetizar sus aportes para esa coyuntura en particular. Para estos especialistas, tanto el programa de desarrollo como las propuestas de proyectos contenidas en aquellos estudios, mantenían plena vigencia, destacándose las oportunidades para el país en el marco de la utilización de las energías autóctonas y renovables entre las cuales se contarían la biomasa, la energía eólica y la energía hidráulica.

6. En cuanto a otros estudios recientes de proyecciones de demanda y análisis de alternativas técnico-económicas específicos para el sector eléctrico, se pueden mencionar: el *Informe de Garantía de Suministro* (Administradora del Mercado Eléctrico, 2004), el *Informe sobre el sector energético uruguayo* (Consultora FIEL 2004), *Proyecciones de demanda de largo plazo para el sector eléctrico uruguayo 2003-2018* (URSEA, PI - 004/03) y *Alternativas para optimizar un suministro energético confiable en Uruguay* (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética –CEARE 2005).

7. En forma paralela a la serie de diagnósticos y estudios de prospectiva anteriores, los dos Entes dedicados a la industria de la energía, UTE y ANCAP también diseñaron sus propios

4 En las Jornadas de Economía del BCU 2007, uno de dichos técnicos, Oscar Pessano, presentó una ponencia de síntesis de la metodología aplicada: *Aplicación de un modelo de simulación multisectorial- integrado del sector energía, para el estudio de escenarios alternativos desde la oferta*. (<http://www.bcu.gub.uy/autoriza/peiees/jor/2007/iees03j3330807.pdf>)

planes estratégicos relacionados con el suministro y el manejo de la demanda, si bien en los ámbitos respectivos de acción de cada uno.

8. Corresponde señalar también la propuesta presentada por los senadores Ariel Joubanoba y Walter H. Campanella en 2007 que refiere al análisis prospectivo de las alternativas para la expansión de la generación eléctrica. En dicha propuesta se realiza una proyección de la demanda energética (especialmente de energía eléctrica) y se exponen las posibles fuentes de generación, con horizonte temporal en 2016, argumentando a favor de la opción nuclear (Diario de Sesiones de la Cámara de Senadores 2007).

9. El último trabajo de análisis y prospectiva energética, es el informe elevado a la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) por Ramón Méndez Galain en febrero de 2008. Según dicho investigador los grandes desafíos de la planificación estratégica en el sector energía provienen de factores institucionales en interacción con problemas tecnológicos y tecno-económicos vinculados al desarrollo de fuentes de energía alternativas. Plantea la necesidad de que el Estado asuma un rol protagónico en la planificación, coordinación e impulso de una política energética nacional, y, finalmente, propone objetivos, instrumentos y herramientas que, si bien están diseñados para un Plan Estratégico Nacional de Ciencia y Tecnología, bien pueden formar parte de la planificación estratégica del sector energético (Méndez Galain, 2008).

10. Desde la DNETN bajo la conducción del propio Ramón Méndez Galain, se publicó en el mes de julio de 2008 –en formato presentación– el denominado *Plan Nacional de Energía 2005-2030* que, luego de presentar las acciones desarrolladas en la materia entre 2005 y 2008, esboza definiciones estratégicas y líneas de acción. En los aspectos conceptuales se enfatiza en el rol directriz del Estado (desde el MIEM) con participación regulada de agentes privados, la necesidad de la diversificación de la matriz energética, la promoción de la eficiencia en el uso de la energía y el compromiso de velar por un acceso adecuado a la energía de todos los sectores sociales.⁵

11. Deben enfatizarse, además, algunas acciones y actividades y debates que se generaron en los últimos años y que denotan una particular sensibilidad hacia el problema energético en el país y la intención de establecer reglas adecuadas para la implementación de políticas sectoriales de largo plazo.

11.1. En el plano legislativo, se han promulgado una serie de leyes que van definiendo algunas reglas generales, especialmente en cuanto a las energías renovables y a la eficiencia energética: Ley N° 18.585 del 18/09/09 de Energía Solar Térmica, que declara de interés nacional el uso de Energía Solar; Ley N° 18.195 del 14/11/07, conocida como Ley de Agrocombustibles; la ley de Uso Eficiente de la Energía (ley 18.597) que estructura la política de Uso Eficiente de la Energía.

11.2. Se ha comenzado a articular el debate sobre la energía nuclear y, en ese contexto cabe destacar el documento *Análisis para la eventual puesta en marcha de un programa nuclear para generación eléctrica en Uruguay* de octubre de 2008, producto de una comisión *ad-hoc*, creada por el Poder Ejecutivo, para brindar información calificada en la materia.⁶

5 En: www.miem.gub.uy

6 En: <http://www.miem.gub.uy/gxpfiles/miem/content/video/source0000000062/VID0000050000000355.pdf>

11.3. En el segundo semestre del 2009 se presentaron los resultados de la encuesta que dio lugar al Balance Nacional en Energía Útil de Uruguay 2006.

11.4. También en la segunda mitad del año 2009 se conoció un nuevo Mapa Eólico del Uruguay.⁷

11.5. Las organizaciones de la sociedad civil han participado activamente en el proceso de creación de conocimiento y discusión de alternativas energéticas. A título de ejemplo se puede mencionar el trabajo publicado para el *Día del Medio Ambiente* por el programa Uruguay Sustentable de la organización REDES –Amigos de la Tierra (Canabal y Achkar 2009). También deben destacarse los trabajos realizados en el marco del Centro Uruguayo de Tecnologías Apropriadas (CEUTA).

Esta breve síntesis de la producción de trabajos sobre el sector energético, demuestra que no es la falta de diagnóstico un factor de debilidad para la planificación; parecería que el factor crítico ha sido la ausencia de políticas tendientes a promover la acumulación y los aprendizajes gestados en aquellos esfuerzos y, sobre todo, la incapacidad de definir políticas públicas que incorporen una estrategia de desarrollo de largo plazo en que se articulen las diferentes políticas sectoriales y entre ellas, por supuesto, la política energética.

Se puede concluir que, independientemente del signo de los estudios y planes, un factor crítico sería su implementación. El principal componente de este problema radicaría en la ausencia de instancias en que los distintos actores se apropien del diagnóstico y coordinen su accionar tras objetivos comunes. Cuando se habla de actores se incluye a la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, las empresas públicas de energía (UTE y ANCAP), los productores y usuarios de las distintas formas de energía, las organizaciones sociales ambientalistas, etc.

Es necesario enfatizar en que la oportunidad y la temática en las que se centraron los estudios señalados han coincidido con los momentos en que se plantearon a nivel global y local las problemáticas del sector y también reflejaron las visiones predominantes de cada momento. Parece necesario señalar que la preocupación por diagnósticos y estudios de prospectiva en el marco de “crisis coyunturales”, ha conducido a postergar la consideración de largo plazo por las urgencias impuestas del presente.

Actualmente se observan cambios cualitativos en lo que respecta al diseño e implementación de la política energética, percibiéndose un mayor protagonismo de la DNETN en su función de organismo responsable del análisis, prospectiva, coordinación y formulación de políticas.

El gran desafío es hacer compatibles los diferentes horizontes temporales articulando el corto, mediano y largo plazo, en una visión sistémica e integral del sector energético y en estrecha relación con el modelo de desarrollo en construcción.

7 En: <http://www.energieolica.gub.uy>

SEGUNDA PARTE:

La Matriz Energética Mundial

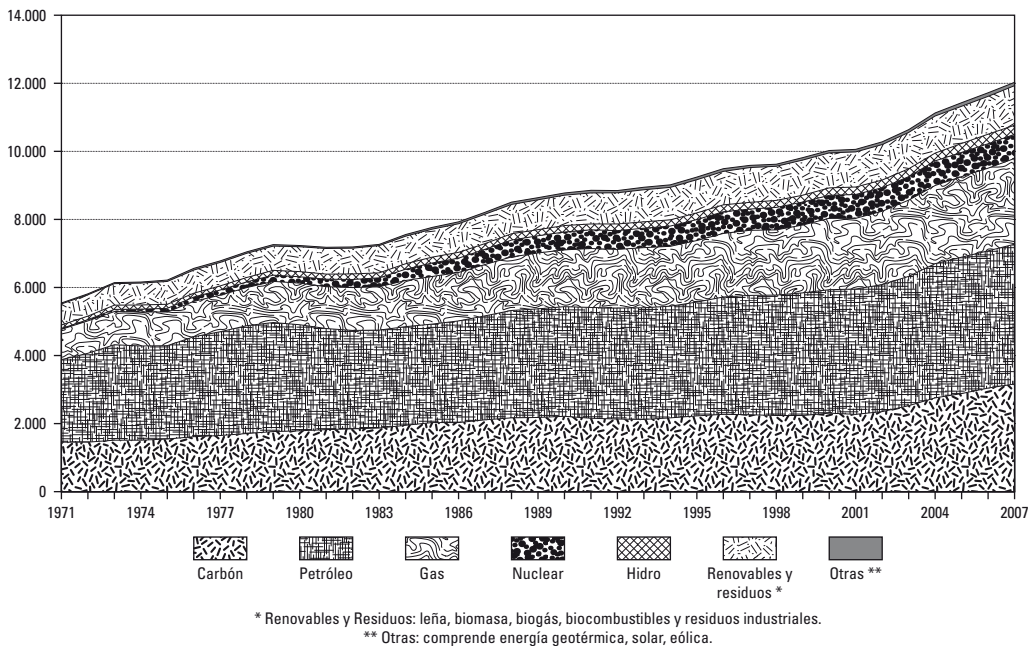
II. Matriz Energética Mundial

Como se planteó en el capítulo anterior una matriz energética da cuenta de las diferentes fuentes energéticas de las que se dispone y del uso que se hace de las mismas. En este capítulo se analiza por un lado, la oferta mundial de fuentes de energía o energía primaria y por otro el consumo energético final. La diferencia entre estos dos valores **asciende actualmente a un 31% y representa la pérdida energética en el proceso de transformación de energía primaria en una forma de energía apta para el consumo, llamada energía secundaria o final.**

II.1. Oferta primaria de energía mundial

La oferta mundial de energía asciende en 2007 a 12.029 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), donde la participación de recursos fósiles (carbón, gas natural y petróleo) es de un 81% y las fuentes renovables representan un 13%. El restante 6% corresponde a la energía nuclear. Las fuentes de energía renovables consideradas comprenden la hidroelectricidad, la leña, los residuos de biomasa, el biogás, biocombustibles, energía eólica y solar.

Gráfico 1: Oferta mundial de energía primaria del año 1971-2007 (millones de tep)

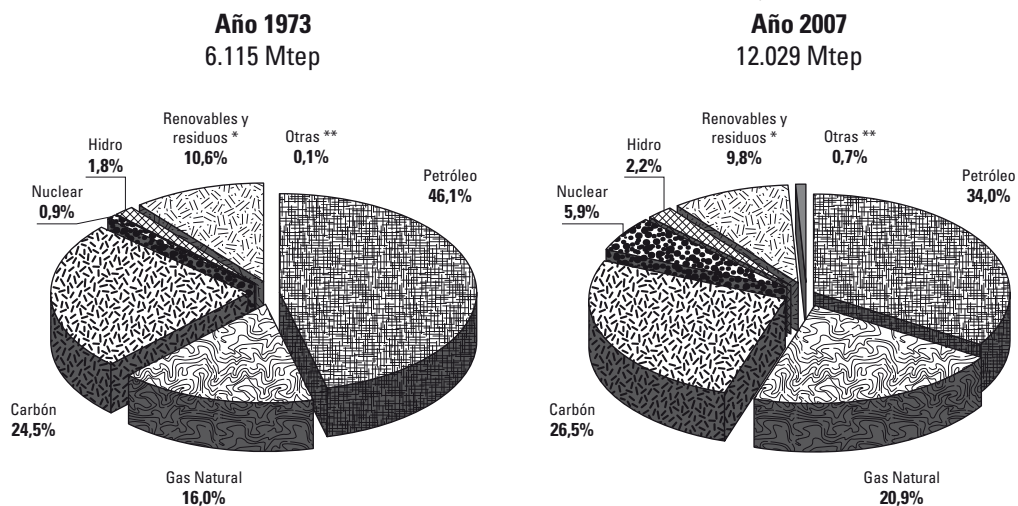


Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

Durante los años relevados (1971-2007), la oferta de energía primaria se ha duplicado, principalmente como resultado del incremento del consumo de combustibles fósiles: carbón 200%, gas natural 250% y petróleo 45%. Si se analiza la evolución de esa oferta energética primaria, se observa que la participación relativa del petróleo ha disminuido, mientras que se incrementó el consumo de carbón, de gas natural y, de energía nuclear, principalmente

como insumos para la generación de energía eléctrica. El cambio en la estructura de la oferta energética mundial que se observa entre 1973 y 2007 se relaciona fuertemente con un cambio en los precios relativos de los energéticos, a partir de las crisis petroleras de los años 1973 y 1979, con el consecuente desplazamiento de los derivados del petróleo hacia el gas natural y el carbón como los insumos mayoritariamente utilizados para la generación térmica de energía eléctrica. En gran medida esto explica la caída de un 26% de la participación del petróleo en la oferta mundial entre 1973 y 2007. Por otra parte, entre los años considerados, el cambio en los hábitos de consumo ocasionó que la generación de energía eléctrica debiera triplicarse, pasando de 6100 TWh en el año 1973 a 19800 TWh en el 2007, provocando un notable incremento en la demanda de fuentes como el carbón y el gas natural.

Gráfico 2: Estructura de la oferta mundial de energía primaria



* Renovables y Residuos: leña, biomasa, biogás, biocombustibles y residuos industriales.
 ** Otras: comprende energía geotérmica, solar, eólica.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (International Energy Agency), 2009

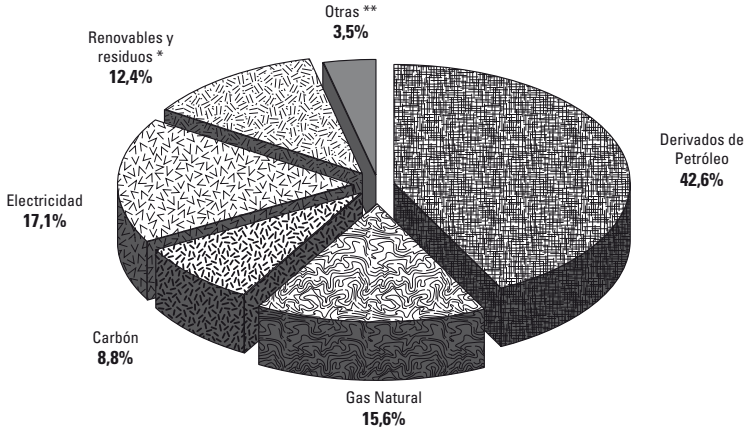
La participación relativa de las fuentes renovables ha disminuido, principalmente por la sustitución de fuentes como la leña por fuentes consideradas modernas, tales como la electricidad o el Gas Licuado de Petróleo (Supergás). Si bien aún no alcanzan el 1% de participación en la oferta energética mundial, las otras fuentes renovables, tales como la energía solar y la eólica, han incrementado su participación.

II.2. Consumo final de energía

El consumo final mundial de energía asciende a 8.286 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Los derivados del petróleo continúan siendo la fuente principal de consumo con un 43% de participación, seguidos por la electricidad (17%). El consumo de carbón representa únicamente el 9% del consumo final de energía, un porcentaje considerablemente menor a su participación en la oferta (27%), debido a que su uso mayoritario es como fuente para la generación térmica de energía eléctrica. La eficiencia de transformación de energía térmica en electricidad ronda el 35%, por lo que siempre la oferta de una fuente

utilizada para generación de energía eléctrica va a ser menor que su consumo. En el caso del gas natural la brecha entre la oferta (21%) y el consumo (15%) es menor debido a que además se le da un uso térmico directo.

Gráfico 3: Consumo final de energía del año 2007

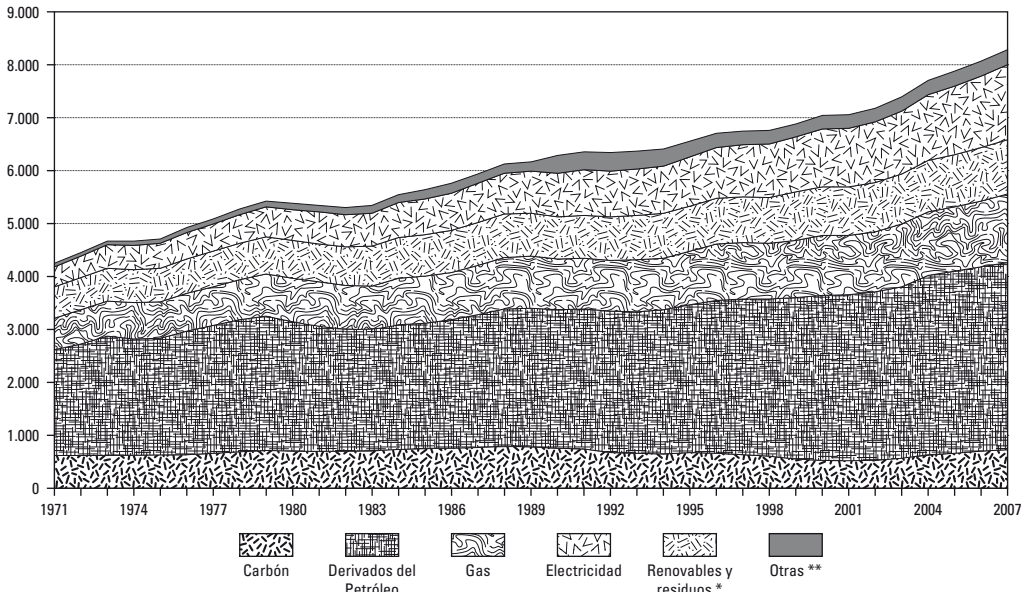


* Renovables y Residuos: leña, biomasa, biogás, biocombustibles y residuos industriales.
 ** Otras: comprende energía geotérmica, solar, eólica.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (International Energy Agency), año 2009

En los últimos 35 años el consumo final de energía se incrementó en un 75%, así lo demuestra el siguiente gráfico:

Gráfico 4: Evolución del consumo final de energía (millones de tep)



* Renovables y Residuos: leña, biomasa, biogás, biocombustibles y residuos industriales.
 ** Otras: comprende energía geotérmica, solar, eólica.

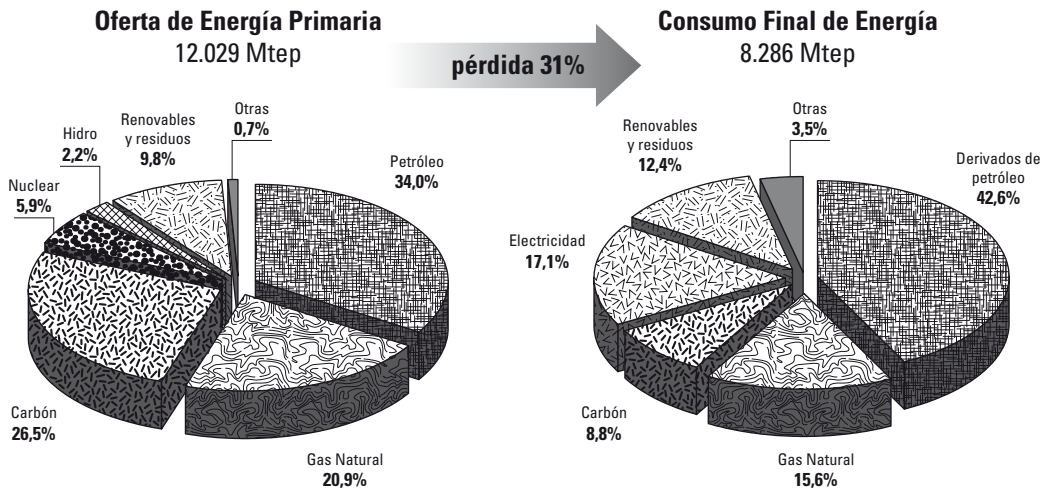
Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

La participación relativa del petróleo disminuyó desde un 50% hasta el 43% actual a la vez que la electricidad y el gas natural han crecido en valor absoluto y en participación relativa. La participación del consumo de energía eléctrica en la matriz se incrementó de un 9% a un 17%.

Un aspecto a destacar es el incremento de la participación de las energías renovables incluidas en la categoría *Otras*: geotérmica, solar, eólica. A pesar de ser muy modesto el nivel de consumo de estas, duplicaron su participación entre los años 1973 y 2007, y alcanzando entonces un 3,5% del consumo total.

Como ya se mencionó, hay un 31% de pérdidas respecto a la oferta de energía primaria debido a los procesos de transformación, más allá de avances tecnológicos.

Gráfico 5: Oferta primaria y consumo final de energía



Fuente: Elaboración propia en base a datos de IEA (International Energy Agency), 2009

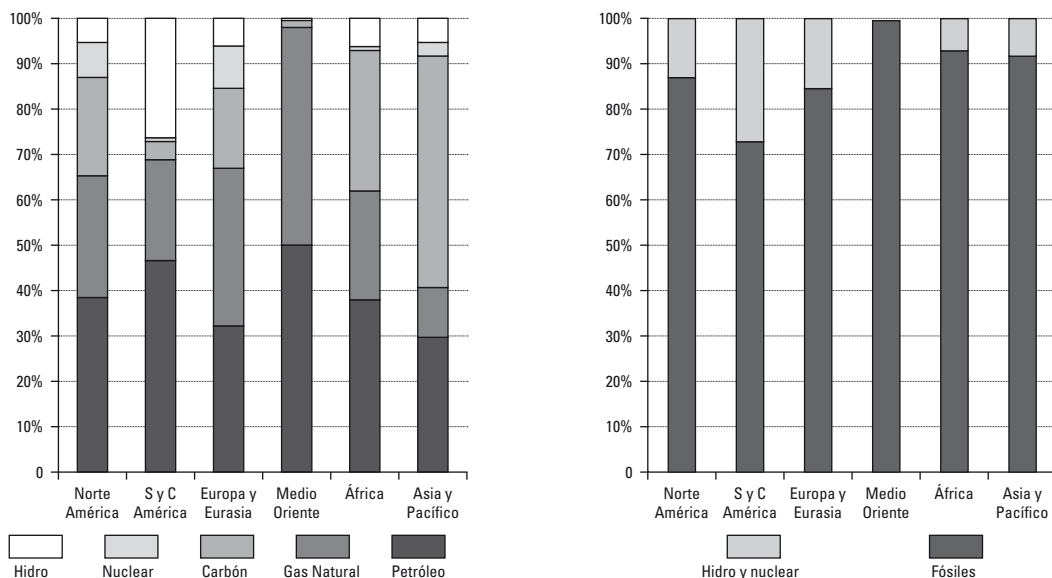
Las pérdidas en los procesos de transformación de fuentes primarias de energía en otras formas aptas para el consumo, energía secundaria, son inherentes a la fuente que se quiera obtener. Así, como ya se adelantó, la eficiencia en la generación térmica de electricidad ocasiona una pérdida de un 65% de la fuente utilizada. En cambio, en la transformación del petróleo en combustibles aptos para ser consumidos, el rendimiento es de un 98%. El proceso de refinación del petróleo consiste en separar los componentes del mismo, por lo que las pérdidas llegan sólo al 2%. Incluso, como las fracciones separadas son menos densas que el petróleo crudo, se logra un incremento volumétrico de un 3%. Así al refinar 1 barril de petróleo se obtienen 1,03 barriles de productos como gas oil, gasolinas, etc.

II.3. Consumo final de energía por región

Si bien puede hablarse de un patrón dominante a escala mundial, la participación de las distintas fuentes de energía en el consumo final no es idéntica en los diferentes países y regiones, lo que depende -entre otros factores- de los recursos disponibles. Estas diferencias ilustran acerca de ciertas características peculiares y enriquecen el análisis respecto a algunos

condicionantes de la estructura de la matriz energética mundial. En el gráfico siguiente, que permite observar el fenómeno señalado, sólo se incluye el consumo de las denominadas *energías modernas*.

Gráfico 6: Consumo regional de energía por fuente. Año 2008 (%)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Obsérvese cómo opera la variable *recursos naturales* en el caso de Medio Oriente, haciendo que el petróleo y el gas natural constituyan prácticamente toda la oferta de energía. Asimismo, se destaca el peso que tiene el carbón en Asia y los países sobre el Pacífico, reflejando la incidencia fundamentalmente de China en la región. Finalmente, es interesante señalar a Sur y Centro América como la región en la que los combustibles fósiles tienen un peso menor en la estructura de consumo de energías modernas, con la particularidad de que el petróleo tiene una participación sólo superada por los países de Medio Oriente. La contracara de esto es el extraordinario aporte de la hidroelectricidad (25%).

II.4. Consumo mundial de energía primaria por habitante

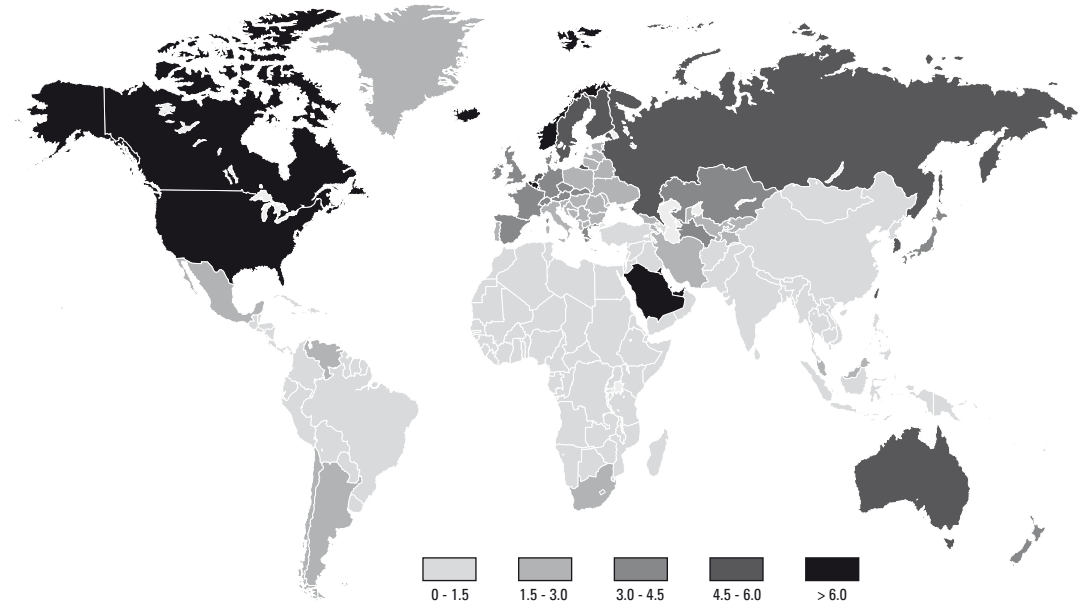
El total de energía primaria consumida por las sociedades humanas nos informa del tipo de presiones que el funcionamiento de las mismas ejerce sobre los recursos y el medio ambiente. Pero existen enormes diferencias en el consumo energético per cápita según el país considerado, y estas diferencias llegan a superar el 3000%.⁸

El consumo energético es utilizado comúnmente como un indicador del desarrollo de un país, del bienestar de sus pobladores, del nivel de industrialización, etc. Es evidente que un país muy industrializado, con un clima frío y con un elevado nivel de vida va a tener un alto consumo energético. Sin embargo, los hábitos de consumo marcan diferencias muy

8 Por ejemplo Canadá consume 8,17 tep/cápita y Haití 0,28 tep/cápita (datos del año 2007).

importantes y como ejemplo se pueden comparar los países de la Unión Europea con Estados Unidos. Mientras que en Estados Unidos el consumo de energía es de 7,75 tep/cápita, en Alemania es de 4,03 tep/cápita. (Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency).

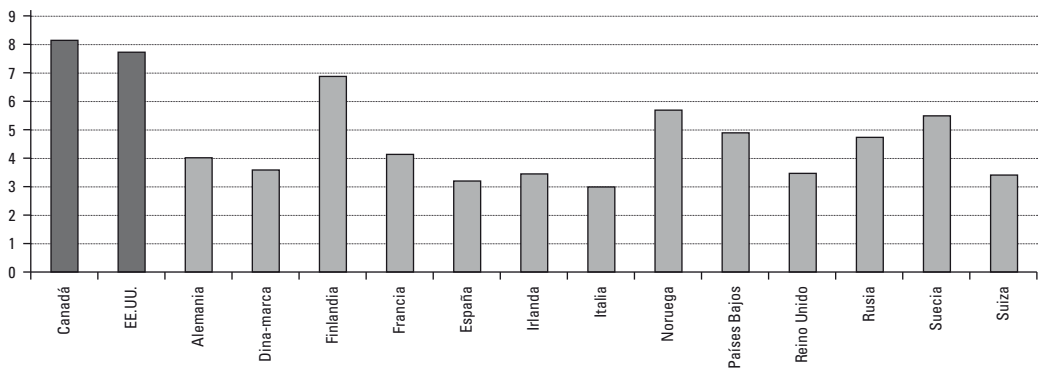
Figura 4: Consumo per cápita de energía - Año 2008 (tep/habitante)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Mientras el consumo de energía promedio en el mundo es de 1,82 tep/cápita, los países de la OCDE⁹ consumen en promedio 4,64 tep/cápita y África sólo 0,66 tep/cápita. En la siguiente figura queda de manifiesto, asimismo, la disparidad en el consumo de energía per cápita al interior de los países de la OCDE.

Gráfico 7: Consumo per cápita de energía en países OECD – 2007 (tep/habitante)



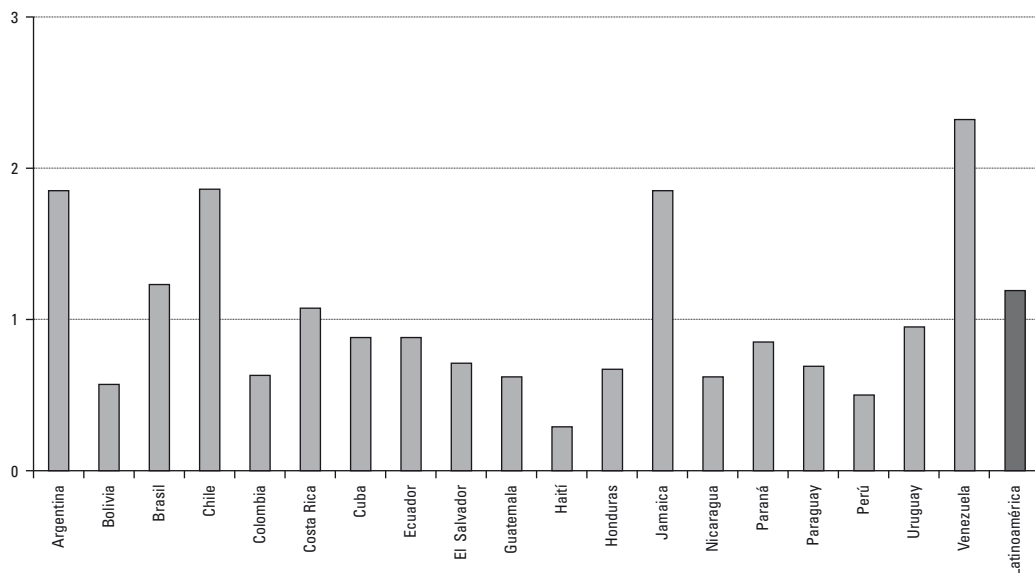
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Key World Energy Statistics 2009, IEA

9 Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, que incluye a los países más desarrollados.

En Latinoamérica, el consumo promedio de energía per cápita es de 1,19 tep/cápita, sensiblemente por debajo del promedio de los países de la OCDE (4.64 tep/habitante). En el caso particular de Uruguay se sitúa por debajo del promedio de la región con un consumo de energía de 0,95 tep/habitante.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, las diferencias en el consumo de energía per cápita entre los países responden a una diversidad de factores tales como su nivel de desarrollo económico, estructura productiva y grado de industrialización, características climáticas, disponibilidad de recursos energéticos, precio de la energía y pautas culturales.

Gráfico 8: Consumo per cápita de energía en Latinoamérica – Año 2007 (tep/habitante)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Key World Energy Statistics 2009, IEA

II.5. Fuentes, transformación y usos de la energía

La visión sintética de la estructura y evolución de la matriz energética mundial que se ha presentado en las secciones anteriores se complementa en los siguientes apartados con un análisis de las distintas fuentes energéticas, sus características físicas, la manera en que se convierten en formas de energía que pueden ser aprovechadas por el hombre, sus usos y una aproximación a la estimación de las reservas, la comercialización y el precio de las mismas. De esta manera se completa el escenario mundial que constituye uno de los factores determinantes en la construcción de las matrices energéticas nacionales.

Intentando abordar los aspectos definidos como medulares en el análisis de las distintas fuentes, se ofrece primero una aproximación a los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón). A continuación se presentan las denominadas *fuentes renovables* (hidráulica, eólica, solar, etc.) y se concluye la sección dando un tratamiento especial a una forma de energía secundaria como es la electricidad, dado el papel que la misma cumple en el desarrollo económico y social de las naciones, más allá de cual sea la forma de generación de la misma.

Petróleo

El petróleo es una mezcla heterogénea de hidrocarburos y compuestos químicos que contienen hidrógeno y carbono, que se forma naturalmente en yacimientos subterráneos de roca sedimentaria. El petróleo, al igual que el gas natural y el carbón, es un combustible de origen fósil.

Los combustibles fósiles se formaron hace millones de años, a partir de restos orgánicos de plantas y animales muertos por lo que todos ellos contienen carbono. Durante miles de años de evolución del planeta, los restos de seres que lo poblaron en sus distintas etapas se fueron depositando en el fondo de mares, lagos y otros cuerpos de agua. Allí fueron cubiertos por capa tras capa de sedimento. Fueron necesarios millones de años para que las reacciones químicas de descomposición y la presión ejercida por el peso de esas capas transformaran a esos restos orgánicos en gas, petróleo o carbón.

Los combustibles fósiles son recursos naturales no renovables, por lo que en algún momento, se acabarán, y tal vez sea necesario disponer de millones de años de evolución similar para contar nuevamente con ellos.

Hay muchas variedades de petróleo crudo dado que el petróleo contiene una amplia gama de hidrocarburos, y su composición depende del yacimiento de origen.

Los hidrocarburos en el petróleo crudo varían de los más livianos hasta los más pesados, y esta característica puede determinar su precio. Un crudo que contiene muchos hidrocarburos pesados y pocos livianos se considera pesado; en el caso inverso se le dice liviano. Un ejemplo de crudo pesado es el petróleo *Maya* de México, mientras que el *Bonny Light* de Nigeria se considera liviano. Como la composición del petróleo depende del lugar donde se encuentre, usualmente recibe el nombre de la región o lugar de donde procede.

Cuando el petróleo se extrae del subsuelo puede contener, además de hidrocarburos, otras sustancias como agua, sales, azufre, metales, etc. El azufre suele ser una característica indeseable para el procesamiento y la calidad, que debe eliminarse. La concentración de azufre en el crudo varía desde menos del 0,05% hasta 5%; en general, mientras más pesado es un crudo, mayor será su contenido de azufre. Los crudos con poco azufre se suelen llamar “dulces” mientras que las variedades con mayor contenido de azufre son “agrias”.

Para evaluar la calidad del crudo se analizan varias propiedades:

- La densidad, que proporciona una indicación de las fracciones livianas versus pesadas, cuanto más liviano sea, presenta menos dificultades y menores costos de refinación.
- La viscosidad, que indica la resistencia del petróleo a fluir. Un crudo de alta viscosidad presenta dificultades para ser transportado por cañerías hacia una refinería próxima o hacia un barco para su exportación.
- Contenido de agua.
- Contenido de azufre.
- Contenido de parafinas y asfaltenos.
- Presencia de contaminantes y metales pesados.

A partir del petróleo se elaboran muchos productos, algunos para fines específicos, por ejemplo la gasolina automotriz o los lubricantes; otros son para las necesidades de calentamiento, como el fuel oil; pero también se producen bienes para usos no energéticos, como petroquímicos, plásticos o fertilizantes.

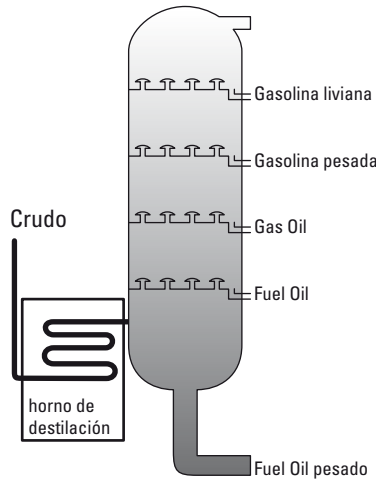
Refinación del Petróleo

Ningún petróleo crudo puede suministrar la gama total de productos terminados que necesitan las sociedades en las proporciones y calidades necesarias. La función de una refinería consiste en obtener de los crudos a su disposición las cantidades adecuadas de gasolinas, gas oil, gas licuado, fuel oil, asfaltos, en la forma más económica posible.

El proceso de refinación del petróleo consiste en separar de la mezcla de hidrocarburos aquellos grupos compuestos por moléculas o fracciones similares.

La primera etapa del proceso de refinación es la destilación fraccionada, en la cual el petróleo es calentado y los hidrocarburos contenidos se vaporizan de acuerdo al tamaño de sus moléculas; los hidrocarburos más pequeños se vaporizan primero; luego se extraen estos vapores, que son enfriados y transformados nuevamente en líquidos. Por ejemplo lo que conocemos como gasolina, es el grupo de hidrocarburos que destilan entre los 65°C y los 225°C.

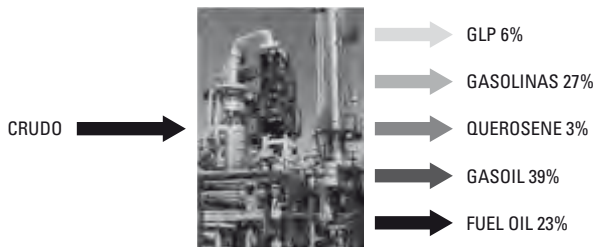
Figura 5: Esquema de la destilación fraccionada del petróleo



Las refinerías han tenido un gran desarrollo tecnológico, incorporando diferentes procesos posteriores a la destilación, esto permite obtener fracciones de mayor valor comercial.¹⁰

El rendimiento de cada producto obtenido de la refinación del petróleo depende del equipamiento disponible en cada refinería y del crudo procesado. Sin embargo un rendimiento típico, como puede ser el uruguayo, es:

Figura 6: Rendimiento del petróleo en Uruguay



¹⁰ Por ejemplo, la incorporación de unidades de cracking y reforming.

Reservas

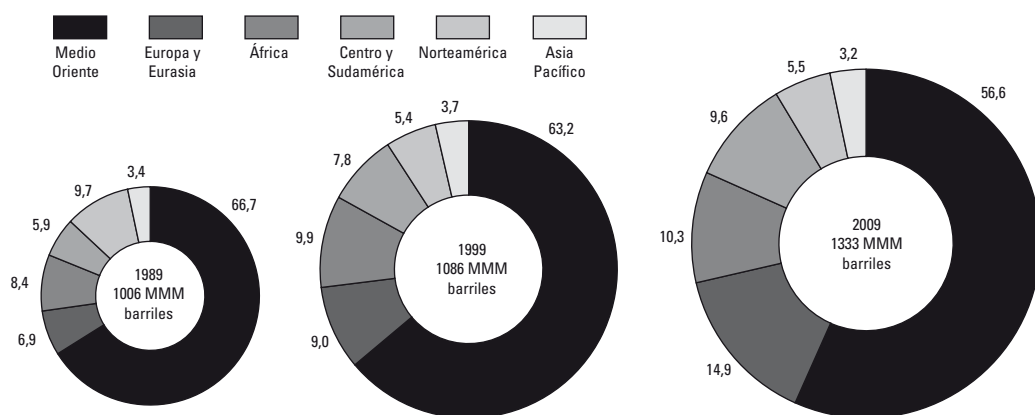
Al referirse a combustibles fósiles siempre se mencionan las reservas, que son aquellas consideradas como explotables económicamente en condiciones razonables y se las clasifica normalmente en probadas, probables y posibles según criterios no muy definidos, tanto para el petróleo como para el gas natural y el carbón.

Se entiende por **reservas probadas**, las reservas que en forma razonable podrán ser explotadas en las condiciones corrientes de producción. Se estima que la probabilidad de que efectivamente existan esas reservas es de un 90%. Mientras que las **reservas probables y posibles**, son las reservas que se estima que podrían ser producidas pero no con la seguridad de las reservas probadas; requerirían completar la evaluación del yacimiento, el avance de tecnología de extracción, crear mayor infraestructura, etc.

La característica de que el petróleo crudo se encuentra en yacimientos de tamaño variado, con una gran dispersión sobre la corteza terrestre, y de que su localización implica inversiones considerables, llevan al hecho de que las reservas se van constituyendo a medida que lo requiere el desarrollo de la industria.

Las reservas probadas de petróleo crudo en el mundo alcanzan actualmente los 1.258 miles de millones de barriles, que equivalen a unos 42 años de suministro con los consumos actuales (BP- Statistical Review of World Energy, Junio 2009). Sin embargo, las reservas probadas de petróleo van variando a medida que se realizan nuevas prospecciones y con el avance tecnológico. Lo cierto es que las reservas mundiales tienen un alto grado de incertidumbre ya que su volumen depende de los nuevos descubrimientos, del nivel de precios y del desarrollo tecnológico.¹¹ Pero, además, las principales dificultades para evaluar las reservas probadas de petróleo son que no existe homogeneidad de criterios en los reportes de reservas a nivel mundial y la reconocida manipulación de datos por parte de los actores involucrados en su elaboración. De todas formas y teniendo en cuenta las incertidumbres expuestas anteriormente se aprecia un incremento en valores absolutos desde el año 1987:

Gráfico 9: Distribución de las reservas probadas de Petróleo (%) en 1987, 1997 y 2007



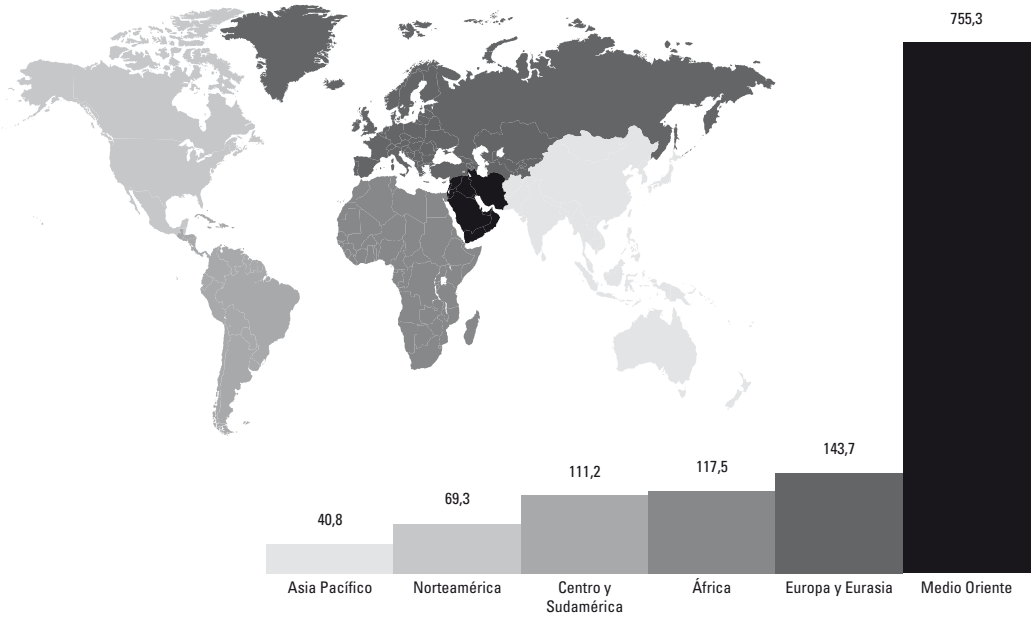
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2008

11 En 1930, por ejemplo, las reservas mundiales de petróleo se estimaban en 4.200 millones de toneladas, aproximadamente 15 años de consumo. Desde 1938 hasta 1982 se habían producido aproximadamente, 70.000 millones de toneladas, y las reservas se estimaban, en ese año, en 92.000 millones de toneladas, es decir 33 años de consumo al nivel de 1982.

Según la IEA, hasta ahora sólo se ha extraído la tercera parte del petróleo convencional, incluyendo las reservas probadas y probables (IEA-World Energy Outlook 2008).

Al igual que lo que sucede con otros recursos fósiles, su distribución en el mundo no es homogénea y los yacimientos no suelen encontrarse cerca de los grandes centros de consumo. El 61% de las reservas probadas del mundo se encuentran en el Oriente Medio, donde el 21% se concentra en Arabia Saudita.

Figura 7: Reservas probadas en el año 2007 (miles de millones de barriles)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2008

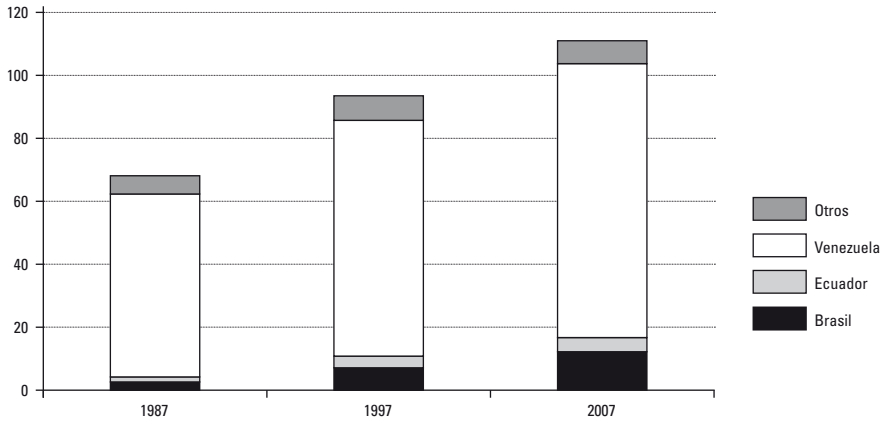
Sin embargo, el 83% del consumo mundial del petróleo se distribuye entre Norteamérica, Europa y la costa este de Asia.

Pero la distancia entre los centros de consumo y los de producción no debería considerarse un factor relevante debido a que el petróleo crudo es un *commodity*.

Salvo entre países muy próximos donde se justifique la existencia de un oleoducto de interconexión, el transporte se realiza por barco y de hecho se accede al suministro de petróleo extra-regional frecuentemente a precios más convenientes que dentro de la propia región.

En Latinoamérica las reservas probadas de petróleo ascienden actualmente a 111,2 miles de millones de barriles y su distribución entre los países ha evolucionado en los últimos 20 años de la siguiente manera:

Gráfico 10: Reservas probadas en Latinoamérica (miles de millones de barriles) según año



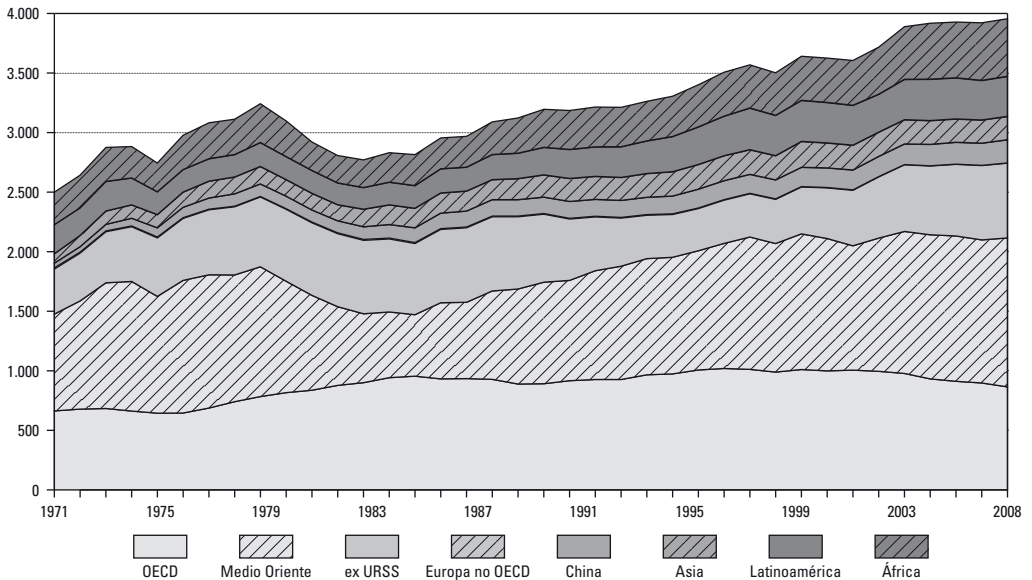
Fuente: elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, Junio 2008

Desde 1987 a la fecha, las reservas probadas de petróleo en nuestra región se incrementaron en un 63%. Brasil ha sido el país con el mayor incremento relativo en sus reservas probadas (370%); como consecuencia, el aumento de la producción de crudo le ha permitido autoabastecerse.

Producción mundial de petróleo crudo y sus reservas

Los países desarrollados miembros de la OCDE han disminuido su producción de petróleo debido al agotamiento de sus reservas. A nivel mundial el incremento en la producción de crudo se debe a las regiones de la ex - URSS, al Medio Oriente y países africanos.

Gráfico 11: Evolución de la producción de petróleo por región (millones de tep)



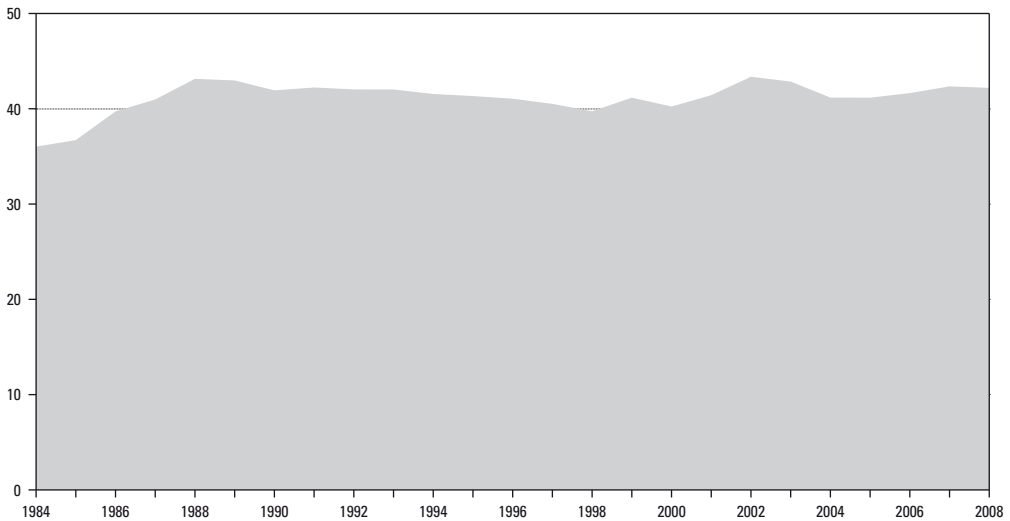
Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

Un concepto muy utilizado en la industria petrolera es la relación entre las reservas y el nivel actual de producción, expresada en años. Este concepto es útil pero relativo, ya que la producción no es constante sino creciente (o decreciente) y por lo tanto el agotamiento del recurso se produce antes (o después). Por otra parte refiere a las reservas conocidas en un momento determinado, lo cual no inhibe la posibilidad de encontrar nuevas reservas en el período considerado.

Como se ha adelantado, para el año 2008 la relación reservas/producción en el mundo era de 42 años, lo que no significa que dentro de 42 años se vaya a acabar el recurso. En el año 1983 los datos de las reservas probadas y la producción para el mismo año daban una relación de 35 años. Sin embargo, aunque la producción se incrementó en un 40% desde el año 1983, también aumentaron las reservas probadas, con lo cual la relación actual es de unos 42 años.

También debe tenerse en cuenta que los avances tecnológicos en los sistemas de extracción de petróleo han permitido que yacimientos que antiguamente no eran explotables, hoy sí lo sean. Se puede mencionar por ejemplo las plataformas de extracción *off-shore* en aguas cada vez más profundas (Brasil es un caso paradigmático en esta materia).

Gráfico 12: Relación reservas probadas/producción de petróleo crudo (años)
(desde 1994 hasta 2008)

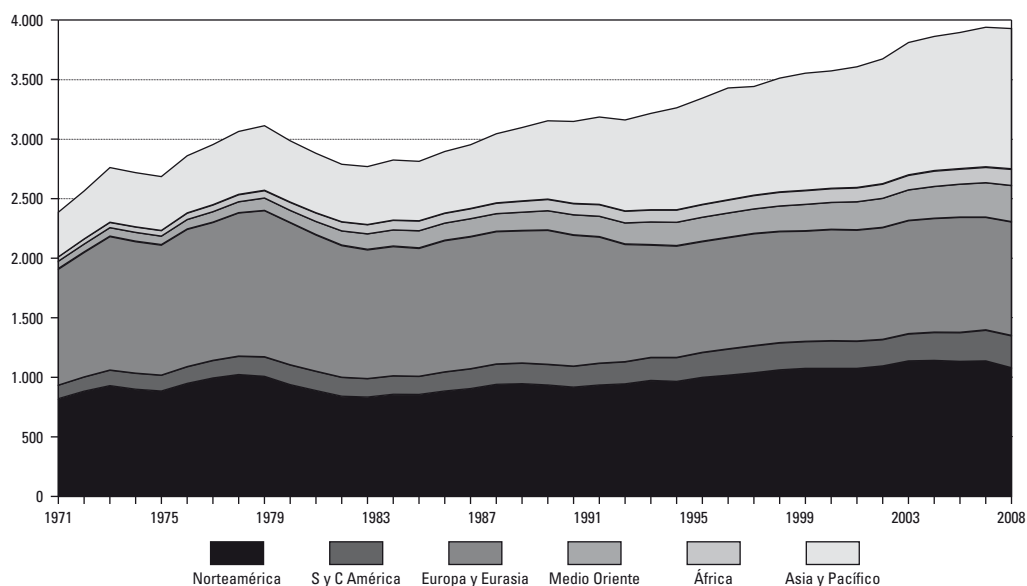


Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Consumo de petróleo en el mundo

El consumo de petróleo en los diferentes países es muy variable y depende tanto del nivel de desarrollo del propio país como del modo de vida y los hábitos de sus habitantes.

Gráfico 13: Evolución del consumo de petróleo por región (millones de tep)



Fuente: Elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

En el gráfico anterior se aprecia que el incremento del consumo de petróleo a nivel mundial se debe básicamente al mayor consumo de dos regiones: Norteamérica y, especialmente los países de Asia y el Pacífico. El gran desarrollo de ciertos países asiáticos en los últimos tiempos explica este incremento (China e India). En el año 2008, Norteamérica consumió el 27,4% de todo el petróleo que se consumía a nivel mundial: Estados Unidos el 22,5%, Canadá el 2,6% y México el 2,3% (BP- Statistical Review of World Energy, junio 2009). Por otra parte, la región de América del Norte ha ido incrementando anualmente su consumo, salvo el último año (2008) en el cual, como reflejo de la crisis financiera internacional, bajó su consumo en un 5,4% respecto al año anterior (2007).

Todos los países de Europa y Eurasia consumen conjuntamente el 24,3% del petróleo y países como Alemania, Francia, Italia y Dinamarca han disminuido año a año su consumo. El caso alemán es interesante, pues se trata de un país muy industrializado y con un muy buen nivel de vida, y sin embargo, ha disminuido de forma sistemática su consumo de petróleo. En el año 2008 alcanzó a consumir un 22% menos de petróleo que en el año 1997.

Por lo tanto, relevando el consumo per cápita de petróleo a nivel mundial, se observa que no se lo puede vincular únicamente con el nivel de vida de sus habitantes, ni con su grado de industrialización.

Consumo de petróleo por sector: ¿en qué se utiliza el petróleo?

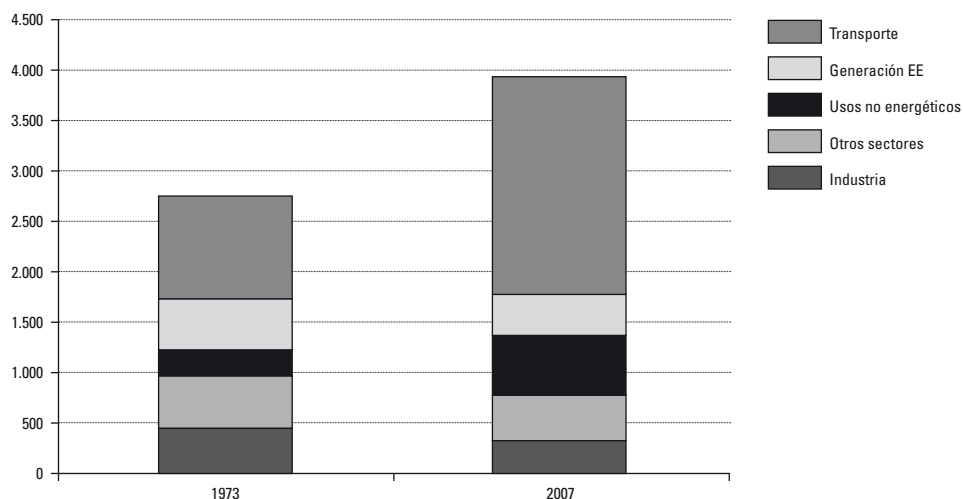
Existe una gran incertidumbre a nivel mundial en cuanto al suministro del petróleo necesario para satisfacer la creciente demanda, cuál será su costo de producción y qué precio se deberá pagar por él. El espectacular aumento de los precios del petróleo durante el año 2008, si bien puede interpretarse como una manifestación de la naturaleza finita de los re-

cursos fósiles, en particular del petróleo y del gas natural, también alerta sobre el grado de especulación con que se maneja este negocio a escala global.

Por otra parte, la toma de conciencia sobre los daños irreversibles al ambiente que ocasiona la quema de los combustibles fósiles, ha provocado la reflexión general sobre cómo asegurar un suministro de energía con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.¹²

Entonces, para poder transitar hacia un suministro de energía seguro y menos perjudicial para con el medioambiente, es necesario conocer en qué se utiliza actualmente el petróleo.

Gráfico 14: Consumo mundial de petróleo por sector (millones de tep)



Fuente: elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009 y Key World Energy Statistics 2009, IEA

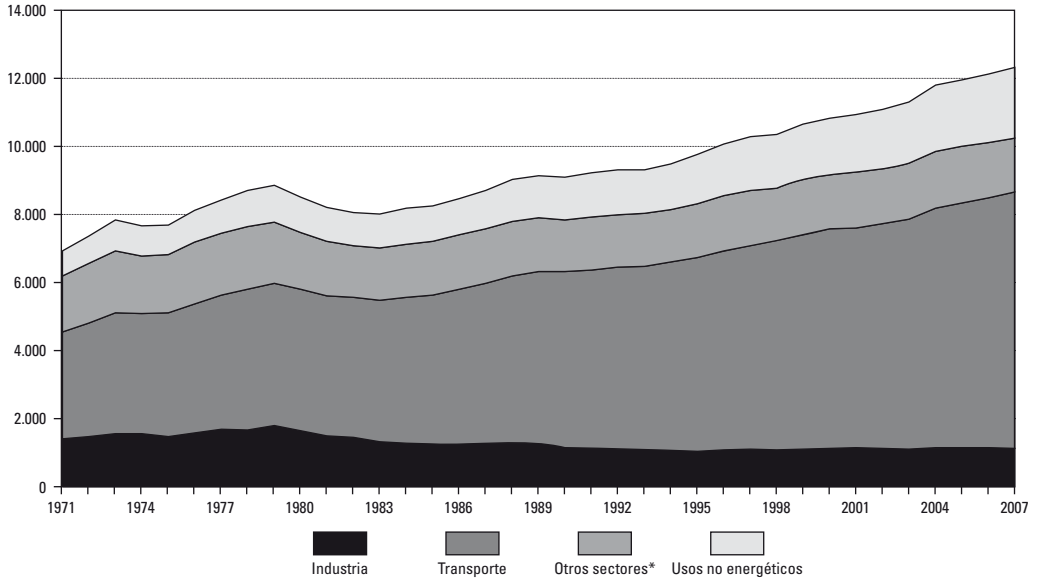
De acuerdo al gráfico anterior es claro que el consumo más importante de petróleo es para el transporte, que a su vez es el principal responsable del incremento de la demanda global.

Si se compara la estructura de la demanda de los años 1973 y 2007 se concluye que, mientras el consumo global de petróleo se incrementó en un 57%, su consumo destinado al sector transporte se duplicó.

Actualmente, el 60% del petróleo consumido en el mundo se destina al transporte y es interesante analizar la evolución en los últimos años.

12 Los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) suministran el 81% de la energía primaria del mundo. Para poder utilizarlos se necesita transformarlos en una fuente energética apta para el consumo: energía eléctrica, calor, gasolina, etc. Tanto en el proceso de transformación (p. ej. carbón en energía eléctrica), como en el uso particular (p.ej. gas natural en una caldera o gasolina en un coche), se produce una combustión. La combustión es una reacción química en la cual un compuesto que contiene carbono (combustible) reacciona con el oxígeno del aire desprendiendo calor y produciendo CO₂ y vapor de agua. El CO₂ (anhídrido carbónico) es uno de los principales gases de efecto invernadero y se produce en toda combustión, tanto sea de petróleo y sus derivados, como de leña, residuos de biomasa, biocombustibles o gas natural. El factor a considerar en la elección del combustible a utilizar es la relación entre las cantidades producidas de CO₂ y la prestación que brinda.

Gráfico 15: Evolución del consumo mundial de petróleo por sector (millones de tep) sin considerar la generación de energía eléctrica



Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

Los sectores Industria y Otros (agricultura, residencial, comercial) a nivel mundial han reducido su consumo de petróleo.

Entre los años 1973 y 2007 el uso de derivados de petróleo en centrales térmicas destinadas a la generación de Energía Eléctrica se ha reducido en un 20%, sustituido por fuentes como el gas natural y el carbón, mientras que se ha incrementado en los usos no energéticos y fundamentalmente en el transporte (112%).

Los sistemas de transporte más eficientes, el uso de sistemas de transporte público y no motorizado (e.g. bicicletas) por parte de la población, el ferrocarril y barcos para el transporte de mercaderías, se presentan como las opciones viables en el corto plazo para revertir aquella tendencia.

El desarrollo de otros combustibles (por ej. celdas de hidrógeno) parece ser la solución para el largo plazo y eventualmente la electricidad, dependiendo de la fuente de generación utilizada.

La controversia a nivel mundial respecto a la sustitución de los combustibles modernos fósiles, utilizados en el transporte, por biocombustibles abarca varios aspectos. Por un lado, existe la discusión sobre el uso de tierras cultivables para la producción de biocombustibles, la deforestación, la conversión de alimentos en combustibles y la consecuente suba del precio de los alimentos y también el balance del combustible de origen fósil requerido para la siembra y cosecha de las plantaciones destinadas a elaborar biocombustibles. Por otra parte, debe enfatizarse en el hecho de que salvo vehículos especiales (conocidos como “flex” en Brasil),

los biocombustibles se utilizan en los vehículos convencionales mezclados con los combustibles derivados del petróleo: máximo 5% de biodiesel mezclado con el gas oil, máximo 10% de alcohol mezclado con las gasolinas.¹³ Este hecho puede resultar en que el empleo de biocombustibles no desencadene una disminución del consumo de petróleo destinado a la elaboración de los combustibles, sino que termine incrementando el consumo de combustibles de origen fósil para transporte.

Comercio de petróleo crudo

Los datos estadísticos de la AIE para el año 2008 (IEA-Key World Energy Statistics 2009), revelan que Arabia Saudita es el mayor productor de petróleo a nivel mundial y también ocupa el primer lugar entre los países exportadores. Estados Unidos ocupa el tercer lugar entre los países productores, pero debido a su alto consumo es a su vez el mayor importador del mundo.

El cuarto puesto entre los países exportadores de petróleo lo ocupa Nigeria y el sexto Noruega. La situación de estos dos países ricos en recursos petroleros, merece una reflexión acerca del impacto que puede tener el hallazgo de recursos fósiles sobre un país y en particular sobre sus ciudadanos.

Mientras Noruega desarrolló a partir de los ingresos obtenidos del recurso tecnologías propias y mejoras en la calidad de vida de sus habitantes, la situación de Nigeria no sólo no ha mejorado, sino que se ha visto sometido a sucesivos golpes de estado y dictaduras y a un empobrecimiento de su población.

Cuadro 1: Cuadro comparativo de países productores, importadores y exportadores de petróleo en millones de toneladas (Mt)

Productores	Mt	% del Mundo	Exportadores	Mt	% del Mundo	Importadores	Mt	% del Mundo
Arabia Saudita	509	12,9	Arabia Saudita	339	17,3	EEUU	573	27,4
Rusia	485	12,3	Rusia	256	13,1	Japón	206	9,9
EEUU	300	7,6	Irán	130	6,6	China	159	7,6
Irán	214	5,4	Nigeria	112	5,7	India	122	5,8
China	190	4,8	Emiratos Árabes	105	5,4	Corea	118	5,6
México	159	4,0	Noruega	97	5,0	Alemania	106	5,1
Canadá	155	3,9	México	89	4,5	Italia	94	4,5
Kuwait	145	3,7	Angola	83	4,2	Francia	81	3,9
Venezuela	137	3,5	Kuwait	82	4,2	España	59	2,8
Emiratos Árabes	136	3,5	Irak	81	4,1	Países Bajos	58	2,8
Otros	1.511	38,3	Otros	583	29,8	Otros	515	24,6
Total Mundo	3.941	100,0	Total Mundo	1.957	100,0	Total Mundo	2.091	100,0

Fuente: Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency

13 Asociación Mundial de Fabricantes de Motores: *Biodiesel Guidelines*, *Worldwide Fuel Charter Committee*, march 2009 y *Ethanol Guidelines*, *Worldwide Fuel Charter Committee*, march 2009.

Precio del petróleo

El precio del petróleo se fija relativo a determinados crudos que son tomados como referencia:

Brent, es un tipo de petróleo que se extrae del Mar del Norte. La producción petrolera de Europa, África y Oriente Medio tiende a venderse al precio que marca el barril de crudo Brent, es decir que este indica un precio recomendado o de referencia para un 65% de las diferentes variedades de crudo mundial.

WTI (West Texas Intermediate), es un promedio, en cuanto a calidad, del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos).

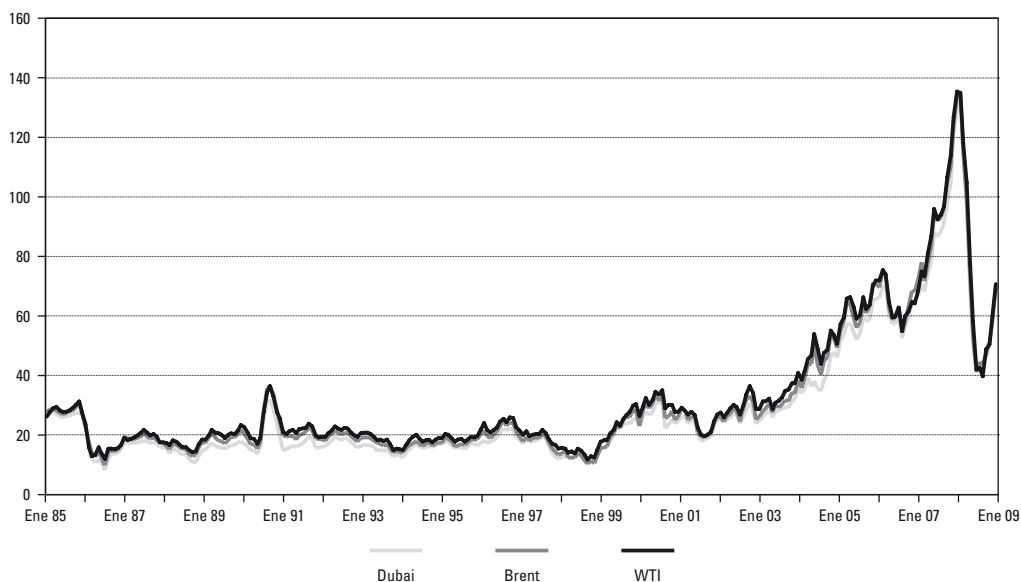
Dubai, crudo producido en Emiratos Árabes Unidos.

Los restantes petróleos del mundo forman su precio a partir de un crudo de referencia, por ejemplo WTI, y un adicional o un descuento relativo a la calidad y al costo de transporte.

A pesar de ser tres tipos de crudos diferentes, producidos en diferentes partes del mundo y con costos de extracción muy distintos, sus cotizaciones no difieren mucho entre sí, lo que indica que el precio del petróleo no está determinado ni por su costo ni por la oferta y la demanda del mismo, sino por factores especulativos de variada índole.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la cotización del promedio anual de los tres crudos utilizados como referencia desde el año 1985 hasta el 2009, donde se aprecia que todos siguen la misma tendencia:

Gráfico 16: Promedio mensual de cotización del petróleo (U\$S/bbl)



Fuente: Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency

Costo del petróleo

Los costos de producción del petróleo no son transparentes, ya que suelen incluirse factores de riesgo de exploración, riesgo de cambio de tributación, factores políticos, subsidios, etc.

Los recursos energéticos no renovables, entre ellos el petróleo, tienen diversas rentabilidades debido tanto a factores naturales del yacimiento –su productividad, su localización y su calidad– como a factores económicos, políticos e institucionales.

Así por ejemplo, la aspiración de ciertos países europeos de tener seguridad de abastecimiento y asegurar el desarrollo económico local, ha llevado a la explotación de yacimientos marginales de alto costo (como los del Mar del Norte), con costos de producción muy superiores a los yacimientos de Medio Oriente. Como el crudo extraído del Mar del Norte (Brent) es tomado como referencia en la fijación del precio del petróleo, para aquellos yacimientos con costos de extracción menores se genera un ingreso adicional.

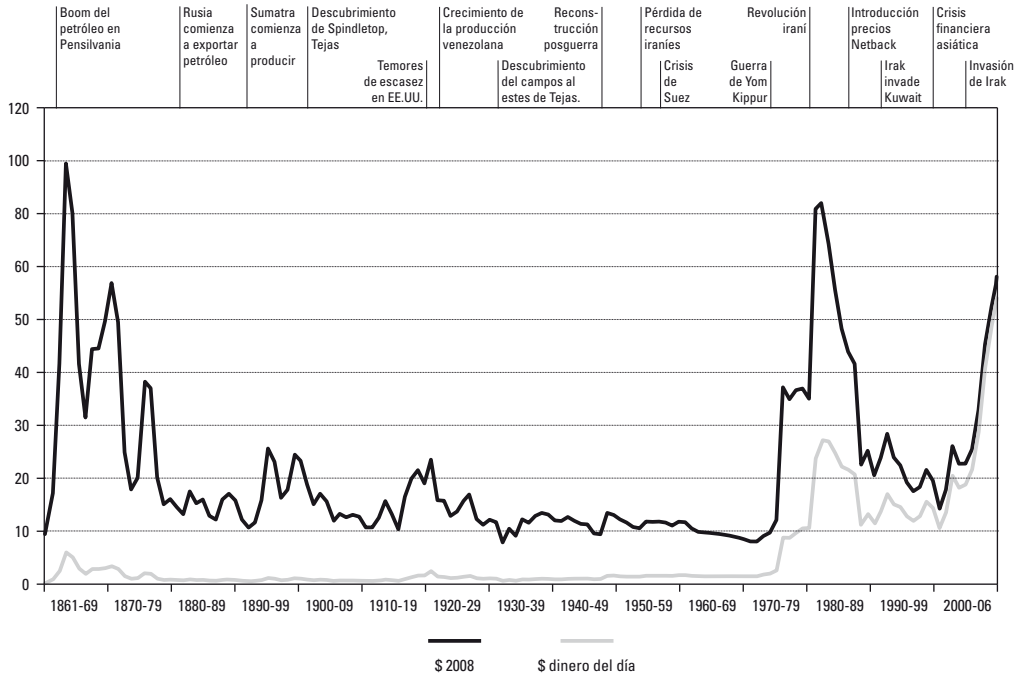
Otro ejemplo es lo que se produjo durante muchos años en Estados Unidos donde la presión política de los pequeños productores de petróleo llevó a que interviniera el Estado con un sistema de cuotas de importación que mantuvo el precio interno del petróleo por encima del precio internacional, posibilitando la supervivencia de los pequeños productores y generando importantes utilidades para las grandes compañías multinacionales a expensas del consumidor local. Posteriormente en Estados Unidos se fijó el precio del petróleo teniendo como referencia los costos del Mar del Norte y así fue posible eliminar el sistema de cuotas de importación sin afectar a los productores marginales.

El comportamiento de los precios internacionales del petróleo en los últimos años muestra claramente la dificultad de realizar un pronóstico porque eventos relacionados con el suministro y sus expectativas producen una fluctuación en el precio, entre los que se puede señalar:

- Guerra, inestabilidad política y social en países productores y/o exportadores.
- Problemas propios de la industria, como infraestructura, huelgas, desastres naturales.
- Stocks (reservas) en Estados Unidos y países OCDE.
- Tendencias de la economía mundial, que ocasionan expectativas de crecimiento o de disminución del consumo.
- Limitaciones en el suministro de derivados de petróleo en la zona NE de Estados Unidos.

El vínculo entre los grandes eventos a nivel mundial y el precio del petróleo desde 1861 hasta la fecha se aprecia en el gráfico siguiente, en el cual la línea oscura indica el precio en la moneda corriente de la fecha y la línea clara señala el precio del crudo en dólares del año 2008:

Gráfico 17: Precio del crudo 1861-2008 (US\$/barril)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Los valores señalados son los promedios anuales de los años considerados y se aprecia que los valores alcanzados en el año 2008 no son únicos en la historia del petróleo, si se toman los precios en valores constantes. Ya en el año 1979 se había alcanzado un nivel de precio del mismo orden.

En nuestro país el crudo que se toma como referencia es el WTI y la evolución de su promedio mensual en los últimos años es la siguiente:

Gráfico 18: Promedio mensual del WTI (US\$/bbl) enero 2002 - julio 2010



Gas natural

El gas natural está formado en su mayor parte por metano (CH_4) en proporciones próximas al 90% en volumen. Al ser un producto natural, al igual que el petróleo su composición varía en función del yacimiento de origen.

Procede de la descomposición de los sedimentos de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos, y es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesta principalmente por metano, etano, propano, butanos y pentanos, cuya proporción varía considerablemente entre los diferentes yacimientos. Los yacimientos de gas natural pueden ser asociados o no asociados, según se encuentren o no mezclados con petróleo.

Luego de extraído, el gas natural debe ser procesado, ya sea para separar los hidrocarburos más pesados, de mayor valor en el mercado (líquidos del gas natural, como gasolinas, propano y butano), como también para obtener un gas dentro de las especificaciones requeridas para su posterior transporte, distribución y consumo.

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha tenido mayor desarrollo en las últimas décadas, ubicándose actualmente como la segunda fuente energética consumida en el mundo, después del petróleo.

A pesar de tratarse de una fuente no renovable y fósil, las reservas probadas en el mundo son abundantes, y siguen aumentando a medida que se desarrollan nuevas tecnologías de exploración y explotación.

Para transportar el gas natural entre los centros de extracción y procesamiento hacia los centros de consumo, se utilizan gasoductos ya sea terrestres como subfluviales. Cuando no se dispone de gasoductos o cuando se requiere cruzar mares u océanos, se utilizan barcos metaneros que transportan Gas Natural Licuado (GNL). Las capacidades de transporte de los buques rondan los 135.000 m³ de GNL, con tendencia al aumento debido al costo del flete.

La proximidad a los yacimientos y el tipo de transporte disponible determina las características del mercado de gas natural en una región. Así, en un sistema interconectado únicamente por gasoductos, el mercado de gas natural dependerá de las fluctuaciones económicas y políticas de dicha región, mientras que en un sistema que dispone de una planta de regasificación de GNL estará más ligado al mercado mundial.

Panorama mundial

Según la IEA, los recursos existentes de gas natural son más que suficientes para cubrir la demanda proyectada hasta el 2030 (IEA- Natural Gas Market Review 2007).

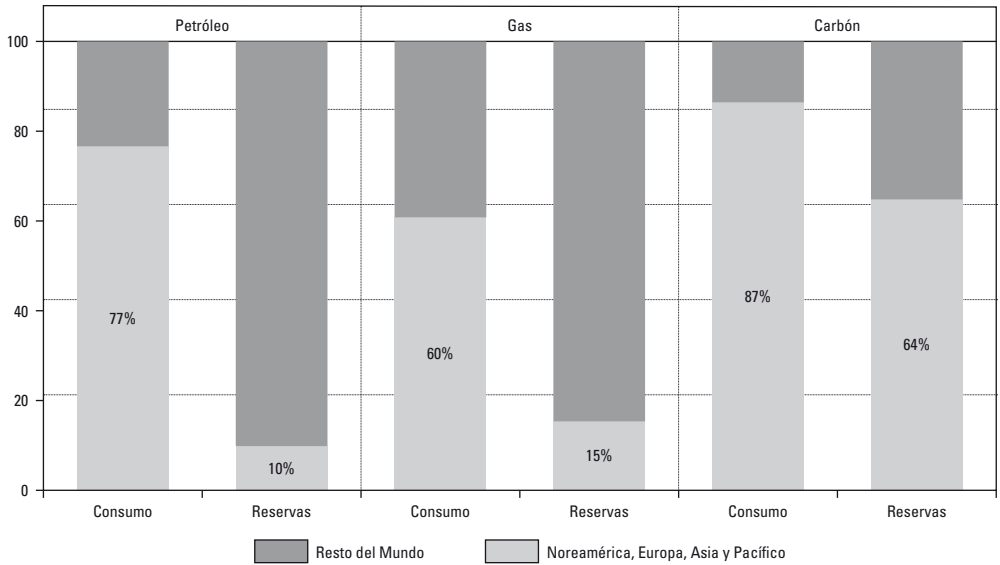
Las reservas probadas de gas natural alcanzan los 180 trillones de metros cúbicos, equivalentes a 64 años de suministro con los consumos actuales.

Sin embargo, su distribución en el mundo no es homogénea y normalmente no se encuentran yacimientos de gas natural cerca de los grandes centros de consumo. El 56% de las reservas de gas natural se encuentran distribuidas en tres países: Rusia, Irán y Qatar.

Como consecuencia de esta no coincidencia geográfica, los países que son grandes consumidores de gas natural son cada vez más dependientes de las importaciones.

La situación de desplazamiento geográfico de los recursos energéticos respecto a los lugares de consumo no es exclusiva del gas natural, sino que ocurre también con otros recursos fósiles, como el petróleo y el carbón:

Gráfico 19: Distribución geográfica de recursos energéticos fósiles

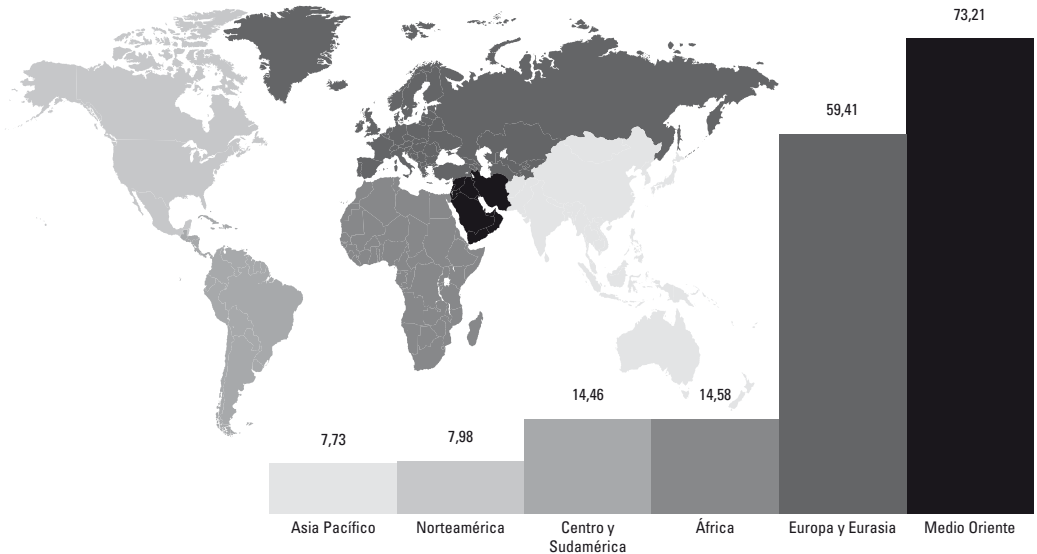


Fuente: BP Statistical Review 2006

Así, el 60% del consumo de Gas Natural se reparte entre Norteamérica, Europa, Asia y los países sobre el Pacífico, aunque estas regiones sólo cuentan con el 15% de las reservas.

Las mayores reservas probadas de Gas Natural se encuentran en el medio Oriente:

Figura 8: Reservas probadas a fines del año 2007 (trillones de m³)

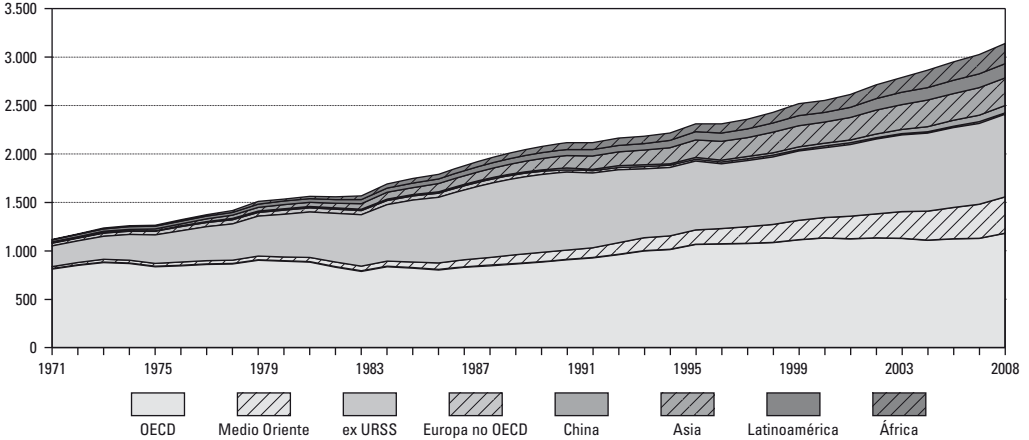


Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2008

Producción mundial de gas natural

Si se analiza la evolución de la producción de gas natural por región, se observa que los países desarrollados (OCDE) han estabilizado su producción por agotamiento de sus reservas. En cambio la producción crece en las regiones de la ex - URSS y en el Medio Oriente:

Gráfico 20: Evolución de la producción de Gas Natural por región (miles de millones de m³)



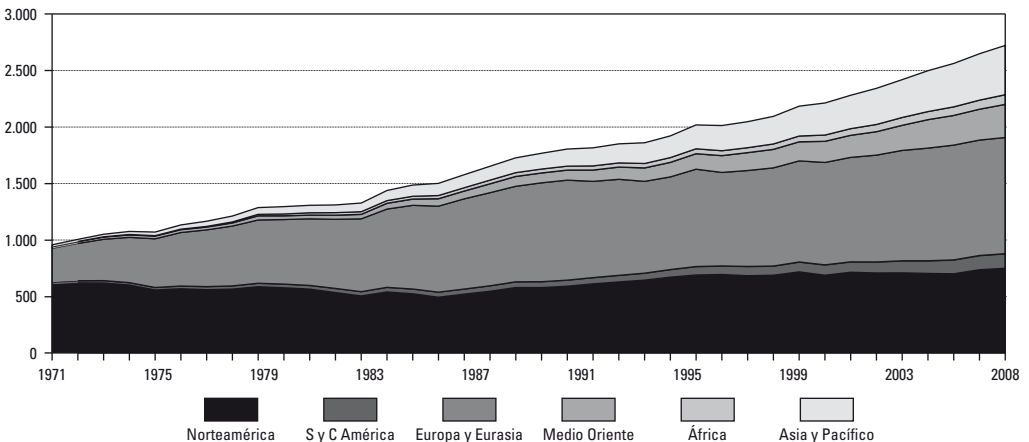
Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

El aumento significativo del consumo de gas natural en el mundo ocurre en las naciones desarrolladas, fundamentalmente para generación de energía eléctrica, lo que permite prever un desarrollo de los gasoductos de exportación y, principalmente, de nuevas instalaciones de GNL para los próximos años.

Consumo de gas natural en el mundo

El consumo de gas natural en los diferentes países y regiones es muy variable:

Gráfico 21: Evolución del consumo de gas natural por región (millones de tep)



Fuente: Elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

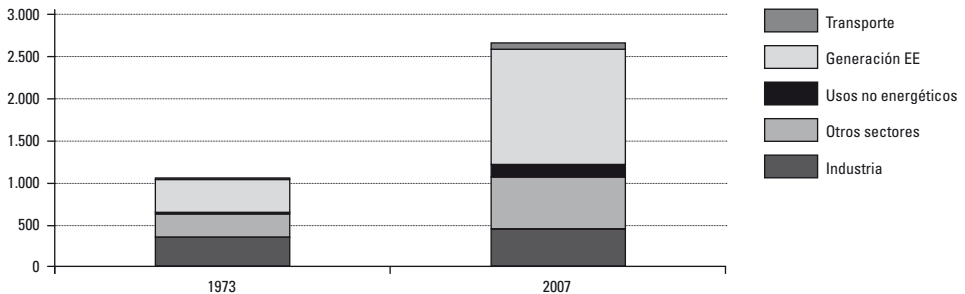
En el gráfico anterior se aprecia que el incremento del consumo de gas natural a nivel mundial se debe básicamente al mayor consumo de dos regiones: Europa - Eurasia y los países de Asia sobre el Pacífico.

Actualmente los países de Europa y Eurasia consumen el 38% del gas natural y Norteamérica el 28%.

Consumo de gas natural por sector

Como se aprecia en el gráfico siguiente, el consumo de gas natural del año 2007 más que triplicó el del año 1973, fundamentalmente a expensas de la generación de electricidad:

Gráfico 22: Consumo mundial de gas natural por sector (millones de tep)

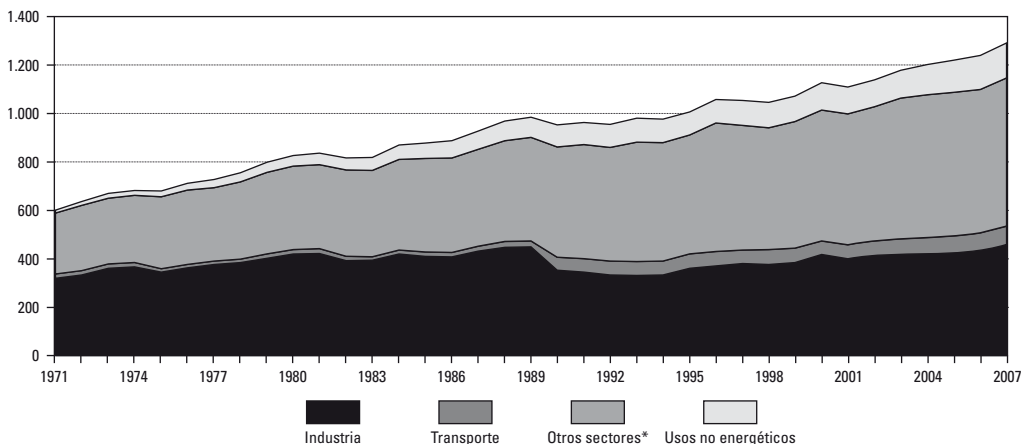


Fuente: elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009 y Key World Energy Statistics 2009, IEA

Entre los años considerados el consumo de gas natural se ha incrementado en todos los sectores, aunque la principal demanda se da en la generación de energía eléctrica y en los sectores residencial y comercial (agrupados en Otros Sectores).

Analizando la evolución de su consumo desde el año 1971, se aprecia que se ha incrementado en forma sostenida:

Gráfico 23: Evolución del consumo mundial de gas natural por sector (millones de tep) sin considerar la generación de energía eléctrica



*Otros Sectores incluye agricultura, sector residencial y servicios públicos y comerciales
Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

Comercio de gas natural

El 75% de la producción mundial de gas natural se consume en los propios países ricos en el recurso.

Cuadro 2: Cuadro comparativo de países productores, importadores y exportadores de gas natural en miles de millones de m³ (MMm³)

Productores	MM m ³	% del Mundo	Exportadores	MM m ³	% del Mundo	Importadores	MM m ³	% del Mundo
Rusia	657	20,9	Rusia	187	23,4	Japón	95	12,1
EEUU	583	18,5	Noruega	96	12	EEUU	84	10,7
Canadá	175	5,6	Canadá	88	11	Alemania	79	10,1
Irán	121	3,8	Qatar	58	7,3	Italia	77	9,8
Noruega	103	3,3	Argelia	58	7,3	Ucrania	53	6,8
Países Bajos	85	2,7	Turkmenistán	51	6,4	Francia	44	5,6
Argelia	82	2,6	Países Bajos	36	4,5	España	39	5
Qatar	79	2,5	Indonesia	34	4,2	Turquía	36	4,6
Indonesia	77	2,4	Malasia	22	2,8	Corea	36	4,6
China	76	2,4	Nigeria	21	2,6	Reino Unido	26	3,3
Otros	1.111	35,3	Otros	149	18,6	Otros	214	27,3
Total Mundo	3.149	100,0	Total Mundo	800	100,0	Total Mundo	783	100,0

Fuente: Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency

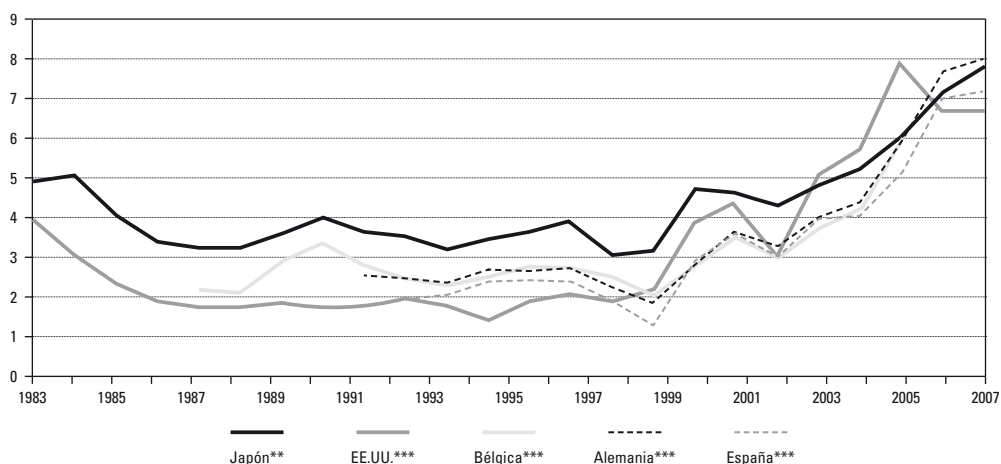
Estados Unidos es un gran productor de gas, colocándose en segundo lugar con un 18,5% de la producción mundial, sin embargo es también un gran consumidor, por lo que no alcanza a autoabastecerse. Más aún es un gran importador (10,7% de las importaciones mundiales).

Precio del gas natural

A pesar de la creciente integración de los mercados, aún no se puede hablar de un mercado mundial de Gas Natural, como en el caso del petróleo, sino de distintos mercados regionales, más o menos aislados de otros mercados.

Las grandes inversiones que se requieren para lograr un comercio fluido de gas natural resultan en que el 75% sea consumido por los propios países productores, a diferencia de lo que sucede con la producción de petróleo, cuyo destino principal es la exportación (53%).

Gráfico 24: Precios de importación de gas natural (U\$S/Mbtu)



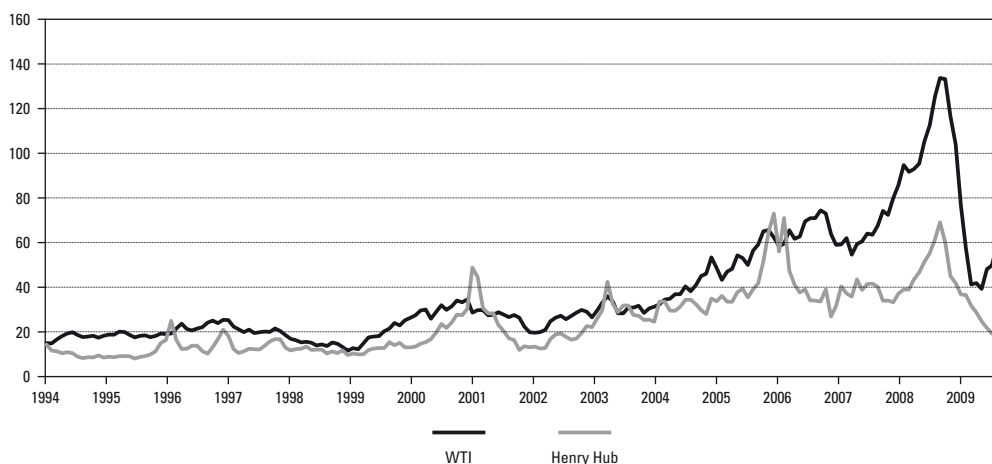
Fuente: Key World Energy Statistics 2008, IEA (International Energy Agency)

Sin embargo, en la medida que se incremente el comercio extra regional con la expansión del comercio de GNL, el gas natural adquirirá las características de *commodity* y se alcanzará un precio común, como sucede con otros *commodities*: petróleo, soja, girasol.

El indicador utilizado en EEUU y cada vez más extendido a nivel mundial para el Gas Natural es el Henry Hub. Debido a que el gas natural compite con otras formas de energía tales como derivados del petróleo, electricidad, carbón y biomasa, los precios del gas también se ven influenciados por los precios de estos energéticos.

Siendo el gas natural y el petróleo productos muy vinculados (en el caso de yacimientos asociados) y además sustituibles, sus ofertas están muy relacionadas y por lo tanto sus precios fuertemente ligados.

Gráfico 25: Evolución del promedio mensual del precio del petróleo y del gas (U\$S/bbl de petróleo equivalente) enero de 1994 a junio 2009



Fuente: elaboración propia, datos de Energy Information Administration, Departamento de Estado, EEUU

Panorama regional

Como ya se mencionó, aún no se puede considerar que exista un mercado mundial de gas natural, como en el caso del petróleo, sino de distintos mercados regionales, más o menos aislados. Esta realidad conduce a que se deba profundizar en el conocimiento de la situación regional.

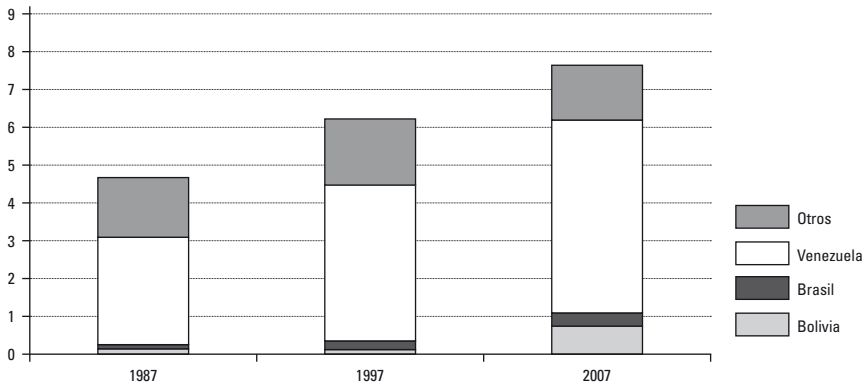
Hasta el año 2000, Argentina ocupaba el segundo lugar entre los países de Sudamérica, después de Venezuela, en cuanto a reservas probadas de gas natural. A partir del año 2001, nuevos descubrimientos en Bolivia aumentaron sus reservas probadas por encima de las argentinas. Si se consideran además las reservas probables y posibles, se puede prever el potencial de desarrollo gasífero de Bolivia.

En Argentina la relación reservas sobre producción se redujo drásticamente en los últimos 25 años. En el año 1980 las reservas eran suficientes para abastecer la demanda por 45 años, pero para el 2003 esa relación se estimaba en 15 años. La actividad exploratoria no ha tenido una regulación exigente y las inversiones fueron realizadas sobre todo en distribución, provocando un retraso de inversiones en exploración y en gasoductos de transporte.

Las grandes reservas probadas de gas natural se encuentran en Venezuela y en Bolivia. Venezuela cuenta con reservas probadas de 5100 miles de millones de m³, ubicándose en el octavo país del mundo en cuanto a reservas probadas de Gas Natural y en el primer lugar en América Latina.

Sin embargo, sólo el 10% de las reservas comprobadas que posee Venezuela se encuentran en yacimientos de gas libre, el resto está asociado al petróleo y en consecuencia su disponibilidad también está asociada a la producción de crudo en dichos campos. Además, gran parte de las reservas venezolanas de gas natural se deben reinyectar al pozo para no despresurizar los campos (71% de las reservas).

Gráfico 26: Reservas probadas en América Latina (trillones de m³), según año



Fuente: elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, Junio 2008

Desde 1996 hasta el 2001 se concretaron importantes inversiones en infraestructura (gasoductos de interconexión Argentina-Chile, Argentina-Brasil, Bolivia-Brasil, Argentina-Uruguay), que iniciaron la integración gasífera de la región. Sin embargo, en los últimos

años, debido a las crisis económicas y políticas de estos países, surgieron varios obstáculos que estancaron el proceso, como por ejemplo:

- Precio del gas en Argentina: debido a la devaluación por la crisis económica del 2001 (Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario), el precio para el mercado interno del gas cayó a un tercio de sus niveles históricos en dólares, al igual que las tarifas de distribución y transporte (pesificación), mientras que las tarifas para exportación se mantuvieron en dólares. Esto provocó un aumento en la demanda interna y falta de incentivo para las inversiones en infraestructura interna.
- Restricción a las exportaciones argentinas: en marzo de 2004 el gobierno argentino restringió las exportaciones para asegurar el abastecimiento al mercado interno, lo cual afectó fuertemente a Chile y en menor medida a Uruguay.
- Crisis política en Bolivia: una profunda crisis política surgió en Bolivia por la oposición del pueblo a exportar GNL a EEUU utilizando una salida al Océano Pacífico a través de un puerto chileno.
- Exportación de gas de Bolivia a Argentina: en el 2004 se concretó la exportación de gas boliviano a Argentina, pero con la restricción de que Argentina no puede reexportar el gas boliviano a otro país, particularmente hacia Chile.

En Brasil y en Chile las experiencias sufridas con sus abastecedores reforzaron posiciones favorables a la autarquía o bien a la diversificación de las fuentes de suministro.

Para concretar una integración regional se requiere un fuerte compromiso de los estados miembros, ya que es fundamental uniformizar las legislaciones y establecer reglas claras que garanticen la confianza en el proyecto, tanto de los países involucrados como de inversores (particulares u organismos multinacionales), en general indispensables para financiar proyectos de tal envergadura.

Gas Natural Líquido (GNL)

El GNL es el gas natural en estado líquido, para lo cual debe ser enfriado a una temperatura de aproximadamente -161°C . En esta condición de temperatura, y a presión atmosférica, el gas natural sufre un cambio de estado de gas a líquido, reduciendo 600 veces su volumen. Esta operación requiere la instalación de plantas de licuefacción cercanas a los puertos de salida. Como el gas natural se consume en estado gaseoso, en el lugar de consumo deben instalarse plantas de regasificación que realizan el proceso inverso, de líquido a gas.

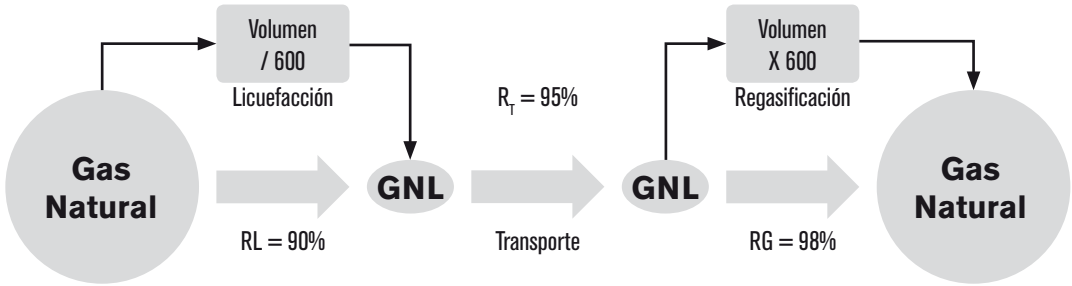
La ventaja que presenta el GNL es que el volumen a transportar es 600 veces menor que si se transportara en estado gaseoso, pero por otra parte, se requieren:

1. Plantas de Licuefacción: Se instalan en los países productores de gas natural y con acceso a puertos. El proceso de licuar el gas natural tiene un rendimiento de un 90%, ya que el proceso de licuefacción consume un 10% del mismo.
2. Transporte por buques: El GNL se transporta en buques especialmente diseñados para ese propósito y para mantener el gas en estado líquido se consume un 5% del gas transportado. Un buque típico puede transportar alrededor de 125.000 – 138.000 m^3 de GNL, que luego de regasificados se convierten en entre 73,6 – 79,3 millones de m^3 de gas natural. Sus medidas son de 274 m de longitud, alrededor de 42 m de ancho y 10 m de casco sumergido. Su costo es de aproximadamente \$160 millones de dólares.

3. Planta de regasificación: En el lugar de destino, el GNL debe regasificarse, aumentando su volumen 600 veces al pasar nuevamente del estado líquido al gaseoso y así poder ser inyectado en los gasoductos existentes para transporte y consumo. En este proceso se pierde otro 2% de gas.

En la siguiente figura se puede apreciar esquemáticamente el procedimiento:

Figura 9: Proceso de licuefacción y regasificación



Con la letra R se representan los rendimientos en los procesos de licuefacción, transporte y regasificación.

Tanto en el lugar de origen como en el de destino del gas deben instalarse tanques de almacenamiento que aseguren un suministro continuo.

La capacidad existente y proyectada tanto de licuefacción como de regasificación expresada en miles de millones de m³ por año, se aprecia en la tabla siguiente:

Cuadro 3: Capacidad instalada de licuefacción y regasificación (miles de millones de m³/año)

Plantas GNL	Regasificación	Licuefacción
Existentes	617	268
Esperadas a fines de 2010	229	
Propuestas	501	527
Total	1.347	795

Fuente: IEA 2008 Natural Gas Market Review

La capacidad instalada y proyectada de regasificación supera ampliamente la de licuefacción, lo que plantea la duda de si una demanda a pequeña escala podrá satisfacerse con la reducida oferta existente, situación que se agrava por las grandes demandas y proyectos de los EEUU, Europa y Asia.

La primera experiencia de instalación de una planta de regasificación en América Latina se dio en Chile con la Planta de Regasificación Quintero. La demanda de gas natural en Chile en el año 2007 ascendió a 7,6 miles de millones de m³, lo que equivale a una media de 21 millones de m³/día. Debido a las dificultades y discontinuidades de suministro desde Argentina, Chile proyectó construir una planta para abastecerse con GNL y de esa manera independizarse parcialmente del suministro de gas de Argentina. La planta comenzó a operar a mediados de 2009 y su capacidad es de 10 millones de m³/día, con posibilidad de ampliarla a 15 millones. Cuenta con dos tanques de almacenaje de GNL de 160.000 m³ de capacidad cada uno y un muelle de 1600 metros de longitud. El costo de la Planta de Regasificación ascendió a 1100 millones de dólares.

El proceso de licitación en Chile reveló escaso interés de los países proveedores y concluyó en que el grupo británico British Gas (BG Group) participara en la Planta de Regasificación, en el transporte y en el suministro de GNL. Se logró un contrato de suministro firme por 6,8 millones de m³/día de gas natural y se está procurando un proveedor por los restantes 3,2 millones de m³. En cuanto al precio del contrato está referido al Henry Hub.

Carbón

A partir de la Edad Media, el hombre comienza a extraer y utilizar el carbón para producir calor en forma directa y en menor medida para la metalurgia del hierro. Así el carbón va sustituyendo a la leña, que era hasta ese entonces la principal fuente de energía.

Durante el siglo XVIII, a través de un gran salto tecnológico como fue el desarrollo de la máquina a vapor, se inicia la etapa de mayor consumo de carbón, la primera revolución industrial.

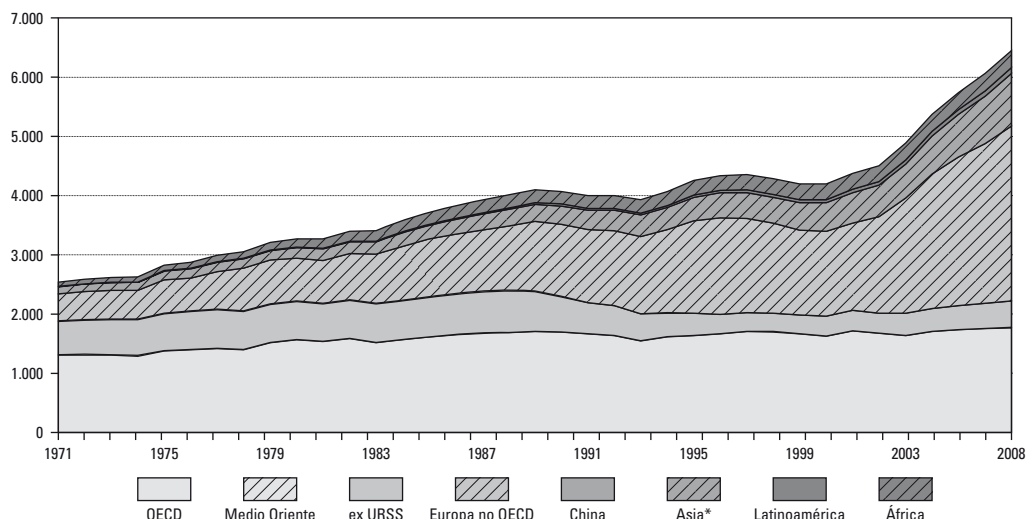
Si bien posteriormente el desarrollo de la industria petrolera y gasífera fue desplazando al carbón como fuente principal de energía, nunca se dejó de utilizar y en los últimos años su consumo presenta un incremento sostenido, principalmente como insumo para la generación de energía eléctrica.

Al ritmo actual de consumo se calcula que existen reservas seguras para 122 años (BP-Statistical Review of World Energy 2009).

Producción de carbón

La producción de carbón se ha duplicado en los últimos 30 años, siendo el principal productor y consumidor China.

Gráfico 27: Evolución de la producción de carbón por región (millones de toneladas)



Asia*, comprende toda Asia excluida China

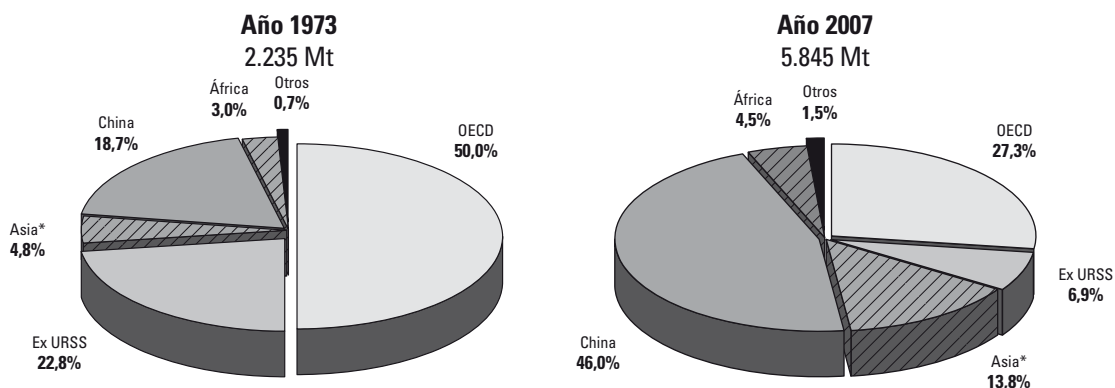
Fuente: Key World Energy Statistics 2009, IEA (International Energy Agency)

Los países de la ex URSS han reducido su producción, mientras que la producción en Medio Oriente y en Latinoamérica no es significativa. Colombia es el principal productor de nuestra región seguido muy de lejos por Brasil.

En cuanto a África, Sudáfrica es casi el único productor con el 98,6% de la producción total del continente.

Comparando la producción de los años 1973 y 2007 se observa que China ha desplazado a los demás países productores, ubicándose como el primer productor mundial:

Gráfico 28: Producción de carbón 1973 - 2007 (millones de toneladas)

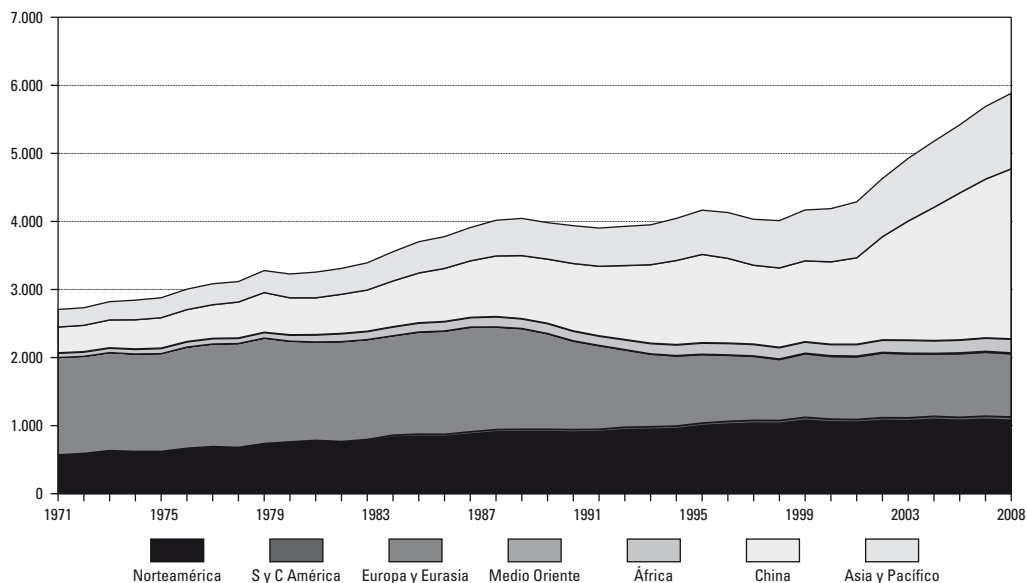


Asia*, Asia excluida China / Fuente: Key World Energy Statistics 2008, IEA (International Energy Agency)

Consumo de carbón

La gran expansión de la economía de China incrementó notablemente el consumo de su fuente principal de energía.

Gráfico 29: Evolución del consumo de carbón por región (millones de toneladas)

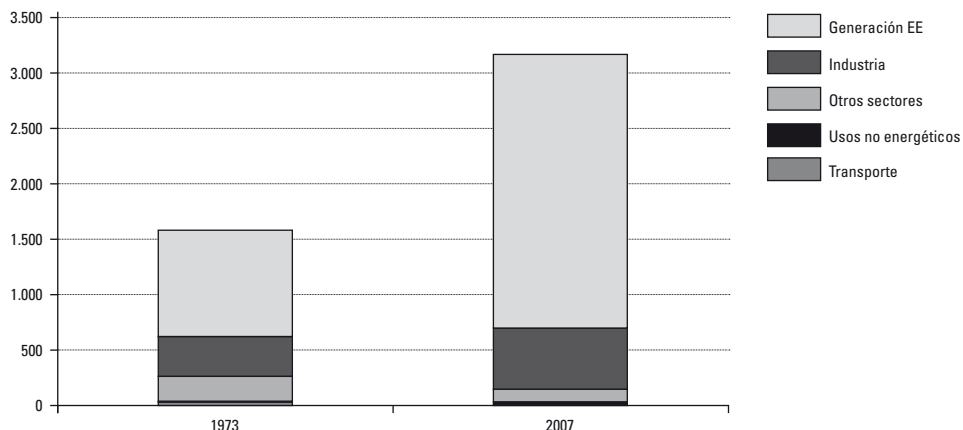


Fuente: elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Consumo de carbón por sector

La generación de energía eléctrica es el sector que demanda más carbón en el mundo. El consumo a nivel mundial del año 2007 duplicó el de 1973, fundamentalmente a expensas de la generación de electricidad:

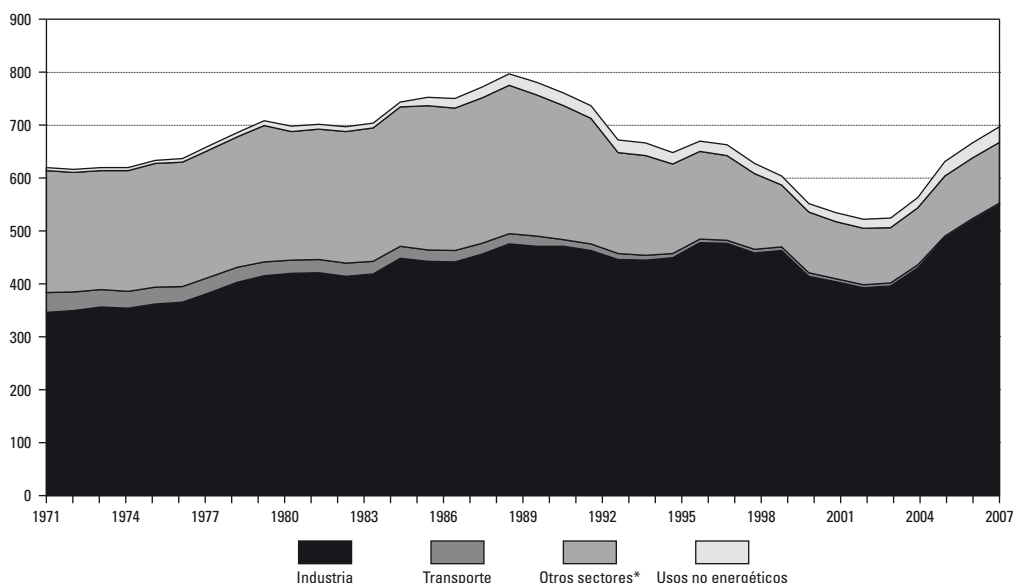
Gráfico 30: Consumo mundial de carbón por sector (millones de tep)



Fuente: elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, June 2009 y Key World Energy Statistics, IEA, 2009

Por otro lado, el sector industrial también ha aumentado su consumo de carbón, aunque recién a partir del año 2002:

Gráfico 31: Evolución del consumo mundial del carbón por sector (millones de tep) sin considerar la generación de energía eléctrica



Fuente: Key World Energy Statistics 2008, IEA (International Energy Agency)

Comercio de carbón

La mayor parte de la producción de carbón se destina al consumo propio de los países ricos en este recurso, así es el caso de EEUU y China.

Cuadro 4: Cuadro comparativo de países productores, importadores y exportadores de carbón en millones de toneladas (Mt)

Productores	Mt	% del Mundo	Exportadores	Mt	% del Mundo	Importadores	Mt	% del Mundo
China	2.761	47,2	Australia	252	31,8	Japón	186	23,9
EEUU	1.007	17,2	Indonesia	203	25,6	Corea	100	12,9
India	489	8,4	Rusia	76	9,6	Taipei	66	8,5
Australia	325	5,6	Colombia	74	9,3	India	58	7,5
Rusia	247	4,2	Sudáfrica	60	7,6	Alemania	46	5,9
Indonesia	246	4,2	EEUU	43	5,4	Reino Unido	43	5,5
Sudáfrica	236	4,0	Kazajistán	27	3,4	Italia	25	3,2
Kazajistán	104	1,8	Canadá	20	2,5	Francia	21	2,7
Polonia	84	1,4	Vietnam	20	2,5	Turquía	19	2,4
Colombia	79	1,4	Venezuela	6	0,8	España	19	2,4
Otros	267	4,6	Otros	12	1,5	Otros	195	25,1
Total Mundo	5.845	100,0	Total Mundo	793	100,0	Total Mundo	778	100,0

Fuente: Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency

Por otra parte, ciertos países como Australia e Indonesia, destinan su producción fundamentalmente a la exportación.

Como ya se mencionó, el mayor productor en Latinoamérica es Colombia, que se posiciona como el 4º exportador. Brasil produce 6,4 millones de toneladas/año de carbón, pero aún así no es autosuficiente ya que su consumo anual asciende a 44 millones de toneladas (BP-Statistical Review of World Energy 2009).

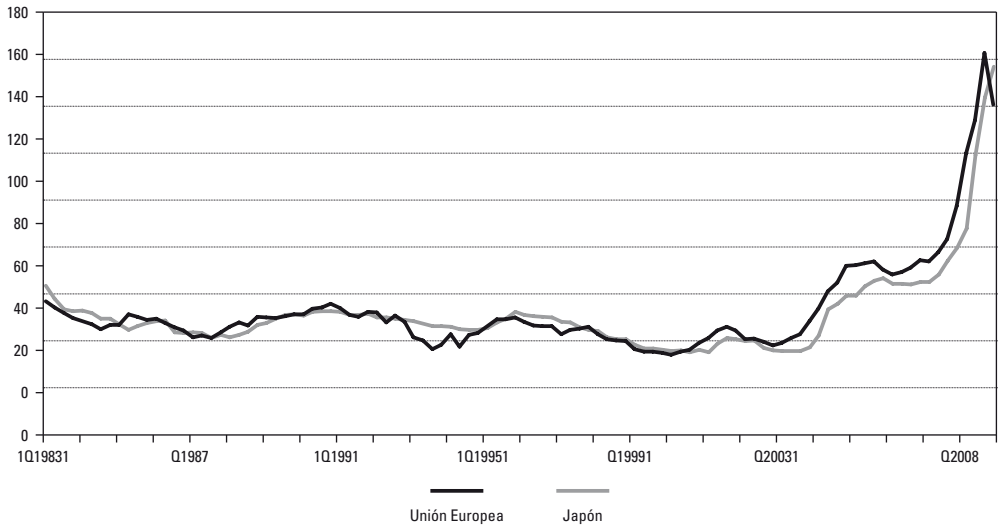
Precio del carbón

El costo del transporte de carbón condiciona su precio, ya que es necesario mover grandes cantidades para disponer de una cierta cantidad de energía. Una tonelada de carbón equivale a 0,5 toneladas de petróleo¹⁴, lo que significa que se necesita el doble de esfuerzo y recursos que para el transporte de crudo.

¹⁴ Es variable, dependiendo de la calidad del carbón. El valor empleado es un promedio extraído de Key World Energy Statistics 2008, IEA (International Energy Agency)

Sin embargo, el precio del carbón no varía sustancialmente en los diferentes mercados. El gráfico siguiente ilustra esta situación:

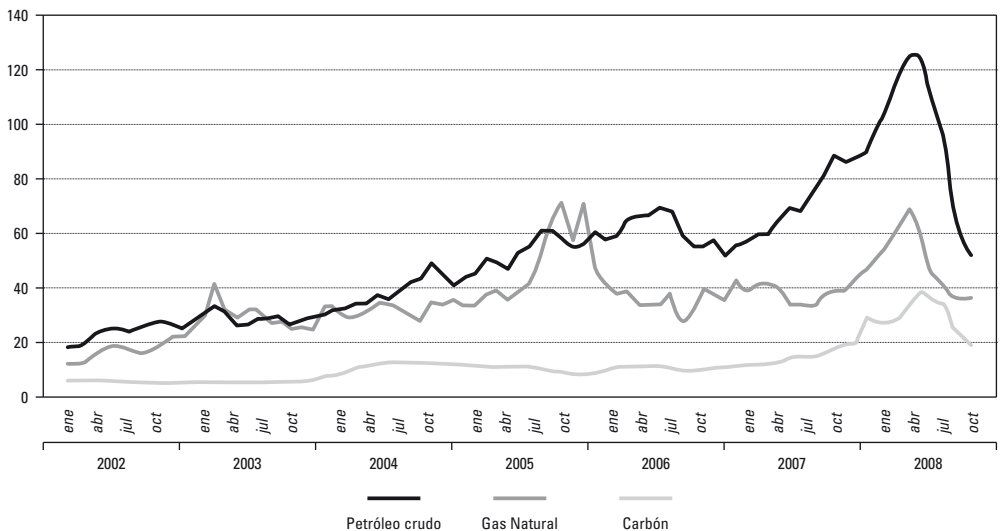
Gráfico 32: Precio del carbón (U\$\$/ton)



Fuente: Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency

Por otra parte, el precio del carbón acompaña el precio de los demás combustibles fósiles, petróleo y gas natural, ya que pueden ser sustitutos. Aunque su precio FOB se ha mantenido por debajo del petróleo y el gas, la incidencia del costo del flete puede revertir esta ventaja.

Gráfico 33: Evolución de los precios FOB Internacionales de fuentes fósiles (U\$\$ /barril equivalente en petróleo)



Nota: El precio del carbón corresponde al precio FOB de carbón australiano, el del petróleo crudo corresponde al indicador WTI (USA) y el precio del gas natural al indicador Henry Hub (USA).

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE), Chile

Energía Nuclear

La generación de energía eléctrica a partir de la energía nuclear comenzó a realizarse en forma comercial durante la década de 1950 y ha tenido distintas etapas de evolución a lo largo de los años.

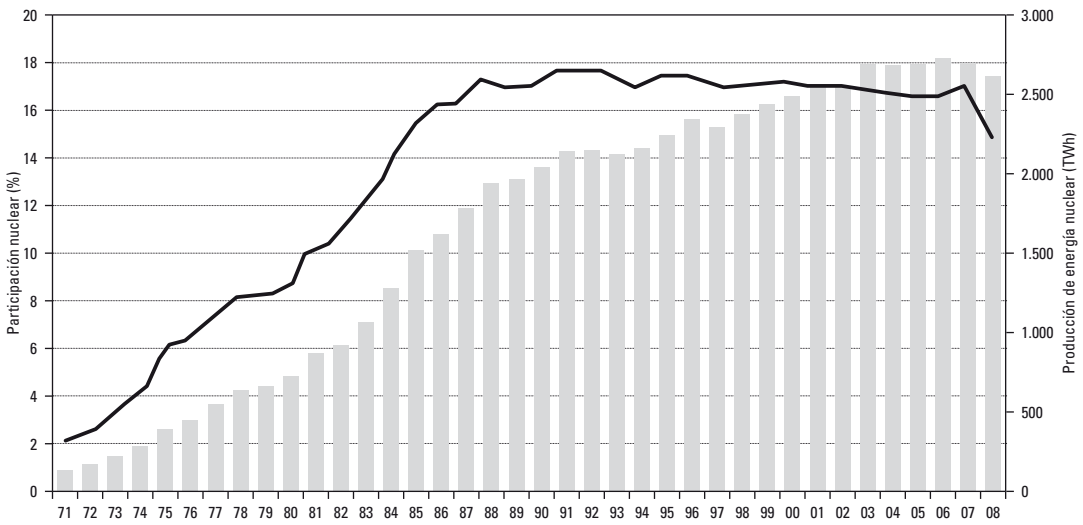
La energía se libera por la fisión de un átomo. Se trata de un proceso natural que sufren algunos elementos por el cual un átomo se fragmenta, transformándose en otro núcleo y emitiendo tanto partículas a gran velocidad (generalmente neutrones) como calor.

En los reactores nucleares para la producción de energía eléctrica se generan estas fragmentaciones de manera artificial. Los llamados combustibles nucleares están compuestos por elementos que al ser impactados por neutrones libres a determinada velocidad, se desintegran y emiten a su vez neutrones y calor. Los neutrones emitidos en este proceso son los que permiten mantener una reacción en cadena controlada que libera una cantidad estable de calor que puede ser aprovechada para la generación de energía eléctrica.

Actualmente existen 436 reactores nucleares operando para la producción de energía eléctrica en 30 países. La capacidad total instalada asciende a 372.000 MW. Estos reactores suministran el 15% de la electricidad en el mundo (World Nuclear Association 2009).

En el gráfico que sigue se presenta la evolución de la energía eléctrica generada a partir de centrales nucleares desde el año 1971 hasta el año 2008 y cómo ha evolucionado la participación de la energía eléctrica de origen nuclear en el total de la energía eléctrica generada a nivel mundial¹⁵.

Gráfico 34: Producción de electricidad nuclear y participación en el total de energía eléctrica mundial.



Fuente: Gráfico adaptado de World Nuclear Association

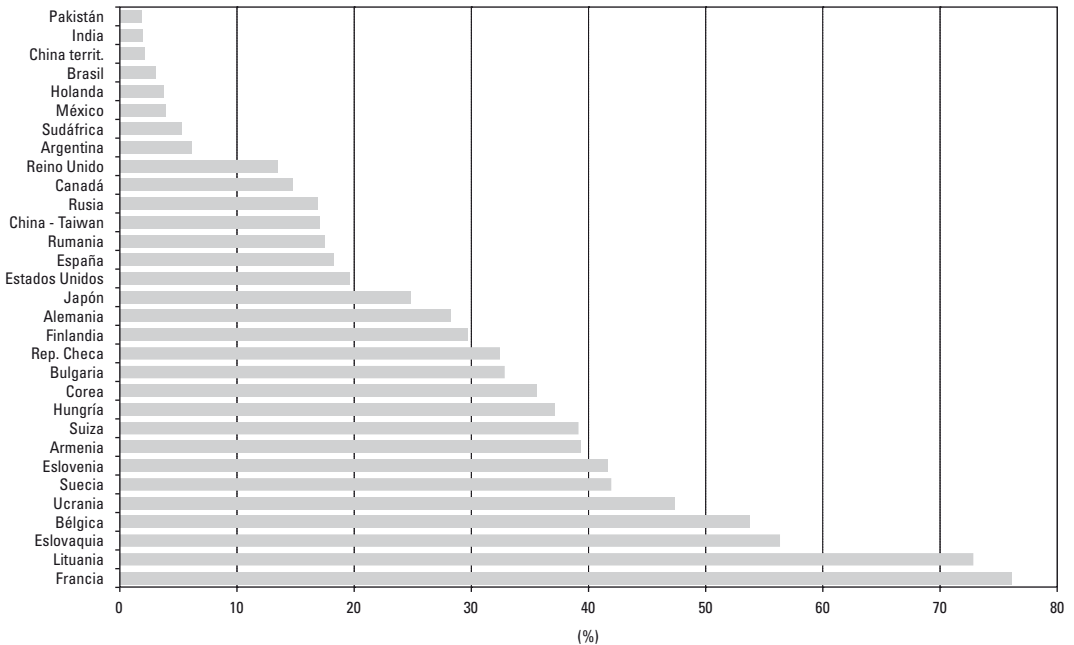
Como puede apreciarse, la participación de la energía eléctrica de origen nuclear tuvo un aumento muy significativo entre los años 1971 y 1989. Pasó de una participación menor

15 Figura adaptada de World Nuclear Association (2009, www.world-nuclear.org)

al 2% hasta el 17% en el total de la energía eléctrica mundial, para luego tener un nivel casi constante, incluso levemente decreciente en los últimos años.

Si se analiza cómo se distribuye la generación de energía nuclear en los distintos países del mundo, se constata que los dos países que han registrado mayor porcentaje de energía eléctrica generada a partir de energía nuclear en los últimos diez años han sido Francia y Lituania. En particular, en el año 2008 Francia generó el 76.2% de su energía eléctrica a partir de centrales nucleares, mientras que Lituania generó el 72.9%. En el gráfico que sigue se presenta el porcentaje de participación de la energía nuclear en cada país, dentro de los que tienen instalada esta opción de generación¹⁶.

Gráfico 35: Participación nuclear - 2008 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en www.world-nuclear.org/info/nshare.html

La tecnología nuclear puede proveer de energía eléctrica confiable y en grandes cantidades, con altos factores de capacidad (se construyen plantas de generación de hasta 1000 MW y algo mayores).

El proceso de generación de energía eléctrica no genera ningún material particulado y no produce gases de efecto invernadero dado que la reacción se lleva a cabo totalmente confinada en el reactor nuclear.

El combustible utilizado es el uranio. Este se encuentra regularmente distribuido en todo el mundo y a diferencia del petróleo, es abundante en países políticamente estables.

16 Elaboración propia a partir de datos publicados en www.world-nuclear.org/info/nshare.html

En el cuadro que sigue se presentan los países que poseen reservas de uranio así como la cantidad y el porcentaje de estas.¹⁷

Cuadro 5: Reservas de uranio por país (en tons. y porcentaje)

País	Toneladas de Uranio	Porcentaje mundial (%)
Australia	1.243	23%
Kazajstán	817	15%
Rusia	546	10%
Sudáfrica	435	8%
Canadá	423	8%
Estados Unidos	342	6%
Brasil	278	5%
Namibia	275	5%
Nigeria	274	5%
Ucrania	200	4%
Jordania	112	2%
Uzbekistán	111	2%
India	73	1%
China	68	1%
Mongolia	62	1%
Otros	210	4%
Total Mundial	5.469	

Fuente: según WNA - OECD NEA & IAEA, Uranium 2007: Resources, Production and Demand.

El uranio que se utiliza para fabricar los elementos combustibles de las centrales nucleares que se encuentran en operación, proviene de estas reservas, de reutilización del combustible existente en repositorios de armas nucleares y del uranio que se extrae del combustible quemado en las centrales y que ha sido reprocesado.

La disponibilidad del uranio se ha estimado que es suficiente para abastecer la demanda de 1000 reactores durante los próximos 50 años (MIT 2009). Esta apreciación toma en cuenta el hecho de que tal vez se tenga que recuperar uranio en territorios donde las concentraciones del mineral son más bajas que en los que se utilizan actualmente. Esto podría aumentar el costo de extracción del material.

Aún registrándose aumentos importantes en el precio del uranio, la incidencia del costo del combustible en el costo de generación de una central nuclear es muy reducido (representa menos del 10% de este costo), por lo que esto no afectaría significativamente los costos de generación.

En el cuadro que sigue se presenta un comparativo entre los costos de inversión de las distintas alternativas de generación, así como del costo del combustible y un cálculo de los costos de generación con y sin penalización de las emisiones de CO₂.

¹⁷ Las cifras presentadas representan las reservas razonablemente aseguradas y las inferidas a un precio de extracción de 130 US\$/kg.

Se aprecia allí que una central nuclear es altamente intensiva en costo de capital con respecto a las centrales a carbón y a gas. En contraposición, el peso del costo del combustible en el costo de generación es mayor en las alternativas a carbón y a gas (especialmente este último), lo que las hace más vulnerables a las variaciones de precio.

Cuadro 6: Comparativo de costos para distintas alternativas de generación

	Costo de inversión (USD/kW)	Costo de combustible (cUSD/kWh)	Costo de generación	
			cUSD/kWh	Con penalización (25USD/tCO ₂) (cUSD/kWh) ¹
Nuclear	4.000	0.23	8.40	
Carbón	2.300	0.89	6.20	8.30
Gas	850	2.39	6.50	7.40

Fuente: MIT – datos 2007¹⁸

En los últimos años la inversión necesaria para construir una central nuclear ha ido en aumento. Esto unido a los largos tiempos de construcción que llevan estos proyectos (del orden de 6 años) ha constituido una barrera para el desarrollo de este tipo de alternativa. Otra barrera que encuentra el ingreso de la tecnología nuclear para la generación de energía eléctrica es la baja aceptación pública que genera este tipo de tecnología. Accidentes como el de Chernobyl (Chernobyl Forum 2003-2005), han tenido consecuencias tan devastadoras y de tan largo plazo que no son fácilmente “olvidables” por la opinión pública.

Un aspecto negativo de la tecnología nuclear reside en la incertidumbre que existe sobre el tema de la disposición final de los residuos y la disposición de las plantas que salen de operación. Durante la operación de una central nuclear y durante el eventual reprocesamiento del combustible quemado se producen residuos de distinto nivel de actividad: alto, medio y bajo. Los residuos que plantean un desafío desde el punto de vista de su disposición son los de alto nivel de actividad y los de medio nivel de actividad con vida media larga, dado que tanto los de nivel medio de corta vida como los de bajo nivel pueden ser tratados de forma análoga a los que se producen como residuos hospitalarios, por lo que no plantean ningún desafío tecnológico para su disposición final.

Si bien el volumen de residuos de alto nivel de actividad es muy bajo (entre 12 y 20 m³ al año para la operación de una central de 1000 MW (OIEA 2008)) estos están constituidos por los residuos con más alta radioactividad y de vida media más prolongada, desde decenas de miles hasta millones de años.

Durante las primeras decenas de años estos residuos pueden almacenarse en piscinas o silos refrigerados dentro del predio de las centrales. Luego se debe pasar a la etapa de almacenamiento definitivo donde deben permanecer en condiciones seguras por 100.000 años o más.

Actualmente la mayoría del combustible quemado se encuentra en la primera etapa de almacenamiento. La etapa de almacenamiento final no tiene aún una alternativa definida por unanimidad. Muchos países han optado por reciclar el combustible quemado para reducir así la cantidad de este tipo de residuos, otros han optado por almacenarlos en depósitos

¹⁸ El valor que se presenta aquí refleja el costo de generación en cada una de las alternativas considerando que por cada tonelada emitida de CO₂ se adicionan 25 USD al costo de generación como penalización.

intermedios¹⁹ a la espera de avances tecnológicos que permitan una decisión más acertada sobre la gestión de los mismos.

Otro factor que incide fuertemente en la introducción de las centrales nucleares y que diferencia esta alternativa con respecto al resto, es que los países que instalen este tipo de centrales deben poseer capacidad institucional, conocimiento suficiente y experiencia para construir exitosamente y operar en forma segura este tipo de centrales.

A pesar de todos estos obstáculos, en los últimos tiempos y con la creciente preocupación por el cambio climático, la generación de energía eléctrica a partir de energía nuclear se presenta como una alternativa atractiva a futuro, en conjunto con las renovables (EIA-World Energy Outlook 2007)

Aún así el porcentaje de crecimiento para la energía eléctrica suministrada a partir de energía nuclear considerado por la EIA en su escenario de referencia para el período 2005 – 2030 es del 0,7% acumulado anual, el menor dentro de todas las opciones para la generación de energía eléctrica. Este crecimiento está dado por el aumento de la generación de origen nuclear en China e India y es contrarrestado parcialmente por el decrecimiento de la potencia instalada en países europeos donde se asume que muchas de las centrales existentes saldrán de servicio durante ese período dado que estarían llegando al final de su vida útil.

En este escenario, la energía nuclear es la que registra la mayor caída en la participación del total de energía eléctrica: pasando de 15% en el 2007 a 9% en el 2030.

Algunos datos sobre la radiación

Durante el ciclo de vida de una central nuclear así como durante todas las actividades relacionadas con el combustible de la misma, se liberan al ambiente elementos radiactivos. La cantidad de estas emisiones están controladas y son autorizadas por los distintos organismos reguladores que existen en cada país en la materia.

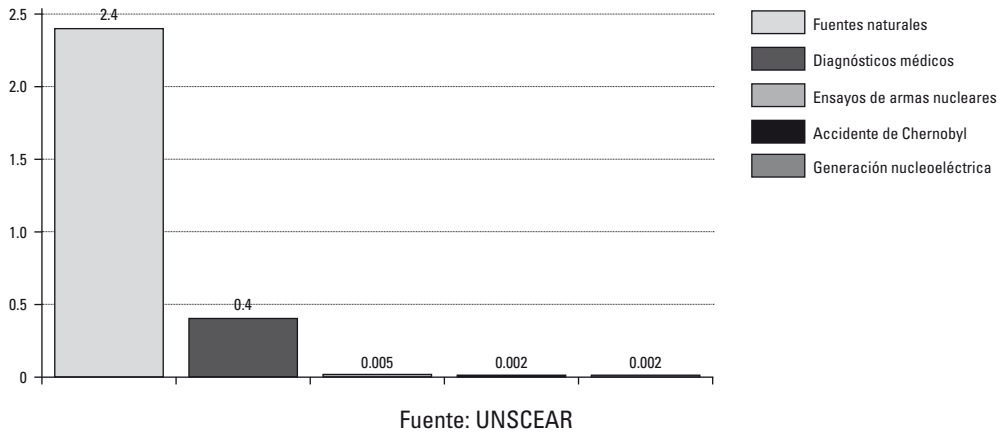
Es bien sabido que la exposición a la radiación por sobre determinado nivel puede dañar a los seres vivos. Todas las personas se encuentran expuestas a radiación natural de distinto origen (rayos cósmicos, gas radón, etc.). Asimismo, todas las personas se encuentran sometidas a fuentes de radiación de origen no natural (usos médicos, industriales y ensayos de armas nucleares en las décadas pasadas). A estas fuentes de radiación de origen no natural se le agregan las producidas por la industria nucleoelectrónica durante la operación de una central nuclear, su desmantelamiento, la minería del uranio y el reprocesamiento del combustible nuclear.

En el gráfico que sigue se presenta la dosis de radiación anual que recibe un individuo en promedio en el mundo discriminada según la distintas fuentes (fuente UNSCEAR – UNSCEAR 2000 Report Vol. I – Sources and Effects of Ionizing Radiation – www.unscear.org)²⁰

19 Los depósitos intermedios son sitios donde se deposita el combustible quemado que están diseñados para mantener en forma segura el mismo. Se les llama intermedios porque no son definitivos, por lo que no están diseñados para almacenar el combustible durante el tiempo que es necesario para el almacenamiento definitivo. Al día de hoy no existe ningún depósito definitivo.

20 La cantidad básica utilizada para expresar la exposición de material como el cuerpo humano es la dosis absorbida para lo cual se emplea el Gray (Gy) como unidad. Sin embargo, los efectos biológicos por unidad de dosis absorbida varían con el tipo de radiación y la parte del cuerpo expuesta. Para tomar en cuenta estas variaciones se utiliza una unidad promedio llamada la dosis efectiva para la cual se utiliza el Sievert (Sv) como unidad de medida.

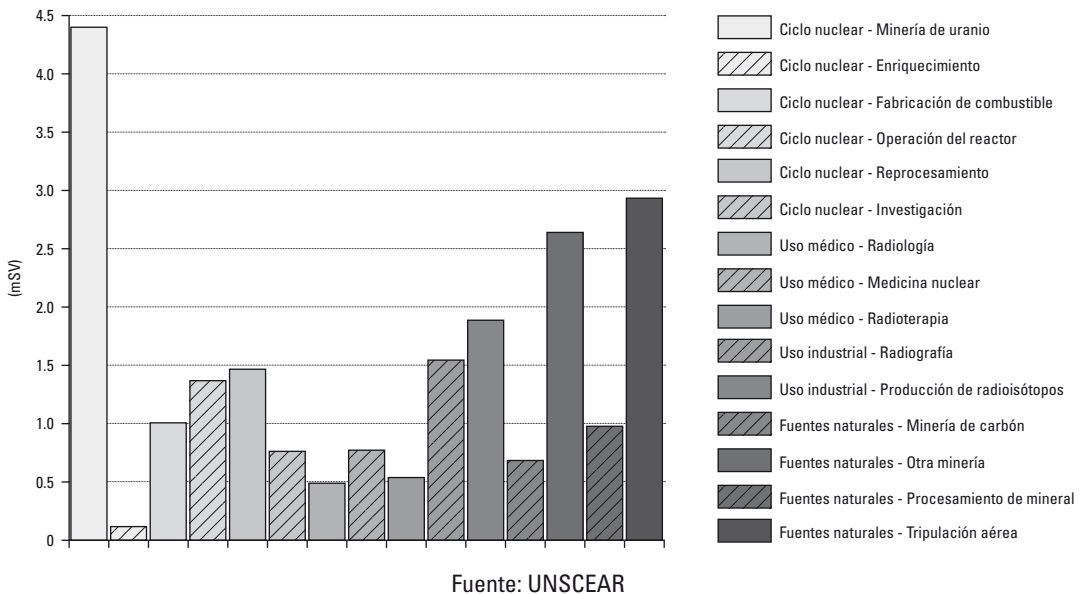
Gráfico 36: Radiación anual que recibe un individuo promedio (mSv)



Como se puede apreciar, la radiación recibida por un individuo promedio atribuible a la generación nucleoelectrónica es prácticamente despreciable con respecto a la radiación recibida de origen natural.

En el informe del UNSCEAR se utiliza el término “exposición ocupacional” para la exposición promedio a la radiación de un individuo en su trabajo que se debe directamente al trabajo que realiza. En el gráfico que sigue se presenta la dosis promedio anual que reciben trabajadores de diversos tipos de ocupación, tanto los que participan del uso de la energía nuclear para las distintas etapas del ciclo nuclear para la generación de electricidad, como los que utilizan la energía nuclear para usos industriales, médicos o los que están más expuestos a las radiaciones de origen natural.

Gráfico 37: Exposición a radiaciones por ocupación (mSv)



Los efectos que produce la radiación²¹ en los seres vivos dependen de la dosis a la que sean expuestos y son determinantes solo para dosis altas. En pequeñas dosis no resultan nocivas dado que el organismo posee mecanismos de auto-reparación. En dosis altas pueden producir daños irreversibles. Se estima que una dosis de 3500 a 5000 mSv durante unos pocos minutos a horas produce la muerte en un 50% de los casos. Por otro lado, una dosis baja, de menos de 100 mSv, recibida durante años o décadas no causa un daño inmediato²². Los efectos de dosis bajas de radiación, si es que se generan, pueden recién ser observados muchos años luego de la exposición. Es por ello que cuando una persona ha sido expuesta a una dosis menor o cuando tiene una exposición leve pero durante un lapso prolongado solo se puede asignar una cierta probabilidad a que desarrolle una enfermedad por esta causa.

Energías Renovables

Desde tiempos remotos el ser humano ha utilizado las fuentes de energía disponibles en la naturaleza para mejorar su calidad de vida, y en la medida que las fue dominando, es que fue avanzando la civilización. La posibilidad de usar estos recursos naturales siempre fue acompañada de avances tecnológicos, a veces como causa y otras como consecuencia. Así el dominio del fuego generó el consumo de leña y la invención de la máquina a vapor el consumo masivo de carbón.

El empleo del término *energía renovable* es reciente y refiere al tiempo de recuperación de la fuente considerada. Se consideran la biomasa y la leña como fuentes renovables de energía porque, en nuestra escala de tiempo, es posible volver a ver crecer un árbol o una planta. Los combustibles fósiles se catalogan como no renovables porque se requiere un tiempo fuera de nuestra escala para que se forme nuevamente carbón o petróleo.

Todas las fuentes de energía que el hombre ha empleado y emplea provienen de los recursos de la naturaleza, aunque para aprovechar alguna de ellas se ha requerido más tecnología que para otras. La utilización de la energía solar para el secado de cueros y granos no requiere tanta tecnología como el empleo de Uranio para generar energía nuclear.

Fue el desarrollo de las velas lo que permitió el uso de la energía eólica para el desplazamiento de un barco, y así facilitó la comunicación y el comercio entre pueblos distantes. La invención de los molinos de agua y de viento, permitió la molienda de granos sin el esfuerzo del hombre.

El dominio de la tecnología necesaria para el empleo de cierta fuente de energía permite la sustitución de otra, siempre que resulte más fácil de emplear y acorde a las necesidades de la época. Así la concentración de energía en el carbón le permitió ser un sustituto de la leña, y luego éste a su vez fue sustituido por el petróleo.

La preocupación por el medio ambiente, el cambio climático y la emisión de contaminantes son la principal motivación para el crecimiento de la participación de las energías renovables en la matriz energética mundial, acompañada por tecnologías cada vez más complejas y más eficientes que permiten su utilización.

Actualmente, hay consenso a nivel mundial en que la energía renovable comprende las fuentes de energía derivadas de los procesos naturales que no implican el consumo de recursos agotables tales como combustibles fósiles y uranio.

21 la radiación que se describe aquí es la que se conoce como radiación ionizante, que es la que puede llegar a romper enlaces moleculares y afectar negativamente la salud de los seres humanos

22 <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/bio-effects-radiation.html>, julio 2010

Entre las fuentes de energía renovables, se encuentran:

El Sol: energía solar.

El viento: energía eólica.

Los ríos y corrientes de agua dulce: energía hidráulica.

El calor de la Tierra: energía geotérmica.

Los mares y océanos: energía mareomotriz.

Materia Orgánica (Biomasa): su combustión genera energía. Se utiliza directamente como combustible (madera, residuos vegetales), o bien transformada previamente en biogás o en alcohol mediante procesos de fermentación o convertida en biodiesel, mediante reacciones de transesterificación.

Aun cuando se trate de utilizar fuentes de energía renovables, toda actividad del Hombre tiene consecuencias para el medioambiente. Basta reflexionar acerca del consumo de recursos y de energía en la fabricación de aerogeneradores (industria metalúrgica). Lo mismo ocurre en la construcción e instalación de todo equipamiento requerido para aprovechar cualquier fuente de energía renovable. Luego, una vez instalado, siempre afecta la naturaleza. Así, los aerogeneradores pueden ser un factor de riesgo para los pájaros, las centrales hidroeléctricas pueden crear obstáculos a la circulación de peces y generar vastas zonas inundadas, etc.

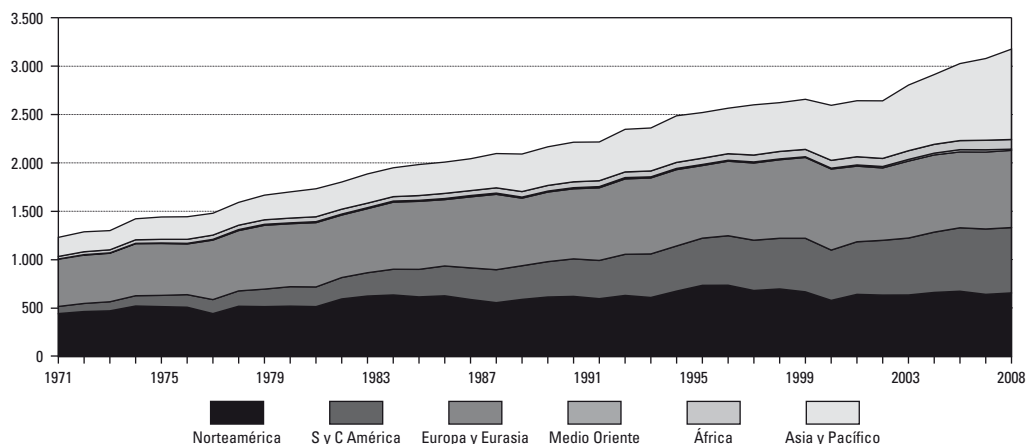
Un problema inherente a las energías renovables es la irregularidad de su suministro, por lo que en general requieren el respaldo de otra fuente segura, que no presente problemas de disponibilidad.

Energía hidráulica

La energía potencial acumulada en los saltos de agua puede ser transformada en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía de los ríos para poner en funcionamiento turbinas que mueven un generador eléctrico.

La energía hidráulica es la fuente renovable más utilizada a nivel mundial. Su nivel de aprovechamiento ha crecido históricamente según se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 38: Evolución del consumo de Hidroelectricidad por región (TWh)



Fuente: elaboración propia, datos BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009

Actualmente, el 15,6% de la electricidad a nivel mundial se genera a partir de la energía hidráulica. En términos de energía primaria, esto representa un 2,2% de la oferta mundial total (IEA 2009)

Con respecto a esta fuente de energía, existen aún posibilidades para su desarrollo. De acuerdo a datos del año 2000 (World Atlas and Industry Guide – Hydropower & Dams 2000) el potencial técnico teórico hidráulico es estimado en 14370 TWh/año, de los cuales alrededor de 8000 TWh/año serían económicamente factibles para su desarrollo. De este valor alrededor de 700 GW se encuentran en operación, lo que equivaldría a 2600 TWh/año y además se encuentran en construcción proyectos por un total de alrededor de 108 GW.

En los países desarrollados, el potencial para proyectos hidroeléctricos está prácticamente aprovechado en su totalidad, mientras que el mayor potencial aún no explotado se encuentra en países de África, Asia y América Latina.

Los proyectos hidroeléctricos generalmente tienen beneficios más allá de los que resultan de las energías renovables en cuanto a la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero. Muchos de estos proyectos pueden ser multipropósito y así ser aprovechados como reservorios para asegurar el suministro de agua potable, para el control de inundaciones, riego, mejora de las condiciones de navegación y hasta recreación.

Por otro lado, los grandes proyectos hidroeléctricos pueden tener efectos negativos desde el punto de vista del impacto que producen en el cambio del uso de suelo cuando implican la inundación de grandes extensiones de terreno para construir los reservorios. Además, hay que tomar en cuenta el impacto social que ocasiona el eventual desplazamiento y reubicación de poblaciones que originalmente vivían en el área destinada como reservorio del proyecto.

Existen oportunidades para el desarrollo de aprovechamientos mini o micro hidráulicos. El límite para clasificar a las centrales como mini hidráulicas no está universalmente establecido, en general se tratan de emprendimientos menores a 10 MW de potencia instalada, pero pueden llegar a ser tan pequeños como del orden de los kW. En este tipo de emprendimientos reside gran parte de las oportunidades de explotación del potencial hidroeléctrico en países que ya han agotado prácticamente sus posibilidades de grandes proyectos. Además, este tipo de proyectos considerados individualmente no tienen impactos ambientales y sociales tan importantes como los asociados a los proyectos de gran porte.

Por otro lado, los proyectos de centrales mini hidráulicas constituyen un elemento importante para aportar energía eléctrica a comunidades aisladas, donde la red de transmisión eléctrica no llega ya sea por motivos económicos o de desarrollo.

Energía eólica

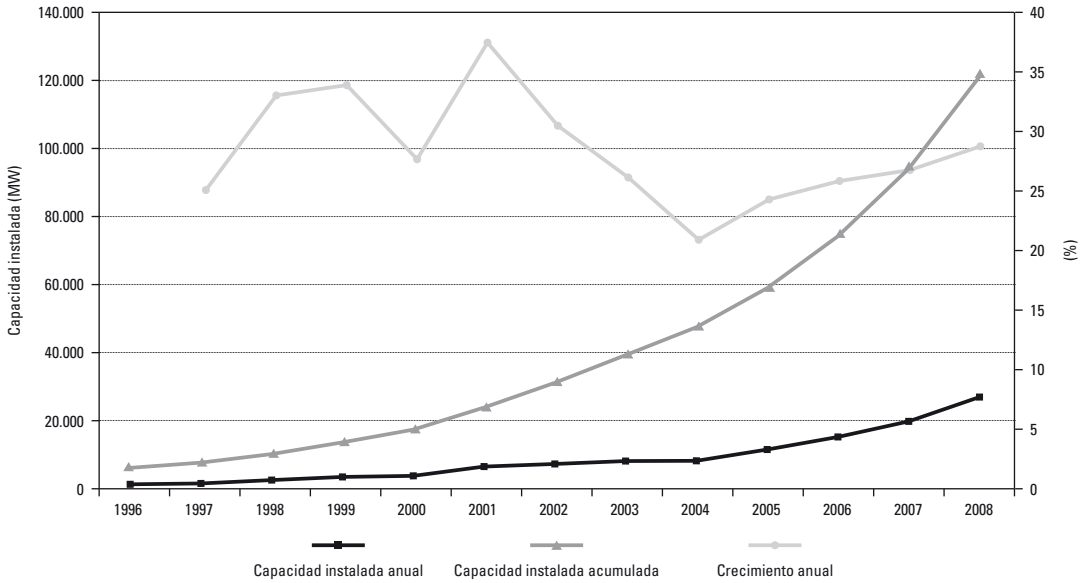
La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

En los últimos años se ha constituido como la energía renovable con mayor crecimiento en cuanto a su aprovechamiento mediante molinos de viento para la producción de energía eléctrica. En el gráfico que sigue se presenta la evolución que ha tenido la potencia instalada en generadores eólicos a nivel mundial a partir de 1996. Si se observa la tasa de crecimiento

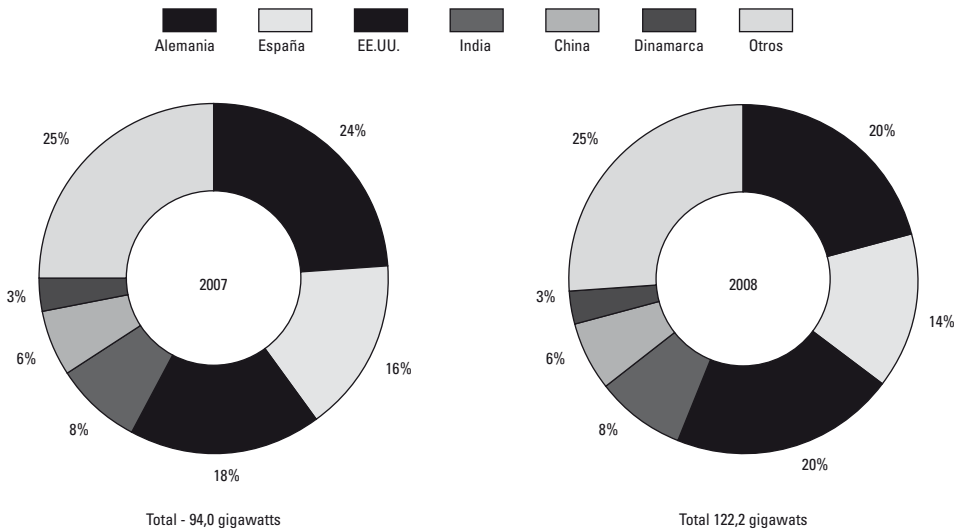
anual de la potencia instalada en nuevos proyectos eólicos, se puede constatar que en los últimos doce años, el crecimiento nunca ha sido inferior al 20%, llegando a superar el 35% de crecimiento en algún año del período considerado.

Gráfico 39: Fuente: elaboración propia, datos Global Wind Energy Council, 2008



Encabezado por Alemania y España, Europa sigue siendo el mercado más grande para la generación eólica en términos de capacidad total (66 GW, o 54% del total del mundo). El crecimiento en países no-OECD ha sido conducido por China y la India que agregó una capacidad combinada de 8 GW.

Gráfico 40: Generación mundial de energía eólica



Fuente: BP Statistical Review, junio 2009.

A pesar de estas consideraciones, la contribución de la energía eólica a la matriz de energía eléctrica mundial continúa siendo marginal. En el año 2007 la generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica representó solamente un 1% del total de la energía eléctrica generada a nivel mundial²³.

Los aprovechamientos eólicos tienen grandes ventajas desde el punto de vista ambiental dado que constituyen una alternativa limpia para la generación de energía eléctrica.

Sin embargo, una de las grandes desventajas para su aprovechamiento es la variabilidad intrínseca del recurso viento que se ve reflejada en la energía eléctrica producida, por lo que la potencia generada a partir de un parque eólico presenta una aleatoriedad importante de un momento a otro. Cabe resaltar que dicha aleatoriedad instantánea se ve atenuada cuando se considera el total de energía generada por un proyecto eólico a lo largo de, por ejemplo, un año. Cuando se consideran estos períodos, la energía eléctrica generada a partir de la energía eólica puede presentar variaciones que no van más allá de un más menos 10%. La aleatoriedad del recurso ocasiona que los aprovechamientos eólicos tengan factores de capacidad²⁴ que pueden ser relativamente bajos con respecto a otras alternativas. Un valor de factor de capacidad de 0,35 o mayor es considerado muy bueno para este tipo de energía.

Otra de las dificultades que presenta el desarrollo de la energía eólica –que comparte con otras fuentes renovables como la hidráulica– es que la ubicación de un proyecto está directamente ligada a la disponibilidad del recurso en el lugar. En el caso del viento, muchas veces los lugares con mejores factores de capacidad se encuentran alejados de los tendidos de la red eléctrica, lo que ocasiona dificultades para la explotación de los mismos.

Energía solar

La energía solar es el origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad.

Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica (energía solar térmica), y utilizando paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica (energía solar fotovoltaica). Estos procesos son diferentes entre sí en cuanto a su tecnología.

El uso de energía solar conlleva una serie de desventajas. En primer lugar, es una energía intermitente pues está solo disponible durante el día y se ve afectada por la presencia de nubes; en segundo lugar, el nivel de la radiación que efectivamente llega a nivel de la tierra es muy bajo (del orden de 1 kWh_t²⁵ por metro cuadrado). Por último, es una energía que no se encuentra uniformemente distribuida en todo el planeta sino que mayoritariamente se encuentra entre la latitud 30° norte y 30° sur.

La energía solar térmica puede utilizarse en forma pasiva o en forma activa. El uso en forma pasiva refiere a contemplar elementos en el diseño de edificaciones de forma tal que se

23 Energía eléctrica generada a nivel mundial 1971 TWh (Dato año 2007, Key World Statistics 2009, IEA) - Energía eléctrica generada a partir de energía eólica 206 TWh (Dato año 2007, Global Wind Energy Council)

24 Cociente entre la energía generada anualmente y la energía máxima generable anualmente

25 kWh_t refiere a kWh térmico

aproveche la energía solar para calefacción e iluminación. Muchas veces este tipo de uso de la energía solar, que no aparece contemplada en las estadísticas de energía, se interpreta como posibilidades de ahorro de energía del lado de la demanda. El uso en forma activa refiere a la instalación de colectores solares para calentamiento de agua y calefacción entre otros. Actualmente, el uso más difundido de la energía solar térmica es para calentamiento de agua para uso residencial en edificios o en instalaciones comerciales que tengan un uso importante de agua caliente (establecimientos con piscinas, por ejemplo). La eficiencia de este tipo de sistemas puede llegar a valores del 40%. Este valor, que está asociado directamente al equipo y su instalación luego se verá afectado por el nivel de radiación solar disponible en el lugar de su instalación, lo que terminará repercutiendo en el costo del kWh_t de cada proyecto.

En el mundo existen instalados cerca de 140 millones de m² de colectores solares y esta cifra crece en el orden de 10 millones de m² adicionales por año. China es el país con mayor capacidad instalada, un tercio del total mundial. Otros países líderes en esta forma de aprovechamiento son Estados Unidos, Canadá, Australia, Japón y en Europa, Alemania, Grecia y Austria (Cédric 2005)

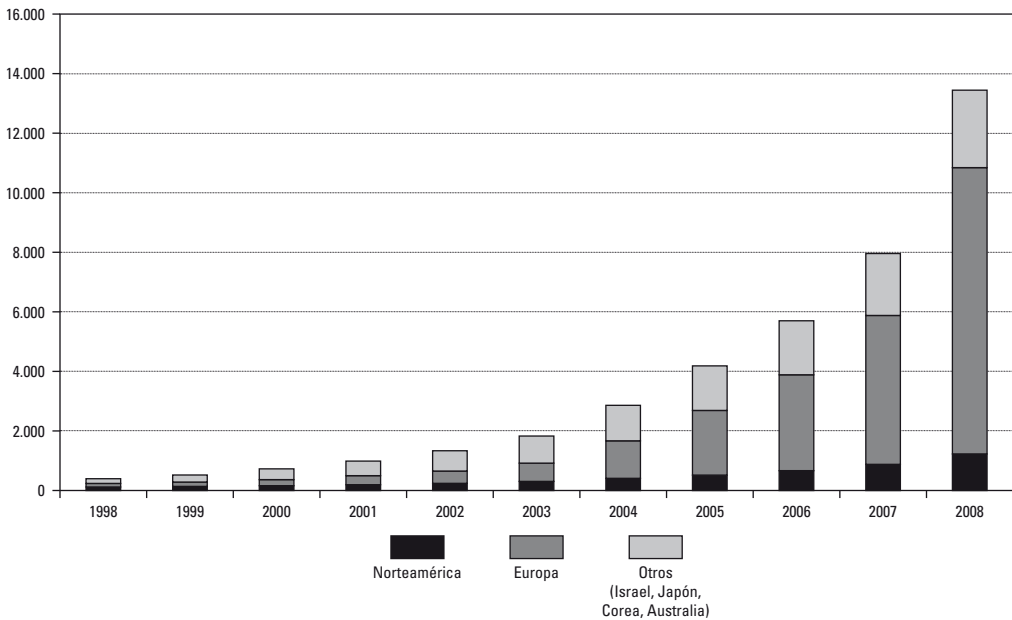
Existe otro uso de la energía solar térmica a través del cual se puede generar energía eléctrica partiendo del calentamiento de agua. En este tipo de sistemas la luz recibida del sol es concentrada a través de espejos parabólicos²⁶ en un receptor que calienta un fluido el cual luego es utilizado para producir vapor. A partir de allí el sistema funciona de la misma forma que en un generador térmico convencional. Este uso de la energía solar térmica se encuentra mucho menos difundido que el primero y está asociado más que nada a emprendimientos demostrativos bajo regímenes de incentivo impositivo importante. El uso de estos sistemas es adecuado para lugares con alto nivel de radiación solar directa. Por otro lado, al ser sistemas de generación con una fase térmica, constituyen sistemas de energía renovables que, a diferencia de un sistema eólico, su puesta en servicio puede ser decidida por el operador de acuerdo a la variación de la demanda ya sea almacenando calor o combinando su funcionamiento con combustibles fósiles (utilizando las mismas turbinas, generadores de vapor y generadores) de manera de suplir las variaciones de energía solar.

Como se mencionó anteriormente, la energía solar puede transformarse en energía eléctrica directamente a través de la instalación de paneles fotovoltaicos. Este tipo de aprovechamiento ha tenido históricamente un uso muy difundido en sistemas aislados de la red eléctrica, y ha combinado su utilización con bancos de baterías como elemento acumulador de energía. Actualmente está creciendo el número de aplicaciones en sistemas conectados a la red eléctrica, lo cual disminuye los costos del sistema global al prescindir de elementos de acumulación. Aun así el costo continúa siendo una limitante importante para el desarrollo de esta forma de aprovechamiento de la energía solar.

De todas formas, como puede observarse en el gráfico que sigue, los sistemas de energía solar fotovoltaica han crecido muy rápidamente en los últimos años (la capacidad instalada se ha duplicado en promedio cada dos años desde 1998). El crecimiento de la capacidad instalada registrado en el 2008 fue del 69%.

26 Existen otras tecnologías en desarrollo pero la utilización de espejos parabólicos ha sido la más difundida

Gráfico 41: Capacidad instalada en paneles fotovoltaicos (MW)



Fuente: elaboración propia, datos IEA, EPIA y EurObserver – 2007, 2008

De acuerdo a la potencia instalada, el país líder es Alemania (5,5GW – 40.9% del total instalado) seguido por España, Japón y Estados Unidos (3,3 GW, 2,1 GW y 1,2 GW respectivamente).

Energía geotérmica

La energía geotérmica es la energía que puede ser obtenida mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. Parte del calor interno de la Tierra (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y por tanto, servir para accionar turbinas eléctricas o para calefaccionar.

Energía mareomotriz

La energía mareomotriz se debe a las fuerzas gravitatorias entre la Luna, la Tierra y el Sol, que originan las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa entre estos tres astros. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse en lugares estratégicos como golfos, bahías o estuarios utilizando turbinas hidráulicas que se interponen en el movimiento natural de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable.

Biomasa y biocombustibles

La biomasa se considera una fuente de energía renovable en tanto se pueda continuar cultivando los vegetales que la producen. Para obtener energía de la biomasa es necesario quemarla, esto es, a través de un proceso de combustión. Se puede aprovechar la energía contenida en la leña quemándola directamente y obteniendo calor, o puede requerirse una transformación previa, como en el caso de los biocombustibles. El alcohol utilizado como fuente de energía en un motor de combustión interna, se obtiene de la destilación de los jugos fermentados de ciertos vegetales. El biodiesel usado para la combustión dentro de un motor diesel se obtiene mediante una reacción química (transesterificación) a partir de aceites obtenidos de las semillas oleaginosas de algunos vegetales.

Al igual que con las fuentes de energía de origen fósil, la combustión de la biomasa emite dióxido de carbono, gas de efecto invernadero. Se consideran más limpias que sus equivalentes fósiles, porque teóricamente el dióxido de carbono emitido en la combustión ha sido previamente absorbido al transformarse en materia orgánica mediante el proceso de fotosíntesis.

Todo vegetal almacena el carbono del dióxido de carbono, formando su masa con él y liberando oxígeno mientras crece. En la combustión vuelve a combinar el carbono, que ahora forma parte de su biomasa, con el oxígeno, formando de nuevo dióxido de carbono (CO_2). El ciclo cerrado arrojaría un saldo nulo de emisiones de CO_2 , al quedar las emisiones fruto de la combustión fijadas por nueva biomasa en crecimiento. Aunque también provienen de biomasa, los combustibles fósiles se consideran no renovables debido a que se requieren millones de años para que vuelva a formarse. Hace muchísimos años fijaron el carbono formando su biomasa pero no pueden cerrar el ciclo en nuestra escala de tiempo.

En la práctica el ciclo de la biomasa no siempre es cerrado, ya que se emplea energía contaminante en la siembra, en la recolección, en la transformación y en el transporte, por lo que el balance puede resultar negativo. Por otra parte, la biomasa aun siendo renovable, no es realmente inagotable. Existen dudas sobre la capacidad de la agricultura para proporcionar la cantidad de vegetales necesaria si esta fuente se populariza, así como sobre su relación con el precio de los alimentos.

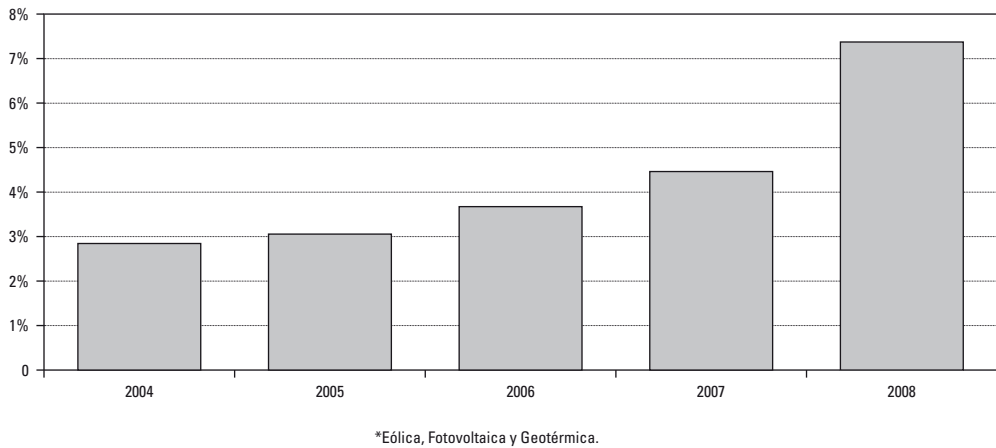
Situación actual de las fuentes de energía renovables

A pesar de las altas tasas de crecimiento, las energías renovables todavía representan solamente una parte pequeña del consumo global de energía.

A nivel mundial se releva el empleo de fuentes de energía renovables únicamente para la generación de energía eléctrica y para el transporte (biocombustibles). Quedan excluidos otros usos, como por ejemplo los molinos utilizados para mover agua o para moler granos así como los colectores solares para calentamiento de agua.

Las fuentes renovables desempeñan un papel cada vez más importante en algunos países y contribuyen significativamente al crecimiento de la producción eléctrica. Por ejemplo, la generación de energía eólica representa una parte significativa de la producción eléctrica total en Dinamarca (alrededor de 20%), en España (11%) y en Alemania (7%). En El Salvador el 25% de la energía eléctrica se genera con fuentes geotérmicas y en países como Islandia, Filipinas y Kenia, el 50% de la energía eléctrica.

Gráfico 42: Contribución a la producción eléctrica de renovables



Fuente: BP Statistical Review, junio 2009

Tradicionalmente Europa y Japón lideraron el desarrollo de energías renovables, en parte debido a los incentivos del gobierno, pero en los últimos años EE.UU. y China están realizando inversiones significativas en energía eólica.

Electricidad

La energía eléctrica se genera a partir de la transformación de un tipo de energía que puede ser química, mecánica, térmica o lumínica en energía eléctrica. Esta transformación se realiza en las denominadas *centrales generadoras* que utilizan la energía que se encuentra almacenada en diversas fuentes energéticas. Mediante un determinado proceso, que depende de la fuente energética que se utilice, se genera la energía eléctrica que luego se distribuye a través del tendido de la red eléctrica.

La producción centralizada de energía eléctrica en grandes centrales generadoras se viabiliza al ser posible llevar dicha energía a través de largas distancias en corriente alterna y utilizando transformadores que permiten aumentar y bajar el nivel de la tensión en que se realiza la distribución.

La demanda de energía eléctrica varía a lo largo de todo el día debido a los distintos patrones de consumo de los usuarios de la red (industrial, residencial, comercial) y también a factores climáticos (frío, calor). La generación de energía eléctrica debe seguir esta curva de demanda, aumentando y disminuyendo el suministro cuando es necesario. Esto tiene como consecuencia que durante el transcurso del día deban entrar y salir de funcionamiento distintas centrales.

Las fuentes energéticas que son más utilizadas para la generación de energía eléctrica son: los combustibles fósiles (fuel oil, gas oil, carbón, gas natural, diesel), los combustibles nucleares (uranio), la energía hidroeléctrica, los combustibles derivados de la biomasa (leña, residuos de distintos procesos industriales), la energía contenida en el viento y la energía solar.

El proceso de generación puede ser diferente, dependiendo de la fuente energética utilizada. Se presentan a continuación los detalles generales de las alternativas existentes para la generación de energía eléctrica:

Centrales térmicas o termoeléctricas

Se conoce con el nombre de centrales térmicas a aquellas centrales generadoras de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles como su fuente de generación. De acuerdo al proceso de generación también podrían incluirse como centrales térmicas a aquellas que utilizan biomasa o combustibles nucleares como fuente energética.

Para el correcto funcionamiento de una central, ésta debe poder disponer de combustible para varios días de operación, por lo que se construyen depósitos para el mismo en el predio de la central. Es así que se construyen tanques de almacenamiento para los combustibles derivados del petróleo y para el gas natural mientras que el carbón y la biomasa en general se almacenan en el predio a la intemperie.

En las centrales térmicas, la energía eléctrica se obtiene mediante la quema del combustible utilizado. La quema de ese combustible, que se realiza en una caldera, permite que se caliente un fluido que generalmente es agua, de forma que se genera vapor a alta presión y temperatura, el cual se expande en una turbina de vapor cuyo movimiento hace girar el alternador que genera la electricidad. El vapor luego debe ser enfriado mediante torres de enfriamiento o utilizando un caudal de agua que puede provenir de algún curso de agua cercano a la central. Este tipo de centrales se conoce también como Turbovapor.

Existen también centrales térmicas donde directamente se utilizan los gases de la combustión para mover la turbina. Estas centrales se conocen generalmente como *turbinas a gas*. Debido a que los gases que han pasado por las turbinas conservan temperatura elevada, muchas veces se utilizan para generar vapor. En dichas turbinas, como los gases que han pasado a través de la misma aún tienen una temperatura elevada, muchas veces se utilizan para generar vapor. A este proceso se le conoce como combinación del ciclo y estas centrales usualmente se denominan de *ciclos combinados*.

Centrales térmicas solares

En una central térmica solar los rayos solares se captan mediante espejos que pueden cambiar su orientación y que apuntan a una instalación central donde se calienta un fluido. A partir de allí el funcionamiento es análogo al descrito para las centrales térmicas convencionales.

Centrales hidroeléctricas

En las centrales hidroeléctricas se aprovecha la energía potencial del agua embalsada en una presa que se encuentra a una altura superior con respecto a donde se ubican las turbinas. El agua mueve los álabes de las turbinas y este movimiento es el que se transmite al alternador donde se genera la energía eléctrica.

El volumen de energía en estas centrales depende de la diferencia de altura entre el embalse y el río aguas abajo de la central, así como de la disponibilidad del agua que está sujeta al régimen de precipitaciones que se registre en la cuenca que alimenta a la central.

Existen también desarrollos incipientes para el aprovechamiento de la energía del agua disponible en las olas del mar (undimotriz) y en el flujo de las mareas (mareomotriz).

Centrales eólicas

En las centrales eólicas la energía eléctrica se obtiene mediante el aprovechamiento de la energía cinética del viento. A través de molinos eólicos o aerogeneradores esta energía cinética es transformada a través de las palas de los molinos en energía mecánica de rotación que hace girar el rotor de un generador eléctrico.

La utilización del viento para generar energía eléctrica constituye una opción renovable, limpia y que no contribuye al efecto invernadero pero presenta una gran desventaja que es su aleatoriedad tal como se mencionó anteriormente

Centrales solares fotovoltaicas

En las centrales solares fotovoltaicas la energía eléctrica se genera directamente de los paneles solares fotovoltaicos. En estos paneles solares fotovoltaicos están constituidos por múltiples celdas que convierten la luz en energía eléctrica de corriente continua. Esta corriente continua puede ser utilizada para cargar baterías o directamente a través de dispositivos electrónicos puede ser transformada en corriente alterna.

La tecnología para las Centrales Solares Fotovoltaicas está en un nivel de desarrollo donde aún constituye una opción muy poco económica para la generación de electricidad.

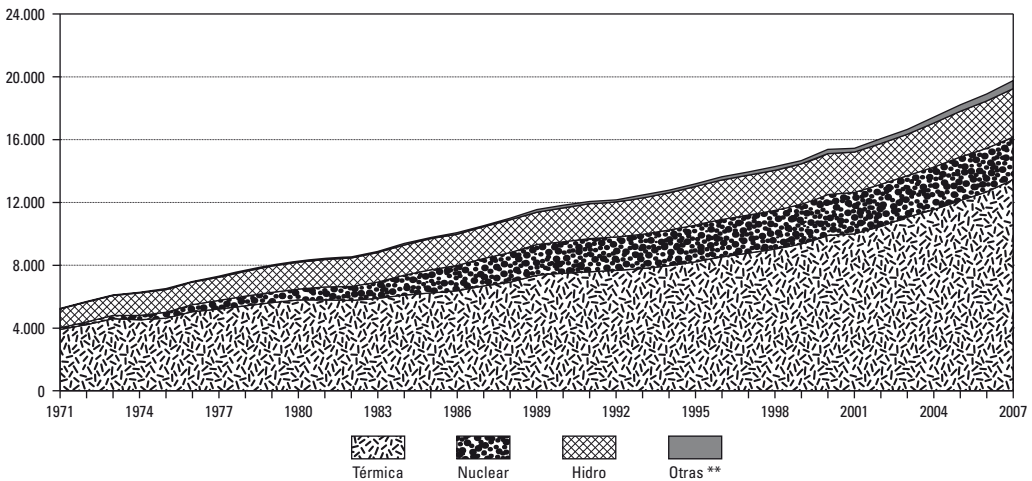
Motores reciprocantes

Los motores reciprocantes (motores a pistón) funcionan alimentándose a partir de gas natural, gas oil o diesel cuyo funcionamiento se utiliza para mover un pequeño generador de energía eléctrica.

Panorama mundial de la electricidad

En los últimos 35 años la generación de energía eléctrica en el mundo se triplicó, fundamentalmente a través de la generación térmica y la nuclear.

Gráfico 43: Evolución de la generación de energía eléctrica (TWh)



Fuente: Key World Energy Statistics 2009, International Energy Agency.

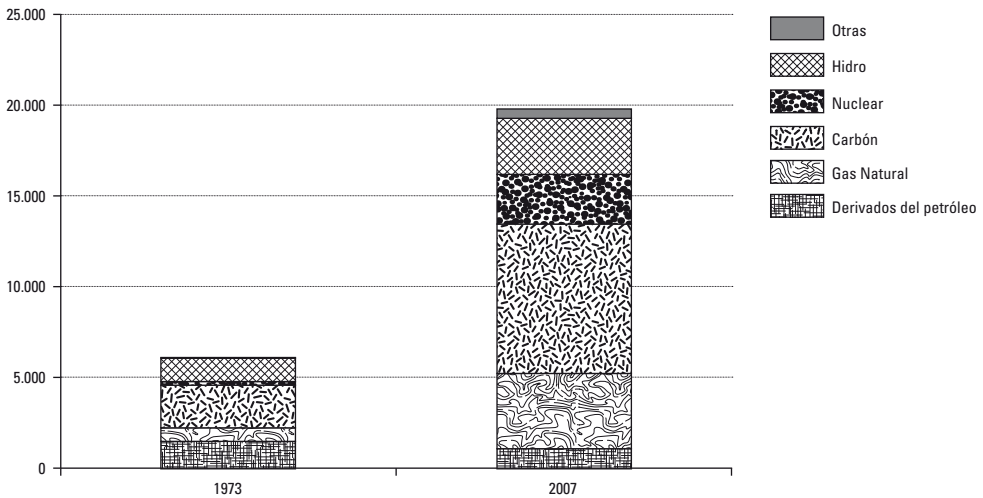
Los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica de origen térmico son el petróleo (en sus formas derivadas de gas oil y fuel oil), el carbón y el gas natural, todos ellos combustibles no renovables.

La fuente renovable con uso más extendido para la generación de energía eléctrica ha sido y aún es la energía hidroeléctrica.

Tal como explicamos anteriormente en los últimos años, se ha dado mucho impulso al desarrollo de las energías renovables como la energía eólica, la energía solar y la biomasa, en general llamadas energías renovables no convencionales, para la generación de energía eléctrica. El crecimiento que se ha registrado de este tipo de aprovechamientos ha sido muy importante como se ha señalado en las secciones anteriores, pero de todas formas no llegan a constituir un porcentaje importante cuando se analiza el total de la energía eléctrica generada anualmente.

Es así que para el año 2007 la generación a partir de fuentes de energía no renovables (petróleo, gas natural, carbón y nuclear) representó el 82% de la electricidad en el mundo, mientras que las energías renovables no convencionales representaron el 2,6% del total²⁷.

Gráfico 44: Generación de energía eléctrica por tipo de combustible (TWh)



Fuente: elaboración propia, datos de Key World Energy Statistics 2009, IEA

Si se analiza la evolución entre 1973 y 2007 de la participación de las distintas fuentes en la generación de energía eléctrica, se puede observar que el petróleo y la energía hidráulica son los que han perdido más participación, mientras que la energía nuclear ha sido la que más ha ganado en participación porcentual, seguida del gas natural y luego el carbón. La importancia del gas natural y la energía nuclear en la generación constituyen avances en cuanto a la “generación limpia”, no obstante los problemas que la segunda presenta, desde el punto de vista del destino de los residuos y otros aspectos ya analizados

De todas formas, de acuerdo a la composición del año 2007, el carbón es el combustible que más se utiliza para la generación de energía eléctrica, seguido del gas natural. Esto obedece a razones de disponibilidad del recurso en el largo plazo así como a las variaciones de

27 El 2,6% incluye energía geotérmica, solar, viento, combustibles renovables, residuos y calor.

precio que han presentado los distintos combustibles. En el caso del gas natural, además de las razones mencionadas, el incremento de su participación en la generación de energía eléctrica obedece a los bajos costos de inversión que presentan las turbinas de gas, la alta eficiencia que puede obtenerse con los ciclos combinados, el corto tiempo asociado a estos proyectos y también, aunque en menor medida, a que representan alternativas de menor impacto ambiental que la generación a partir de carbón o de derivados del petróleo.

Precisamente, la permanencia del carbón como principal fuente de generación representa un desafío medioambiental, dado que tiene efectos contaminantes más severos que las otras formas de generación, más allá de las mejoras técnicas introducidas en los últimos años y de las promesas de avances en técnicas de “secuestro” de carbono.

TERCERA PARTE:

La Matriz Energética Nacional

III. Matriz Energética Nacional

III.1. Los actores de la matriz energética nacional

La descripción de la matriz energética nacional de las siguientes secciones presupone el conocimiento de los distintos actores y del marco legal que inciden en la consolidación o transformación de dicha matriz. Las transformaciones en curso y futuras serán impulsadas o frenadas por grupos de interés que conforman la sociedad, muchos de los cuales hay que entenderlos en sus vínculos con otros agentes que actúan en escala transnacional.

Por ello iniciamos esta parte del informe con un “mapa de actores” involucrados en el desarrollo actual de la matriz energética nacional, señalando algunas de sus características básicas y, cuando resulta pertinente, algunos de sus cometidos en materia de política energética.²⁸

La selección de estos actores se basa en la definición de los mismos como sujetos colectivos que tienen alguna incidencia directa sobre alguno de los aspectos de la matriz energética, sea como oferentes y/o demandantes de energía, oferentes o demandantes de sistemas tecnológicos y conocimiento, o por su influencia en la opinión pública a través del activismo de base ideológica.

Este mapa de actores presenta un análisis de nivel más general de todo el sector energético en el país y luego se considera a nivel de sub – sectores según el tipo de fuente energética: sector eléctrico, combustibles líquidos, gas natural y otras energías. Los actores del nivel más general no se vuelven a mencionar en los sub-sectores, salvo cuando sus funciones o actuación ameritan su identificación particular. A su vez, al interior de cada uno de estos niveles de análisis los actores se agrupan según su ámbito o sector de actuación político-institucional: organismos públicos (incluidas empresas públicas), sociedad civil (gremios, sindicatos, ONG), empresas privadas y academia (universidades y centros de formación técnica).

Sector energético en general

Organismos públicos

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) – Es el representante del Poder Ejecutivo para la formulación, programación, reglamentación, ejecución y control de la política en materia de fuentes de energía y especialmente lo relativo al mejor aprovechamiento de los depósitos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, combustibles fósiles y rocas bituminosas (a partir del año 1974 el Ministerio de Industrias pasa a denominarse Ministerio de Industria y Energía).

Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear – Dentro del MIEM, es la unidad responsable de la proposición y coordinación de la política nacional en materia energética,

²⁸ En la primera parte de este informe ya se mencionaron algunos actores clave de la matriz energética nacional, no obstante es necesario ubicarlos ahora en un panorama más amplio y en vinculación con otros cuando la información accesible lo permita.

tanto en lo referente a los hidrocarburos como a la energía eléctrica. Entre otras funciones se encuentran: i) proponer y coordinar la política nacional en materia energética, tanto en lo referente a hidrocarburos como a energía eléctrica y toda otra fuente de energía alternativa; ii) participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas; iii) proponer mecanismos de protección de los consumidores de productos y servicios energéticos y controlar la efectiva aplicación de los mismos y iv) velar por el cumplimiento de las normas y reglamentaciones vigentes en materia energética²⁹.

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) - Creada en 2002 a partir de la aprobación de la Ley N° 17.598, es un órgano desconcentrado del Poder Ejecutivo, autónomo, que se vincula con él a través del MIEM. Los cometidos que establece la Ley son i) velar por el cumplimiento de las normas sectoriales específicas que correspondan; ii) formular regulaciones en materia de calidad y seguridad; iii) fijar requisitos para la autorización de la prestación con seguridad de determinados servicios y iv) dictar normas y procedimientos de medición y facturación de determinados servicios.

Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) - Dependiente del Poder Ejecutivo, posee competencia en la aprobación del Presupuesto Quinquenal de las empresas del Estado, la aprobación de las inversiones y el nivel de endeudamiento de las empresas. Asimismo, posee competencia en la aprobación de las tarifas de los servicios públicos, en coordinación con el MIEM y el Ministerio de Economía y Finanzas.

Dirección Nacional de Medio Ambiente del MVOTMA – DINAMA. Tiene el control del cumplimiento del marco legal vigente en cuanto a protección del medio ambiente y, entre otros aspectos, se encarga de la evaluación del impacto ambiental de los proyectos energéticos, tanto de privados como del Estado.

Gabinete Energético – Comisión *ad-hoc* que comienza a funcionar desde 2005. Lo integran representantes de UTE, ANCAP, CTMSG (MRREE) y la DNETN (MIEM), siendo esta última el organismo convocante. Tiene como función la articulación de la política energética entre los diversos actores públicos.

Parlamento del Uruguay – Su tarea es proponer y discutir las leyes del país. En el Parlamento existen dos comisiones que se ocupan del área energética. En la Cámara de Senadores actúa la Comisión de Industria, energía, comercio, turismo y servicios. Mientras que en la Cámara de Representantes actúa la Comisión de Industria, energía y minería. A comienzos de 2010 se conformó una Comisión Multipartidaria (integrada por el Frente Amplio, Partido Nacional, Partido Colorado y Partido Independiente) por fuera del Parlamento, que redactó un “Documento de Acuerdo sobre Energía” donde se identifican, analizan y recomiendan “las principales acciones concertadas en materia de energía que contribuyan a generar políticas de Estado y puedan ser tenidas en cuenta por los Gobiernos Nacionales para su implementación ejecutiva en pro del objetivo general perseguido”³⁰.

Sociedad civil

Coordinadora de Sindicatos de la Energía del Uruguay - SAU. Forma parte de la FLAC-TE (Federación Latinoamericana y Caribeña de Trabajadores de la Energía) y de la COSSEM

29 <http://www.miem.gub.uy/portal/hgxxp001?5,6,41,0,S,0,SRC;127;0;623;N;SRC;MNU;E;12;4;MNU>

30 <http://www.partidocolorado.com.uy/descargas/Interpartidaria%20Energia.pdf>

(Coordinadora de Sindicatos del Sector Energético del MERCOSUR). Ha elaborado documentos de discusión hacia una Política Nacional de Energía, enfatizando la necesidad imperiosa del control público del sector.

Centro Uruguayo de Tecnologías Apropriadas - CEUTA. ONG creada en 1985. Tiene como objetivo la difusión, investigación y capacitación en el uso de tecnologías apropiadas, generando alternativas que fortalezcan las comunidades locales integrando aspectos sociales, económicos y ecológicos. Pretende incidir en las políticas públicas nacionales e internacionales. Forma parte de la Red Uruguaya de ONGs ambientalistas.

REDES – AT. ONG ecologista de mediados de los 80, organiza campañas, capacita otras organizaciones envueltas en conflictos socioambientales y produce conocimiento sobre la crisis ecológica. Es integrante del movimiento *Amigos de la Tierra Internacional*.

Asociaciones profesionales – organizaciones gremiales por rama del conocimiento (ie. Ingeniería Química) que en algunos casos han hecho actividades de formación y debate sobre los temas energéticos.

Asociaciones de defensa del consumidor – Reciben reclamos de compradores o usuarios de servicios y canalizan sus demandas a oficinas estatales o sugieren procedimientos legales de demandas judiciales.

Academia

Universidad de la República – UdelaR. La UdelaR forma investigadores y profesionales a nivel nacional para actuar en el sector energético en todas sus dimensiones (ingeniería, economía, química, agronomía, construcción, social etc.).³¹ Existen múltiples convenios de cooperación entre el sector público y la UdelaR en el área temática de la energía.

Universidad de Montevideo – En esta Universidad se creó el Centro de Producción más Limpia que además de investigación, desarrolla un programa de capacitación en Producción más Limpia para empresas.

Universidad Católica Dámaso Antonio Larrañaga – UCU. La UCU cuenta con una Facultad de Ingeniería y Tecnología, con formación en áreas relativas a la ingeniería eléctrica. Además, ha realizado investigación sobre energía y comercio internacional y publicaciones referentes a la energía nuclear.

Agencia Nacional de Investigación e Innovación – ANII. En 2009 realizó un primer llamado del Fondo Sectorial de Energía instrumentado junto con ANCAP, UTE y la DNETN, para la promoción de las actividades de investigación, desarrollo e innovación en el Área de Energía, a través de la financiación de Proyectos de Investigación y Desarrollo.

Empresarios privados

Cámara de Industrias del Uruguay – CIU. Fundada en 1898, agrupa asociaciones y cámaras empresariales dedicadas a las distintas fases del proceso de producción y distribución de energía (ie, Acodike, UPM S.A., AFAEE, ANCAP etc.). Además agremia a asociaciones de empresas industriales, obviamente dependientes de la oferta energética.

31 En 2009 se creó en Facultad de Ingeniería la Maestría en Ingeniería de la Energía, el primer postgrado focalizado en la materia.

Compañías de Servicios Energéticos (ESCOs) –las ESCOs son empresas y consultores que ofrecen servicios para el desarrollo de proyectos de ahorro de energía y aprovechamiento de energías renovables. Hasta el momento se han registrado en el marco del Programa de Eficiencia Energética (MIEM), una media centena de entidades.

Proveedores de insumos y equipamiento para las empresas energéticas (cables, transformadores, cañerías, tanques, surtidores, etc.) y consumidores finales (vehículos, equipos de uso doméstico, etc.). Se trata tanto de empresas multinacionales como nacionales.

Entidades financieras

Las entidades prestadoras de capital han jugado siempre un papel importante a la hora de promover proyectos de inversión en el sector energético. En el presente, dada la magnitud de las inversiones que implican los emprendimientos vinculados a una matriz energética alternativa, este actor adquiere una mayor relevancia. Llama la atención la ausencia de referencias explícitas sobre el mismo en los informes relevados para este estudio.

Sub-sector eléctrico

Organismos públicos

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE. Creada en 1912, es una empresa pública. Su cometido es la prestación del servicio público de electricidad, y está autorizada para generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica.

Comisión Técnico-Mixta de Salto Grande - CTMSG. Ente binacional (Uruguay y Argentina) encargado de la administración del complejo hidroeléctrico localizado en el Salto Grande del río Uruguay. La Comisión fue creada en 1946 y a partir de julio de 1979 inició la generación energética.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME. Persona pública no estatal creada en 1997 (Ley N°16832). Sus cometidos son: i) Operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas y ii) administrar el mercado eléctrico en sus componentes técnico y económico³². Su directorio tiene un presidente designado por el Poder Ejecutivo y representantes de UTE, CTMSG, Grandes Consumidores y Generadores Privados.

Oficina de Planeamiento y Presupuesto - OPP. A través de la Dirección de Proyectos de Desarrollo (DI.PRO.DE) participa junto con otros organismos públicos en iniciativas vinculadas a la electrificación.³³

Otras entidades – El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, el Ministerio de Transporte y Obras Públicas, el Consejo Directivo Central de la Educación Pública y sus desconcentrados, MEVIR y ANTEL, entre otros, han participado de diversas formas en los programas de electrificación y eficiencia energética impulsados por la empresa

32 <http://www.adme.com.uy/normativa/pdf/leyes/ley16832.pdf>

33 Por ejemplo: Proyecto alumbrado público (en conjunto con DNETE y UTE). Programa de apoyo al sector productivo - Programa de electrificación rural / Programa de electrificación de centros poblados rurales (UTE, MGAP, MEVIR, ACArroz, IIMM).

UTE y el MIEM. También el Ministerio de Relaciones Exteriores ha tenido un papel relevante en las negociaciones con Brasil y en el MERCOSUR para posibilitar la interconexión eléctrica con el vecino norteño.

Sociedad civil

Agrupación UTE - AUTE – Fundado el 4 de abril de 1949, es la organización sindical de trabajadores y funcionarios de la empresa pública.

Asociación de Generadores Privados de Energía Eléctrica - AGUPEE – Se crea aproximadamente en el año 2002, cuando la creación de ADME y participa en el debate público cuando las primeras licitaciones de UTE para la compra de energía producida por privados.

Asociación de Grandes Consumidores de Energía Industrial - AGCEI. Creada en 1991 para mejorar la competitividad de las industrias que consumen cantidades mayores de electricidad y gas natural. La mayor preocupación de esta organización es bajar el costo de la energía provista, principalmente, por UTE y las empresas de gas natural.³⁴

Asociación Uruguaya de Energía Eólica – AudEE. Fundada en 2009, sus objetivos están orientados a incentivar la participación de la eólica en la matriz energética nacional.

Asociación de fabricantes de artículos eléctricos y electrónicos y gasodomésticos] – AFAEE. Fundada en 1958, integra la CIU y es co-fundadora de la Asociación Latinoamericana de la Industria eléctrica y electrónica (ALAINEE).

Empresarios privados

UPM – Uruguay (ex Botnia) Es una mega-planta de producción de celulosa, la primera generadora privada de energía eléctrica desde 2008, que además de su autoconsumo vuelca a la red el excedente. Por su escala es en sí misma un agente privado relevante en el sector eléctrico.

Cámara de Comercio y Servicios del Uruguay – Agrupa empresas comercializadoras de artefactos eléctricos – Importadores, distribuidores y comerciantes.

Empresas financieras. Santander y BROU vendieron en 2009 obligaciones negociables de UTE por 10 millones de dólares por parte de medianos ahorristas que podían adquirirlas en un rango que iba entre 10 mil y 50 mil dólares. También existe un Fideicomiso de Eficiencia Energética, con fondos GEF y gestionado por la Corporación Nacional para el Desarrollo en el marco del proyecto Eficiencia Energética; los bancos BANDES y BROU han firmado convenios para actuar como instituciones financieras administradoras del crédito.

Academia

Universidad de la República – UdelaR. En el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería existe una muy importante acumulación académica y una gran experiencia en la ejecución de proyectos de relacionamiento con el medio en la materia. Especialmente debe destacarse los estudios sobre energía eólica y la implementación de las primeras experiencias de campo.

³⁴ *Consumidores libres* – Es una categoría formal, reconocida en la norma vigente. Se refiere a empresas que pueden comprar energía directamente en el mercado spot. Los potenciales consumidores libres se encuentran dentro de los hoy denominados *grandes consumidores*.

Universidad Católica Dámaso Antonio Larrañaga – UCU. La UCU cuenta con una Facultad de Ingeniería y Tecnología, con formación en áreas relativas a la ingeniería eléctrica.

Universidad del Trabajo del Uruguay – UTU (Consejo de Educación Técnico – Profesional) – Otorga títulos en Ingeniero Tecnológico en Electrotecnia y Electrónica.

Sub-sector combustibles líquidos

Organismos públicos

ANCAP - Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland. Ente autónomo creado por la Ley 8.764 de octubre de 1931 con el cometido, entre otros, de administrar el monopolio de la importación, refinación y comercialización de petróleo y sus derivados.

Ministerio de transporte y Obras Públicas – MTOP. Entre sus funciones se encuentra la formulación de las políticas de transporte, lo que impacta inevitablemente sobre la política energética.

Intendencias Departamentales. Por su incidencia en la regulación del transporte colectivo urbano y su papel en los procesos de renovación de las flotas respectivas los gobiernos departamentales son actores relevantes en todo el territorio.

Sociedad civil

Agrupación ANCAP (Ex Federación ANCAP). Organización gremial que agrupa a los trabajadores sindicalizados de ANCAP, atendiendo las reivindicaciones de los trabajadores y realizando propuestas programáticas en relación a la gestión del Organismo.

UNVENU - Unión de Vendedores de Nafta de Uruguay. Organización gremial de los propietarios y concesionarios de Estaciones de Servicio (“estacioneros”), vendedoras de naftas, gasoil y querosene.

Cámara uruguaya de gas licuado – Miembro de la CIU. La integran Acodike, DUCSA, Gasur, Megal y Riogas.

Centro de Recargadores de Supergás. Organización gremial que agrupa las empresas dedicadas a la recarga de GLP en microgarrafas (envases de 3 kg)

Gremiales del transporte colectivo de pasajeros y transporte de carga (COPRATA, ANETRA, ITPC, etc.)

Empresas privadas

DUCSA - Distribuidora ANCAP S.A. Sociedad anónima de capitales públicos integrada por ANCAP (99%) y la CND (1%) con la finalidad de distribuir combustibles líquidos. Realiza la distribución a las 298 Estaciones de Servicio del sello ANCAP, distribuye Supergás (GLP) envasado en garrafas de 13 kg y en cilindros de 45 kg.

ESSO – Distribuye combustibles a las 110 Estaciones de Servicio de su sello.

Petrobras S.A. – Distribuye combustibles a las 90 Estaciones de Servicio de su sello.

DIKAMSA – Empresa distribuidora de querosene.

GASUR - Gas Uruguay S.A. Sociedad anónima integrada por ANCAP con el 40% del paquete accionario, Acodike S.A. con el 30% y Riogas S.A. con el 30%. Desarrolla las actividades de envasado de Supergás en todo tipo de recipientes portátiles para DUCSA, Acodike y Riogas y la de distribución de GLP a granel para grandes consumidores.

Acodike S.A. Distribuidor de GLP envasado y a granel. Opera una de las dos Plantas de Envasado, propiedad de ANCAP, mediante un contrato con Gasur (Envasador).

Riogas S.A. Distribuidor de GLP envasado y a granel. Opera la otra Planta de Envasado, propiedad de ANCAP, mediante un contrato con Gasur (Envasador).

Megal S.A. Distribuidor de GLP envasado. Posee una planta de envasado de su propiedad.

ALUR S.A. - Alcoholes del Uruguay S.A. Empresa privada integrada por ANCAP con el 90% del capital accionario y por PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) con el 10% restante. Desde febrero de 2006, ALUR se encuentra desarrollando un proyecto de producción de etanol deshidratado en base a caña de azúcar. También está produciendo biodiesel en base a oleaginosas.

Empresas propietarias de Estaciones de Servicio y puestos de distribución de Supergás. Salvo unas pocas Estaciones de Servicio que tienen un fin social y son propiedad de ANCAP, el resto pertenece a privados. Los puestos de distribución de Supergás son de propiedad privada.

Sub-sector gas natural

Organismos públicos

ANCAP – Tiene la concesión del transporte de gas natural por el Gasoducto del Litoral que une la provincia de Entre Ríos (Argentina) con la ciudad de Paysandú. Este gasoducto, en funcionamiento desde 1998, abastece un área industrial de Paysandú y residencias de la ciudad a través de CONECTA S.A. de la cual ANCAP tiene el 45% del paquete accionario. También ANCAP participa con el 20% de acciones del Gasoducto Cruz del Sur.

Empresas privadas

Gasoducto Cruz del Sur – Consorcio que transporte el gas natural desde la República Argentina a través del gasoducto Buenos Aires – Montevideo que abastece todo el litoral sur (departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo). El consorcio está integrado por British Gas (40%) - Panamerican Energy (30%) - ANCAP (20%) y Wintershall (10%) en régimen de concesión de obra pública por un plazo de 15 años.

Distribuidora de Gas de Montevideo SA- Grupo Petrobrás [Petrobrás Energía S.A.] Tiene la concesión para distribución del gas natural en el Departamento de Montevideo.

CONECTA S.A. Distribuidora de gas por cañería en todo el país, excepto Montevideo. Está conformada por Petrobrás Energía S.A. (55%) y ANCAP (45%).³⁵

Dinarel S.A. – Empresa comercializadora de gas natural.

Asociación de Grandes Consumidores de Energía Industrial – AGCEI (ver sub - sector eléctrico)

35 Al presente hay distribución en Paysandú y en Ciudad de la Costa (Canelones)

Otros sub-sectores energéticos

Energía Solar Térmica

Mesa Solar - Espacio multisectorial para la promoción de la energía solar térmica en el Uruguay. Su objetivo es viabilizar esta forma de energía promoviendo la creación de instrumentos que impulsen su desarrollo y coordinando acciones entre los actores vinculados a la temática. La misma está integrada por instituciones públicas, y organizaciones gremiales vinculadas al tema, así como empresas privadas y consultores. La secretaría ejecutiva está en manos del CEUTA. Entre los logros de la MS se menciona la promulgación de la Ley de Energía Solar Térmica (N° 18.585) (18/9/2009).

Conclusiones del mapa de actores

Algunas reflexiones primarias a partir de esta descripción de actores del sector energético en Uruguay son:

La presencia de organismos y empresas públicas es muy significativa. En Uruguay, como ya fue dicho, la reforma del sector energético de la década del '90 y el proceso de privatización del Estado no impactó de forma directa en las principales empresas públicas del sector.

ANCAP aparece como actor relevante de primer orden a nivel empresarial, por su transversalidad en casi todos los sub-sectores de la energía. Incluso en el sub-sector eléctrico, donde no tiene actuación directa, es el proveedor de combustibles para el funcionamiento de las centrales térmicas.

Las organizaciones sociales (agrupaciones no empresariales ni estatales) con cierto peso en el debate público son por un lado, aquellas que se han gestado en virtud de su preocupación por lo ambiental y por otro lado los sindicatos

Los sindicatos de trabajadores de las empresas públicas energéticas aparecen como actores relevantes en el debate público

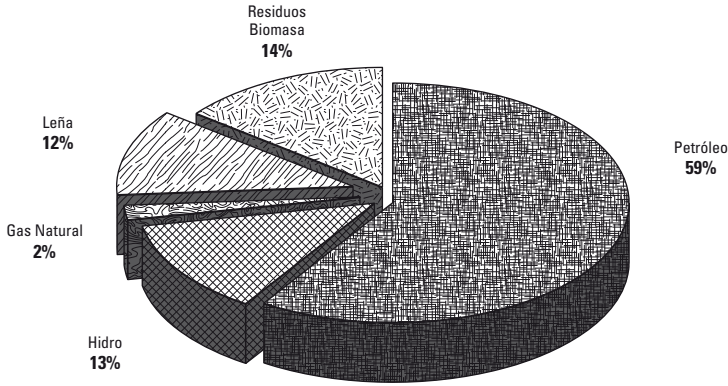
Las empresas privadas tienen su peso tradicional, fundamentalmente, del lado de la demanda como consumidores, aunque han surgido nuevos actores a nivel de la generación y transporte de la energía.

III.2. Oferta primaria de energía

La oferta de energía en el Uruguay es escasamente diversificada, con una fuerte dependencia del petróleo y de la energía hidroeléctrica. Las variaciones que año a año se dan en la hidraulicidad disponible, resultan en una mayor o menor participación del petróleo crudo en la oferta energética. Así, en años de buena hidraulicidad, la hidroenergía ha llegado a cubrir nuestra demanda interna de energía eléctrica e incluso se ha exportado a países vecinos. Sin embargo, en años de baja hidraulicidad se debe recurrir a las centrales de generación térmica que utilizan derivados del petróleo, como el gas oil y el fuel oil, lo cual incrementa notablemente la participación del petróleo crudo en la oferta de energía.

Durante el año 2008 las fuentes de energía importadas representaron el 61% de la oferta, 59% de petróleo y 2% de gas natural, y las energías autóctonas (hidroenergía, leña y residuos de biomasa) sumaron el 39% restante:

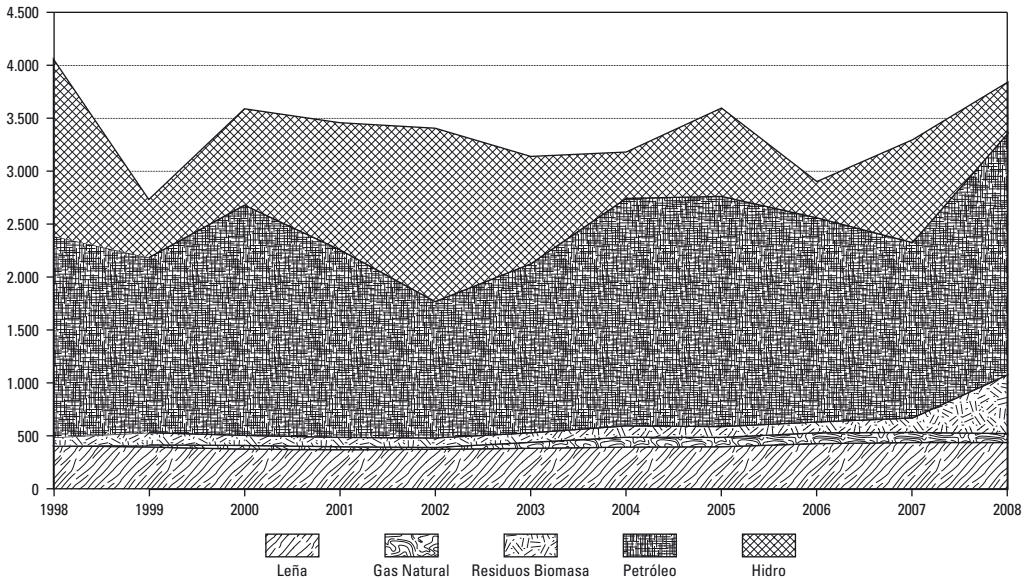
Gráfico 45: Oferta energética primaria año 2008



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Si se analiza la evolución de la oferta de energía primaria de los últimos años, se observa que las fluctuaciones dependen básicamente de las condiciones hidrológicas anuales, que van en sentido contrario al abastecimiento de petróleo.

Gráfico 46: Evolución de la oferta energética primaria (ktep)



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Es de resaltar el notable incremento de la oferta energética a partir de residuos de biomasa de los últimos dos años. Desde hace años la participación de la biomasa en la oferta de energía se mantenía estable en el entorno de un 3%. Luego del inicio de la operativa de la

empresa UPM - Botnia, se comienza a generar energía a partir del licor negro, residuo de la industrialización de la pasta de celulosa, con lo cual la oferta de energía a partir de residuos de biomasa alcanza en el 2008 el 14% de participación.³⁶

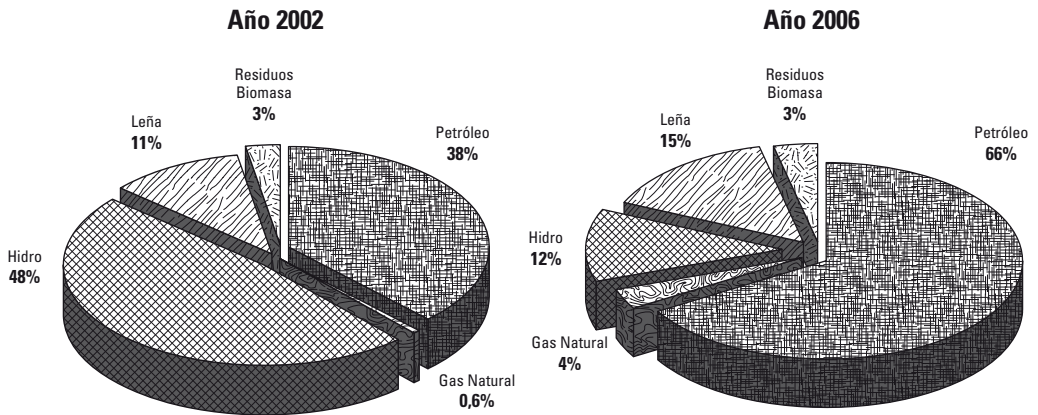
Otro aspecto a destacar es que en el año 2008 se incorpora la energía eólica para la generación de energía eléctrica, con una pequeña participación, pero con perspectivas de incrementarse con varios proyectos.

La leña mantiene una participación importante con valores del mismo orden desde hace años. Los organismos internacionales, como la IEA, presentan los datos sobre la leña y los residuos de biomasa agrupados y el promedio mundial de participación en la oferta de energía para el último año relevado es del 9,8%. La participación en nuestro país es muy superior y asciende a un 26% de la oferta energética (entre leña y residuos de biomasa).

En un año con buenas condiciones hidrológicas, como el año 2002, la energía importada (petróleo) representó un 38% de la oferta. Sin embargo en un año como el 2006 se alcanzó a importar un 70% de la energía (petróleo y gas natural).

La participación del gas natural en la matriz energética nacional es prácticamente marginal (2 a 3% de la oferta de energía). El ingreso del gas natural desde Argentina se concretó a fines del año 1998 a partir de la entrada en operación del Gasoducto del Litoral (Paysandú-Entre Ríos) y posteriormente, en el año 2002, con la entrada en operación del Gasoducto Cruz del Sur (Buenos Aires-Montevideo).

Gráfico 47: Oferta energética primaria



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

Si bien se previó que a partir del ingreso del gas natural se daría un fuerte proceso de sustitución del consumo de otras fuentes de energía, particularmente a nivel residencial e industrial y para las centrales de generación eléctrica, el grado de penetración de esta fuente en el mercado es reducido. Esto obedece, entre otros factores, a que el nivel de precios relativos del gas natural no es competitivo con el precio de los sustitutos energéticos. Por otra parte, a partir de la crisis energética del año 2004, las restricciones impuestas por Argentina a las expor-

36 Esta práctica de la autogeneración a partir de biomasa puede ampliarse en el futuro asociada al modelo agroindustrial de la celulosa.

taciones de gas y las dificultades para acceder a las reservas de Bolivia, han dado lugar a un problema de disponibilidad de este energético, lo que condiciona el desarrollo del mercado.

En resumen, la composición del abastecimiento energético de Uruguay se caracteriza por un alto grado de dependencia del abastecimiento externo, particularmente de petróleo y gas natural y, dependiendo de las condiciones de hidraulicidad anual, también de la energía eléctrica importada.

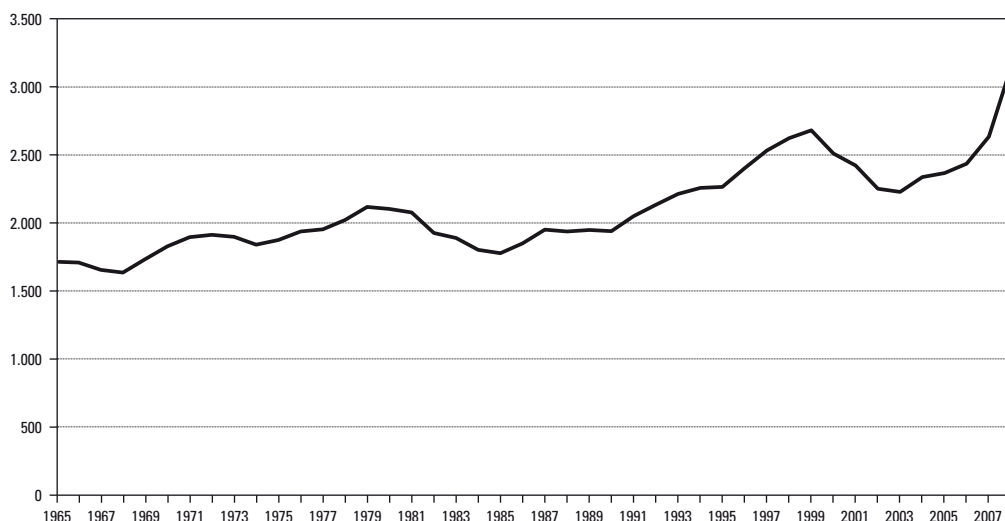
III.3. Consumo final de energía

El consumo final de energía de Uruguay alcanzó en el año 2008 los 3.024 ktep (kilo toneladas equivalentes de petróleo), valor nunca antes alcanzado. En el último año se registró un incremento cercano al 20% en el consumo de energía que se atribuye básicamente al consumo de residuos de biomasa y al inicio de la operativa de la planta de celulosa de UPM - Botnia. El consumo de los residuos de biomasa se incrementó en el último año un 500%.

La evolución del consumo de energía en los últimos años evidencia un crecimiento sostenido hasta el año 1999, acompañando la evolución del nivel de actividad económica. A partir del año 2000 se observa una fuerte reducción en el consumo de energía, alcanzando para el período 2000 – 2003 a un 17%, como consecuencia de la fuerte caída en la actividad económica.

A partir del año 2004, asociado a la salida de la crisis y la recuperación de la economía, el consumo final de energía registra un crecimiento sostenido y hacia el final del período, un gran salto vinculado nuevamente a la actividad industrial de UPM - Botnia.

Gráfico 48: Consumo final de energía (ktep) 1965-2008



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNE

En lo que respecta a los factores que explican el crecimiento del consumo final de energía, hasta el año 2000 este crecimiento estuvo impulsado por la expansión de la demanda de energía eléctrica (5,3% anual acumulado durante el período 1990-2000) y el consumo de

derivados del petróleo (3,5% anual acumulado), en este último caso asociado al desarrollo del sector transporte.

A partir de los últimos años, el crecimiento de la demanda de energía está vinculado a la evolución de la demanda de energía eléctrica (5,5% anual durante el período 2004-2008, y un incremento del 9% durante el 2008 que se relaciona fundamentalmente con la entrada en operación de la planta de UPM - Botnia), seguido en importancia por la evolución del consumo de derivados de petróleo (3,2% anual durante el mismo período) y el consumo de leña (2,6% anual acumulado durante el período considerado). En este último caso, el aumento en el precio de los derivados del petróleo vinculado al aumento en el precio internacional del petróleo, unido a los problemas de disponibilidad y precio de gas natural de Argentina a partir de la crisis energética del año 2004, determinaron un proceso de sustitución de fuel oil y gas natural por leña a nivel industrial.

Resulta importante en este punto detenerse en el análisis del incremento de la demanda de energía eléctrica. Para tener un panorama claro de la situación, se debe separar la demanda del servicio público de electricidad de la demanda de electricidad para autoconsumo.

En el cuadro que sigue se presenta el consumo de electricidad anual. Se ha calculado el consumo del servicio público³⁷ y se ha presentado por separado el consumo de electricidad asociado a autoproducción. Allí se aprecia claramente que el consumo de autoproducción se ha mantenido prácticamente constante en el período entre el año 2000 y el 2006 y ha presentado variaciones muy importantes en los años 2007 y 2008 que se vinculan con la puesta en funcionamiento de la planta de UPM - Botnia.

Cuadro 7: Consumo de electricidad anual (valores en ktep)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Servicio público	557.7	555.5	532.2	516.7	547.9	566.6	577.2	613.7	613.3
Autoproducción	3.6	3.5	3.7	3.6	3.6	3.6	4.6	12.3	75.3
Total	561.3	559.0	535.9	520.3	551.5	570.2	581.8	626.0	688.6

Fuente: elaboración propia, datos de Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Si a partir de estos datos de energía se determinan los porcentajes de incremento anual que ha tenido tanto el consumo destinado a servicio público así como el de autoproducción, se observan las siguientes tasas de crecimiento:

Cuadro 8: Consumo de electricidad- Incrementos porcentuales anuales

	2000 - 2001	2001 - 2002	2002 - 2003	2003 - 2004	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008
Servicio público	-0.4	-4.2	-2.9	6.0	3.4	1.9	6.3	-0.1	613.3
Autoproducción	-2.8	5.7	-2.7	0.0	0.0	27.8	167.4	512.2	75.3
Total	-0.4	-4.1	-2.9	6.0	3.4	2.0	7.6	10.0	688.6

Fuente: elaboración propia, datos de Balance Energético Nacional 2008, DNETN

³⁷ Los valores para el consumo de electricidad de Servicio Público se calcularon a partir de los datos de generación de las distintas fuentes a los que se sumó la energía eléctrica importada y se restó la energía eléctrica exportada y las pérdidas en los centros de transformación secundarios más los ajustes.

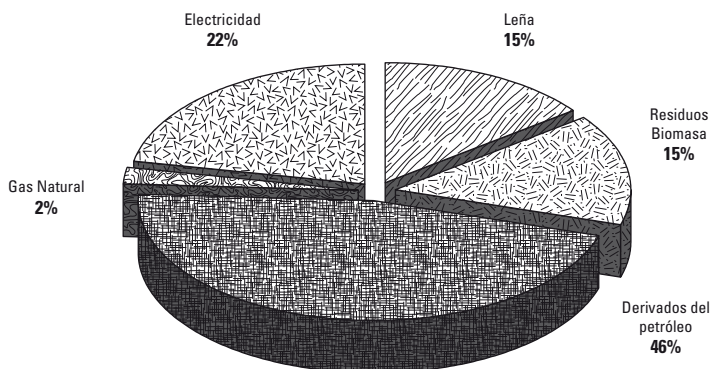
Resulta claro que la demanda de electricidad asociada al servicio público ha mantenido un crecimiento que en el promedio de los últimos cuatro años se ubica en el 3,5 %, lo que es consistente con la tasa promedio de crecimiento que este consumo ha presentado históricamente.

En lo que refiere al consumo total de electricidad, sería un error considerar que la tasa de crecimiento promedio de estos últimos cuatro años (ubicada en el 5,8%) se puede tomar como un estimativo de lo que sucederá de aquí al futuro, pues este valor se encuentra fuertemente influido por el gran crecimiento que registró el autoconsumo, que en términos de crecimiento para el período 2004 – 2008 tiene una tasa promedio asociada del 141,5 %.

III.4. Estructura del consumo final de energía por fuente

En relación a la intervención de las distintas fuentes energéticas en el consumo final, los derivados del petróleo representan la principal fuente de energía, con una participación en el año 2008 de un 46% del consumo de energía final.

Gráfico 49: Consumo final de energía por fuente año 2008



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Desde el inicio del Balance Energético Nacional, en el año 1965, la participación de los derivados del petróleo siempre ha superado el 50%. Por primera vez, en el año 2008 se sitúa por debajo, en un 46%. Sin embargo la reducción relativa en la participación, no significa que se haya reducido el consumo de derivados de petróleo. Efectivamente, en el transcurso del año 2008 el consumo de derivados de petróleo se incrementó un 3,5%. Es debido al notable incremento en el consumo de residuos de biomasa que la participación relativa de las demás fuentes de energía se redujo, aunque haya habido un efectivo incremento de su consumo. La misma situación se aprecia para los consumos de electricidad y leña.

Basta con analizar la composición del consumo energético de los últimos tres años y comparar las unidades consumidas de cada una de las fuentes con su porcentaje de participación en la matriz.

Cuadro 9: Consumo final de energía por fuente (ktep) y participación en la matriz de consumo (%). Período 2006-2008

ktep	2006	2007	2008
Leña y Carbón	433	443	444
%	18%	17%	15%
Residuos Biomasa	41	63	454
%	2%	2%	15%
Derivados del Petróleo	1.249	1.345	1.392
%	53%	53%	46%
Gas Natural	84	79	66
%	4%	3%	2%
Electricidad	570	613	668
%	24%	24%	22%
TOTAL	2.377	2.544	3.024

Fuente: elaboración propia, datos Balance Energético Nacional 2008

Entre los años 2006 y 2008, el consumo de energía se incrementó un 27%, de los cuales un 17% corresponde al aumento en el consumo de residuos de biomasa y el restante 10% básicamente a la electricidad y los derivados de petróleo.

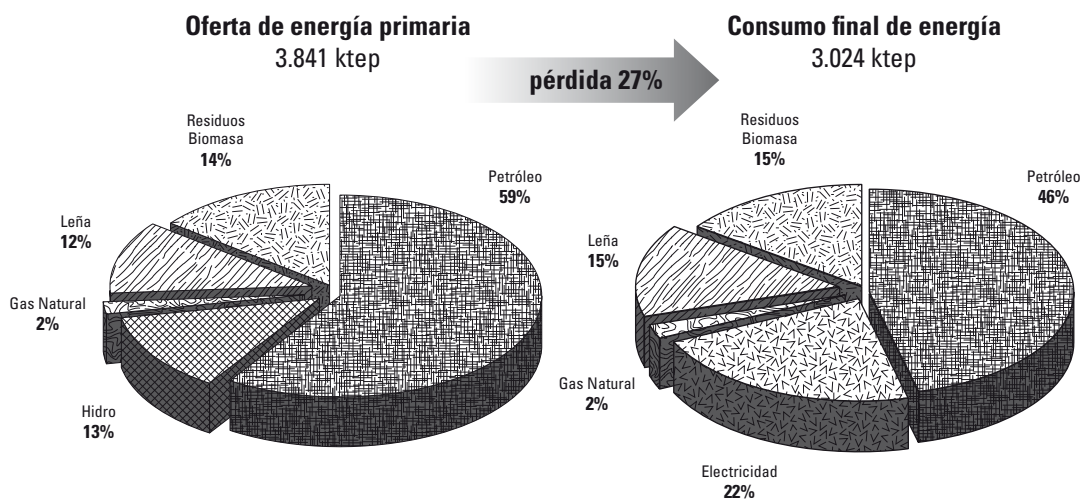
Mientras que el consumo de energía eléctrica se incrementó en un 17% en el período considerado, su participación porcentual en la matriz de consumo se redujo de un 24% a un 22%. Lo mismo sucede con los derivados del petróleo, que aumentaron su consumo en un 11%, mientras que su participación porcentual en la matriz se redujo de un 53% a un 46%.

III.5. Transformación de energía primaria en energía final

La diferencia entre los valores de la oferta y del consumo final de energía representa la pérdida energética en el proceso de transformación de energía primaria en una forma de energía apta para el consumo.

La diferencia entre estos dos valores en nuestro país ascendió en el año 2008 a un 27%, lo que significa que en los procesos de transformación de las fuentes de energía en otras formas aptas para el consumo, se perdió más de un cuarto de la misma. Estas pérdidas son variables año a año en función de los sistemas utilizados para la generación de energía eléctrica.

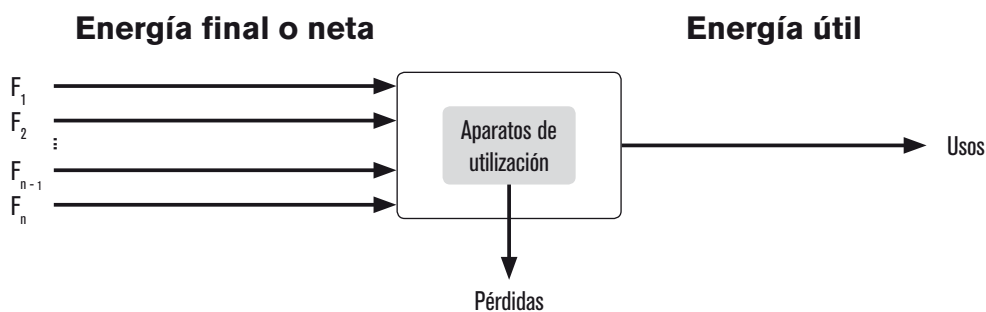
Gráfico 50: Transformación de energía primaria en energía final



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Tal como lo explicamos anteriormente, en la energía utilizada directamente por los usuarios (denominada energía neta) se originan pérdidas en el consumo final producidas por los equipos o artefactos donde se la transforma en satisfactor de un uso energético. La diferencia entre la energía neta y las pérdidas de utilización indicadas anteriormente, se denomina energía útil, según se indica en la siguiente figura:

Figura 10: Transformación de energía final o neta en energía útil



Fuente: elaboración propia.

La información necesaria para determinar las denominadas *pérdidas de utilización* se releva mediante encuestas a través de las que se busca identificar qué fuentes utilizan los consumidores de los distintos sectores para la satisfacción de los diferentes usos energéticos y el equipamiento que emplean. La última encuesta disponible a nivel nacional de relevamiento del consumo y usos de la energía de los distintos sectores socioeconómicos (residencial, industrial, comercial-servicios, transporte, agropecuario, minería, pesca y construcción) en términos de energía neta y útil corresponde al año 2006 (DNETN 2009b). A partir de los datos que surgen del Estudio de Consumo y Uso de la Energía 2006 publicado por la

DNETN (2009) es posible determinar la eficiencia global del sistema energético en Uruguay, según se indica en el siguiente cuadro:

Cuadro 10: Eficiencia global del sistema energético uruguayo

Concepto	kTep	% del ABT
Abastecimiento bruto total (ABT)	3.362,4	100,0
Energía no utilizada	26,9	0,8
Pérdidas de T&D	100,7	3,0
Pérdidas de transformación	515,8	15,3
Consumo neto total	2.719,0	80,9
Pérdidas de utilización	1.456,1	43,3
Consumo útil total	1.262,9	37,6

Eficiencia del abastecimiento = 80,9% / Eficiencia del consumo = 46,4% / Eficiencia del sistema = 37,6%

Fuente: Balance Nacional de Energía Útil de Uruguay 2006, DNETN.

Puede observarse que del total de la energía primaria que ingresa al sistema (abastecimiento bruto total), sólo se utiliza un poco más de un tercio (37,6%); más del 60% se pierde en procesos de transformación, distribución, transporte y en la utilización final de la energía dependiendo de la eficiencia o rendimiento del equipamiento disponible por uso y fuente (equipos de uso doméstico, maquinaria, motores, etc.).

Es necesario precisar que, si bien es inevitable que se produzcan pérdidas a lo largo de los procesos involucrados en el abastecimiento y uso de la energía, es posible mejorar la eficiencia del sistema a través de la incorporación de equipos de mayor eficiencia y cambios en los hábitos de uso de la energía.

III.6. Estructura de consumo final de energía por sector

Como se ha señalado, la energía permite satisfacer diferentes necesidades. Convencionalmente, la metodología que se utiliza para la elaboración del Balance Energético Nacional clasifica a los usuarios de energía en cinco sectores socioeconómicos. Ellos son: el sector residencial (donde la energía se usa para satisfacer las necesidades de los hogares), los sectores comercial y servicios (incluido el sector público), el industrial (incluye construcción y minería), el transporte y el agro-pesca, en los que la energía constituye un insumo para la producción de cada una de estas actividades económicas³⁸.

Es importante conocer cómo participa cada uno de estos sectores en el consumo total de energía, ya que permite discutir de manera informada sobre el impacto de la demanda de energía en el comportamiento de cada sector.

38 Debido a la forma en que se organiza la información en el Balance Energético Nacional, el consumo de energía del sector transporte incluye el consumo de energía correspondiente a los vehículos de uso particular, si bien correspondería a un uso de la energía que realizan los hogares (sector residencial).

Cuadro 11: Estructura del consumo final por sector 1990, 2000, 2008 (en %)

Sector	1990	2000	2008	Tasa crecimiento acumulada anual			
				1990-1999	2000-2003	2004-2007	2008
Residencial	32%	30%	23%	2%	-2%	1%	-3%
Comercial-Servicios	6%	8%	8%	7%	-1%	4%	8%
Transporte	27%	34%	29%	8%	-6%	5%	4%
Industria	28%	20%	33%	-10%	-4%	7%	74%
Agro-pesca-minería	7%	8%	7%	5%	-3%	2%	3%
Total	100%	100%	100%	4%	-4%	4%	18%

Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

En el cuadro anterior se puede apreciar la dinámica que ha caracterizado al consumo por sector en los últimos 18 años. Los cambios más importantes se encuentran en el sector residencial, transporte e industria.

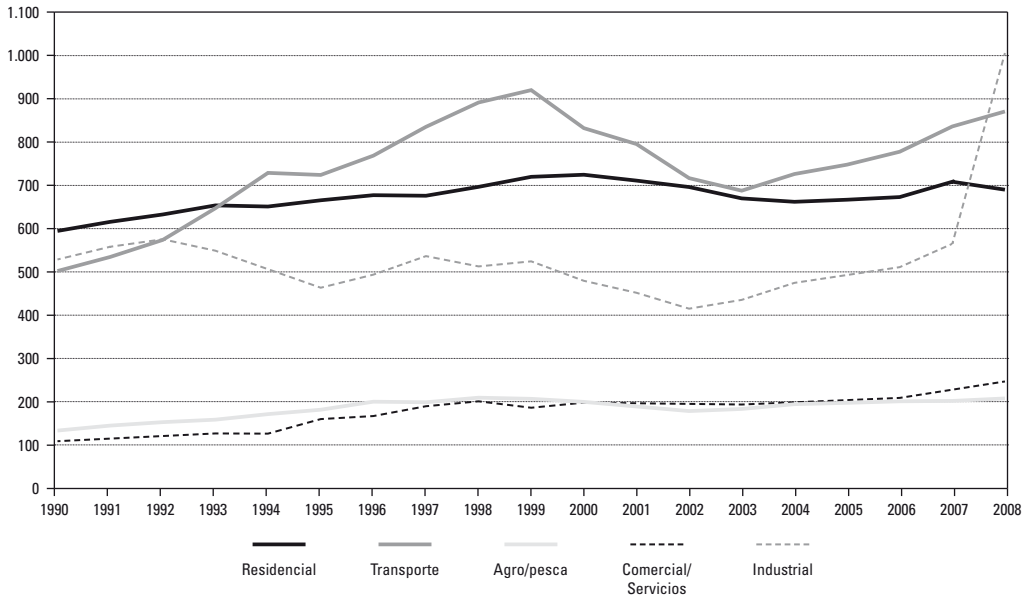
La evolución del consumo final de energía por sector durante el período 1990-1999, se caracteriza por un fuerte incremento en la participación del sector transporte y una importante pérdida de participación del sector industrial. Este fenómeno se explica por el estancamiento de la actividad industrial y la menor demanda energética de los sectores que sobreviven a la reconversión operada en esos años y un importante crecimiento del sector transporte. Pero, además, buena parte del comportamiento de este último se explica por el crecimiento del parque automotriz (entre otros factores como consecuencia de la política cambiaria adoptada).

Según surge de los datos correspondientes al período 2000-2003, la caída del consumo afectó a todos los sectores, especialmente al sector transporte, como consecuencia de la caída del ingreso y el fuerte incremento registrado en el precio de los combustibles.

A partir del año 2004 comienza a aumentar el consumo de energía acompañando el crecimiento económico del país. El sector industrial y el sector transporte son los más dinámicos en el período 2004-2007, mientras que retrocede la participación del sector residencial. En el año 2008, el sector industrial muestra un incremento notable en su participación en el consumo final de energía y, por primera vez en el período analizado, supera el consumo de los sectores residencial y transporte. La incorporación a la matriz industrial uruguaya de la pastera UPM - Botnia es determinante de este comportamiento.

En síntesis, la nueva estructura del consumo final de energía por sector se caracteriza por una reducción de la participación del sector residencial (23% del consumo total de energía). Históricamente este sector se había ubicado en torno al 30% del consumo final de energía. El sector industrial consume prácticamente la tercera parte de la energía final (33%). Así supera notoriamente su participación histórica que se ubicaba en el 20% al final de los años 90. El sector transporte vuelve al promedio histórico en la estructura. En el gráfico puede seguirse la evolución en las últimas dos décadas.

Gráfico 51: Evolución del consumo final de energía por sector entre 1990 y 2008 (ktep)



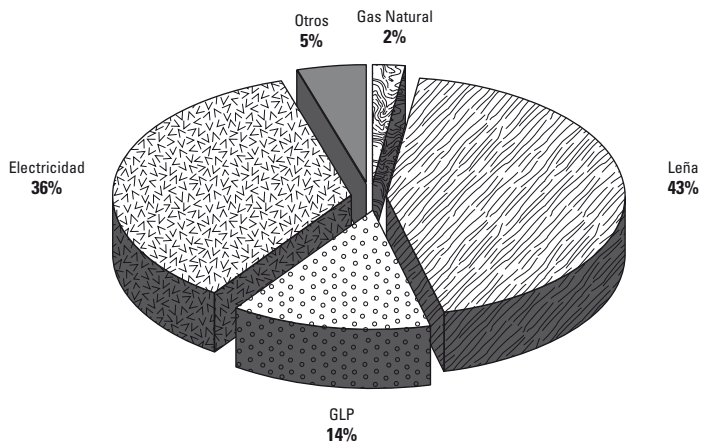
Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Consumo final de energía del sector residencial

El sector residencial es uno de los principales sectores en cuanto a consumo de energía en el Uruguay. Es así que la participación de la energía de uso residencial representa el 23 % de nuestra matriz energética total.

A nivel residencial, las principales fuentes de energía utilizadas son la leña y la electricidad, seguidos del Gas Licuado de Petróleo (supergás y gas propano).

Gráfico 52: Consumo del sector residencial del año 2008

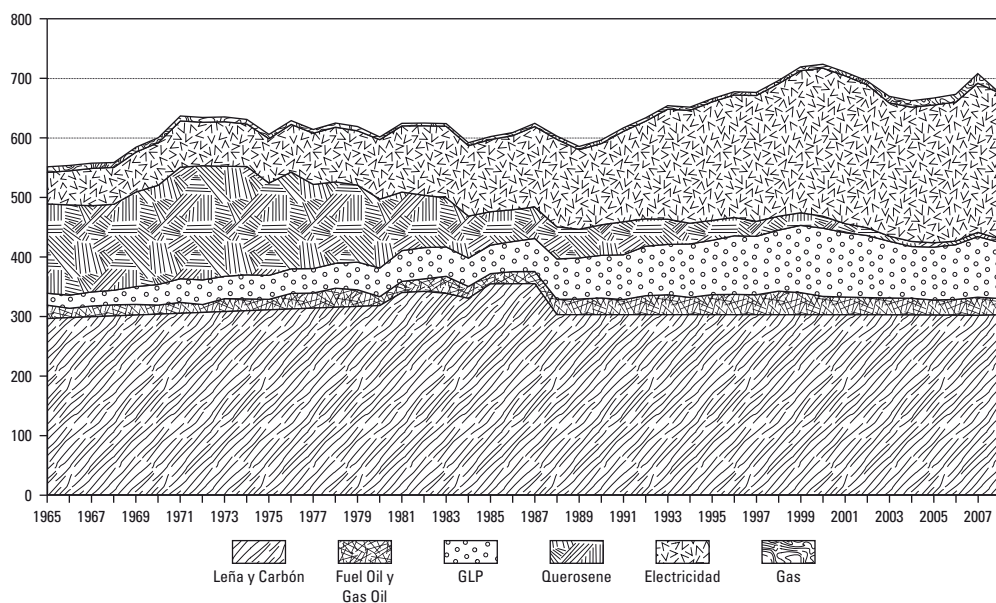


Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Dentro de *otros* están incluidos el querosene, el fuel oil y el gas oil, los que sumados al GLP dan un total de **19% de participación de los derivados del petróleo** en la matriz residencial de consumo energético.

Analizando históricamente la composición del consumo residencial, se aprecia un claro crecimiento de consumo de electricidad, debido a varios factores, entre los que se deben mencionar la incorporación de electrodomésticos en los hogares, así como el incentivo del uso de la electricidad para calefacción y calentamiento de agua (calderetas):

Gráfico 53: Evolución del consumo residencial (ktep)

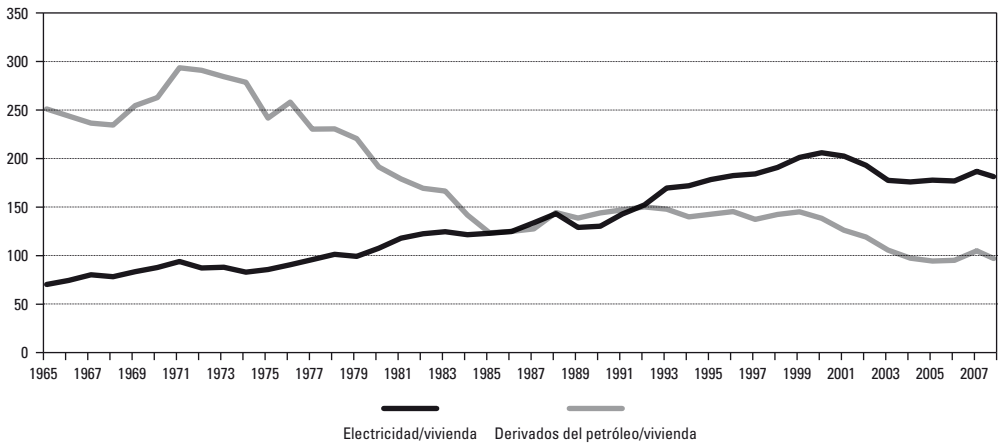


Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Según surge del gráfico, el registro del consumo de leña residencial permanece estable a partir del año 1988, año en que se realizó la última encuesta de consumo y uso de la energía del sector residencial. Esta información fue actualizada a partir de la realización del Estudio del Consumo y Usos de la Energía correspondiente al año 2006 realizado por la DNETN (2009b). En los resultados de esta encuesta se muestra que el nivel de consumo de leña no ha variado significativamente ya que ha mantenido una participación de 43% del consumo total de energía residencial. En contraste, el consumo de energía eléctrica crece y la demanda de derivados de petróleo disminuye. A nivel residencial el derivado de petróleo de mayor consumo es el supergás (GLP), que ha ido sustituyendo al querosene.

Lo mismo se observa graficando el consumo residencial de cada vivienda:

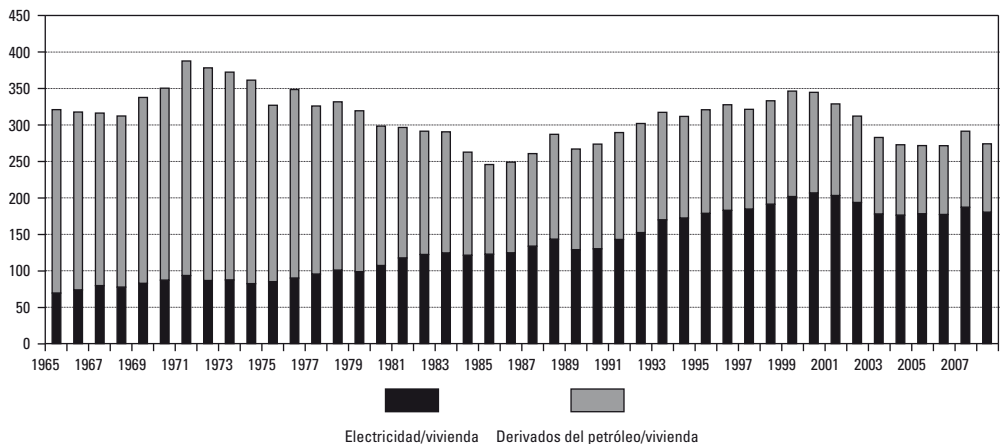
Gráfico 54: Consumo residencial por vivienda (kep)



Fuente: elaboración propia, datos de Balance Energético Nacional 2008, DNETN

La demanda total de energía dentro de los hogares se ha mantenido prácticamente constante desde 1965 y las oscilaciones que presenta año a año son producto de variables como el poder adquisitivo, rigurosidad de los inviernos y mejora en la eficiencia de los equipos utilizados.

Gráfico 55: Evolución del consumo residencial por vivienda (ktep)



Fuente: elaboración propia en base a datos del Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Usos de la energía dentro del hogar

Los hogares utilizan la energía para satisfacer diferentes necesidades como iluminación, cocción de alimentos, calefacción, refrigeración, calentamiento de agua, funcionamiento de electrodomésticos y otros equipamientos. En 2006 se realizó la última Encuesta Nacional de Energía Neta y Útil que permite disponer de información muy importante sobre cuáles son los usos de la energía y con qué fuentes se satisfacen estas necesidades.

En el gráfico siguiente se presenta información sobre el tipo de energía que se consume (fuentes) y en qué se usa. Según surge del Estudio del Consumo y Usos de la Energía citado

anteriormente, para el año 2006, la leña (43%) y la energía eléctrica (38%) representan más del 80% de la energía consumida por los hogares uruguayos. La primera se utiliza fundamentalmente en calefacción y cocción de alimentos; mientras que la electricidad, aunque satisface muchas necesidades hogareñas, principalmente se usa para brindar iluminación, calentamiento de agua, conservación de alimentos, así como para el funcionamiento de electrodomésticos.

Cuadro 12: Sector residencial consumo de energía neta por fuentes y usos, 2006 (en tep)

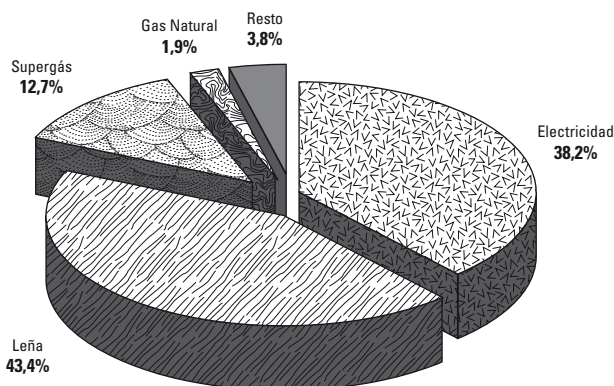
Usos	GN	SG	GP	GO	DO	FO	KE	LE	CV	NF	RB	EO	EE	Total
Iluminación		136					420						38.727	39.283
Cocción	2.744	68.196	514				246	108.506	513		3.365		9.674	193.758
Calentamiento de agua	6.714	5.409	63	1.169		108	48	11.868			775		96.506	122.650
Calefacción	3.573	12.196	133	3.736	405	7.191	2.415	174.611	47		4.104		8.235	216.647
Conservación de alimentos													51.261	51.383
Refrigeración y ventilación													6.012	6.012
Bombeo de agua												177	2.423	2.600
Fuerza motriz													1.052	1.052
Otros artefactos								19		138			45.745	45.902
Total	13.031	86.060	710	4.905	405	7.299	3.129	295.003	560	138	8.244	177	259.634	679.295

Notas: GN: Gas Natural; SG: Supergás; GP: Gas Propano; DO: Diesel Oil; FO: Fuel Oil; KE: Kerosene; LE: Leña; CV: Carbón Vegetal; NF: Nafta; RB: Residuos de Biomasa; EO: Energía Eólica; EE: Energía Eléctrica.

Fuente: Estudio de Consumo y Usos de la Energía 2006, DNETN (2009)

El supergás (13%) es el energético que ocupa el tercer lugar en el consumo de los hogares y se usa, fundamentalmente, en la cocción de alimentos y calefacción.

Gráfico 56: Consumo de energía por fuente en los hogares (%)



Fuente: Estudio de Consumo y Usos de la energía 2006, DNETN (2009)

Aunque, desde el punto de vista técnico, es posible definir algunos usos específicos para cada una de las fuentes de energía en los hogares, existen también amplias posibilidades de sustitución. No obstante, los factores económicos y culturales inciden en el uso que se hace de la energía.

La energía eléctrica aparece como insustituible o muy difícil de sustituir en algunos de esos usos (piénsese por ejemplo en la TV, la radio y otros electrodomésticos).

Respecto a la cocción de alimentos y la calefacción, se presentan a continuación datos de la Encuesta Continua de Hogares del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), realizada en el mismo año, 2006. Esta información permite relacionar y analizar los usos de la energía según las regiones del país (Montevideo, Interior Urbano y Pequeñas Localidades y Zonas Rurales), así como con la condición social de los hogares.

El Supergás o Gas Licuado de Petróleo (GLP) es el combustible más utilizado para la cocción de alimentos a nivel nacional, aún en las pequeñas localidades y zonas rurales. En la región denominada *interior urbano*³⁹ casi el 90% de los requerimientos de energía para cocinar es cubierto con el supergás, mientras que en Montevideo la participación es algo menor, ya que se observa que un 7,5% de dichos requerimientos son cubiertos con gas natural y que en la capital del país la utilización de energía eléctrica está por sobre el promedio nacional (9,7%). Finalmente, cabe destacar la importancia que mantiene la leña como fuente energética para la cocción en las pequeñas localidades y zonas rurales (21,2%).

Cuadro 13: Fuentes de energía para cocinar (% de viviendas)

	Total	Montevideo	Interior Urbano (5.000 y más hab.)	Localidades pequeñas y zonas rurales
GLP	84,1	81,2	89,8	74,3
Energía Eléctrica	6,7	9,7	4,9	2,7
Leña	4,3	0,4	3,0	21,2
Gas Natural	3,6	7,5	0,8	0,3
Otros	1,3	1,2	1,5	1,5

Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas, 2006

Respecto a las fuentes de energía para calefacción, la más utilizada a nivel nacional es la leña, con casi un 40% de participación en el total de la energía utilizada a tales fines. Esta es una manifestación del lugar que ocupa en el patrón de consumo de la sociedad uruguaya las tradicionales *estufas a leña*, más allá de la presencia de calderas de calefacción para edificios que utilicen este energético. Corresponde señalar, no obstante, que las distintas regiones del país muestran una gran variación en cuanto a la participación de la leña para calefacción. Mientras que en el interior del país oscila entre la mitad (interior urbano) y las tres cuartas partes (localidades pequeñas y zonas rurales) del consumo, en Montevideo no alcanza a la sexta parte del total.

El supergás ocupa el segundo lugar como fuente energética utilizada en la calefacción de los hogares, siendo su participación superior a 1/5 del total. También en este caso son notables las diferencias que se aprecian al observar las distintas regiones.

39 El interior urbano comprende las localidades urbanas del interior del país de más de 5000 habitantes, no incluidas en Montevideo o región metropolitana.

Cuadro 14: Fuentes de energía para calefacción (% de viviendas)

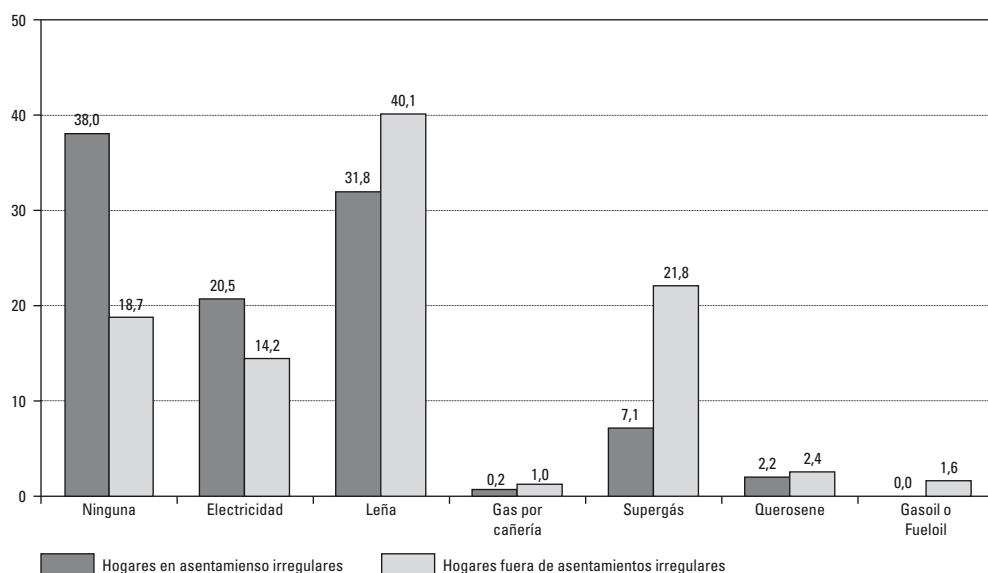
	Total	Montevideo	Interior Urbano (5.000 y más hab.)	Localidades pequeñas y zonas rurales
GLP	21,1	34,3	12,8	6,0
Energía Eléctrica	14,5	21,2	11,1	4,5
Leña	39,8	15,5	53,4	72,7
Gas Natural	1	2	0,3	0,1
Querosene	2,4	2,9	2,2	1,0
Otros	1,6	3,4	0,3	0,2
Ninguna	19,6	20,6	19,9	15,7

Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas, 2006

Pero, quizá lo más sorprendente de la información resumida en el cuadro anterior es que casi un 20% de los hogares no utiliza ninguna forma de energía para calefaccionar el ambiente. Nos ayuda a entender este fenómeno el análisis de cuáles son esos hogares.

El siguiente gráfico elaborado por el Instituto Nacional de Estadística (INE), muestra la participación de las diferentes fuentes de energía utilizadas para calefacción dentro de los hogares, según la condición social de los mismos. El 38% de los hogares en asentamientos irregulares no utiliza ninguna fuente de energía para calefacción. Esta constatación pone de manifiesto los fenómenos de inequidad que pueden advertirse en torno al uso de la energía.

Gráfico 57: Fuente de energía utilizada para calefacción en los hogares (%)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística, 2006

El gráfico también nos informa que los hogares ubicados en asentamientos irregulares consumen más energía eléctrica para calefacción que los demás hogares. Con conexiones irregulares (*colgados*) y en un contexto de instalaciones deficientes, este fenómeno origina problemas de seguridad a esos hogares.

La Encuesta de Energía Útil 2006, ofrece información que permite reflexionar sobre los problemas de equidad asociados al consumo energético. Al relevar la cantidad de energía utilizada por cada hogar se puede construir el indicador *intensidad energética* (kep/hogar) y, al identificar estratos de ingresos de los hogares, permite comparar cómo varía la intensidad y el tipo de uso de la energía según el nivel de ingresos de los hogares.

En el cuadro siguiente se presenta la información para la ciudad de Montevideo, en términos de energía útil. La primera constatación es que los hogares de altos ingresos consumen 2,6 veces más energía que los de ingresos medios y 5 veces más energía que los hogares de bajos ingresos. La segunda y sorprendente observación es que los hogares carenciados consumen 1,6 veces más energía que los de bajos ingresos.

En cuanto al uso que se hace de la energía consumida, es interesante señalar que los hogares de altos ingresos utilizan para calefaccionarse más del doble de energía que la utilizada por cualquiera de los otros estratos, mientras que para cocción de alimentos usan entre la mitad y la tercera parte.

Es importante enfatizar que en esta información no aparece registrado el consumo de combustibles líquidos para los vehículos pertenecientes a los hogares, por lo que habría una subvaloración de la brecha de intensidad energética, pues los integrantes de los hogares de altos y medios ingresos utilizarían para moverse vehículos particulares y los hogares de bajos ingresos harían un mayor uso del transporte colectivo.

Un comentario especial merece el hecho de que los hogares carenciados consumen más energía que los hogares de bajos ingresos y apenas 13% menos que los de ingreso medio. Al tratarse de energía útil, la explicación no radicaría en la eficiencia con que se usa la energía, sino en que para los hogares de ingreso medio y bajo el consumo energético tiene un costo monetario importante, que está sometido a la restricción presupuestaria de sus hogares. En tanto, el consumo de energía por parte de los hogares carenciados no siempre tiene como contrapartida dicho costo (caso de hogares con conexión irregular o *colgados*).

Cuadro 15: Subsector residencial urbano - Región Montevideo
Intensidades energéticas útiles por estrato. Año 2006

Usos	kep/hogar				%			
	Altos ingresos	Medios ingresos	Bajos ingresos	Carenciados	Altos ingresos	Medios ingresos	Bajos ingresos	Carenciados
Iluminación	7,2	2,7	1,4	1,9	1,0	0,9	0,9	0,8
Cocción	73,7	46,1	34,9	60,8	9,7	16,0	22,9	27,3
Calentamiento de agua	234,4	113,6	57,1	81,5	31,0	39,5	37,5	32,7
Calefacción	218,4	35,4	17,2	28,7	28,9	12,3	11,3	11,5
Conservación de alimentos	84,1	44,0	23,6	31,2	11,1	15,3	15,5	12,5
Refrigeración y ventilación	16,2	2,4	1,4	3,2	2,1	0,8	0,9	1,3
Bombeo de agua	3,3	1,1	0,3	0,0	0,4	0,4	0,2	0,0
Fuerza motriz	6,0	2,5			0,8	0,9		
Otros artefactos	112,8	39,5	16,3	34,8	14,9	13,8	10,7	14,0
Total	756,2	287,2	152,2	249,4	100,0	100,0	100,0	100,0
Altos ingresos = 100	100	38	20	33				

Fuente: Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional, DNETN (2009)

Consumo final de energía del sector comercial y servicios

El consumo de energía del sector comercial-servicios representa el 8% del consumo final de energía del país (DNETN-MIEM 2009 a).

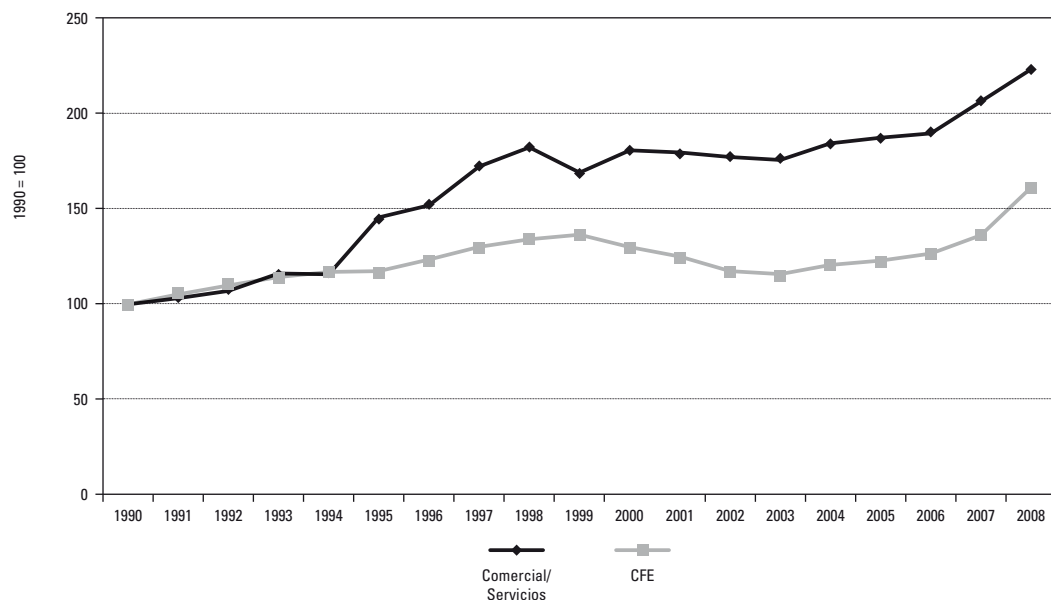
Cuadro 16: Participación del sector comercial-servicios en la matriz energética

Subsector	Tasa crecimiento acumulada anual			
	1990-1999	2000-2003	2004-2007	2008
Electricidad, gas y agua	6,00%	2,00%	4,30%	-3%
Comercio	7,70%	-11,90%	13,50%	8%
Restaurantes y hoteles	2,20%	-8,90%	5,40%	4%
Establecimientos Financieros, Bienes Inmuebles y serv. prestados a las empresas	-2,60%	-11,50%	12,60%	74%
Serv. comunales, sociales y personales	1,70%	-2,10%	2,40%	3%
VAB Comercial-Servicios	1,70%	-7,00%	8,10%	18%

Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

Durante el período 1990-1998 el consumo de energía del sector comercial-servicios creció a una tasa de 7,8% anual, superior a la tasa de crecimiento del consumo total de energía (3,7% anual), y al ritmo de crecimiento de la actividad económica, medida a través de la variación del Producto Bruto Interno (PBI) valorado a precios constantes, de 4,3% anual durante el período.

Gráfico 58: Evolución del consumo de energía sector comercial-servicios (Índice 1990 = 100)



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Balance Energético Nacional 2008, DNETN

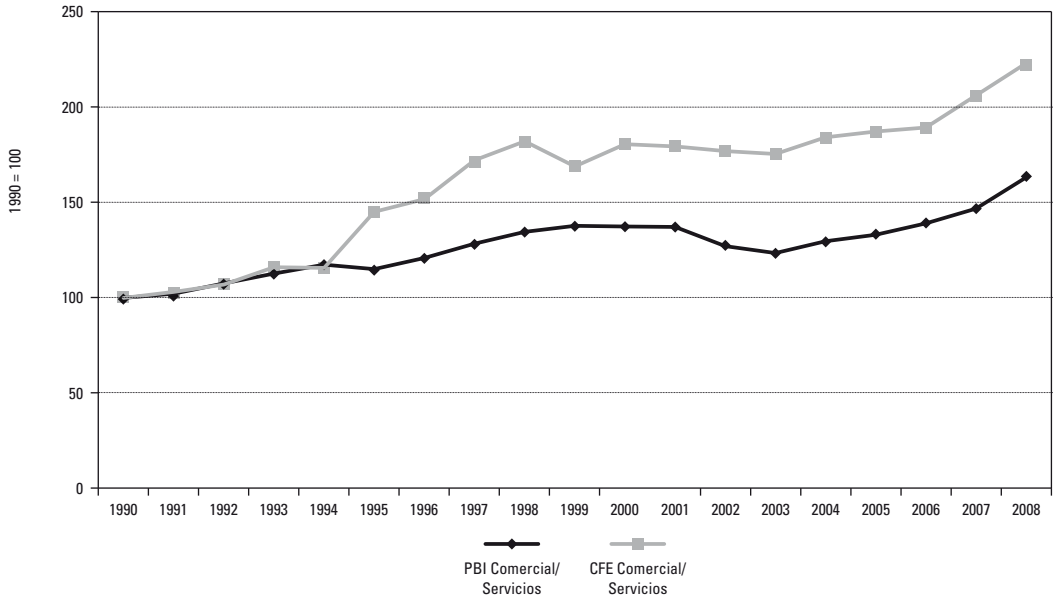
Según surge de la gráfica, durante el período 1994-98 se produce un fuerte crecimiento del consumo de energía del sector, asociado al crecimiento de la actividad del mismo, en

particular del comercio mayorista, el desarrollo de las grandes superficies y el aumento en el equipamiento, favorecido por el atraso cambiario, en particular en usos tales como acondicionamiento de ambientes (calefacción y aire acondicionado).

Durante el período 1999-2002 el consumo de energía crece a una tasa del 1.6% anual. A partir del año 2004 se inicia el proceso de recuperación de la economía, lo que se refleja en una recuperación del consumo de energía del sector (3.9% anual).

Según surge de la siguiente gráfica, el consumo de energía del sector, con excepción del período 1994-98, ha estado prácticamente vinculado a la evolución del PBI del sector y la evolución del ingreso de la economía.

Gráfico 59: Evolución del consumos de energía y el PBI sector comercial-servicios.



Fuente: elaboración propia, información del BCU y Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Cuadro 17: Evolución del VAB del sector comercial-servicios por subsector (en miles de pesos constantes de 1983)

Subsector	Tasa crecimiento anual		
	1990-1999	2000-2003	2004-2007
Electricidad, gas y agua	6.0%	2.0%	4.3%
Comercio	7.7%	-11.9%	13.5%
Restaurantes y hoteles	2.2%	-8.9%	5.4%
Establecimientos Financieros, Bienes Inmuebles y serv. prestados a las empresas	-2.6%	-11.5%	12.6%
Serv. comunales, sociales y personales	1.7%	-2.1%	2.4%
VAB Comercial-Servicios	1.7%	-7.0%	8.1%

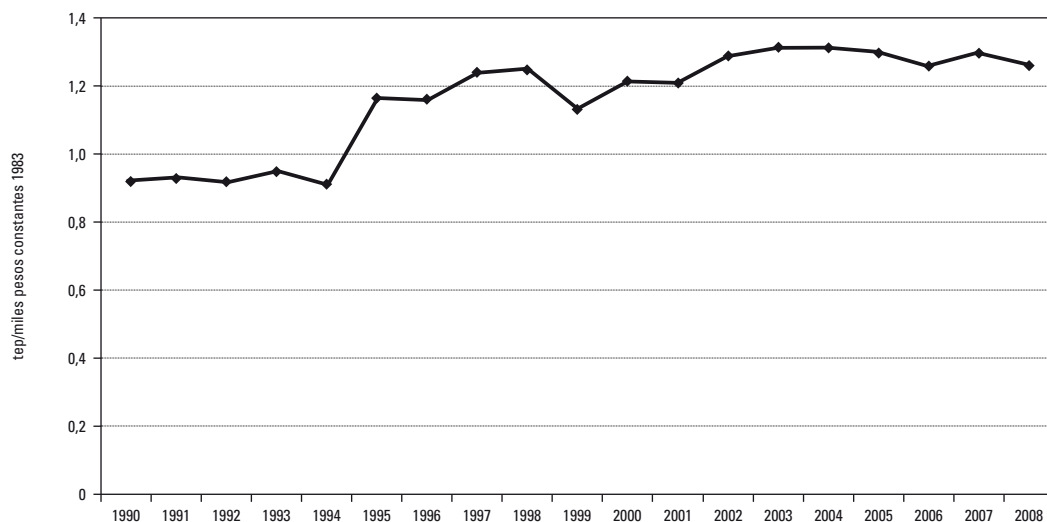
Fuente: BCU

En lo que respecta a la evolución de la intensidad energética, durante el período 1994-98 se observa un aumento en el consumo de energía por unidad de PBI, que estaría vinculado al desarrollo del comercio mayorista y el consumo de energía de las grandes superficies (shoppings y grandes cadenas de supermercados), el aumento del equipamiento favorecido por el atraso cambiario y el crecimiento del uso de equipos para acondicionamiento de ambientes.

En el año 1999 se da una caída en la intensidad energética vinculada al impacto de la crisis económica y se recupera gradualmente hasta el año 2003 en que se estabiliza.

Durante el 2006 se registra una caída del 3.2% de la intensidad energética, que se podría asociar al impacto de la aplicación del Plan de Ahorro de Energía Eléctrica a nivel del sector.

Gráfico 60: Evolución de la intensidad energética sector comercial - servicios
(tep miles de pesos de VAB a precios constantes 1983)



Fuente: elaboración propia a partir de información de la DNETN

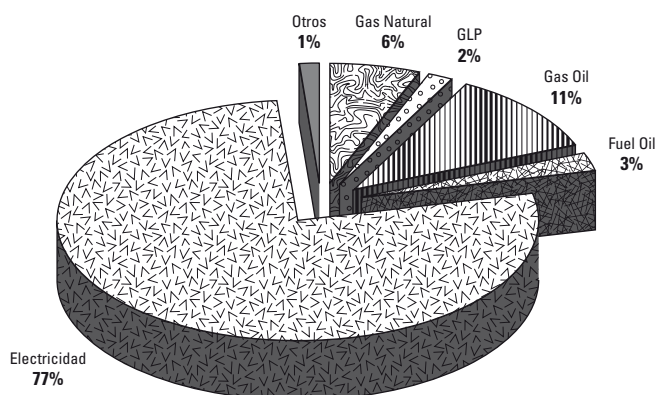
En lo que respecta a la estructura de consumo por fuentes, la energía eléctrica constituye la principal fuente de energía utilizada (77% del consumo final de energía del sector).

Cuadro 18: Consumo final de energía por fuente (ktep)

Año	Leña	GLP	Gas oil	Fuel Oil	Gas manuf.	Gas natural	Electric.	Otros	Total
2000	3.1	1.9	32.2	10.3	3.5	0.0	148.8	0.2	199.8
2001	3.1	3.0	27.8	9.0	3.6	0.2	151.9	0.2	198.6
2002	3.1	3.4	28.4	8.8	3.2	0.3	148.8	0.1	196.0
2003	3.1	2.6	27.2	8.2	2.8	2.5	147.9	0.1	194.3
2004	3.1	2.9	28.0	7.3	1.5	6.3	154.9	0.1	204.0
2005	3.1	2.8	25.4	7.3	0.0	10.1	158.6	0.1	207.3
2006	3.1	3.2	24.9	7.2	0.0	11.3	160.0	0.1	209.7
2007	3.1	3.7	24.6	7.3	0.0	13.2	176.3	0.1	228.2
2008	3.1	4.1	27.7	6.5	0.0	14.8	190.7	0.1	246.9

Notas: Leña: incluye carbón vegetal; GLP: supergás y gas propano; Otros: kerosene
Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

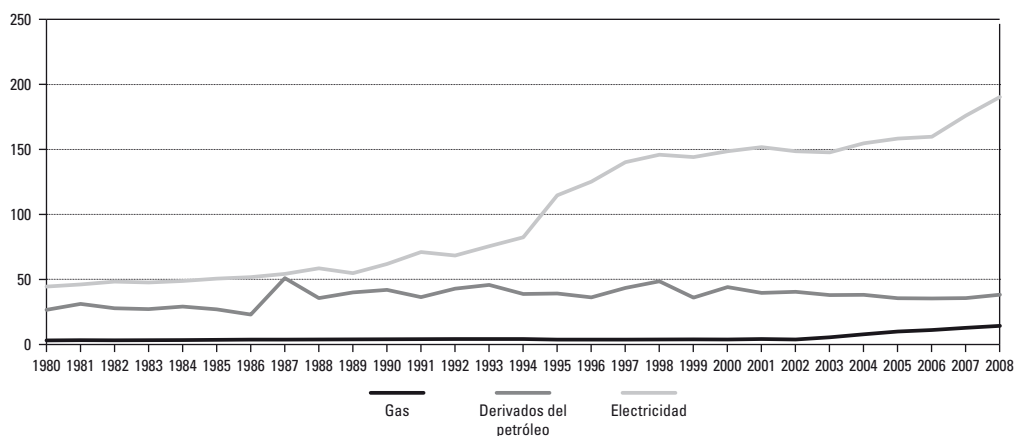
Gráfico 61: Consumo final de energía del sector comercial y servicios, año 2008



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

A partir del año 1994 se registra un fuerte crecimiento en el consumo de energía eléctrica, asociado al crecimiento del parque de equipos y el aumento en la potencia media de los equipos. Un nuevo salto se produce en los últimos dos años de la serie (2007 y 2008) como resultado del crecimiento del nivel de actividad del sector.

Gráfico 62: Evolución del consumo final de energía del sector comercial y servicios. Período 1980-2008 (ktep)

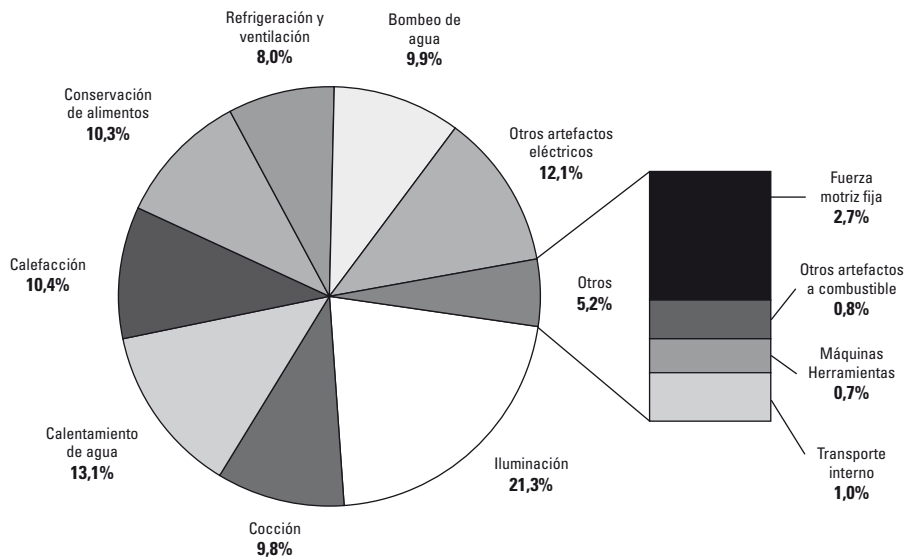


Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

En relación a la estructura de consumo de energía por usos, de acuerdo a los resultados del Estudio de Consumo y Usos de la energía 2006 realizado por la DNETN, la iluminación es el principal uso de la energía, con una participación del 21% del consumo total de energía del sector. Al interior de este uso se incluye el consumo de energía correspondiente al alumbrado público.

Le sigue en importancia el uso para calentamiento de agua (13%), otros artefactos eléctricos (12%), y calefacción, conservación de alimentos y cocción con una participación de 10% cada uno.

Gráfico 63: Estructura del consumo final de energía por uso del sector comercial-servicio. Año 2006

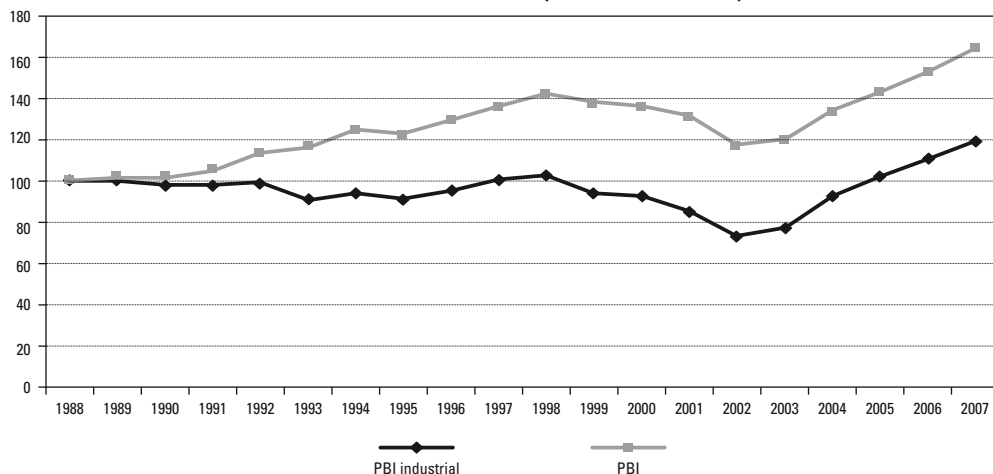


Fuente: Estudio de Consumo de Energía por fuentes y usos, DNETN (2009b)

Consumo final de energía del sector industrial⁴⁰

La actividad industrial ha constituido históricamente un indicador de modernización y desarrollo. Este sector es muy heterogéneo en lo que respecta al uso de la energía, ya que hay ramas intensivas en la demanda energía (siderurgia, metalurgia, cemento, metalmecánica, electroquímica) y otras ramas menos demandantes de energía (alimentos, textil, etc.).

Gráfico 64: Evolución del PBI y el PBI de la industria manufacturera. Precios constantes de 1983 (Índice 1988=100)



Fuente: Banco Central del Uruguay

40 De acuerdo a la definición del Balance Energético Nacional, en esta categoría se incluye la industria manufacturera, la industria de la construcción y la minería.

En Uruguay, el sector industrial ha retomado una fuerte dinámica de crecimiento a partir de 2003 (superior a 10% acumulativo anual entre 2003 y 2007), después de cuatro años de caída continua (1999-2002). Esta dinámica, superior a la de los otros sectores, le permitió comenzar a recuperar su participación en la estructura económica, revirtiendo la tendencia dominante en la última década del siglo XX (entre 2003 y 2007 pasó de 17% a 19% del PBI).

Como resultado de esta evolución, la demanda energética también se ha incrementado, aunque hasta 2007 puede decirse que no al mismo ritmo que la actividad del sector (7% acumulativo anual entre 2003 y 2007), por lo que la intensidad energética sectorial habría disminuido. Pero en 2008, al tiempo que comienza la producción de la planta de celulosa de UPM - Botnia, se observa un incremento notable del consumo energético del sector.

Es importante destacar el hecho de que, dada la magnitud de la planta de celulosa y la pequeñez del sector manufacturero uruguayo, el impacto de la puesta en funcionamiento de aquella es notable. La fuente energética que da respuesta al extraordinario “tirón de demanda” generado son los residuos de biomasa, siendo UPM - Botnia autosuficiente para generar la energía que necesita y aún tener un excedente que vende a UTE.

Cuadro 19: Consumo final de energía del sector industrial (ktep)

Año	Leña	Residuos Biomasa	GLP Propano	Gas Oil	Fuel Oil	Gas natural	Electric.	Otras fuentes	Total
2000	77,4	35,0	12,9	8,0	176,5	30,1	137,1	3,2	480,2
2001	68,3	43,2	12,9	7,4	154,3	27,4	134,1	3,5	451,1
2002	70,5	39,1	10,4	5,9	143,9	16,5	125,1	3,2	414,6
2003	84,2	34,7	2,7	6,1	130,5	37,0	125,7	16,0	436,9
2004	92,2	42,7	3,8	7,2	110,6	65,4	138,9	22,5	483,3
2005	96,0	41,5	5,1	8,2	111,7	58,0	146,1	26,6	493,2
2006	126,5	40,9	5,1	9,7	84,9	60,0	155,0	31,7	513,8
2007	136,7	74,5	7,8	9,7	101,5	50,0	164,9	33,8	578,9
2008	136,9	453,7	7,0	10,4	116,6	35,9	207,6	37,4	1.005,5

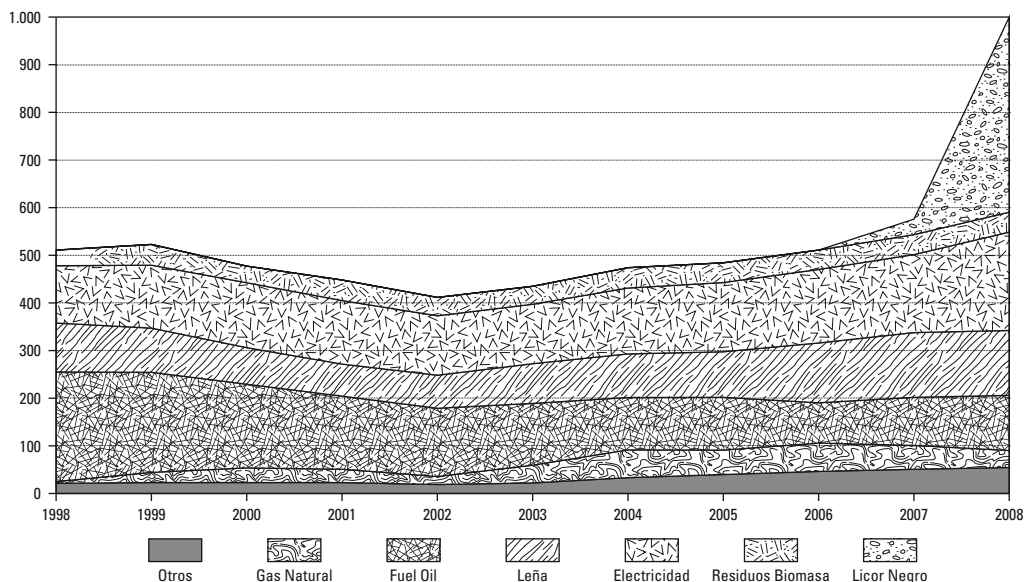
Notas: Leña incluye carbón vegetal; otras fuentes incluye naftas, kerosene, carbón mineral y coque y otros productos energéticos.

Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

Si se grafica la evolución de la demanda del sector, se observa la disminución del consumo de fuel oil, la demanda de gas natural que no sólo no alcanza a consolidarse, sino que disminuye, el retorno al consumo de leña del sector y como factor sobresaliente el incremento del consumo de residuos de biomasa a expensas de la utilización del licor negro de la pastera.

El análisis del consumo por fuente muestra la particularidad de que la leña ocupa un lugar destacado en el suministro de energía a la industria manufacturera uruguayo. Hasta 2007, la leña aportó en promedio la quinta parte del total de la energía consumida en el sector y con la energía eléctrica (29%) conforman las principales fuentes utilizadas, relegando al fuel oil. Los datos indican además que mientras la participación de la energía eléctrica se mantiene estable en el período, se habría producido una sustitución de fuel oil por leña, especialmente a partir de 2002. La relación de este fenómeno con la crisis económica que vivió el país es clara, así como con el aumento de los precios del crudo en los últimos años. Como consecuencia del comportamiento señalado, hacia 2007 la leña y la electricidad suministraban más del 50% del consumo de energía del sector industrial.

Gráfico 65: Evolución de consumo del sector industrial por fuente (ktep)



Fuente: elaboración propia, datos del Balance Energético Nacional 2008, DNETN

Si bien se previó que a partir del ingreso del gas natural se daría un proceso de sustitución del consumo de leña y derivados del petróleo (fuel oil) a nivel industrial, el grado de penetración de esta fuente a nivel sectorial es reducido. Esto obedece, entre otros factores, a que el nivel de precios relativo del gas natural no resulta competitivo con el precio de los sustitutos energéticos. Por otra parte, a partir de la crisis energética del año 2004, las restricciones impuestas por Argentina a las exportaciones de gas y las dificultades para acceder a las reservas de gas de Bolivia, han dado lugar a un problema de disponibilidad de gas, que ha condicionado el desarrollo de este mercado, tal como lo habíamos señalado anteriormente.

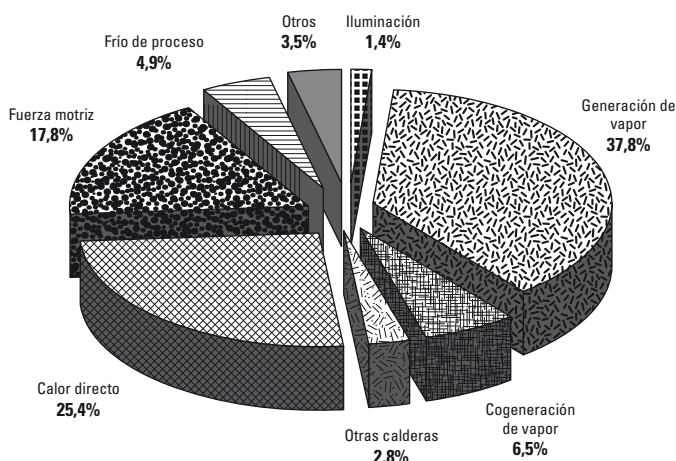
Las dificultades de desarrollo del mercado de gas natural constituyen uno de los factores que explica la estructura de consumo por fuentes que presenta el sector industrial.

En el año 2008, como ya se ha señalado, el cambio es muy importante en la estructura del consumo por fuentes, ya que los residuos de biomasa dan cuenta del 45% del consumo energético sectorial. Si a eso le sumamos el consumo de leña, la cifra se acerca al 60%. Se reduce así la participación de los derivados del petróleo y el gas natural a un 20%. El otro 20% corresponde a la electricidad.

Los últimos datos existentes para el análisis de los usos de la energía, provienen de la encuesta del año 2006 (DNETN-MIEM 2009b) información permite indagar cuáles son los fines con que se utiliza la energía, e identificar qué tipo de energía se destina a cada uso.

En el gráfico siguiente se puede observar que la energía en el sector industrial se utiliza mayoritariamente para la generación y cogeneración de vapor (44,3%), calor directo (25,4%) y fuerza motriz (17,8%). Entre los otros usos que tienen una participación menor se destaca frío de proceso, con casi un 5%.

Gráfico 66: Usos de la energía en el sector industrial (2006)



Fuente: Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional, DNETN (2009)

La posibilidad de utilizar fuentes de energía diversas para un mismo fin está restringida por factores técnicos. Así, la iluminación y el frío de proceso demandan específicamente energía eléctrica, mientras que la generación de vapor puede conseguirse con distintos tipos de energía.

De acuerdo a la encuesta de 2006, como se observa en el siguiente cuadro, en la generación de vapor y *otras calderas* predomina el uso de la leña, mientras que en la cogeneración es dominante la utilización de los residuos de biomasa. Una situación distinta se observa en el uso de calor directo, pues esta actividad habilita la utilización de distintas fuentes y por lo tanto existen condiciones técnicas para la sustitución, dependiendo de las características del proceso productivo.

En lo que respecta a iluminación y frío de proceso, es excluyente el uso de la energía eléctrica.

Cuadro 20: Usos de la energía y participación por fuente en el sector industrial (en porcentajes), año 2006

	Iluminación	Generación de vapor	Cogeneración de vapor	Otras calderas	Calor directo	Fuerza motriz	Frío de proceso
Gas Natural	0	9,3	15,5	16,5	26,2	0	0
Leña	0	48,7	25,1	54,6	21,3	0,1	0
Residuos Biomasa	0	15,8	55,5	0,5	7,6	0,2	0
Fuel Oil	0	25,2	3,8	24,1	16,7	0	0
Energía Eléctrica	100	0	0	0,8	4,4	99,7	100
Otras fuentes	0	1	0	3,4	24,0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional, DNETN (2009).

Es importante destacar que este patrón de consumo de energía en la industria uruguaya la hace muy poco dependiente de los combustibles fósiles. Obsérvese que en la generación y cogeneración de vapor entre los $\frac{2}{3}$ y los $\frac{3}{4}$ de la energía utilizada es autóctona y estos usos dan cuenta de casi la mitad del total de la energía consumida por el sector.

Como se señaló al comienzo de esta sección, el sector industrial es muy heterogéneo en cuanto a la intensidad con que usa la energía. A continuación se presenta información que permite identificar cuáles son las ramas más energointensivas.

Cuadro 21: Consumo de energía por rama industrial, en porcentajes (2006)

Rama / subrama	%
Frigoríficos	10,1
Industria láctea	9,3
Molinos	5,4
Otras alimenticias	12,9
Bebidas y tabaco	6,2
Textil	7,0
Madera	5,8
Papel	14,3
Cerámica	2,6
Cemento	13,7
Otros	12,7
Total	100,0

Fuente: Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional, DNETN (2009)

La primera observación a realizar es que se trata de datos de 2006, fecha en la que todavía no había empezado su actividad Botnia. Entonces, la industria del papel aparece como la más demandante de energía, seguida por la industria del cemento. Si se suma a estas dos ramas la industria frigorífica, lácteos y otras alimenticias, resulta que en cinco actividades manufactureras se concentra el 60% del consumo del sector.

Para cerrar esta sección se impone una reflexión. La industria ha consumido en promedio, en los últimos 20 años, aproximadamente la quinta parte de la energía final en Uruguay, participación similar a la que ha tenido el sector en el PBI. En 2008 parecería haber cambiado esta relación. Mientras que la participación en el producto no habría mostrado modificaciones sustantivas, la energía consumida por el sector alcanzaría a un tercio del total de la energía final. Es importante caracterizar el patrón de desarrollo industrial para dimensionar las implicancias energéticas de su dinámica.

Consumo final de energía del sector transporte

El transporte representa el 5,4% del PBI. En lo que respecta a la estructura del PBI del sector, el transporte de carga por carretera constituye el sub-sector más importante con una participación del 39,6%, seguido en importancia por el transporte automotor de pasajeros (24,5%) y el transporte marítimo (19,3%). El transporte aéreo presenta muy baja participación en el VAB del sector, al igual que el transporte ferroviario cuya participación es marginal.

Cuadro 22: VAB Transporte y almacenamiento - Año 2007 en miles de pesos corrientes

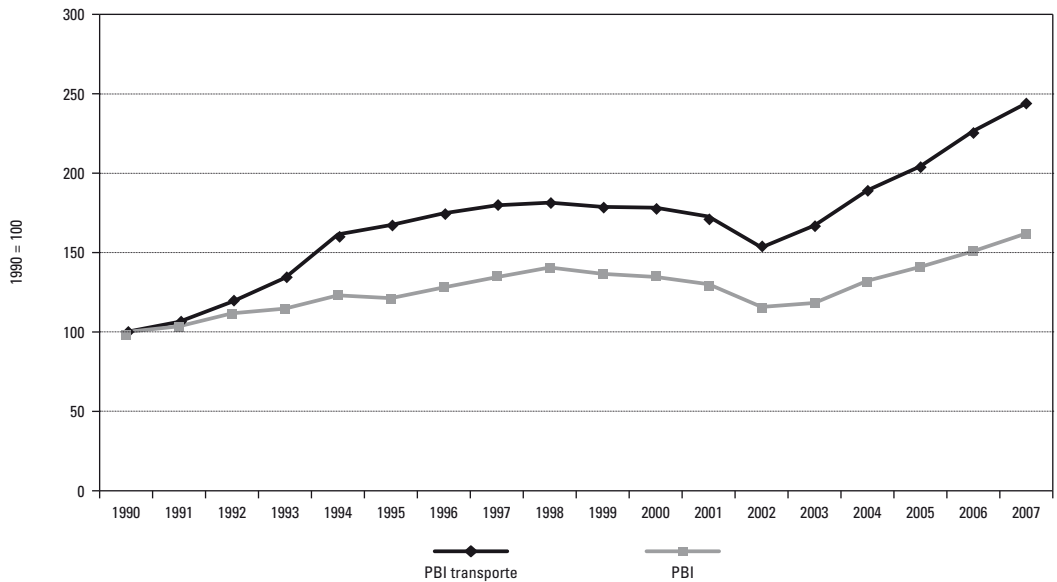
SUBSECTOR	VAB Sectorial	
	En miles pesos corrientes	En %
Transporte ferroviario	-9,408	-0.03
Transporte automotor de pasajeros	7,176,464	24.5
Transporte de carga por carretera	11,581,889	39.6
Transporte aéreo	1,124,776	3.8
Transporte marítimo	5,659,699	19.3
Servicios conexos y almacenamiento	3,748,657	12.8
TRANSPORTE y ALMACENAMIENTO	29,282,077	100.0

Nota: El VAB del transporte ferroviario refleja que el mismo opera en condiciones deficitarias.

Fuente: Cuentas Nacionales, Banco Central del Uruguay.

El PBI del transporte ha tenido un comportamiento dinámico en los últimos 15 años, más allá de la caída registrada durante la crisis económica (1999-2002). Durante el período 1990-2007 el PBI del transporte creció a un ritmo del 5,4% anual, sensiblemente superior al crecimiento promedio del PBI de la economía (2,9%).

Gráfico 67: Evolución del PBI transporte vs. PBI economía



Fuente: Banco Central del Uruguay.

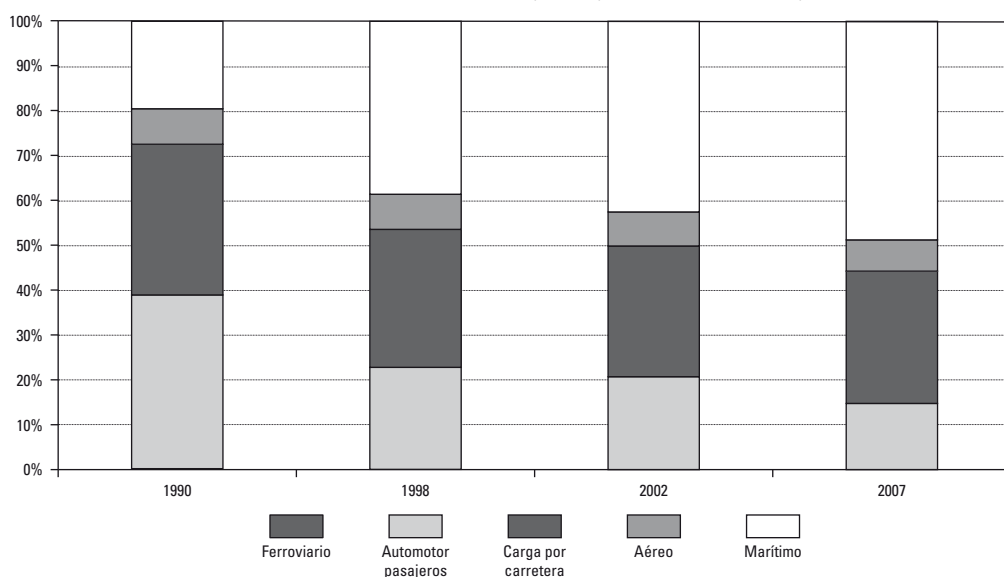
Si se considera el comportamiento por Modo de Transporte, el subsector más dinámico ha sido el transporte marítimo/fluviál con una tasa de crecimiento del 11,3% anual durante el período 1990-2007, seguido en importancia por el transporte aéreo (4,7% a.a.) y el transporte de carga por carretera (4,6% anual), según surge del siguiente cuadro:

Cuadro 23: VAB por modo de transporte (en miles pesos constantes de 1983)

Sector	1990	2007	Tasa crecimiento acumulada anual			Tasa crec.a.a.
			1990-1998	1999-2002	2003-2007	1990-2007
Ferrovial	47	66	2.4%	-12.6%	10.7%	2.0%
Automotor pasajeros	3,453	3,243	0.5%	-8.6%	5.2%	-0.4%
Carga por carretera	2,996	6,479	6.2%	-6.6%	10.6%	4.6%
Aéreo	705	1,529	7.3%	-6.6%	-0.5%	4.7%
Marítimo/Fluviál	1,739	10,705	17.0%	0.5%	12.9%	11.3%
Serv. conexos y almac.	1,619	3,746	9.4%	-8.5%	10.9%	5.1%
Total	10,559	25,768	7.7%	-5.0%	9.9%	5.4%

Fuente: Banco Central del Uruguay

Gráfico 68: Estructura del PBI transporte por modo de transporte



Fuente: Banco Central del Uruguay

El consumo de energía del transporte representa prácticamente la tercera parte del consumo final de energía del país (29%) y el 62% del consumo total de derivados del petróleo (DNETN – MIEM 2009a). Esto es particularmente importante, si se considera que Uruguay no dispone de reservas de petróleo, por lo que el total de la oferta es importada y, por lo tanto, sujeta a las variaciones del mercado internacional de este energético.

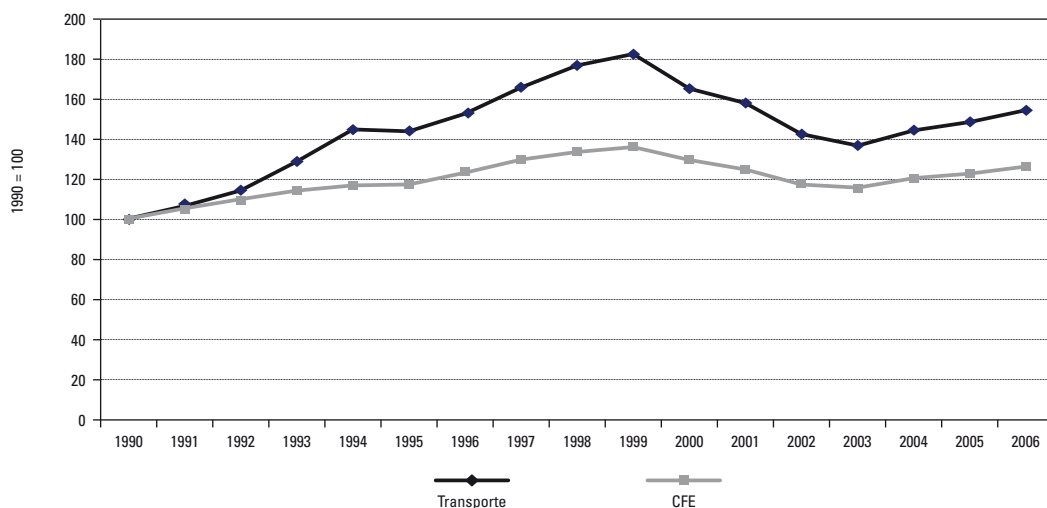
Cuadro 24: Estructura del consumo final de energía por sector

Sector	Tasa crecimiento acumulada anual					
	1990	2000	2008	1990-1998	1999-2002	2003-2008
Transporte	26.8%	34.1%	28.8%	7.4%	-7.9%	3.7%
CFE	100.0%	100.0%	100.0%	3.7%	-4.9%	5.9%

Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

Durante el período 1990-1998 el consumo de energía del transporte creció a una tasa de 7,4% anual, superior a la tasa de crecimiento del consumo total de energía (3,7% anual), y al ritmo de crecimiento de la actividad económica, medida a través de la variación del Producto Bruto Interno (PBI) valorado a precios constantes, de 4,3% acum. anual durante el período. El año 1998 representa el último año de crecimiento de la economía, previo a la crisis del período 1999-2002.

Gráfico 69: Evolución del consumo de energía del transporte y consumo final de energía (CFE) 1990=100



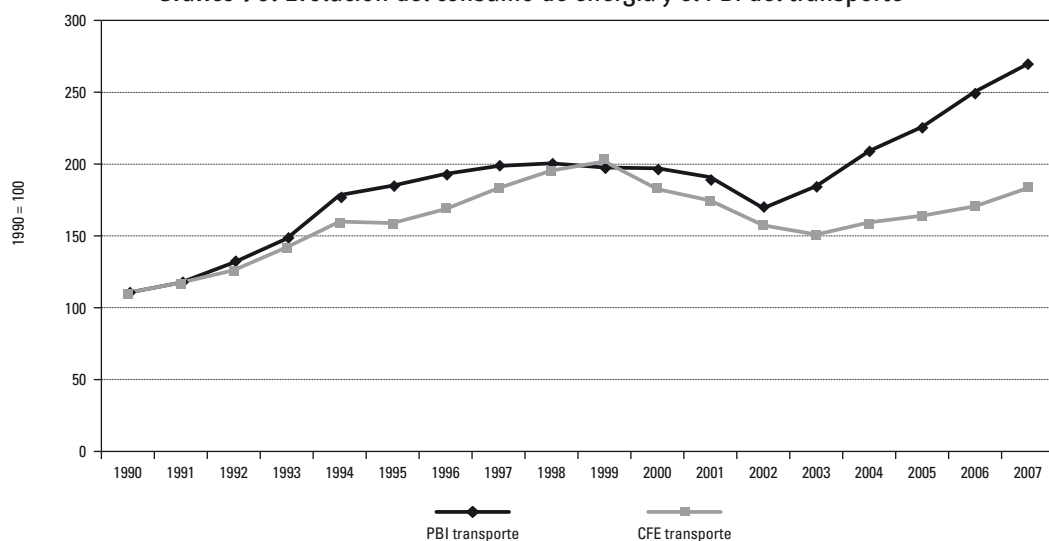
Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN

La caída del consumo de energía que se registra durante el período 1999-2002 está asociada al impacto de la crisis económica. A partir del año 2004 se inicia el proceso de recuperación de la economía, lo que se refleja en una recuperación del consumo de energía del sector.

Si bien, según surge de la gráfica anterior, se mantiene una tendencia creciente en el consumo de energía del transporte, en el año 2008 se observa una pérdida de participación del transporte en el consumo total de energía que responde al fuerte crecimiento que registra el consumo de energía del sector industrial como resultado del impacto de la demanda de energía del sector paplero y específicamente de la empresa UPM - Botnia.

A partir del año 2002 el consumo final de energía del transporte crece por debajo del PBI del sector, lo que implica una reducción en la intensidad energética en ese ámbito, es decir un menor consumo de energía por unidad de PBI generado en el sector.

Gráfico 70: Evolución del consumo de energía y el PBI del transporte



Fuente: elaboración propia en base a datos del Balance Energético Nacional 2008, DNETN y Banco Central del Uruguay.

Si bien el indicador considerado constituye una aproximación a la intensidad en el consumo de energía del sector por unidad de PBI, el mismo presenta ciertas limitaciones en el caso particular del transporte. En el caso del consumo de energía para transporte correspondiente al sector residencial, en particular el consumo de autos y camionetas particulares, si bien se registra este consumo de energía al interior del sector, el mismo no se encuentra registrado en el cálculo del PBI del transporte.

Por otra parte, existen servicios comprendidos en el cálculo del PBI del transporte, tales como servicios de almacenamiento, que si bien generan valor agregado no implican un consumo de energía.

A partir de lo expuesto, es posible concluir que si bien en los últimos años se registra una reducción en la intensidad energética en el transporte, en función de las limitaciones que presenta este indicador, no es posible afirmar que esta tendencia esté asociada a una mejora de eficiencia en el uso de la energía.

En lo que respecta a la estructura de consumo por sub-sector, según surge del siguiente cuadro, el transporte carretero representa el 94% del consumo total de energía del transporte:

Cuadro 25: Consumo Total de combustibles en el transporte, año 2008

Subsector	Consumo total	
	1990-1998	1999-2002
Transporte Carretero	820.9	94.3%
Transporte Ferroviario	5.2	0.6%
Transporte Fluvial/ Marítimo	40.9	4.7%
Transporte Aéreo	3.5	0.5%
Total	870.5	100.0%

Fuente: elaboración propia en base a información "El uso eficiente de la energía como factor de mejora de la competitividad del sector transporte (2008)

En lo que refiere a la composición del parque vehicular por tipo de combustible, en los últimos 15 años el crecimiento del mismo estuvo acompañado de una dieselización creciente como resultado, entre otros factores, de la política de precios aplicada en el sector de combustibles líquidos. La política de precios aplicada fue generando a lo largo de las últimas dos décadas un diferencial de precios (brecha) entre el precio de la nafta y el gas oil que derivó en un fuerte estímulo a la incorporación de vehículos diesel.

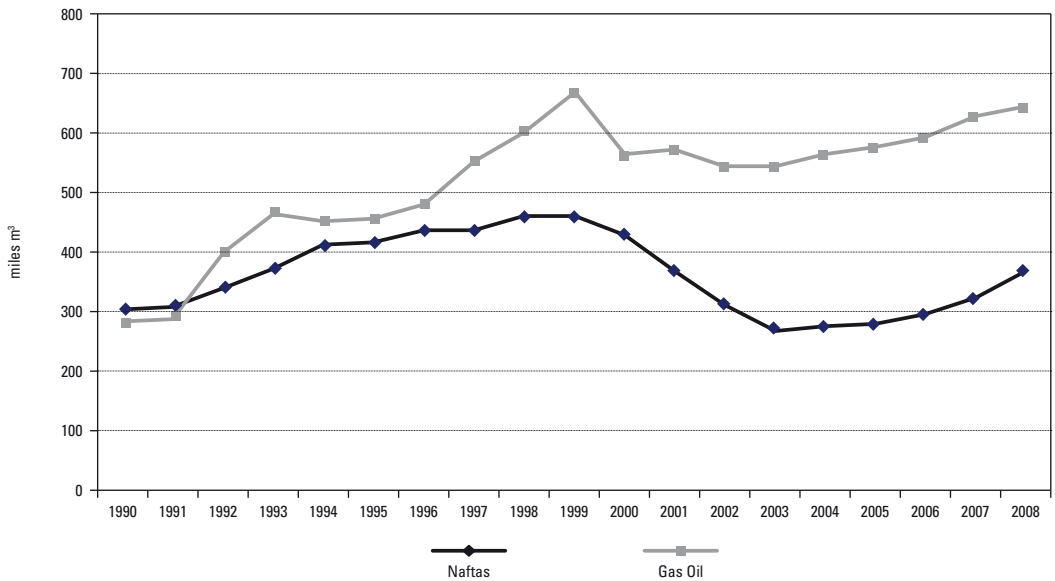
Esto se refleja en un fuerte cambio en la estructura del mercado interno de derivados del petróleo, a favor de un aumento en la participación del consumo de gas oil.

Cuadro 26: Evolución de la estructura del consumo de derivados del petróleo del sector transporte

Derivados del petróleo	1990	1998	2003	2008
Naftas	45.3%	40.4%	29.7%	33.0%
Gas oil	50.4%	59.1%	70.1%	66.8%

Nota: No se incluyó el consumo de turbocombustibles. Fuente: DNETN.

Gráfico 71: Derivados del petróleo en el transporte



Fuente: Elaboración propia, información del Balance Energético Nacional 2008, DNETN

La dieselización del parque automotor fue generando una distorsión en la relación consumo de gas oil/consumo de naftas al interior del sector. En tanto en el año 1990 esta relación era de 1.1, es decir que por cada litro de nafta se consumía prácticamente 1 litro de gas oil en el transporte, en el año 2004 esta relación era de 2.4, es decir que por cada litro de nafta se consumían 2.4 lts. de gas oil, lo que determina un desequilibrio entre la estructura de producción de la refinería y la estructura de la demanda de derivados que incide negativamente sobre la ecuación económica de la refinería. Este es uno de los principales factores que motivó el proyecto de remodelación de la refinería del año 2003.

A partir del año 2006 y en virtud de la iniciativa del Poder Ejecutivo, se implementaron un conjunto de medidas tendientes a mejorar la relación entre el consumo de nafta y gas oil a través de una reducción en el consumo de gas oil de vehículos de uso particular, según se indica a continuación:

- Aumento significativo en la tasa del IMESI que grava la compra de vehículos 0 km a gas oil de uso particular
- Prohibición de la conversión de motores de ciclo Otto a motores de ciclo diesel y la importación de *kits* de conversión de motores.
- Estas medidas estuvieron acompañadas de una corrección en la relación de precios de la nafta y el gas oil, con el objetivo de alinear los precios del mercado interno sin impuestos con los precios de paridad de importación.
- Con el fin de no afectar la competitividad de los sectores productivos, paralelamente se implementaron las siguientes medidas:
- Creación del fideicomiso del transporte colectivo de pasajeros
- Modificación de la estructura del precio del gas oil: eliminación del IMESI y aumento de la tasa de IVA y un aumento en el porcentaje de reintegro del IVA correspondiente a las compras de gas oil.

A partir del análisis de la evolución de la estructura del consumo de gas oil y naftas que se presenta en el gráfico anterior, en los últimos años se registra un aumento en la participación del consumo de naftas, lo que ha permitido mejorar la relación consumo gas oil/nafta (2.0 en el año 2008), por lo que es posible concluir que las medidas implementadas han tenido el impacto esperado sobre el consumo de energía del sector.

Si bien el consumo de gas oil continúa creciendo, esta tendencia está asociada al crecimiento del consumo de gas oil de los sectores productivos y el crecimiento de la actividad económica.

Transporte carretero

Durante la década del '90 se registra un crecimiento importante del parque vehicular, entre otros factores por la incidencia de la política cambiaria aplicada durante este período (atraso cambiario).

En lo que respecta a la composición del parque vehicular, se ha estimado en el año 2006 (Gaudioso 2008) un total de 515.299 vehículos en circulación (sin incluir motocicletas), de los cuales el 60% corresponde a vehículos nafteros y el 40% gasoleros.

Cuadro 27: Parque vehicular gasolero en circulación año 2006

Parque vehicular a Gas Oil	Parque vehicular
Autos (incluye autos oficiales)	97.258
Camionetas (incluye veh. Oficiales)	32.945
Total Particulares	130.203
Taxis y Remises	5.029
Otros vehículos pasajeros	1.037
Total Servicios Varios	6.066
Ómnibus líneas Urbanas Montevideo	1.310
Ómnibus Corta, Media y Larga distancia e Internacionales	1.500
Resto ómnibus	2.460
Total Transporte Colectivo de pasajeros	5.270
TOTAL TRANSPORTE DE PASAJEROS	141.539
Camionetas con actividad comercial hasta 2 ton.	34.991
Camiones	25.753
Tractores	12.343
TOTAL TRANSPORTE DE CARGAS	64.008
TOTAL SECTOR TRANSPORTE CARRETERO A GAS OIL	205.547

Fuente: elaboración propia en base a información Intendencias Municipales y MTOP

Cuadro 28: Parque vehicular naftero en circulación año 2006

Parque vehicular a Nafta	Parque vehicular
Autos (incluye autos oficiales)	284.978
Camionetas (incluye veh. Oficiales)	6.243
Total Particulares	291.221
Otros vehículos pasajeros	336
Omnibus	269
TOTAL TRANSPORTE DE PASAJEROS	291.826
Camionetas con Actividad Comercial hasta 2 ton.	17,926
TOTAL TRANSPORTE DE CARGA	17,926
TOTAL SECTOR TRANSPORTE CARRETERO A NAFTA	309,752
Motocicletas	113,89
TOTAL GENERAL NAFTA CON MOTOCICLETAS	423,642

Fuente: elaboración propia en base a información Intendencias Municipales y MTOP

Transporte de carga

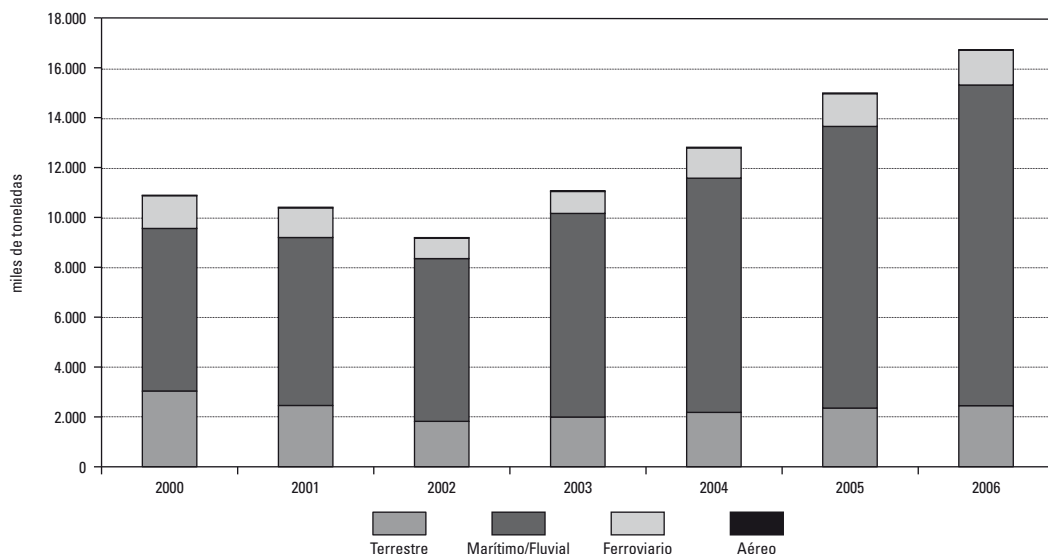
Cuadro 29: Movimiento total de carga por modo de transporte (miles de toneladas)

Modo Transporte	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Terrestre	3,047	2,463	1,824	2,001	2,188	2,361	2,458
Marítimo/fluvial	6,538	6,758	6,550	8,188	9,416	11,328	12,896
Ferrocarril	1,316	1,191	822	883	1,219	1,317	1,393
Aéreo	21	26	20	23	25	26	25
Total	10,921	10,438	9,216	11,096	12,848	15,031	16,772

Fuente: Anuario del Transporte 2007, MTOP.

Según surge del cuadro anterior, a través del transporte carretero se movilizan en promedio 2.5 millones de toneladas anuales de mercadería.

Gráfico 72: Movimiento total de carga por modo de transporte (miles de tons)

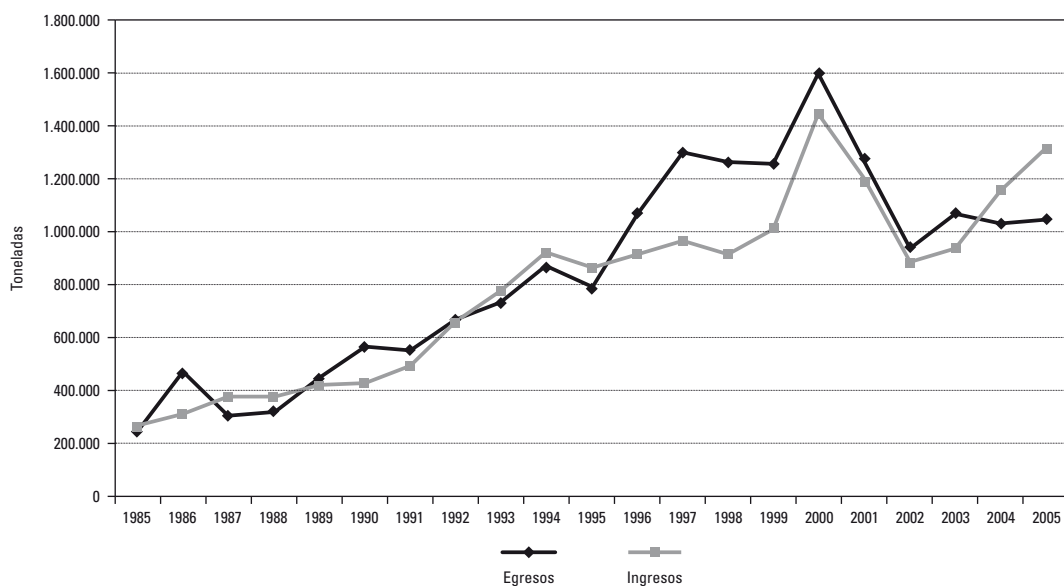


Fuente: Dirección Nacional de Transporte, MTOP

Los mayores generadores de carga son los sectores tradicionales (exportaciones de origen agropecuario).

El movimiento internacional de carga ha venido aumentando desde 1985 hasta el año 2000, en que se registra una caída como consecuencia del impacto de la crisis:

Gráfico 73: Evolución del flujo de carga por carretera



Fuente: Dirección Nacional de Transporte, MTOP

El movimiento internacional de carga tiene como destino/origen fundamentalmente a Argentina y Brasil, que representan desde el 2000, entre el 92% y el 94% del total.

A raíz de esta estructura comercial, hay desequilibrio en los flujos de carga terrestres, lo que afecta la eficiencia de los sistemas de transportes de carga al imponer en muchos casos el retorno vacío del vehículo.

Por modo terrestre, Uruguay exporta 1.26 más de lo que importa de Brasil, y con Argentina importa 2.4 veces lo que exporta. Esto impone retornos de carga vacíos en 20% desde el Brasil, y retornos de carga vacíos hacia Argentina del 58%, si se supone que la mayor flota de camiones es la que maneja el mayor flujo de carga (Banco Mundial).

Transporte de pasajeros

El transporte de pasajeros se concentra fundamentalmente en el transporte suburbano que concentra aproximadamente el 75% del movimiento de pasajeros, e incluye esencialmente el transporte urbano de Montevideo y el área metropolitana e Interior urbano.

Cuadro 30: Movimiento de pasajeros en servicios de transporte r regulares nacionales (millones de pasajeros)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL (millones pasajeros)	73,9	67,6	58,0	55,7	61,0	64,2	70,1
Corta, media y larga distancia	18,5	16,4	14,1	14,6	16,2	17,2	19,0
Suburbano	55,4	51,2	43,9	41,1	44,8	47,0	51,1

Nota: Transporte suburbano: origen en Montevideo y distancia origen-destino hasta 60 km.

Fuente: Dirección Nacional de Transporte, MTOP

El movimiento de pasajeros en servicios regulares nacionales se redujo un 25% en el período 2000-2003 como consecuencia de la crisis económica. A partir del año 2004 y la recuperación del nivel de actividad de la economía, se registra un aumento en el movimiento de pasajeros, si bien aún no se han alcanzado los niveles previos a la crisis.

Transporte ferroviario

La infraestructura ferroviaria comprende 3000 Km. de red, en muy malas condiciones, de las cuales se encuentran operativos 1600 Km.

La actividad del transporte ferroviario se concentra en el transporte de carga, siendo el transporte de pasajeros marginal.

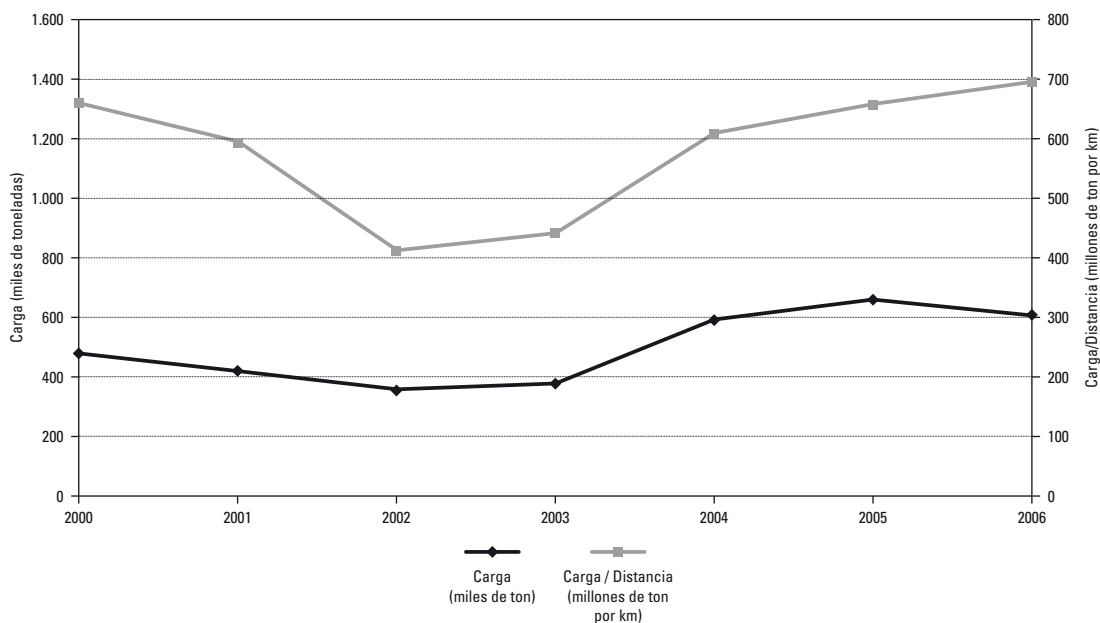
El ferrocarril moviliza en promedio 1.4 millones de tons./anuales de carga, concentrados en ocho productos: arroz, cebada, cemento, clinker, combustibles y lubricantes, madera y leña, piedra caliza y contenedores. En su conjunto esos productos concentran más del 98 % de la carga movilizada.

Cuadro 31: Transporte ferroviario de carga

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Carga movilizada (miles tons.)	1,321	1,191	823	881	1,22	1,318	1,393
Carga-Distancia (MM Ton. – km.)	239	209	178	188	297	331	304
Distancia promedio de viaje (km.)	181	176	217	213	243	251	218
Carga promedio por tren (tons.)	290	303	294	362	356	353	341

Fuente: Dirección Nacional de Transporte, MTOP

Gráfico 74: Indicadores transporte ferroviario de carga



Fuente: elaboración propia en base a datos Anuario del Transporte, MTOP

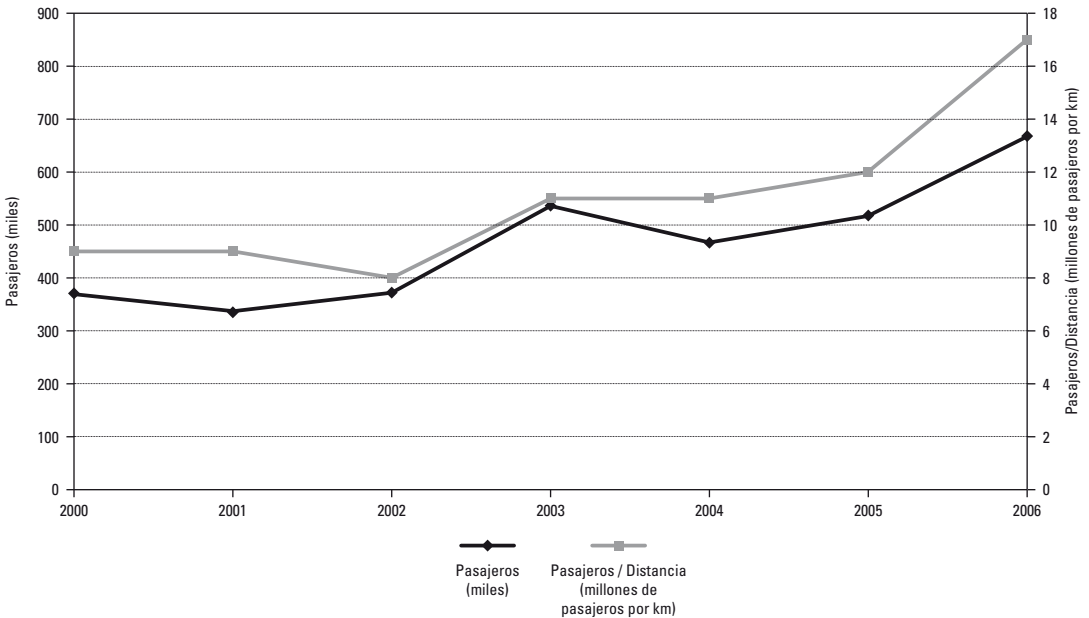
Cuadro 32: Transporte ferroviario de pasajeros

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Pasajeros movilizados (miles pasajeros)	369	337	372	536	467	517	667
Pasajeros-Distancia (MM Pasajeros-km)	9	9	8	11	11	12	17
Distancia promedio de viaje (km)	25	27	21	21	23	24	25
Carga promedio por tren (pasajeros)	42	77	41	66	61	70	51

Fuente: Dirección Nacional de Transporte, MTOP

El transporte ferroviario de pasajeros moviliza anualmente aproximadamente 500.000 pasajeros, en transporte de corta distancia (25 kms. distancia promedio por viaje).

Gráfico 75: Indicadores transporte ferroviario de pasajeros



Fuente: elaboración propia en base a datos de Anuario del Transporte 2007, MTOP

En las condiciones actuales de operación, el transporte ferroviario en Uruguay no es competitivo. No obstante, se considera que presenta condiciones de triplicar el tráfico de carga para el movimiento de los flujos de carga forestal, en la medida que se logre rehabilitar la red ferroviaria lo que implicaría la rehabilitación de 1000 km de red.

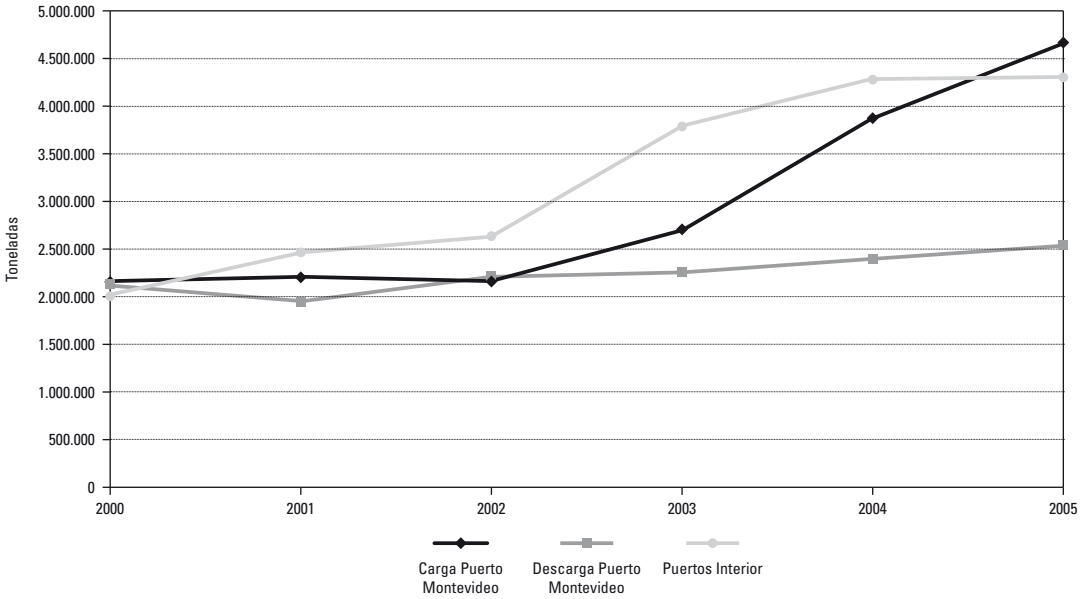
De acuerdo a los estudios disponibles, bajo condiciones de operación eficiente, el ferrocarril es la alternativa más eficiente en transporte terrestre para el manejo de la carga incremental esperada de transporte de productos forestales (Banco Mundial 2007) El transporte ferroviario de pasajeros no se visualiza como una alternativa, excepto para transporte de corta distancia (promedio de 25 kms), en el marco del Sistema Integral de Transporte del área metropolitana (Plan de Movilidad Urbana de la Intendencia Municipal de Montevideo).

Transporte fluvial y marítimo

El transporte marítimo-fluvial moviliza 15 millones toneladas/anuales y es el sector que registra la mayor participación y crecimiento en el movimiento total de cargas.

El 56% del movimiento de carga se realiza a través del puerto de Montevideo (8.7 MM tons./año). A través de los puertos del Interior se moviliza un total de 6.8 MM tons., de los cuales el 55% se moviliza a través del puerto de Nueva Palmira, seguido en importancia por el puerto de Fray Bentos.

Gráfico 76: Movimiento de carga (en toneladas)



Fuente: ANP y ANCAP

El movimiento de pasajeros a través del transporte marítimo-fluvial es de 2.1 millones de pasajeros/año (datos 2006). El 99% corresponde al movimiento de pasajeros Uruguay-Argentina.

Consumo final de energía del sector agro- pesca

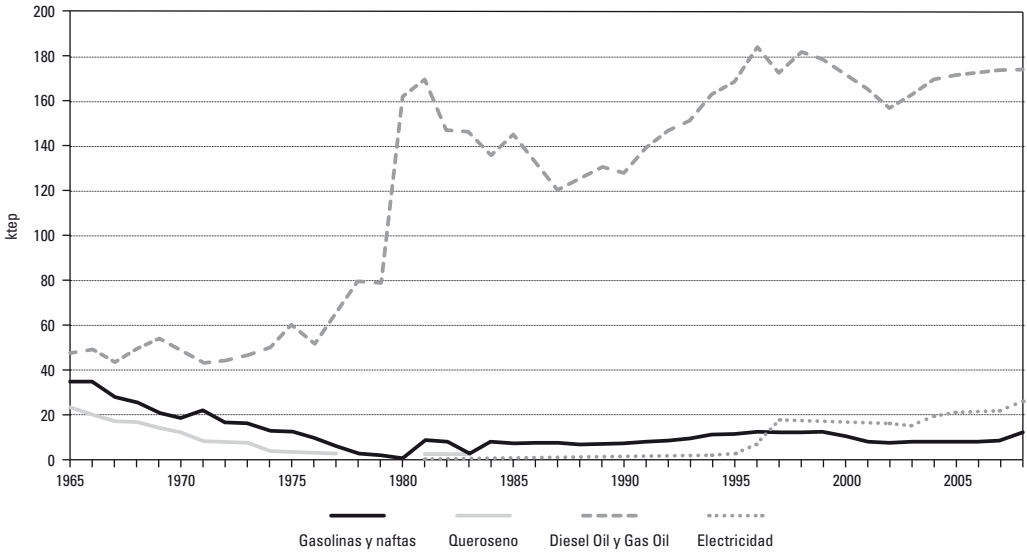
El denominado sector *agro-pesca* incluye las actividades agrícolas, pecuarias y de extracción forestal y la pesca comercial “de altura, litoral, y en estuarios incluyendo la que realizan los barcos-factoría” (DNETN-MIEM 2009a). En el balance energético nacional, sólo representa un 7% del total del consumo final de energía. Después de un leve crecimiento del consumo durante los años noventa, el nivel se ha estabilizado y en los últimos años ha sido superado por el sector *comercial-servicios*.

Si se tiene en cuenta la estructura económica de fuerte impronta agropecuaria, la participación marginal del consumo de energía de este sector nos informa que no se trata de una actividad intensiva en el uso de energía.

En una perspectiva histórica, es posible observar un salto de nivel en el consumo sectorial en la segunda mitad de la década de los años setenta del siglo pasado, posiblemente resultado de la expansión de la actividad pesquera. Desde entonces ha tenido un comportamiento cíclico, acompañando el conjunto de la actividad económica.

El análisis del consumo por fuente muestra un predominio del gas oil, que en 2008 representó el 84% del consumo total del sector. No obstante, es importante señalar que el consumo de electricidad se ha incrementado de manera notable desde la mitad de los años noventa: ocupa el segundo lugar con un 12% del total de la energía consumida.

Gráfico 77: Consumo final energético del sector agro/pesca (ktep)



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

III.7. Análisis sectorial

Sector eléctrico

Organización institucional

El sector eléctrico en Uruguay está regido por la Ley Nacional de Electricidad (N° 14694) del año 1977 y por la Ley N° 16832 del año 1997 donde se establece el nuevo Marco Regulatorio para el Sector Eléctrico (Actualización del Sistema Eléctrico Nacional y Creación de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica – UREE).

A partir de estas leyes y una serie de Decretos Reglamentarios, entre los que se destaca el Decreto N° 360 del año 2002⁴¹, se establecen las obligaciones y competencias de cada uno de los actores del sector.

41 Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

En este marco, las actividades del sector como la transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica tienen carácter de servicio público y están sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo. Sin embargo, la actividad de generación, puede ser realizada por cualquier agente siempre que esté de acuerdo a la normativa establecida.

El Poder Ejecutivo es el encargado de fijar y controlar el cumplimiento las políticas en temas de energía eléctrica.

UTE, como empresa eléctrica pública, es la encargada de realizar las actividades que tienen carácter de servicio público y además tiene como cometidos la generación, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica.

El nuevo marco impuesto por la Ley 16832 crea el Mercado Mayorista de la Energía Eléctrica que funcionaría en las etapas de generación y comercialización. En este Mercado pueden participar los distintos actores (generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores) y se les garantiza el libre acceso así como el régimen de competencia para el suministro a los distribuidores y comercializadores.

Los otros actores del sector están constituidos por la URSEA (Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua), la ADME (Administración del Mercado Eléctrico), la CTMSG (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande) y los generadores privados.

La URSEA, que depende del Poder Ejecutivo, tiene como cometidos el control del Marco Regulatorio existente, la elaboración de reglamentos en materia de seguridad y calidad de los servicios que se prestan en el sector y asesorar al Poder Ejecutivo en la fijación de las tarifas de energía eléctrica.

La ADME, que se constituye como una persona pública no estatal, tiene el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, para lo cual puede arrendar los servicios del Despacho Nacional de Cargas.

La CTMSG es el ente público binacional que tiene a su cargo el desarrollo de la actividad de generación de la cuota parte de Uruguay en la central de Salto Grande.

Si bien hace más de diez años que existe el marco legal del sector eléctrico, éste no ha sido aplicado en su totalidad o no se han dado las condiciones para que funcione de acuerdo a lo previsto.

Durante el último gobierno, el Poder Ejecutivo estableció mecanismos a través de los cuales se incentivó la introducción en la matriz energética de fuentes renovables no tradicionales.

Con el Decreto 77/006 se encomienda a UTE a celebrar contratos con privados que generen energía a partir de biomasa, viento y que emprendan proyectos para realizar pequeñas centrales hidroeléctricas. Las condiciones establecidas son que el total de proyectos de cada fuente no puede superar los 20 MW y la potencia de cada proyecto tiene que ser inferior a los 10MW. Los contratos serán por un máximo de 20 años, asumiendo un costo de promoción de las fuentes renovables que se transfiere a tarifas.

A partir del Decreto 77/006 UTE realiza un llamado al cual se presentan emprendimientos eólicos y de biomasa, quedando libre el cupo asignado para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Con el objetivo de completar este remanente, el Decreto 397/007 permite la contratación con oferentes que agreguen potencia instalada en territorio nacional a partir de las mismas fuentes renovables que el decreto 77/006, siempre que la potencia de la central sea menor a 20MW y la contratación con UTE sea por una potencia inferior a los 10MW.

En agosto de 2009 se emitió el Decreto N°403 donde se determina que UTE promoverá contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores eólicos a instalarse en Uruguay. La potencia instalada de cada uno de los proyectos deberá tener un mínimo de 30 MW y un máximo de 50 MW, mientras que la potencia máxima a contratar bajo este instrumento no podrá superar los 150 MW. En ese mismo Decreto se establece que los restantes 150 MW que restan para alcanzar la meta propuesta al 2015 (300 MW a partir de proyectos eólicos) serán objeto de una segunda etapa a implementarse posteriormente.

Como resultado de esta política la matriz eléctrica ha ido variando y se espera que en los próximos años, a medida que los proyectos adjudicados se desarrollen, el porcentaje de potencia asociada a fuentes renovables no tradicionales aumente.

UTE continúa siendo el actor preponderante en el ámbito de la generación, actividad que desarrolla conjuntamente con las actividades de transmisión, distribución y comercialización en forma integrada verticalmente⁴². La incursión de agentes privados en el sector de energía eléctrica solo se ha realizado recientemente, asociado a pequeños emprendimientos de generación (de entre 10 y 15 MW) y no motivados por una participación en un mercado competitivo de energía sino debido a los regímenes promocionales que se han establecido para las energías renovables que les aseguran, entre otros beneficios, la compra de su energía a largo plazo.

Ante este ingreso de generadores privados al mercado, se concretó la entrada en funcionamiento efectivo de la ADME⁴³ a través del arrendamiento de los servicios al Despacho Nacional de Cargas para la realización del despacho del sistema de forma independiente de UTE, brindando las garantías necesarias para el resto de los agentes.

Aún así hay grandes aspectos del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que nunca se han llegado a aplicar, entre ellos los mecanismos de fijación de las tarifas del sector, que, de acuerdo a lo establecido en el Decreto N° 277⁴⁴ del 2002, deberían reflejar entre otros aspectos, las compras del Distribuidor en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y los costos reconocidos tomando como referencia a una empresa eficiente actuando en las mismas condiciones que el distribuidor (Valor agregado de distribución estándar, VADE⁴⁵).

42 De acuerdo a lo previsto en el Marco Regulatorio vigente, las empresas que realizan más de un tipo de actividades en la industria eléctrica deberán presentar al Regulador resultados económicos de gestión para cada una de las actividades – Artículo 5, Decreto 276/002

43 Hasta el momento había tenido una participación muy marginal, cumpliendo una muy pequeña porción de sus funciones asignadas.

44 Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica

45 I VADE se define como los costos unitarios de la actividad de distribución de energía eléctrica de una empresa eficiente de referencia. Dichos costos incluyen: la remuneración del capital, los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones, los costos comerciales, los costos de administración y las pérdidas eléctricas asociadas a la actividad.

Sistema de generación

La generación de energía eléctrica en Uruguay se realiza a partir del aprovechamiento del recurso hidráulico, a partir de combustibles derivados del petróleo (fuel oil y gas oil) y también, en menor medida, a partir del recurso eólico y de biomasa.

La potencia instalada de las centrales hidroeléctricas que asciende a 1538 MW, representa un 65% del total de la potencia instalada del sistema. Actualmente existen tres centrales de generación hidroeléctricas sobre el Río Negro que son propiedad de UTE: la central Dr. Gabriel Terra, con una potencia instalada de 152 MW, la central Baygorria, con una potencia instalada de 108 MW y la central Palmar, con una potencia instalada de 333 MW. Por otro lado, se cuenta con la central hidroeléctrica Salto Grande instalada sobre el Río Uruguay, que constituye un emprendimiento conjunto entre Uruguay y Argentina. La potencia total instalada de esta central es de 1890 MW de los cuales 945 corresponden a Uruguay.

La generación de energía eléctrica a partir de biomasa se da con el aprovechamiento de los residuos del proceso de fabricación de pulpa de celulosa de la empresa UPM - Botnia. La potencia instalada de generación de este emprendimiento industrial asciende a 120 MW. La mayoría de la generación se destina al autoconsumo de la empresa mientras que lo restante, que puede llegar a una potencia máxima de 30 MW, se entrega a la red de UTE. También está operativo el biodigestor del vertedero de residuos sólidos urbanos en Las Rosas, Departamento de Maldonado.

Recientemente se realizaron las primeras incorporaciones de aprovechamientos eólicos para la generación de energía eléctrica. Actualmente están operativos tres proyectos eólicos: Agroland (0,45MW), Parque de Sierra de Caracoles de UTE (10 MW)⁴⁶, ambos ubicados en el departamento de Maldonado, y Nuevo Manantial (10 MW), ubicado en el departamento de Rocha.

El parque de generación se completa con unidades térmicas propiedad de UTE que utilizan combustibles derivados del petróleo (fuel oil y gas oil). La potencia instalada de estas unidades llega a 790 MW de los cuales 255 MW provienen de la Central Batlle (50 MW de la Sala B, 80 MW de la 5ª unidad y 125 MW de la 6ª unidad), 212 MW provienen de la central La Tablada, 300 MW provienen de la central Punta del Tigre, 20 MW provienen de la turbina de Maldonado y existen 3 MW adicionales de grupos diesel autónomos. La mayoría de estas centrales se encuentran próximas o directamente en la zona de mayor consumo del país que corresponde al área de Montevideo y sus alrededores.

De esta forma, la potencia total instalada en el sistema eléctrico asciende a 2378 MW, representando la generación por fuentes renovables no convencionales una potencia total de 86,65 MW.⁴⁷

En el gráfico que sigue se presenta la distribución de la potencia total instalada en el sistema de acuerdo al combustible o recurso utilizado para la generación⁴⁸.

46 La instalación de los molinos de UTE en Sierra de Caracoles es resultado de una condonación de deuda con España.

47 En estas cifras sólo se consideran los 30 MW que Botnia puede inyectar a la red eléctrica y no los 90 MW para autoconsumo.

48 La potencia instalada en el caso de biomasa corresponde al máximo que Botnia puede inyectar a la red eléctrica.

El sistema de transmisión, que es propiedad de UTE, está compuesto por una columna central de 500 kV que básicamente conecta la central de Salto Grande y la central de Palmar con la zona de mayor consumo del país, ubicada en Montevideo.

Existe también un tendido del sistema de transmisión en 150 kV, más vasto que el de 500 kV, que llega a los principales centros de consumo en todo el país.

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra fuertemente interconectado con el argentino a través de un vínculo de 2000 MW de capacidad (cuadrilátero de Salto Grande). A su vez, existe también una interconexión con el sistema brasilero de mucho menor porte, que se realiza a través de una convertora de frecuencia de 70 MW (Rivera – Livramento).

Proyectos a incorporarse en el corto o mediano plazo

Ya está firmado el contrato de tres proyectos para la generación de energía a partir de biomasa y uno a partir de energía eólica que aún no están operativos pero se espera lo estén en el primer semestre de 2010. En biomasa son los generadores Bioener (12 MW), Fenirol (10 MW) y Alur (13 MW). En eólica se trata de la ampliación de Nuevo Manantial (6 MW).

Por otra parte hay proyectos que han sido adjudicados, se ha firmado contrato, pero el cronograma de obras prevé que entren en servicio en el año 2010 y en el año 2011. Para el año 2010 se prevé que entren en servicio 3 proyectos de biomasa con un total de 31 MW y otros 12 MW de eólico, considerando la duplicación del Parque de Sierra de Caracoles por parte de UTE.

Entre 2011 y 2012 entrarían en servicio 7,5 MW de biomasa y 43,45 MW de eólico. A estos últimos deberían ser agregados 150 MW que surgirán a partir de la licitación que lanzará UTE a partir del primer mes de 2010 para la contratación de compra de energía eólica por 150 MW.

Existen por otro lado proyectos de biomasa que directamente se han instalado por fuera del régimen promocional establecido por los Decretos del Poder Ejecutivo y que venderán toda su energía al mercado spot. La potencia asociada a este tipo de modalidad es del orden de 5 MW.

Si bien en términos de magnitud es de poca importancia, cabe destacar que para el 2012 está previsto que entre en funcionamiento una planta de energía solar que genere para la red y con una potencia de 350 KW. La importancia de esta planta reviste en iniciar un camino en una fuente que claramente en el futuro jugará un rol importante a nivel de generación eléctrica.

Adicionalmente UTE está instalando motores reciprocantes en el predio de la Central Batlle. La potencia total del proyecto es de 80 MW y está constituido por 8 unidades de 10 MW cada una. La fecha prevista para la entrada en servicio de esta unidad de generación es diciembre de 2009. El combustible que utilizan estos motores es fuel oil pero pueden convertirse para quemar gas natural.

En lo que respecta a grandes proyectos de infraestructura del sector eléctrico, se destaca el proyecto de interconexión con Brasil en alta tensión. Este proyecto consiste en la construcción de un tramo de 400 km de línea en 500 kV desde San Carlos hasta Melo donde, a través de una convertora de frecuencia y un pequeño tramo de línea en territorio brasilero, se co-

nectaría a la red transmisión de Brasil. La capacidad de este nuevo vínculo será de 500 MW. Este proyecto tiene una entrada en servicio prevista para el año 2012.

Teniendo en cuenta lo anterior se puede decir que el cambio en lo que refiere a la matriz de potencia instalada para generación de energía eléctrica es importante. Incluso habiendo aumentado la participación de la generación térmica convencional, el porcentaje de participación de las fuentes renovables no tradicionales pasó de 1,2% a 8% y está previsto que en dos años supere el 14%.

Cuadro 33: Potencia instalada y generación por fuente

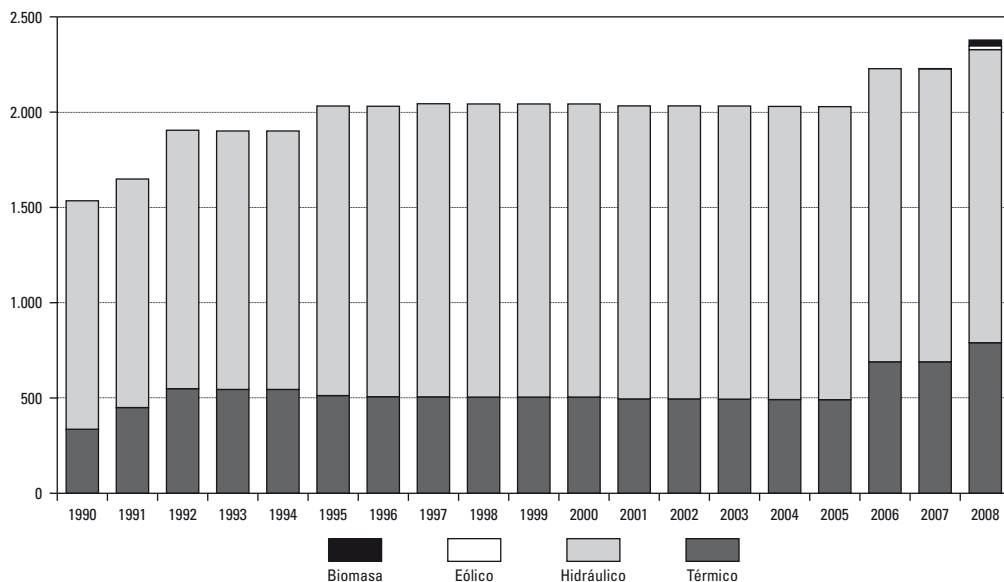
Generación por fuente	2005		2009		2012	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	1538	76,0%	1538	58,0%	1608	50,0%
Térmica	491	24,0%	875	33,0%	1125	35,0%
Eólica	0	0,0%	20	1,0%	226	7,1%
Biomasa	1,2	0,1%	197	7,0%	236	7,4%
Total	2030	100%	2630	100%	3195	100%

Fuente: www.dnetn.gub.uy

Evolución de la demanda y la oferta de energía eléctrica

En el gráfico que sigue se presenta la evolución de la potencia instalada⁴⁹ en el sistema de generación uruguayo:

Gráfico 79: Evolución de la potencia instalada (MW)



Fuente: www.dnetn.gub.uy

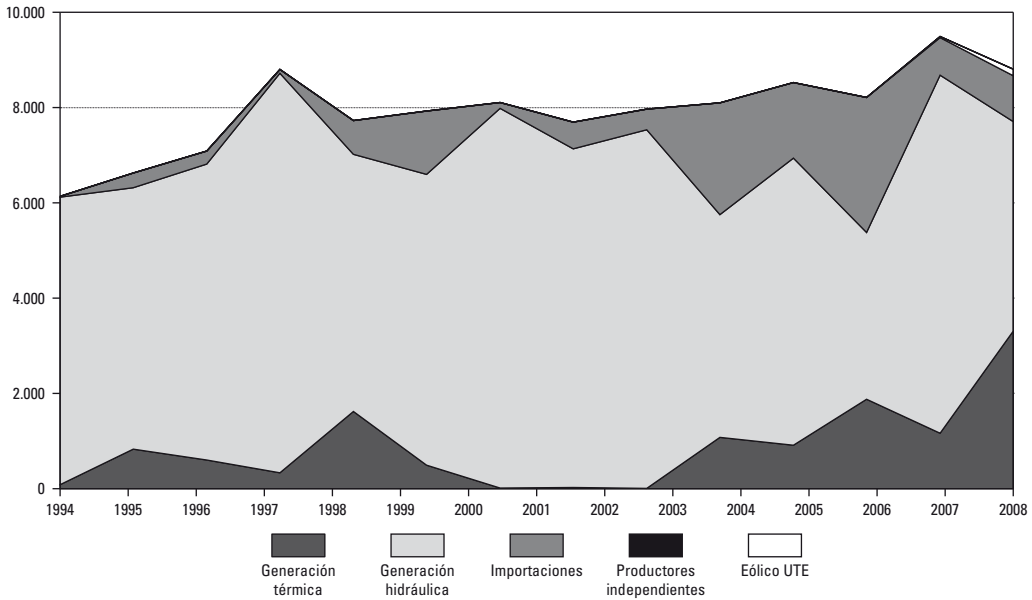
49 En base a información disponible en www.dnetn.gub.uy

En el año 1991 entró en servicio la primera unidad de la central La Tablada. En el año 1992 se culminó la instalación del total de la potencia de la central (212 MW). El aumento de la potencia que se refleja en el año 1995 corresponde a que en ese año Uruguay comenzó a disponer totalmente de la mitad de la potencia total instalada en Salto Grande (945 MW). A partir de ese año no se registra otra inclusión de potencia hasta el año 2006 donde comienza la entrada en servicio de la central Punta del Tigre, que completa sus 300 MW en el año 2008.

Si bien la proporción de potencia instalada a partir de centrales hidroeléctricas es muy importante, la variabilidad intrínseca de esta fuente hace que la oferta efectiva de energía de origen hidroeléctrico sea muy cambiante dependiendo de la situación hidrológica. Esto es debido por un lado a la variabilidad que puede presentar el régimen de lluvias año a año y por otro a la importancia que tiene la central de Salto Grande que se caracteriza por tener muy baja capacidad de embalse. En este sentido, es la central Dr. Gabriel Terra la que posee la mayor capacidad de embalse, siendo su capacidad de acumulación equivalente al caudal medio del río durante 135 días.

En el gráfico que sigue se presenta la evolución que ha tenido la composición de la oferta de energía eléctrica en los últimos años 15 años⁵⁰.

Gráfico 80: Oferta de energía eléctrica (GWh)



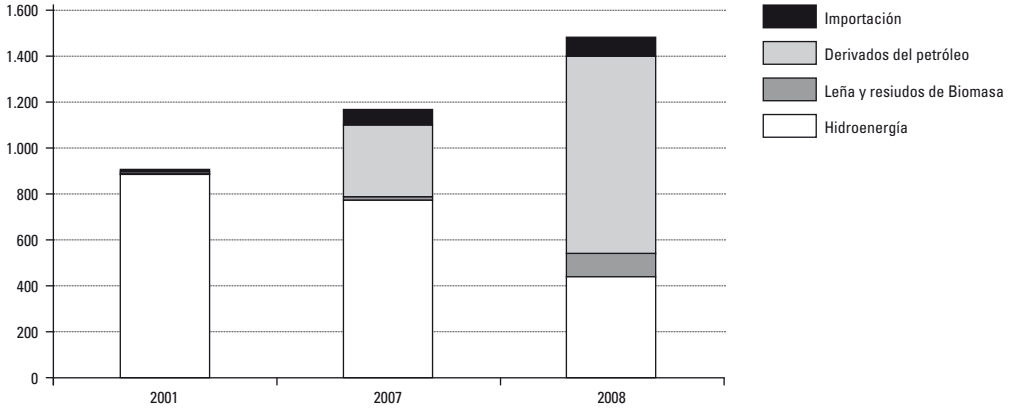
Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN, 2009

Se puede apreciar allí que en los últimos tiempos el porcentaje de generación a partir de centrales térmicas ha ido en aumento, en parte debido al crecimiento de la demanda y en parte debido a la mala situación hidrológica de este último período.

50 En base a información disponible en www.dnetn.gub.uy

Precisamente, la irregularidad en la disponibilidad de agua ocasiona modificaciones significativas en cuanto a la participación de las distintas fuentes. Una forma gráfica de verlo es comparar la generación eléctrica en los años 2001, 2007 y 2008:

Gráfico 81: Insumos para la generación de energía eléctrica (porcentajes)

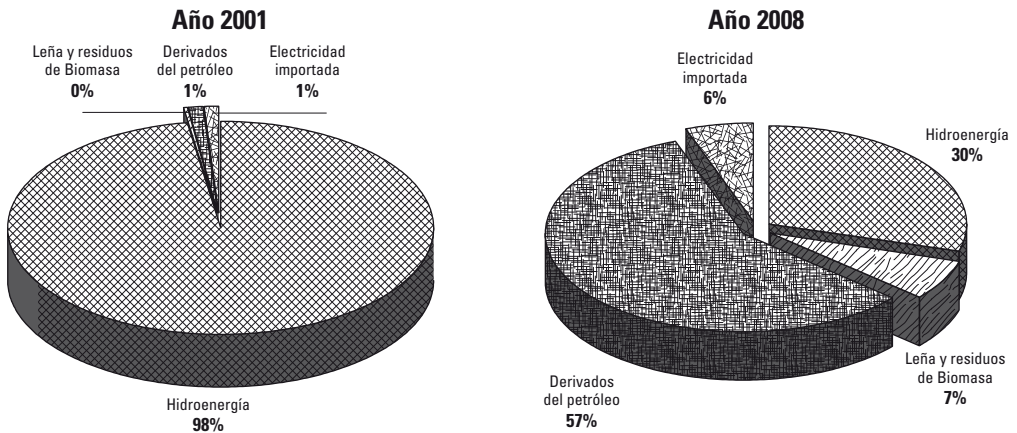


Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN.

Mientras que en el año 2001, el 98% de la electricidad se generó a partir de hidroenergía, para el 2008 fue representado solamente el 30%.

Al mismo tiempo la generación a partir de derivados del petróleo osciló entre el 1% y el 58%, la más alta desde 1979.

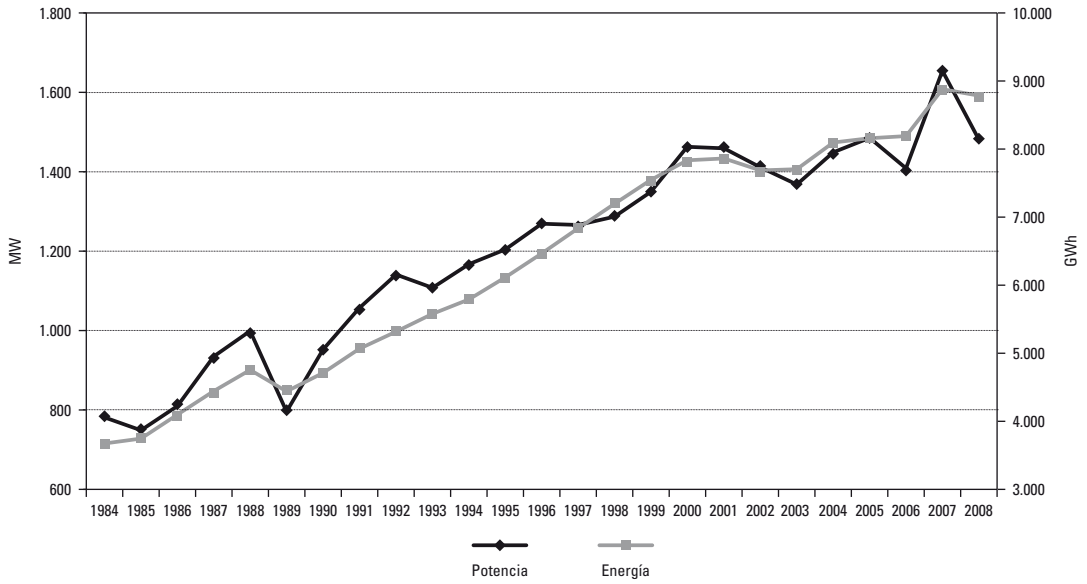
Gráfico 82: Estructura de generación por fuente



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN, 2009

En el gráfico que sigue se presenta la evolución de la demanda de energía eléctrica y del máximo registrado de potencia durante los últimos 25 años. Allí se aprecia una tendencia general creciente que ha sido afectada por períodos puntuales de caída y recuperación. En particular es apreciable el efecto en el pico de demanda de potencia de la última crisis y la notoria recuperación posterior.

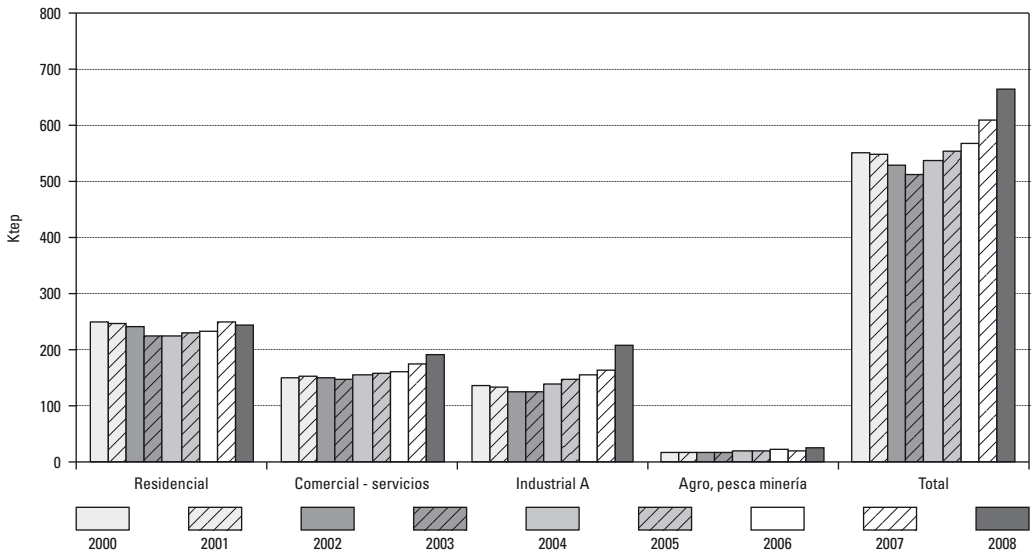
Gráfico 83: Evolución de la demanda de energía eléctrica en los últimos 25 años



Fuente: UTE

Si se observa la evolución del consumo de energía agrupada por sectores de acuerdo a como se encuentran clasificados en DNETN-MIEM (2009 a), durante los últimos 8 años puede verse que el efecto de la crisis es más notorio en el consumo residencial donde recién en el 2007 se ha vuelto a los niveles de consumo previos a la crisis registrada en el 2002. En el sector Comercial y fundamentalmente en el Industrial la recuperación del nivel de consumo ha sido muy rápida y se explica por el aumento de la producción de estos sectores.

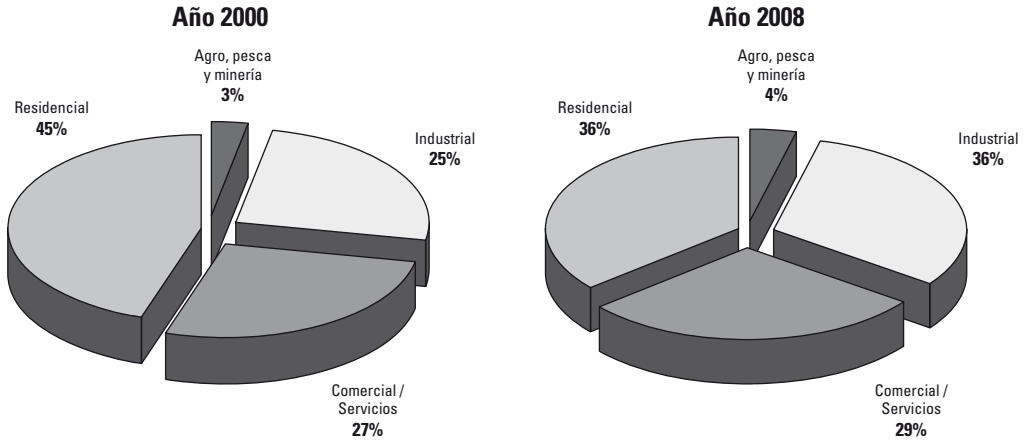
Gráfico 84: Energía eléctrica por sector, período 2000 - 2008 (Ktep)



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, DNETN, 2009

Este comportamiento ha redundado en una pérdida de participación del sector residencial en el consumo total de energía eléctrica. En efecto, a pesar de que aún continúa siendo el sector de mayor consumo de energía eléctrica, el sector residencial en el año 2000 representaba el 45% del total, mientras que en el año 2008 representó el 36% del consumo total de energía eléctrica. El sector que más aumento ha tenido ha sido el industrial ya que ha pasado de ser el 25% del consumo de energía eléctrica en el año 2000, a ser 31% en el año 2008 (DNETN-MIEM 2009a).

Gráfico 85: Consumo de energía eléctrica por sector (%)



Fuente: elaboración propia, datos Dirección Nacional de Energía

De acuerdo a los valores históricos presentados se determina que la tasa de crecimiento promedio de los últimos 20 años ha sido del 3% en la potencia y del 3,7% en la energía, lo que implicaría, teniendo en cuenta el valor máximo de potencia registrado en el año 2009 (1684 MW en el mes de julio), que si se partiera de una potencia instalada perfectamente adaptada al consumo, la capacidad instalada en el sistema debería aumentarse en el orden de 50 MW en promedio año a año.

Combustibles líquidos

De acuerdo a la Ley 8764 de Creación de ANCAP del 15 de octubre de 1931, ANCAP administra el monopolio de la importación, refinación y venta de petróleo y sus derivados, así como de la exportación de combustibles líquidos.

Como Uruguay no dispone de reservas de petróleo, toda la oferta es importada. El petróleo crudo se procesa en la Refinería de La Teja, que cuenta actualmente con una capacidad de procesamiento de 50.000 barriles diarios. A partir de la inauguración de la Refinería en 1937, se han realizado diversas remodelaciones y ampliaciones, procurando satisfacer la creciente demanda de combustibles líquidos y adaptando los mismos a la calidad requerida por el mercado.⁵¹

⁵¹ El desarrollo tecnológico de los equipamientos requiere constantes adaptaciones en cuanto a la calidad de los combustibles.

La última remodelación de la Refinería, años 2002 - 2003, se inició con el objetivo de producir el gas oil suficiente como para cubrir su creciente demanda interna y contar con excedentes de gasolinas para exportar a Argentina, concretamente a la red de estaciones de servicio de Sol Petróleo que ANCAP había comprado en Argentina. Para ese entonces el país ya tenía excedentes de gasolinas debido a la creciente demanda interna de gas oil.

Producción de derivados

Cuando se procesa un barril de petróleo se obtienen indefectiblemente determinados productos y sus proporciones están en función del tipo de crudo y de la conformación de la refinería donde los mismos son procesados. La actual estructura de la Refinería produce por cada barril de petróleo crudo, un 26,8% de gasolinas, un 38,5% de gas oil:

Cuadro 34: Producción de la refinería de La Teja (m³)

Año	2004	2005	2006	2007*	2008	2009	Promedio
GLP	155.344	164.454	140.244	119.365	169.838	158.471	6,5%
Gasolinas	665.218	681.605	596.877	507.703	698.794	640.155	27,0%
Solventes	7.636	8.244	6.039	8.180	7.590	7.040	0,3%
Querosene	12.781	10.863	11.411	12.557	8.162	10.038	0,5%
Jet Fuel	54.541	51.984	67.072	76.853	80.689	76.729	2,9%
Gas Oil	975.817	961.297	900.451	714.648	970.931	795.061	37,8%
Fuel Oil	616.730	614.478	489.731	424.352	619.452	572.370	23,7%
Asfalto	0	9.588	26.161	46.668	59.481	47.678	1,3%
Total	2.488.067	2.502.513	2.237.986	1.910.326	2.614.937	2.307.542	

* En el año 2007 se procesó menos crudo porque se realizó un mantenimiento de la refinería
Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección de Energía y Tecnología Nuclear

Demanda interna

Así como sucede con el crudo, el precio de los derivados de petróleo en el mundo refiere a mercados de referencia, como Costa del Golfo o Mediterráneo. El mercado de referencia utilizado en nuestra región para las transacciones comerciales es el de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC por sus siglas en inglés). Estos mercados están sujetos a variaciones que se dan en función del precio del petróleo, de los stocks en los principales mercados y de la oferta y demanda de un combustible en particular. Así por ejemplo es difícil conseguir fuel oil en invierno, cuando aumenta el consumo de energía eléctrica y deben operar las principales centrales térmicas de la región.

Debido a que se trata de un sector estratégico para el desarrollo del sistema productivo y para la calidad de vida de los habitantes del país, prevalece el concepto de la certeza de suministro sobre el del precio, por lo que la producción nacional de derivados de petróleo es fundamental para garantizar el acceso a los combustibles. Actualmente en el mundo siempre es posible comprar petróleo, pero no siempre se accede fácilmente a sus derivados.

Cuadro 35: Demanda interna de derivados del petróleo (m³)

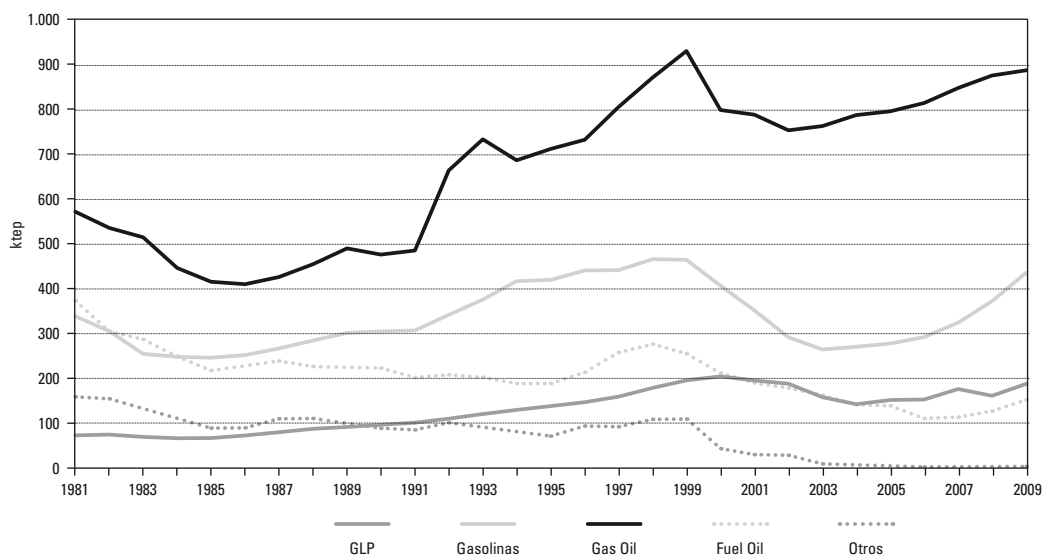
año	2004	2005	2006	2007	2008	2009
GLP	155.400	164.900	165.800	189.400	174.143	179.300
Gasolinas	280.900	288.100	302.400	334.500	382.389	445.100
Solventes	4.700	4.200	4.000	4.300	4.077	3.900
Querosene	12.000	10.700	9.300	10.600	9.698	10.200
Jet Fuel	53.900	51.400	68.400	84.100	62.800	80.000
Gas Oil	792.200	800.400	818.700	853.320	880.139	891.160
Fuel Oil	153.200	150.900	122.900	141.496	168.355	164.150
Asfalto	48.876	27.700	29.800	54.200	65.334	48.340
Otros	2.900	2.900	2.800	3.400	3.534	3.290
Total	1.504.076	1.501.200	1.524.100	1.675.316	1.750.468	1.825.440

Nota: no incluye el consumo de derivados del petróleo de UTE.

Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección de Energía

En cuanto a la evolución de la demanda, el gas oil incrementó su participación en el consumo interno de derivados como resultado de la creciente dieselización del parque automotor y la sustitución del consumo de gasolinas por gas oil que habíamos mencionado anteriormente. Durante el período 1999-2003 se registra una disminución en el consumo interno como resultado de la caída de la actividad económica, y aún no se han recuperado los niveles previos a la crisis.

Gráfico 86: Evolución del consumo de derivados del petróleo por producto (miles de m³)



Fuente: Dirección Nacional de Energía

Producción vs demanda interna de los principales derivados

Como se mencionó anteriormente, la producción de combustibles procura satisfacer la demanda interna. Sin embargo la demanda no siempre acompaña la producción y por este motivo es que se deben importar algunos derivados y exportar otros.

Analizando los últimos seis años, salvo durante el año 2007 en el que la Refinería estuvo parada durante dos meses, nuestro país es básicamente autosuficiente en los principales combustibles y excedentario en gasolinas y fuel oil.

Cuadro 36: Producción vs demanda interna de los principales derivados (m³)

Año	GLP		Gasolinas		Gas Oil		Fuel Oil	
	Produc.	Demanda	Produc.	Demanda	Produc.	Demanda	Produc.	Demanda
2004	155.344	155.400	665.218	280.900	975.817	792.200	616.730	153.200
2005	164.454	164.900	681.605	288.100	961.297	800.400	614.478	150.900
2006	140.244	165.800	596.877	302.400	900.451	818.700	489.731	122.900
2007	119.365	189.400	507.703	334.500	714.648	853.320	424.352	141.496
2008	169.838	174.143	698.794	382.389	970.931	880.139	619.452	168.355
2009	158.471	179.300	640.155	445.100	795.061	891.160	572.370	164.150

Nota: no incluye el consumo de UTE

Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección de Energía

En función de la hidráulica disponible en cada año es que se debe generar más o menos energía eléctrica en las centrales térmicas. Los combustibles utilizados por UTE para abastecer estas centrales son el gas oil y el fuel, y entonces, dependiendo de su demanda es que se requiere la importación de estos combustibles.

En el cuadro siguiente se detalla la demanda de UTE en los últimos cinco años.

Cuadro 37: Consumo de derivados del petróleo por parte de UTE (m³)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gas Oil	100.000	100.000	148.100	151.500	608.765	559.600
Fuel Oil	221.100	158.800	417.800	179.000	315.549	260.000
Total	321.100	258.800	565.900	330.500	924.314	819.600

Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección de Energía

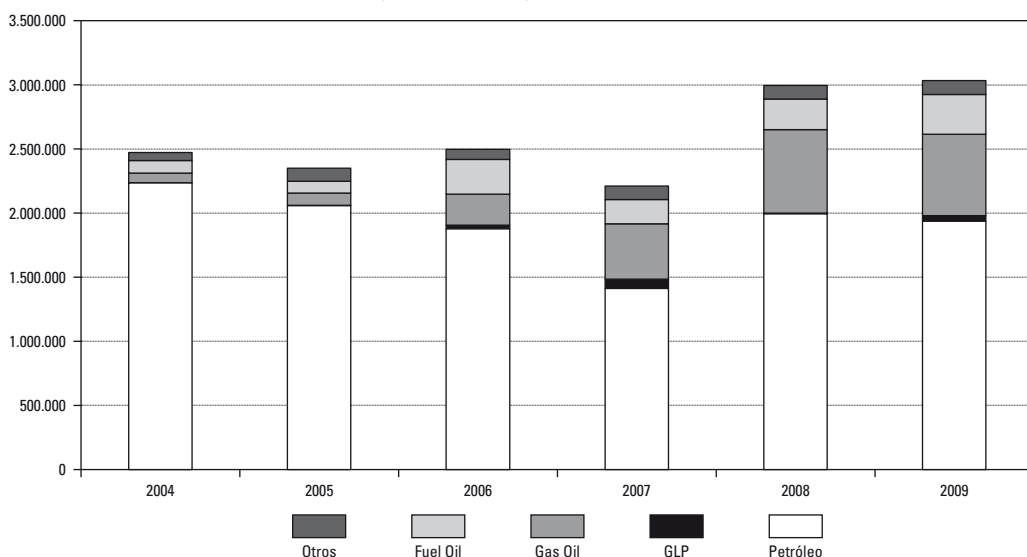
La entrada en servicio de la central Punta del Tigre en el año 2006 genera un incremento de un 50% en el consumo de gas oil por parte de UTE. Cuando en el año 2008 completa sus 300 MW, la demanda de gas oil alcanza los 900.000 m³.

Importación de petróleo y derivados

Como se ha señalado, el Uruguay no cuenta con recursos fósiles por lo que es un importador neto de petróleo y derivados. También se mencionó que en los años de funcionamiento normal de la refinería, esta abastece el mercado interno. Dependiendo entonces de la demanda de derivados de petróleo por parte de UTE y de la condición de la refinería (mantenimiento), serán las importaciones de derivados.

El gráfico siguiente ilustra estas oscilaciones en los últimos seis años.

Gráfico 87: Importación de petróleo y derivados (m³)⁵²



Fuente: Dirección Nacional de Energía

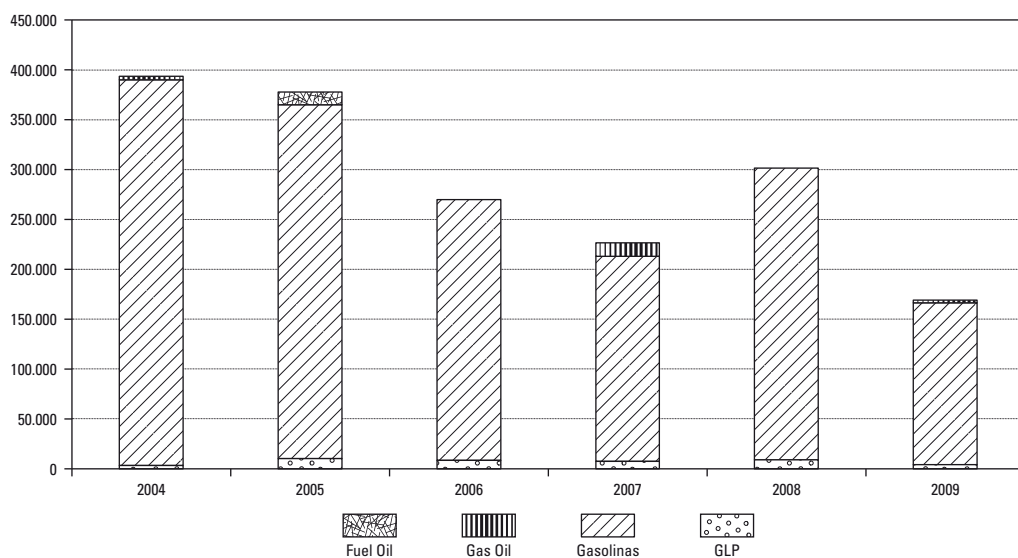
Exportación de derivados del petróleo

Las exportaciones de derivados se originan a partir de desfasajes entre la producción de derivados y su consumo interno. A partir de la reforma de la refinería del año 2003, la producción de gasolinas excede su demanda. En promedio, durante los últimos seis años considerados el 96% de las exportaciones de derivados fueron gasolinas.

Como se aprecia en el gráfico siguiente, en menor medida también se han exportado fuel oil, gas oil y GLP.

52 En el año 2007 se procesó menos crudo porque se realizó un mantenimiento de la refinería.

Gráfico 88: Exportación de derivados del petróleo (m³)



Fuente: Dirección Nacional de Energía

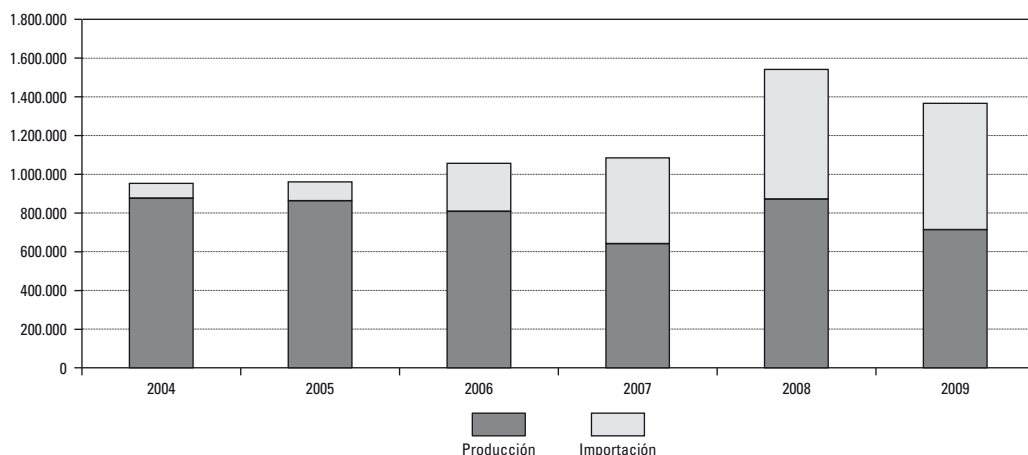
Análisis por tipo de combustible

Como ya se señaló, el país es excedentario en gasolinas y por otra parte, dependiendo de la generación de energía eléctrica, es deficitario en gas oil y fuel oil. Por este motivo, resulta pertinente el análisis de cada uno de estos tres combustibles. Se analizará también el GLP (supergás) por su relevancia como combustible en el sector residencial.

Gas oil

Parte del gas oil que se comercializa en el país proviene de la refinación del petróleo y el resto se importa como tal. Aunque la producción nacional en los últimos seis años promedia los 900.000 m³ anuales, el país debió importar gas oil:

Gráfico 89: Oferta de gas oil según procedencia (m³)

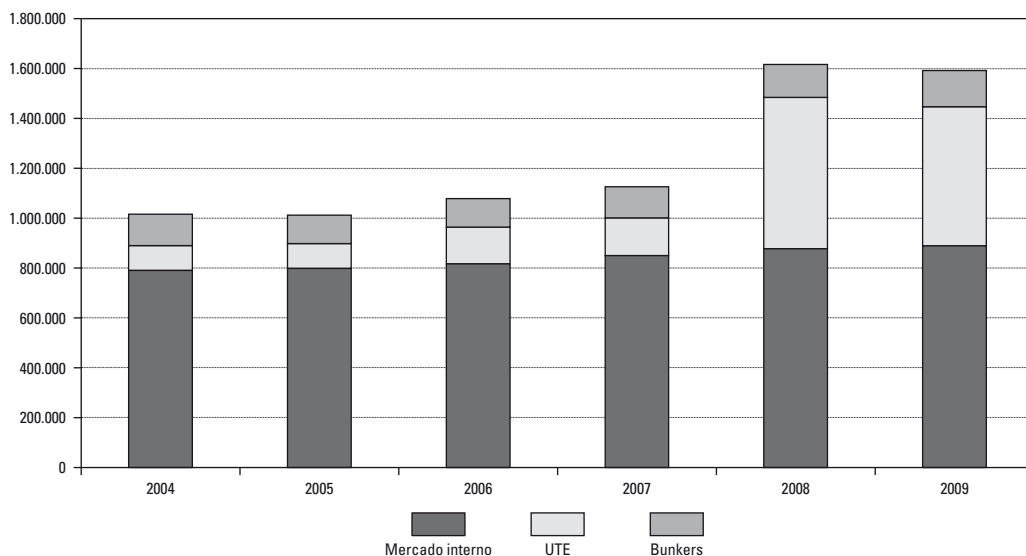


Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

Destino del gas oil

Parte del gas oil se comercializa en el mercado interno, parte se destina a la generación de electricidad y parte se comercializa como combustible para los barcos (bunker)⁵³ de bandera extranjera.

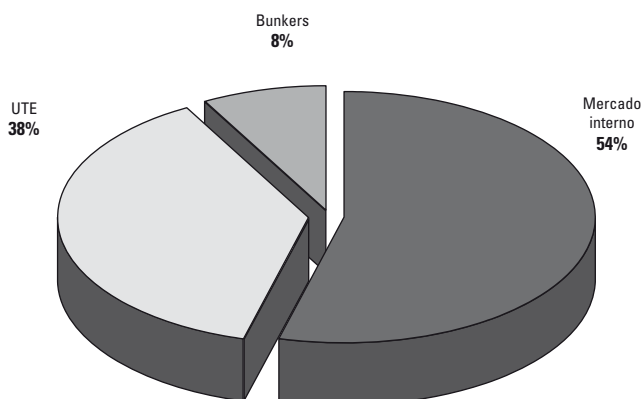
Gráfico 90: Composición de la demanda de gas oil (m³)



Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

El consumo de gas oil del año 2008 superó ampliamente su demanda histórica, alcanzando los 1:621.000 m³ y, como surge del gráfico anterior, el factor decisivo en ese fenómeno fue la demanda de las centrales térmicas. No obstante, también se aprecia un incremento en el mercado interno, lo que reflejaría un incremento del uso de gas oil por el transporte de carga.

Gráfico 91: Estructura de la demanda de gas oil, año 2008 (en porcentaje)

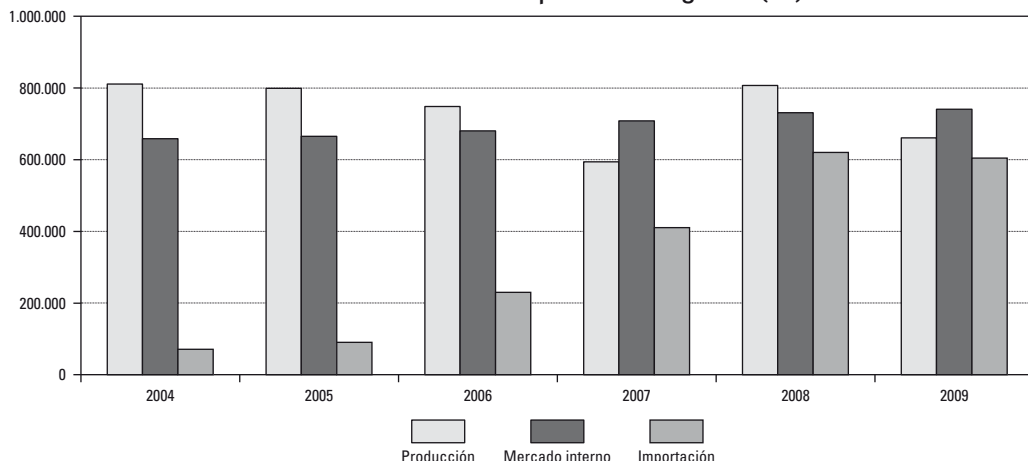


Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

53 | El término BUNKER refiere al combustible empleado por los barcos para su propio funcionamiento. En la actualidad los buques funcionan con gas oil o con fuel oil. El combustible utilizado por los barcos de bandera nacional se encuentra en los sectores de demanda interna que corresponda, como pesca o transporte.

La refinera de ANCAP puede abastecer el mercado interno, por lo que la importación de gas oil debe relacionarse con las necesidades de la generación térmica. El gráfico siguiente compara los volúmenes producidos con la demanda del mercado interno en los últimos seis años. Salvo en los años 2007 y 2009, la producción de gas oil en la refinera supera las necesidades del mercado interno. Sin embargo las importaciones de gas oil se han incrementado año a año debido a la demanda de gas oil con destino a UTE y al mercado de bunkers.

Gráfico 92: Producción e importación de gas oil (m³)

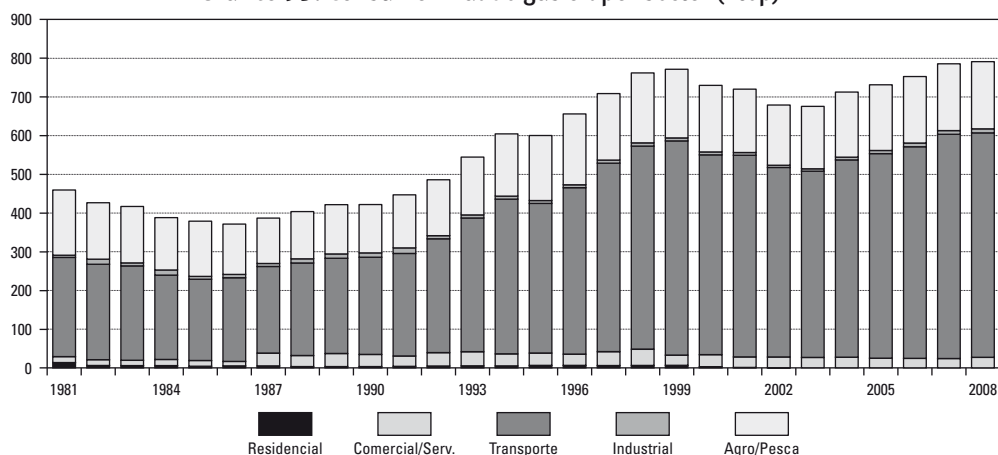


Fuente: Elaboración propia, datos Dirección Nacional de Energía

Uso del gas oil en el mercado interno

El principal sector de consumo de gas oil es el Transporte (73% de la demanda interna⁵⁴), que por otra parte presenta un crecimiento sostenido. Como ilustra el siguiente gráfico, el consumo de gas oil del sector Agro-Pesca se ha mantenido prácticamente constante desde el año 1995 y la demanda de los sectores residencial, industrial y comercial y servicios son marginales.

Gráfico 93: Consumo final de gas oil por sector (ktep)



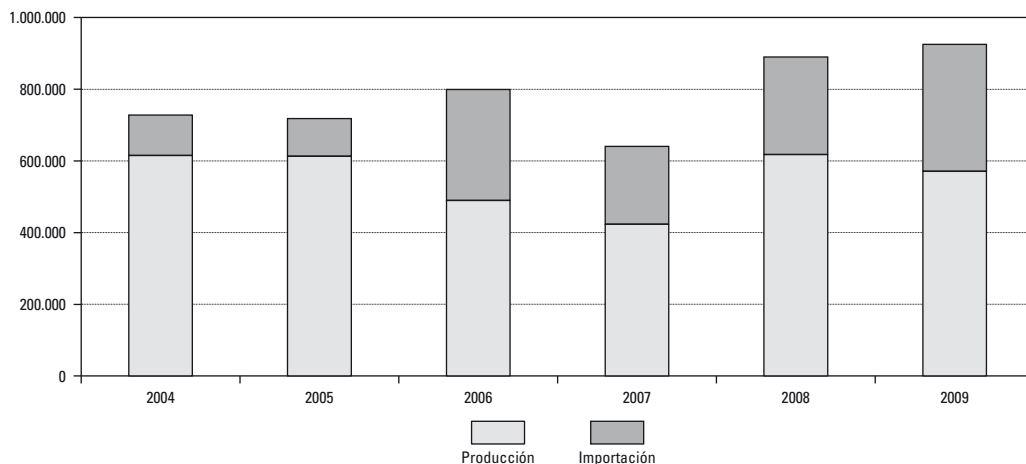
Fuente: Balance Energético Nacional 2008, Dirección Nacional de Energía

54 Sin considerar el consumo de gas oil de las centrales de generación eléctrica.

Fuel oil

Al igual que con el gas oil, parte del fuel oil que se comercializa en el país proviene de la refinación del petróleo y el resto se importa como tal. Aunque la producción nacional en los últimos seis años promedia los 900.000 m³ anuales, el país debió importar fuel oil:

Gráfico 94: Oferta de fuel oil según procedencia (m³)

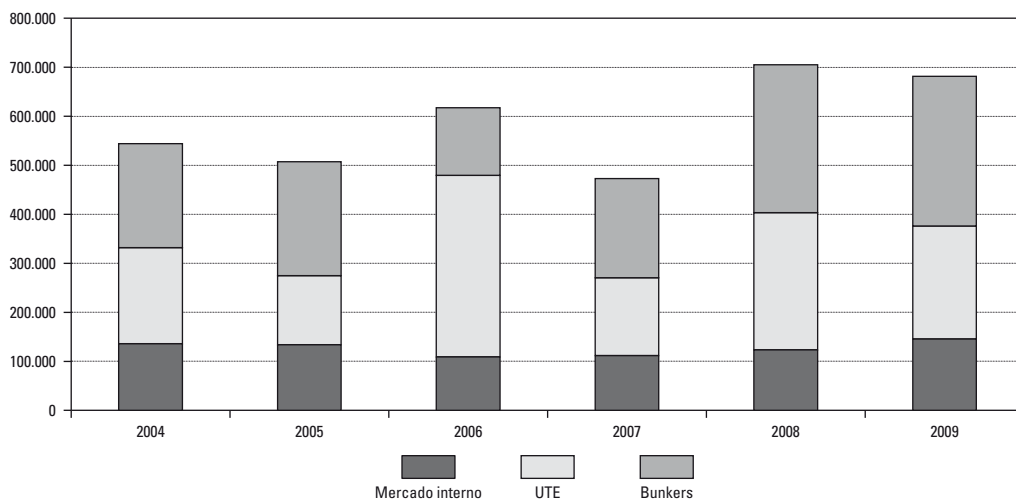


Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección Nacional de Energía

Destino del fuel oil

Parte del fuel oil se comercializa en el mercado interno, parte se destina a la generación de electricidad y parte se comercializa como combustible para los barcos (bunker) de bandera extranjera.

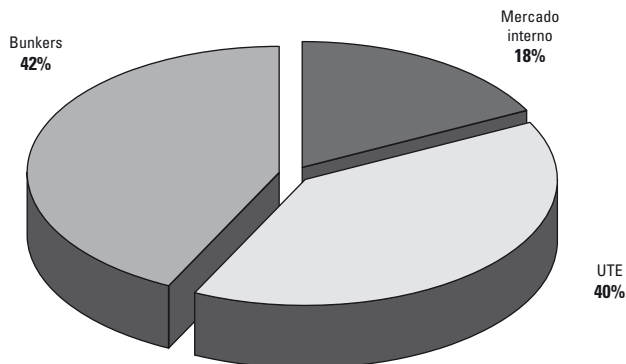
Gráfico 95: Composición de la demanda de fuel oil (m³)



Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

El consumo interno de fuel oil se ha mantenido prácticamente constante en los últimos seis años, promediando los 550.000 m³, lo que para el año 2008 significó sólo el 17% de la demanda total. El mercado de bunkers se ha incrementado en los últimos dos años, aunque como surge del gráfico anterior, el factor determinante de las oscilaciones en la demanda es el consumo de UTE en las centrales térmicas.

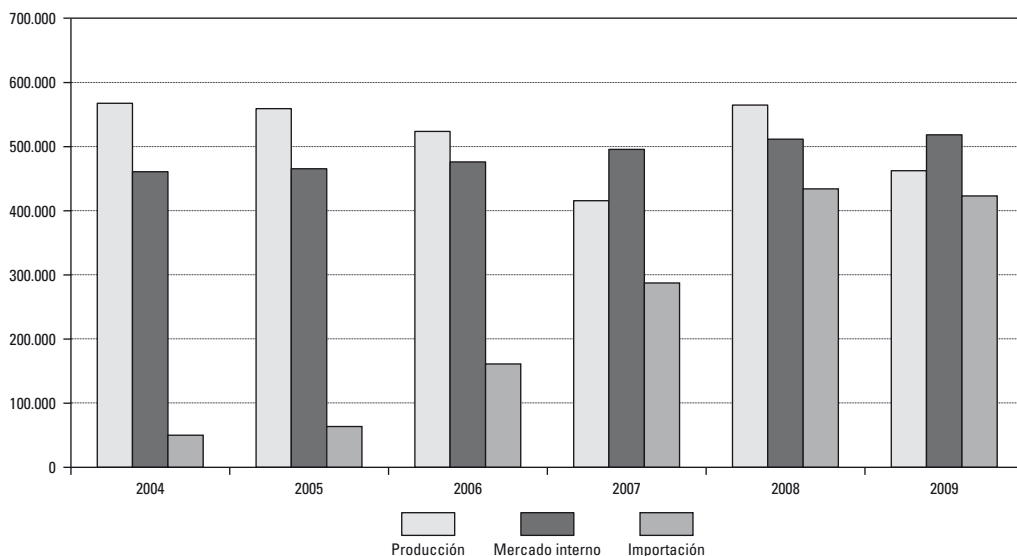
Gráfico 96: Estructura de la demanda de fuel oil, año 2008 (en porcentaje)



Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

Como lo demuestra el siguiente gráfico, la producción de la refinería excede ampliamente la demanda del mercado interno, por lo que la importación de fuel oil se vincula a los requerimientos de UTE en cuanto a generación térmica.

Gráfico 97: Producción e importación de fuel oil (m³)

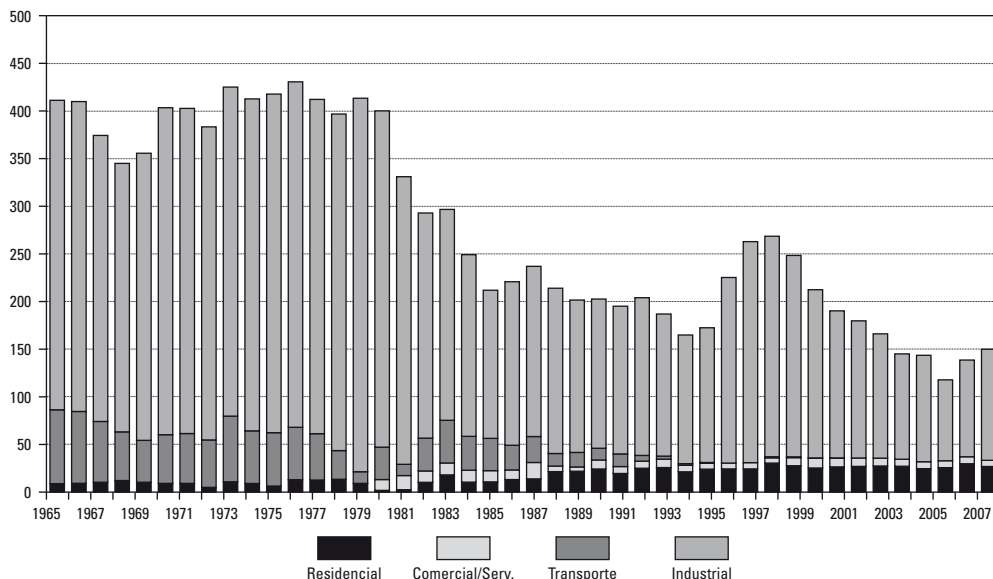


Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección Nacional de Energía

Uso del fuel oil en el mercado interno

Como surge de la información reunida en el gráfico siguiente, la industria ha sido el sector más demandante de fuel oil. No obstante, se ha operado un proceso de sustitución de este combustible por leña, muy asociado a las crisis económicas (años 1982 y 2002) y a la evolución de los precios internacionales del petróleo.

Gráfico 98: Consumo final de fuel oil por sector (ktep)



Fuente: Balance Energético Nacional 2008, Dirección Nacional de Energía

Gasolinas

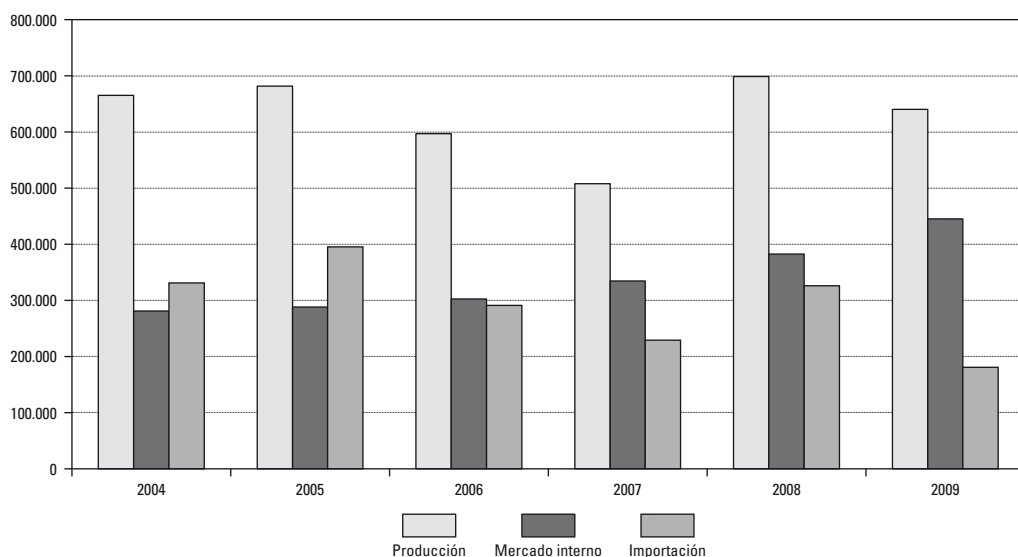
La remodelación de la Refinería del año 2003 se diseñó con el objetivo de incrementar la producción de gas oil para satisfacer su creciente demanda interna. Inevitablemente al procesar petróleo en la nueva refinería se produce simultáneamente más gasolina.

Para poder comercializar los excedentes de gasolinas se adquirió la red de estaciones de Sol Petróleo en Argentina. Sin embargo, este negocio no prosperó ya que Argentina también era excedentaria en gasolinas, lo que sumado al costo del transporte, resultó en que no se lograron precios competitivos con los del vecino país.

Por otra parte, la política de precios de los combustibles aplicada desde la década del '90 fomentó el uso del gas oil, con lo que se redujo considerablemente el consumo interno de gasolinas.

El gráfico a continuación ilustra la situación descripta. La producción de gasolinas de la refinería supera ampliamente la demanda interna y los excedentes son exportados.

Gráfico 99: Producción y exportación de gasolinas (m³)



Fuente: Elaboración propia, datos Dirección Nacional de Energía

Respecto al destino de las gasolinas en el mercado interno, es exclusivamente para transporte vehicular particular y su uso es marginal en otros segmentos.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

El Gas Licuado de Petróleo (GLP), conocido en Uruguay como Supergás, es una mezcla de hidrocarburos de tres y cuatro carbonos que se produce en nuestro país a partir de la refinación de petróleo crudo.

Esta mezcla de hidrocarburos se encuentra en estado gaseoso a presión y temperatura ambientes, pero se almacena y se envasa en estado líquido a una presión de unos 7 bar⁵⁵. Cuando se abre la válvula de las garrafas, el GLP líquido se vaporiza y llega a los quemadores de las cocinas o estufas en estado gaseoso.

La propiedad de que se lo pueda almacenar en estado líquido a bajas presiones, permite la concentración de grandes cantidades de energía en un volumen reducido; además facilita su manipulación debido a que se lo puede transportar y envasar en estado líquido.

En contraste, el gas natural no se puede envasar en estado líquido, ya que se requeriría comprimirlo a una presión excesivamente elevada. Por ese motivo cuando se trata de licuar el gas natural se recurre a la tecnología de criogénesis, bajando su temperatura a -161°C. Así, el gas natural licuado (GNL) ocupa un volumen 600 veces menor que en su estado gaseoso, facilitando entonces su transporte en los casos en que el sitio de producción se encuentra distante del lugar de consumo.

A menudo se confunde el GLP con el Gas Natural Licuado (GNL), aunque sus componentes y por lo tanto sus propiedades difieren completamente. El gas natural está compuesto por moléculas de un solo carbono (metano), y la única forma en que puede llegar al consumidor

⁵⁵ Bar es una unidad de presión que equivale a una atmósfera.

final es circulando por cañerías. La inversión requerida para la construcción de las redes de distribución es alta, por lo que sólo se justifica cuando el consumo es elevado. Inclusive en países muy fríos, con un alto consumo energético por hogar, el gas natural tampoco llega a sitios apartados o poco poblados.

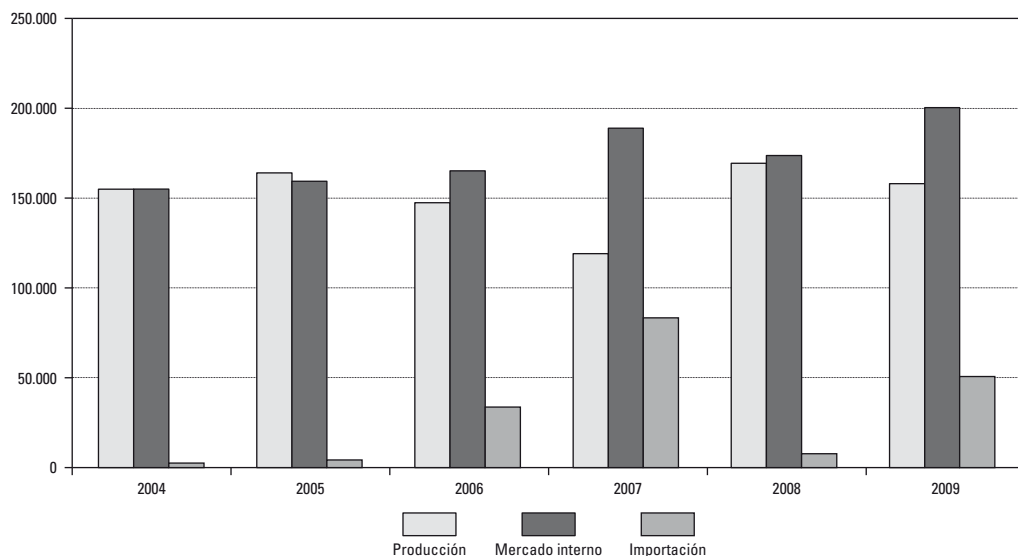
También se suele confundir el GLP con el gas natural comprimido (GNC). El GNC es el mismo gas natural, sólo que se lo ha comprimido a 200 bar, manteniéndose en fase gaseosa, pero reduciendo su volumen. Generalmente su uso es como combustible para automotores.

El supergás se comercializa en nuestro país en envases que contienen 3, 13 y 45 kg. También a granel, para lo cual se lo transporta en estado líquido en tanques sobre camiones y se lo recibe y almacena en recipientes estacionarios de diversas capacidades, de acuerdo al consumo del usuario.

Recién en la década del '50 ANCAP comienza a envasar el supergás en garrafas, y debido a las ventajas que presentaba este combustible más moderno, poco a poco fue sustituyendo al kerosene en la cocción de alimentos en los hogares. Una eficiente cobertura geográfica lo ha transformado en la principal fuente de energía para cocción a nivel residencial (84% de los hogares cocina con supergás).

Parte del GLP que se comercializa en el país proviene de la refinación del petróleo y el resto se importa. Aunque la producción nacional en los últimos seis años promedia los 153.000 m³ anuales, el país ha debido importar GLP, principalmente durante los meses de invierno, cuando debido a su uso como medio de calefacción, su demanda duplica a la de los meses más cálidos. En años sin fríos extremos, como el 2008, la producción de la refinería alcanza a cubrir la demanda interna de supergás.

Gráfico 100: Producción e importación de GLP (m³)

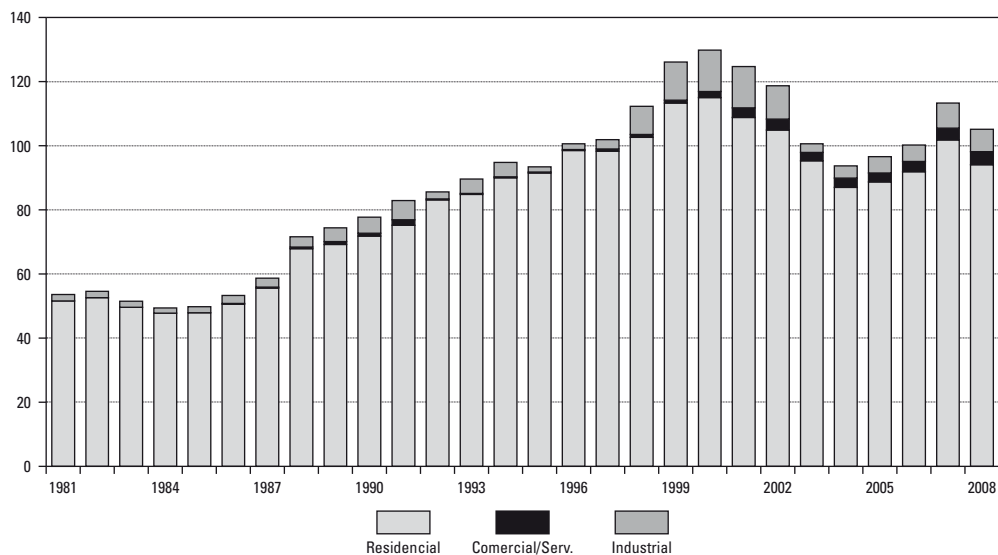


Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

Uso del supergás

El supergás tiene como destino fundamental el uso residencial. Según los datos del último Balance Energético Nacional publicado por la Dirección Nacional de Energía, el 90% del GLP se consume en el sector residencial.

Gráfico 101: Consumo anual de GLP por sector (ktep/año)



Fuente: Elaboración propia, datos Dirección Nacional de Energía

En el gráfico se aprecia el constante crecimiento del consumo de GLP hasta el año 2000, cuando la crisis económica y una política de precios particularmente dura en relación al supergás llevaron su demanda a nivel del año 1994. A partir del 2005 vuelve a aumentar su consumo a razón de un 2 a 3% anual, con excepción del año 2007 en el que los grandes fríos provocaron un incremento del 10% de la demanda.

A partir del año 1997 comienza a comercializarse GLP a granel, con destino a grandes consumidores, principalmente industriales. El consumo de GLP del sector industrial continúa siendo menor (7% para el año 2008) y en parte es utilizado como respaldo del suministro de gas natural. Es práctica corriente en todo el mundo, que las industrias y las grandes centrales de generación de energía eléctrica contraten el suministro de gas natural bajo la forma más económica de “contrato interrumpible”, por lo que requieren contar con un combustible alternativo de respaldo. Para las centrales de generación eléctrica, suele tratarse de fuel oil. Sin embargo, muchas industrias optan por el GLP.

Precio de los derivados del petróleo

En el Uruguay el mercado de los combustibles es un mercado regulado en el cual la definición de las políticas de precios es adoptada por el Gobierno Nacional. Al igual que en otros países, el precio final de los combustibles es un instrumento del gobierno que toma en cuenta variables tan diversas como el precio del petróleo, la inflación, el tipo de cambio, la recaudación fiscal, etc.

Como la empresa pública ANCAP administra legalmente el monopolio de la importación, la refinación y la venta del petróleo y de sus derivados, todos los costos correspondientes a la comercialización de los derivados (transporte, distribución, etc.), se establecen mediante contratos entre las diversas empresas que operan en nuestro país y ANCAP.

Los márgenes de las Empresas Distribuidoras⁵⁶ se fijan en contratos, y ajustan periódicamente de acuerdo a la paramétrica de costos definida en el propio contrato, al igual que la bonificación que se le otorga a la Estación de Servicio.

En el Uruguay, el precio de cada combustible es único en todo el territorio nacional, lo que de por sí adelanta el carácter de servicio público que siempre se le ha dado.

El sistema utilizado se basa en los costos totales, siendo el mayor componente el costo del crudo (aproximadamente un 60% del total), que está fijado por el mercado internacional, por lo que la evolución de los precios de los derivados en el mercado interno sigue básicamente la pauta dada por la evolución del precio internacional del petróleo. Al costo del crudo, le sigue en importancia el costo de distribución que representa el 20% del total.

Cuadro 38: Composición de los precios de los combustibles en \$/litro, excepto supergás en \$/kg (precios vigentes a diciembre de 2009)

Producto	Precio en Planta de Distribución	Margen a Distribuidor	Bonificación a la Estación	Flete a la Estación	IMESI	IVA	Fideicomiso	Precio al público
Gasolina 95 SP	13,08	0,645	2,979	0,318	12,68	---	---	29,70
Gas oil	18,62	0,645	2,094	0,318	---	5,18	1,85	28,70
Querosene	14,44	2,280	1,061	0,318	3,4	---	---	21,50
Fuel oil pesado	9,70	0,230	---	---	---	2,19	---	12,12
Supergás (\$/kg)	8,41	10,251	---	---	---	4,11	---	22,77

Fuente: elaboración propia, datos DNETN y URSEA

En el caso particular del gas oil, en los últimos años se aplicó una política de reducción de la brecha entre el precio de la nafta y el gas oil, de forma de corregir la distorsión de precios relativos y frenar la dieselización del parque automotor. Esta medida se ha acompañado de la implementación de políticas de reintegros del precio en el caso del transporte colectivo de pasajeros (fideicomiso) y devolución de los impuestos que gravan el gas oil, de forma de no afectar negativamente la competitividad del sector productivo.

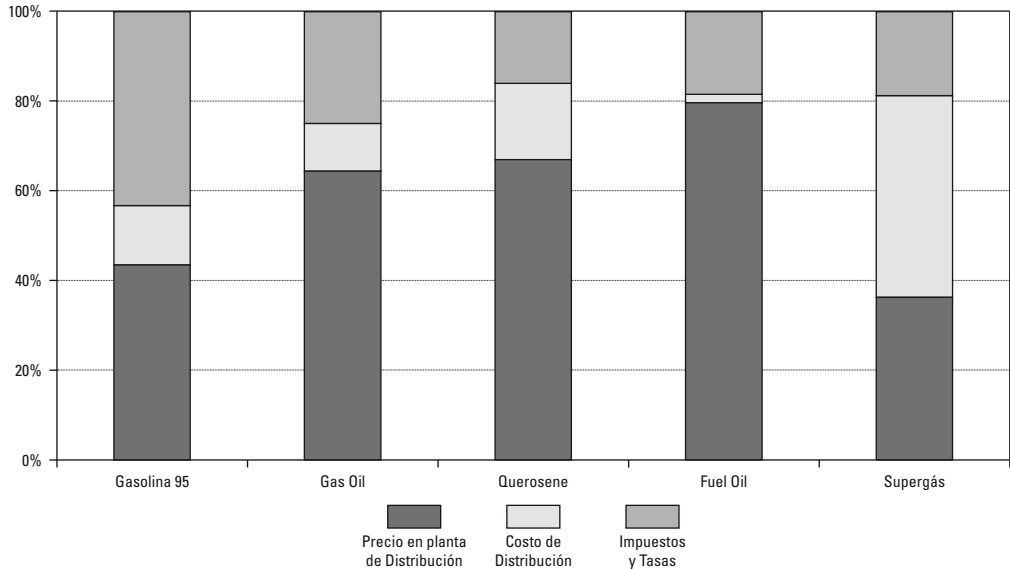
En el marco de estas medidas, a partir de mayo de 2007 se introdujo una modificación en la carga tributaria al gas oil que dio lugar a la eliminación del IMESI a favor de un aumento en la tasa del Impuesto al Valor Agregado (IVA) a una tasa del 22%. La reforma estuvo orientada a reducir el costo del consumo del gas oil en los sectores productivos, en la medida que estos sectores están habilitados a deducir el IVA del combustible de su IVA de ventas.

El valor del Impuesto Específico Interno (IMESI), es fijado por el Poder Ejecutivo en forma semestral en función de la variación en el Índice de Precios al Consumo.

La estructura de precios de los principales combustibles se representa en el siguiente gráfico.

56 DUCSA, Petrobras y ESSO.

Gráfico 102: Composición del precio de los combustibles (%)
(precios vigentes a diciembre de 2009)



* Impuestos y Tasas. Incluye IMESI o IVA según corresponda, tasa URSEA (2% del precio), tasa de inflamables de IMM.
Fuente: elaboración propia, datos DNETN

Biocombustibles en el Uruguay

Dentro de un escenario en el cual las reservas de combustibles fósiles son cada vez menores y sus precios cada vez mayores, el desarrollo de las fuentes de energía renovables se presenta como una alternativa para muchos países.

A diferencia de otros energéticos, los biocombustibles tienen un impacto mayor en la sociedad ya que inciden directamente en el sector agropecuario a través de la producción de la materia prima necesaria para su elaboración, y eventualmente pueden competir en el mercado de alimentos. En consecuencia, la producción de biocombustibles impacta en el uso de los suelos, en el ordenamiento territorial, en el nivel de empleo rural y en el precio tanto de las materias primas como de los alimentos.

En el análisis del ciclo de vida de los biocombustibles se debe tener en cuenta desde la etapa de agricultura hasta el transporte del producto final, pasando por la siembra, la cosecha, el transporte de la materia prima agrícola hasta el centro de producción, la producción propiamente dicha y el transporte del biocombustible hasta el consumidor. El balance energético de todas las etapas mencionadas es variable según la materia prima utilizada para la producción del biocombustible, inclusive puede llegar a ser negativo cuando la energía requerida en la propia producción supera la energía obtenida del biocombustible.⁵⁷

Se considera que la producción de biocombustibles genera puestos de trabajo en el sector agrícola, sin embargo, la posibilidad de producir a gran escala y obtener economías de escala

⁵⁷ Entre otros factores, debe considerarse el consumo de derivados del petróleo para todo el ciclo productivo.

puede llevar a la mecanización en zonas donde los cultivos previamente fueron más intensivos en mano de obra, lo cual podría tener efectos negativos sobre el empleo de la zona.

Con precios del petróleo moderados, la principal barrera al desarrollo de la producción de biocombustibles ha sido el alto costo de las materias primas. Por esta razón su desarrollo siempre está vinculado a políticas agrícolas, en un marco de promoción de los biocombustibles.

Es entonces que estos combustibles trascienden el ámbito energético y el tecnológico (proceso de producción) y necesariamente debe abordarse el tema además desde el ámbito agrícola, desde el económico y desde el ámbito social. Por otra parte, la producción y el uso de los biocombustibles tienen impactos ambientales que deben ser considerados.

Antecedentes legales

Ley 17.567 de Promoción de las Energías Renovables, de 20 de octubre de 2002 que establece:

1. Se declara de interés nacional la producción en todo el territorio del país, de combustibles alternativos, renovables y sustitutivos de los derivados del petróleo, elaborados con materia nacional de origen animal o vegetal.
2. Compete al Poder Ejecutivo, actuando a través de los Ministerios de Industria, Energía y Minería (MIEM); Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP) y Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medioambiente (MVOTMA) analizar la viabilidad, los requerimientos, exigencias y el régimen jurídico aplicable para el desarrollo de la producción, distribución y el consumo de biodiesel en nuestro país.
3. Se faculta al Poder Ejecutivo a exonerar total o parcialmente, de todo tributo que grave a los combustibles derivados del petróleo, al 100% del combustible alternativo elaborado por derivados de materia prima nacional de origen animal o vegetal.

Ley N° 18.195 de Promoción de Agrocombustibles⁵⁸, promulgada en noviembre de 2007 y su Decreto reglamentario **523/008** de octubre de 2008, que tienen por objeto el fomento y la regulación de la producción, la comercialización y la utilización de agrocombustibles en el Uruguay. Es de notar que la ley refiere únicamente a dos combustibles: etanol carburante y biodiesel que tienen como destino los motores de combustión, o sea están dirigidos principalmente al sector transporte.

Según su Art. 1°, la ley tiene por objeto:

1. Fomentar y regular la producción, la comercialización y la utilización de agrocombustibles que correspondan al alcohol carburante y al biodiesel.

58 Agrocombustibles: son combustibles obtenidos de la producción agrícola con destino a motores. La Ley no abarca biocombustibles tales como el biogás, ni el uso de la leña, ni de residuos agrícolas, industriales ni forestales. Tampoco regula la producción y el uso de agrocombustibles con otro destino que no sea el de los motores; queda excluido de la ley, por ejemplo, su uso en calderas. La propia ley define qué debe entenderse por agrocombustible, al establecer en el Art. 12° que es el combustible líquido renovable de origen agropecuario o agroindustrial que comprende entre otros, el alcohol carburante y el biodiesel. A su vez, se define al alcohol carburante como el alcohol etílico carburante producido para ser utilizado en motores de combustión y se agrega que comprende el alcohol etílico anhidro carburante y al alcohol etílico hidratado carburante. Por biodiesel se entiende "combustible para motores, compuesto de ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga, derivados de aceites vegetales o grasas animales".

2. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en los términos del protocolo de Kyoto de manera de contribuir al desarrollo sostenible del país.
3. El fomento de las inversiones; el desarrollo de tecnología asociada a la utilización de insumos y equipos de origen nacional; el fortalecimiento de las capacidades productivas locales, regionales y de carácter nacional; la participación de pequeñas y medianas empresas de origen agrícola o industrial; la generación de empleo, especialmente en el interior del país; el fomento de un equilibrio entre la producción y el cuidado del medioambiente asociados a criterios de ordenamiento territorial; y la seguridad del suministro energético interno.

Los aspectos más relevantes de la Ley N° 18.195 son:

- Excluye del monopolio establecido por la Ley 8.764 (Ley de creación de ANCAP) a la producción y la exportación de alcohol carburante y de biodiesel (Artículo 3°). Por otra parte, la comercialización del biodiesel también queda excluida del monopolio administrado por ANCAP, en tanto se habilita su utilización y su mezcla con gas oil para autoconsumo y flotas cautivas (Artículos 14 y 15).
- Establece que la producción de alcohol carburante y biodiesel para el consumo dentro del país serán producidos a partir de materia prima de la producción agropecuaria nacional, aunque el propio artículo otorga al Poder Ejecutivo la potestad de eximir de este requerimiento a la producción de agrocombustibles con destino al consumo interno. (Artículo 5°)

Se infiere que la materia prima podrá ser importada cuando la producción tenga como destino la exportación.

- Encomienda a ANCAP a incorporar alcohol carburante producido en el país con materias primas nacionales, en una proporción de hasta un 5% sobre el volumen total de la mezcla entre dicho producto y las naftas (gasolinas) de uso automotivo que se comercialicen internamente hasta el 31 de diciembre de 2014. A partir de dicha fecha será un mínimo obligatorio. (Artículo 6°)
- Encomienda a ANCAP a incorporar biodiesel producido en el país con materias primas nacionales, en una proporción de hasta un 2% al gasoil de uso automotivo que comercialice internamente hasta el 31 de diciembre de 2008. Ese porcentaje será obligatorio a partir de esa fecha y hasta el 31 de diciembre de 2011. A partir del 1° de enero de 2012 ese mínimo obligatorio se elevará a 5%. (Artículo 7°)
- Establece que los costos resultantes de las incorporaciones estipuladas serán transferidos a tarifas, en tanto el Poder Ejecutivo no estipule otros mecanismos de compensación. (Artículo 9°)

Aquí la Ley anticipa que en caso de haber sobrecostos respecto a los combustibles de origen fósil, estos serán transferidos al precio de los mismos, sin prever indicadores de desempeño ni de eficiencia en los costos de producción y comercialización de los agrocombustibles.

- Faculta al Poder Ejecutivo a exonerar total o parcialmente a los agrocombustibles de los tributos (no solamente impuestos) que recaigan sobre los mismos. (Artículo 21°)

- El Art. 23° establece beneficios contemplados en la Ley No. 16.906 del 7 de enero de 1998, a las empresas productoras de biodiesel y alcohol carburante (exoneraciones de varios impuestos). Aquí la Ley no hace distinción al destino del agrocombustible, por lo que las exportaciones también estarían exoneradas de impuestos.

Consumo interno de gasolinas y sustitución por etanol

La incorporación de un 5% de etanol a todas las gasolinas requiere la producción nacional de un volumen de 22.250 m³ por año de alcohol, si se considera la demanda interna del año 2009, que alcanzó los 445.000 m³.

Siendo nuestro país excedentario en gasolinas, la sustitución de un 5% por etanol implica un incremento en los volúmenes destinados a la exportación. Para el año 2009 se exportaron 180.700 m³ gasolinas.

Si bien el etanol se puede producir a partir de diversas materias primas, la política llevada a cabo por el Gobierno en Bella Unión fomenta su producción a partir de caña de azúcar. Para cumplir con el porcentaje de sustitución requerido por la Ley, se requiere la cosecha de 4.600 hectáreas de caña de azúcar destinadas exclusivamente a la producción de alcohol, según los rendimientos habituales en el Uruguay (MGAP - Anuario OPYPA 2009).

Por otra parte, algo que puede ser realmente muy importante para la elaboración de biocombustibles en Uruguay es el etanol a partir de residuos celulósicos, llamado etanol de segunda generación. Esta tecnología está en desarrollo y se estima que alrededor de 2012 podría estar disponible un etanol celulósico a un costo realmente competitivo.

Para ese entonces se podrá elaborar etanol utilizando como materia prima residuos, tanto del sector forestal como del sector agrícola: aserrín, paja de arroz, paja de trigo, etc, saldando la controversia de sembrar la tierra para obtener alimentos o para combustibles.

Consumo interno de gas oil y sustitución por biodiesel

El consumo interno de gas oil en nuestro país en el año 2009 alcanzó los 888.800 m³, por lo que la incorporación de un 2% de biodiesel implica la producción nacional de 17.800 m³ por año y la incorporación de un 5%, 44.500 m³ por año.

El biodiesel se produce a partir del aceite obtenido de semillas oleaginosas o del sebo vacuno, subproducto de la industria frigorífica. La política del Gobierno ha sido la producción de biodiesel a partir de semillas oleaginosas, en particular de girasol.

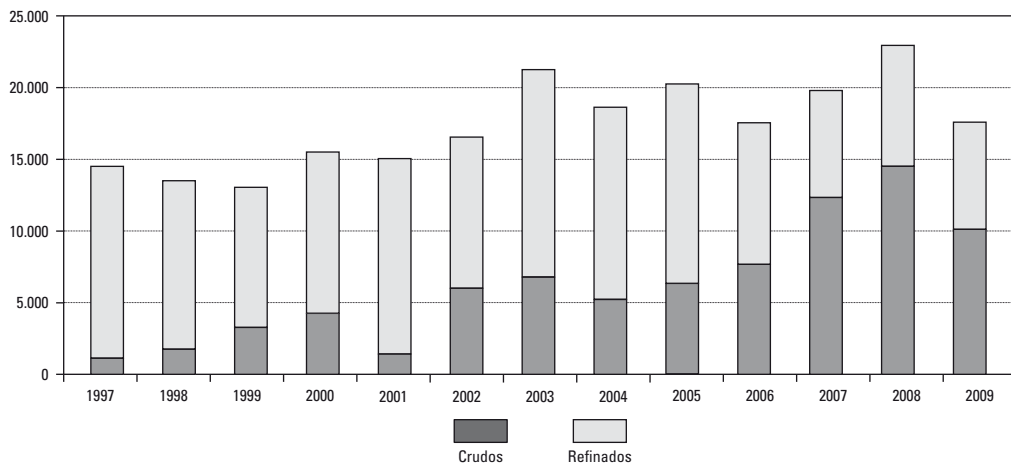
Según el anuario de OPYPA 2009, la posible siembra de girasol se ubicaría para el próximo año en unas 18.000 hectáreas, aunque la puesta en marcha del proyecto de biodiesel de ALUR⁵⁹ instalado en la aceitera COUSA puede tener influencia sobre la dinámica del cultivo de girasol.

Para atender el compromiso de mezcla de 2% de biodiesel en el gas oil se requieren unas 35.000 toneladas de girasol, que en condiciones normales de productividad corresponden a unas 25.000 hectáreas de cultivo (Souto 2009) Para alcanzar la meta del 5% de biodiesel prevista por la Ley 18.195 para el 1° de enero de 2012, se necesitarán 62.500 hectáreas de girasol.

59 ALUR: Alcoholes del Uruguay S.A. – Empresa privada conformada por ANCAP 90%, Petróleos de Venezuela 10%.

Como se aprecia en el gráfico a continuación, el Uruguay es un país importador de aceites comestibles, tanto crudo como refinado, aunque por otra parte es exportador de semillas oleaginosas, principalmente de soja. En la política actual de agregar valor a las cadenas productivas, sería positivo dejar de importar aceites comestibles para producirlo localmente. Agregar el eslabón de producir biodiesel no aporta valor, ya que es un proceso industrial muy sencillo que casi no emplea mano de obra.

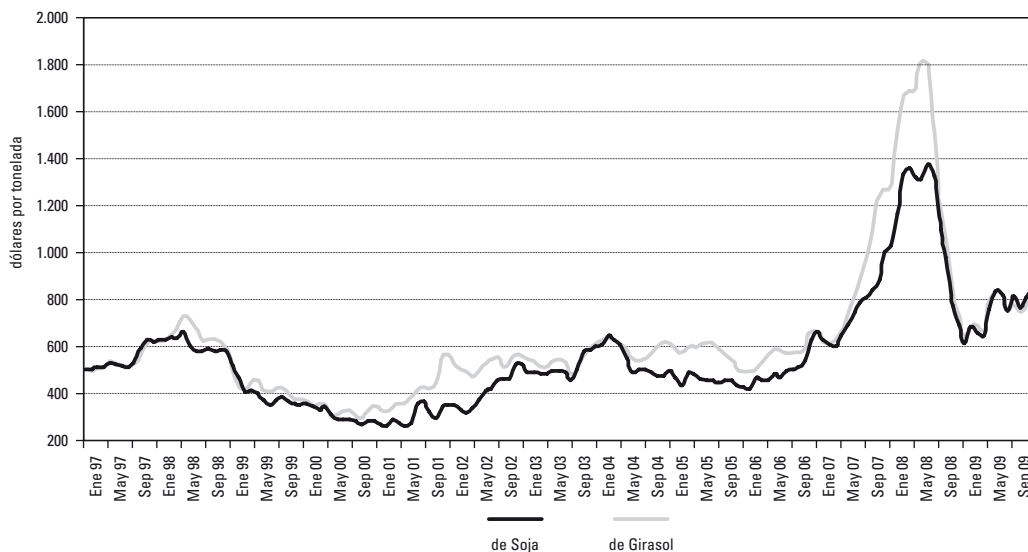
Gráfico 103: Importación de aceites (toneladas)



Fuente: Anuario OPYPA, diciembre 2009, MGAP

Tanto las semillas oleaginosas como los aceites producidos a partir de ellas son *commodities*, por lo que Uruguay es un tomador de precios. En el caso del aceite, el mercado de referencia local es Argentina, y la siguiente gráfica muestra la evolución del precio desde enero de 1997 para las principales oleaginosas: girasol y soja:

Gráfico 104: Precios de aceites FOB Argentina (U\$S por toneladas)



Fuente: Anuario OPYPA, diciembre 2009, MGAP

El gran incremento del precio de los aceites entre mediados de 2007 y mediados de 2008 acompaña el pico del precio del petróleo habida cuenta de la incidencia del precio de los combustibles en la producción de semillas oleaginosas: siembra, cosecha y transporte.

La producción de aceites nacionales genera harinas oleaginosas como co-producto del proceso, por lo que tiene efectos positivos sobre otras cadenas agroindustriales como la producción animal intensiva. Actualmente, Uruguay importa harina de soja de Argentina para alimentación animal, la cual podría ser sustituida por producción nacional.

El desarrollo y la producción de los biocombustibles, y por lo tanto su impacto en la economía dependen básicamente de dos factores: el costo de las materias primas y el precio del petróleo. En el caso de Uruguay, ambos factores quedan determinados por los mercados internacionales. Considerando los volúmenes de producción nacional de materias primas destinados a la exportación y la falta de reservas de petróleo, el país queda posicionado como tomador de precios. En consecuencia, el grado de competitividad en la producción de biodiesel en Uruguay dependerá de las fluctuaciones de los precios internacionales de las oleaginosas y del petróleo. Con bajos precios de granos y altos precios del petróleo, la producción de biocombustibles es competitiva. Sin embargo, con altos precios de los granos y precios del petróleo no tan elevados, la actividad se vuelve no rentable y su continuidad dependerá de subsidios.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que los eventuales subsidios necesarios para la producción de biodiesel en Uruguay pueden ser compensados por externalidades positivas en el uso de los mismos tales como el crecimiento económico, la dinamización de la cadena agroindustrial oleaginosa, la generación de empleo, el ahorro de divisas y el aumento de la independencia energética.

Gas natural en Uruguay

Uruguay no dispone de producción de gas natural, debiendo importar la totalidad de su consumo a través de los gasoductos de interconexión existentes con Argentina.

Su consumo en el país comenzó en 1998 cuando entró en operación el Gasoducto del Litoral, Gasoducto Cr. Slinger; construido y operado por ANCAP, cruza el río Uruguay desde la República Argentina a través del puente Paysandú-Colón. Comenzó abasteciendo plantas industriales de Paysandú, sumándose en el 2001 la red de distribución residencial construida por Conecta S.A. en dicha ciudad.

A fines de noviembre de 2002 comenzó a operar el Gasoducto Cruz del Sur, permitiendo el ingreso del gas natural en el sur del país. Este gasoducto se extiende desde las inmediaciones de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente Punta Lara, cruza el Río de la Plata a la altura de Santa Ana en el Departamento de Colonia, y llega hasta la ciudad de Montevideo.

Posee también ramales a Colonia del Sacramento, Juan Lacaze, Rosario, Nueva Helvecia, San José de Mayo, Canelones, Pando y Ciudad de la Costa entre otras localidades.

Figura 12: Trazado del Gasoducto Cruz del Sur



Fuente: DNETN.

La entrada en operación del GCDS permitió realizar la conversión de la red de distribución de gas en Montevideo, que hasta el momento distribuía gas manufacturado, elaborado a partir de nafta liviana.

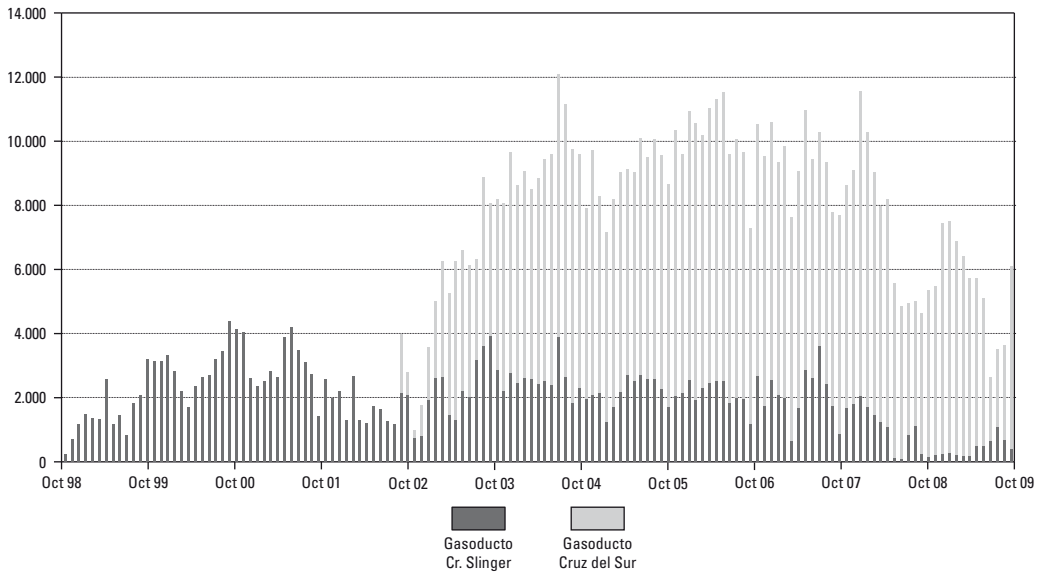
Existe un tercer gasoducto de interconexión entre el sistema Argentino y nuestro país, llamado “Casablanca”, que cruza el Río Uruguay cercano a la localidad del mismo nombre, en el departamento de Paysandú. Este gasoducto fue construido por UTE en el año 2000 para abastecer una central eléctrica que tenía proyectada en esa localidad. El gasoducto nunca entró en operación ya que no se ha concretado dicho proyecto.

La cadena de abastecimiento de gas de nuestro país está formada por cañerías de transporte o gasoductos y por redes de distribución que operan a presiones bajas y presentan mayor extensión territorial. Las instalaciones de transporte abastecen de gas a grandes usuarios y a las redes de distribución, y éstas a su vez abastecen a los usuarios finales, ya sean residenciales, comerciales o industriales de bajos y medianos consumos.

Las empresas que realizan actualmente actividades en el sector de gas natural en nuestro país son: dos en calidad de distribuidoras de gas por redes (Gas Montevideo en el departamento de Montevideo, y Conecta S.A. en el interior del país); dos en calidad de transportistas (Gasoducto Cruz del Sur S.A. y ANCAP); y cuatro en calidad de comercializadoras (ANCAP, Gas Montevideo, Conecta S.A. y Dinarel S.A.).

Las dos empresas distribuidoras y la transportista Gasoducto Cruz del Sur (GCDS), operan bajo el régimen de Concesión Pública, otorgada por el Estado a partir de los correspondientes procesos de licitación.

Gráfico 105: Importaciones mensuales de gas natural (miles m³)

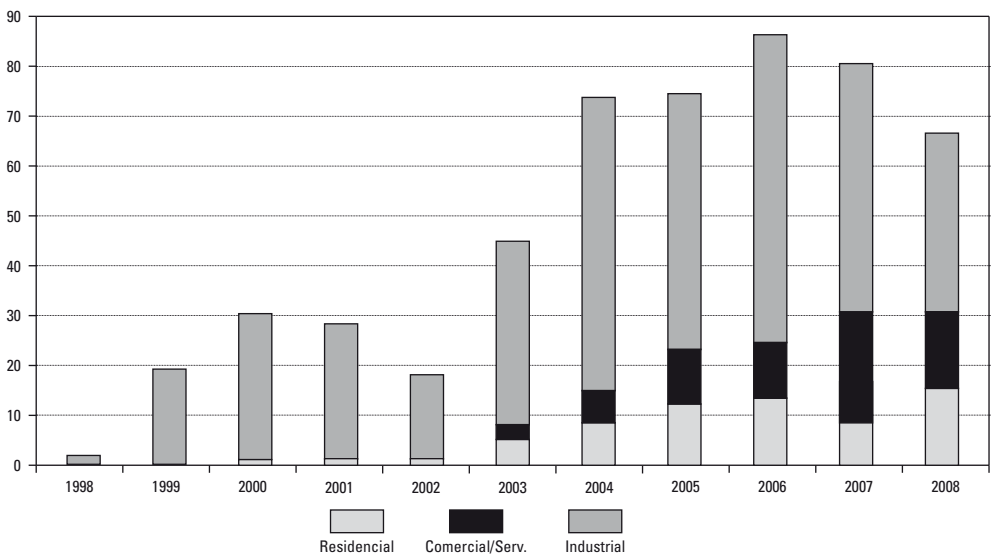


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNETN

La demanda mayor de gas natural alcanzada en el país, ascendió a 12:000.000 de m³ mensuales, en octubre de 2004, lo que equivale a unos 400.000 m³/día.

En nuestro país el Gas Natural no ha tenido una gran penetración constituyendo sólo un 3% de la demanda energética global. El sector industrial es el mayor consumidor, seguido por el sector residencial y el comercial / servicios.

Gráfico 106: Consumo final de gas natural por sector (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNETN.

A nivel residencial las redes de distribución se desarrollaron únicamente en Montevideo, Ciudad de la Costa y Ciudad de Paysandú.

La demanda de Gas Natural no alcanzó a la proyectada cuando se realizaron las inversiones en los gasoductos y redes existentes. Al analizar cuál fue la falla del proyecto, surgen principalmente dos aspectos: el precio y el contar con un único proveedor. Se tenía la expectativa de un precio final muy inferior al efectivamente aplicado, del orden del precio del mercado interno de Argentina.

Cuando los gasoductos comenzaron a operar, el precio al que llegaba el gas natural a nuestro país no resultó competitivo con las demás fuentes de energía, en particular con la leña y los derivados del petróleo. Así el mercado de gas natural no se desarrolló, al punto que se redujo el número de clientes residenciales de gas por cañería. En cuanto a las industrias, muchas realizaron fuertes inversiones para poder utilizar el gas, considerando abaratar sus costos y luego se tuvieron que reconvertir a leña, actualmente la fuente de energía más económica.

Hacia el año 2004, Argentina, nuestro único proveedor, comenzó con las retenciones a las exportaciones de gas natural debido a su propia escasez, lo que generó la discontinuidad del abastecimiento a Uruguay y Chile, sus destinos de exportación. La situación en cuanto a las reservas argentinas no ha cambiado. La privatización de las empresas estatales derivó en una insuficiente inversión en actividades de rentabilidad a largo plazo, como la prospección.

Cuando Uruguay planificó la introducción del gas natural a nuestra matriz energética, lo hizo apuntando a la generación de energía eléctrica, único destino que justifica la magnitud de las inversiones realizadas. Al igual que en otros países, únicamente las industrias intensivas en cuanto a consumo de energía y la generación de energía eléctrica, justifican las inversiones que se requieren para incorporar el gas natural a la matriz de consumo energético. Las demandas residenciales y comerciales nunca son excesivas y menos en un país sin fríos extremos como el nuestro. Respecto al consumo industrial, el Uruguay tampoco cuenta con industrias de consumo intensivo de energía. La pastera que se ha instalado en los últimos años no sólo genera su propia energía, sino que vende sus excedentes a UTE.

La participación de UTE en las inversiones en gasoductos, capacidad de transporte, etc., apuntaban a la instalación de plantas de generación térmicas a base de gas natural, que no llegaron a concretarse.

El consumo de gas natural, en las zonas donde esté disponible, depende no sólo de la relación de precios con otros energéticos, sino también de la valoración de otros factores tales como: el costo de conexión a la red, el costo de la instalación interna necesaria y la continuidad en el suministro.

CUARTA PARTE:

Conclusiones. Mirando al Futuro

IV. Conclusiones

IV.1 Mirando al futuro: alternativas, condicionantes y actores en la transformación energética

Como se ha manejado al comienzo de este trabajo, las fuentes primarias utilizadas y los tipos de energía final puestos a disposición de la sociedad, junto a la eficiencia en la transformación de una forma de energía en otra (pérdidas), constituyen instancias determinantes de la oferta energética. Por otro lado, el consumo diferencial de los distintos sectores socioeconómicos, así como las características de los convertidores utilizados que establecen el rendimiento, determinan desde el lado de la demanda el tipo y la cantidad de energía necesaria. Los problemas de articulación en esta compleja relación entre estos factores de oferta y demanda dan lugar a diferentes respuestas y, en consecuencia, a la construcción de modelos energéticos disímiles.

Los recursos energéticos a los que puede acceder una determinada sociedad, el modo como se producen los medios de vida -determinado por las capacidades tecnológicas- y los patrones de consumo que reflejan la especificidad de la cultura de esa sociedad, son elementos básicos en la definición de esos modelos. Un modelo energético supone determinada composición de la oferta energética por fuente y un particular uso de la energía por parte de la sociedad. La dinámica construcción de esa estructura de oferta y demanda puede captarse a partir del análisis de la matriz energética.

Cuando una sociedad se plantea la modificación de su matriz energética, puede deberse a la intención de resolver un problema de optimización en el modelo energético vigente, pero también podría tener el objetivo de inducir un cambio en dicho modelo. El análisis de las distintas alternativas de cambio en la matriz puede ordenarse a partir de la aproximación al impacto de cada una sobre la oferta y sobre la demanda energética. Más allá de los objetivos explícitos en quienes promueven el cambio, dicho análisis ofrece una primera aproximación a la incidencia de cada componente y permite discutir las implicancias sistémicas y, por lo tanto, cómo se articularían las innovaciones en la matriz, para que los recursos energéticos satisfagan las necesidades individuales y sociales de manera segura y con costos económicos, sociales y ambientales sustentables

Una vez resuelto el problema de la factibilidad técnica de un cambio en la matriz energética, la construcción de las condicionantes económicas, sociales y ambientales para su implementación no es un aspecto de menor significación. Las decisiones adoptadas deberán enfrentar y resolver las tensiones originadas en: a) la restricción económica impuesta por el criterio de rentabilidad que domina las relaciones sociales en el capitalismo; b) la acción de grupos de presión que compiten por la apropiación de los beneficios derivados de dicha implementación o que reaccionan ante la posibilidad de ver perjudicados sus negocios ante cambios estructurales en el modelo energético; c) las resistencias sociales que pueden gestarse ante posibles cambios en las pautas de consumo y hábitos arraigados; y d) la necesidad

de cumplir con estándares que contribuyan a la preservación de un medioambiente capaz de ofrecer un hábitat adecuado y seguro a la generación presente y a las futuras.

Desde el lado de la oferta, el objetivo de todo Estado es asegurar la provisión de fuentes de energía confiables a los menores costos posibles para satisfacer los requerimientos de energía de la sociedad, derivados de su estilo de vida y de las actividades productivas. La energía es un insumo universal en las actividades productivas de bienes y servicios. Por lo tanto, la disponibilidad oportuna de energía -y en condiciones de precio adecuada- es un condicionante para el desarrollo de cualquier actividad productiva.

Sin embargo, la cantidad de energía necesaria por unidad de producción, o su participación en el costo de producción puede ser muy diferente, por lo que anticipar las necesidades energéticas futuras no resulta tarea sencilla. El modelo de país productivo al que se aspire condiciona los requerimientos energéticos futuros y debe resolverse previamente qué tipo de país y qué tipo de actividades económicas se quiere promover, para entonces poder proyectar la demanda energética a futuro.

Pero, además, la demanda energética estará determinada fuertemente por el patrón de consumo energético de los hogares. Este es una manifestación del estilo de vida de los habitantes del país y los requerimientos de energía pueden llegar a ser muy variables en función del lugar que ocupe la energía en la escala de necesidades y preferencias, donde se cruzan condicionantes económicas, pero también factores sociales y culturales.

El asegurar los requerimientos energéticos, depende en primera instancia de los recursos disponibles en el país en cuanto a fuentes primarias y a las tecnologías requeridas para su aprovechamiento. Luego de la oferta regional y mundial de fuentes y tecnologías.

Para encarar los desafíos impuestos por la dialéctica relación entre los factores de oferta y demanda, las sociedades pueden valerse de distintos instrumentos, aun más, pueden combinar algunos de ellos para la obtención de objetivos estratégicos. En eso consiste el arte y la técnica del diseño de las políticas energéticas.

IV.2. Problemas focales

Diversificación de la matriz energética

La diversificación de la matriz energética es un instrumento, entre otros posibles, para alcanzar el objetivo de seguridad de suministro, en tanto contribuye a disminuir el riesgo de desabastecimiento y además ayuda a reducir el impacto del incremento de precios de determinadas fuentes primarias de energía. Sin embargo, esta estrategia en un país pequeño como Uruguay, puede implicar una sobre inversión tanto en infraestructura como en equipamientos. Como en todo análisis se deberá evaluar el riesgo de desabastecimiento, la demanda energética proyectada, la oferta de fuentes de energía, la infraestructura existente, la disponibilidad de recursos que se puedan destinar a la inversión en nueva infraestructura y los costos ambientales.

Al elegir una nueva fuente de energía para ser incorporada a la matriz se deberán evaluar las posibles alternativas ya que nuestra reducida demanda se encuentra muchas veces por debajo de la escala tecnológica existente y en otras ocasiones las dimensiones del mercado interno inviabilizan la introducción simultánea de otras opciones.

Así, por ejemplo, la efectiva incorporación del gas natural a nuestra matriz, implicaría la realización de grandes inversiones ya sea en la instalación de una planta de regasificación de GNL (gas natural licuado) o en la construcción de un nuevo gasoducto de interconexión desde Bolivia, además de las inversiones en los equipos que permitan su uso. Dada la escala de nuestro país, seguramente esta decisión implica descartar la incorporación de otras fuentes de energía posibles, en particular el uso del carbón para generación de energía eléctrica y el desarrollo de la energía nuclear en el mediano plazo (al menos hasta el 2030), pues la expansión del parque de generación se realizaría a partir de la instalación de equipos alimentados con gas natural, de forma de utilizar la capacidad de regasificación instalada.

El carbón, que parecía una fuente superada por los avances tecnológicos, ha vuelto a ser considerado como una fuente alternativa para atender las necesidades de expansión de la generación eléctrica que permitan satisfacer el crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica a mediano y largo plazo. Como Uruguay no dispone de carbón, la infraestructura requerida para poder incorporarlo a nuestra matriz implicaría la instalación de un puerto de aguas profundas, una terminal de descarga y acopio, así como medios para transportarlo a los centros de consumo (e.g. transporte ferroviario).

El petróleo continúa siendo una fuente confiable de energía. Diversos países en el mundo son proveedores, si bien presenta variabilidad en su precio en función de las variaciones en la demanda y la oferta del mercado internacional. Por otra parte, el precio de otros energéticos, en tanto son sustitutos del petróleo, no es independiente de los vaivenes del precio del crudo. Uruguay ya cuenta con la infraestructura necesaria: boya petrolera que permite el arribo de grandes buques de forma de disminuir el costo de transporte, tanques de almacenamiento, oleoducto, refinería, etc.

Las energías renovables representarían una alternativa que reuniría un conjunto de características “deseables”: permitirían el uso de recursos autóctonos, reducirían por tanto la dependencia energética; serían más amigables con el medioambiente y podrían generar ocupación y circuitos innovadores. No obstante, el balance energético global podría no ser tan “amigable” con el medioambiente en algunos casos, tal como fuera señalado en el análisis realizado sobre los biocombustibles. La inversión inicial hace pensar en una fuerte participación del sector privado en los emprendimientos, lo que obligaría a avanzar en el desarrollo del marco normativo y la regulación de la actividad. En algunos casos, tales como la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica, deberían arbitrarse “combinaciones inteligentes” con otras fuentes de aprovisionamiento que permitieran absorber las variaciones de potencia que presenta la generación a partir de parques eólicos debido a la variabilidad del recurso viento.

El gran debate que se ha instalado en los últimos años en nuestro país parece estar dirigido hacia la generación de energía eléctrica. Las grandes inversiones realizadas para aprovechar la energía hidráulica han representado grandes ahorros en los costos de generación. La hidroenergía continúa siendo la generación más barata y por otra parte es una fuente renovable. El problema se presenta cuando no hay agua suficiente y, en el mediano plazo, para

atender el crecimiento previsto en la demanda de energía eléctrica; es entonces que el país debe disponer de otras fuentes de energía que además deben ser confiables y seguras. Tal como señalamos anteriormente, en los años '90 el país realizó una apuesta a la introducción del gas natural particularmente para el sector de generación, pero los cambios operados en el contexto regional y los problemas de disponibilidad de gas natural a nivel regional determinaron que no se alcanzaran los resultados esperados

La sociedad debe debatir sobre la estrategia de diversificación de la matriz energética, con la precaución de que lo que es un instrumento no debería concebirse como un fin en sí mismo. Es el objetivo de garantizar la seguridad en el suministro de energía lo que hace recomendable una política de diversificación, en un país como Uruguay que muestra niveles de dependencia energética altos y ausencia de fuentes de energía firme. Pero de cambiar este escenario los instrumentos de política podrían ser otros. Por ejemplo la integración energética regional, sin ser contradictoria con la estrategia de diversificación, podría relativizar la importancia de esta última.

La eficiencia energética

La eficiencia energética, como se ha planteado en este trabajo, en su práctica más comprometida, tendría un impacto similar al de haber hallado una nueva fuente de energía. Es por esto que a la hora de definir la matriz energética deberá ser tenida en cuenta la eficiencia energética como si se tratara de otra fuente alternativa, pero además como la fuente menos costosa y de menor impacto ambiental. Sin embargo frente a otras alternativas energéticas la dificultad que presenta la eficiencia energética es que la decisión de inversión en eficiencia energética está atomizada en miles de actores. Mientras la inversión en una central térmica, o en la construcción de un gasoducto se hace en forma centralizada, la inversión en eficiencia energética se realiza fundamentalmente desde los consumidores de energía. Por lo tanto, para que la sumatoria de voluntades lleve a un cambio en la eficiencia con que se consume la energía es necesaria una política que genere un clima propicio para que se efectivicen estas inversiones. En este sentido es necesario que exista por parte de los consumidores acciones hacia la eficiencia energética (voluntariamente u obligatoriamente) y también que estos dispongan de las capacidades para llevarlas adelante (información, existencia de técnicos especializados, capacidades financieras, etc.).

Desde el punto de vista institucional, el país cuenta con dos instrumentos legales que generan condiciones a partir de las cuales construir un sistema nacional de eficiencia energética. En primer lugar, la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N° 18.597) establece a la eficiencia energética como de interés nacional y define la creación de un Plan Nacional de Eficiencia Energética que establecerá metas a quince años y con revisiones quinquenales. La ley sostiene que la DNETN será responsable de la elaboración y ejecución del Plan. Se establece así un actor desde el Estado que estará encargado de velar por la promoción de la eficiencia energética.

La misma ley establece la creación del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética que se constituirá fundamentalmente con aportes de las empresas suministradoras de energía. Este fideicomiso tiene como objetivo financiar las actividades establecidas en el Plan, lo cual asegura que existirán recursos para actividades de promoción de la eficiencia

energética. Asimismo, quienes inviertan en eficiencia energética podrán obtener certificados que convaliden los ahorros realizados y venderlos a las empresas que están obligadas a aportar al fideicomiso. De esta forma la ley pretende crear condiciones financieras que favorezcan la inversión en eficiencia por parte de los distintos actores. Es de esperar que las ESCOs generen proyectos en la medida en que la posibilidad de vender los certificados acorte los tiempos de retorno de la inversión.

Además, la ley genera condiciones para que se efectivice el etiquetado de equipos consumidores de energía. No solo se obliga al etiquetado sino que el fideicomiso podría ser utilizado con el fin de financiar la instalación de laboratorios para el ensayo de equipos, como heladeras, equipos de aire acondicionado y otros que aún no están disponibles.⁶⁰

Por otra parte, la Ley de Promoción de la Energía Solar Térmica (Ley N° 18.585) declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar térmica. La ley impone obligaciones en el uso de esta fuente para el calentamiento de agua para distintos sectores dependiendo de la incidencia de este uso en el consumo energético total y de acuerdo a un cronograma que incrementa las exigencias con el tiempo.

Cualquiera de las dos leyes citadas requiere de reglamentación y establecer medidas efectivas que aseguren el cumplimiento de las mismas. Son muchos los ejemplos en América Latina de sistemas legales relacionados con la eficiencia energética que no impulsaron cambios en ese sentido. Sin embargo, es de esperar que en la medida en que la Ley N° 18.597 asegure recursos para ser destinados con este fin, el país logrará en los próximos años desarrollar un mercado de servicios de eficiencia energética.

Más allá de los aspectos institucionales que define la ley, es condición necesaria que los precios y tarifas de la energía reflejen los costos. Sin esta señal la eficiencia energética en términos costo-efectivos es una utopía. Por otra parte la formación técnica y académica en el tema es de suma importancia para disponer de técnicos capaces de encontrar soluciones para el tema costo-efectivas. La maestría en ingeniería de la energía desarrollada por la UdelaR, podría ser un paso en ese sentido.

En el futuro el avance tecnológico y la masificación del mismo permitirán que surjan nuevas soluciones que hagan rentables inversiones en eficiencia energética. En el sector eléctrico el uso de redes inteligentes permite que las empresas distribuidoras brinden servicios de eficiencia energética que incluyan procesos de modulación de la curva de demanda desde un lugar centralizado. Esto permitiría en teoría que por ejemplo las familias hagan usos calóricos de la energía eléctrica como calentar agua, cuando hay disponible energía eólica.

Asimismo, un elemento fundamental, para un país del tamaño de Uruguay con escasa producción de equipamiento consumidor de energía, es asegurar la unificación de normas de ensayos de eficiencia energética a nivel regional para reducir costos de etiquetado aprovechando los laboratorios de ensayo y la capacidad institucional de los países vecinos. Para ello será importante trabajar en las organizaciones normalizadoras como la COPANT (Comisión Panamericana de Normas Técnicas) y reforzar la participación de UNIT (Instituto Uruguayo de Normas Técnicas) en estos organismos, así como revalorizar el papel del Organismo Uruguayo de Acreditación.

60 Ya existe laboratorio en UTE para ensayo de termotanques eléctricos y hay previsto otro en el LATU. Además la Facultad de ingeniería de la UdelaR está equipando un laboratorio para ensayo de lámparas.

Por último, será fundamental iniciar un programa de eficiencia energética dirigido especialmente hacia el transporte que hasta el momento no ha sido abordado con el énfasis que merece teniendo en cuenta el peso en el consumo energético del país. Sobre este tema dedicaremos un punto especial más adelante.

Generación de energía eléctrica

Cuando se trata de definir el parque de generación de energía eléctrica es necesario tener en cuenta muchas variables. En primer lugar considerar la demanda de energía eléctrica ya que esta determina las necesidades de generación. En segundo lugar hay que definir qué tecnologías de generación son las más adecuadas para abastecer la demanda. Esa evaluación implica tener en cuenta, las características tecnológicas de las distintas opciones y el riesgo de indisponibilidad, la inversión que requieren, el costo de operación y mantenimiento, el acceso a insumos y el impacto ambiental asociado a su uso.

Si tenemos en cuenta el crecimiento histórico de la demanda y asumimos que seguirá un comportamiento similar, resulta claro que es necesario contar con una mayor capacidad de generación en el corto y en el mediano plazo.

Sobre la afirmación anterior es bueno hacer algunas aclaraciones. La demanda no necesariamente debe crecer a la misma tasa que en el pasado. Ello dependerá de muchos factores como el estado general de la economía, la política de promoción de inversiones y la política de eficiencia energética. Estas dos últimas pueden influir en sentidos contrarios si la política de promoción de inversiones no tiene en cuenta la variable energética.

Por otro lado, cuando se dice que es necesario contar con una mayor capacidad de generación, no se está afirmando que el objetivo deba ser eliminar el riesgo de no poder cumplir en un cien por ciento con el suministro de la demanda de energía eléctrica (generalmente conocido como “riesgo de falla”), que podría suceder al registrarse una época de sequía o por problemas en las máquinas térmicas o falta de viento en las centrales eólicas. No se trata de dimensionar el parque de generación para el peor escenario posible, sino para un escenario malo asociado a una probabilidad de ocurrencia razonable. No tiene sentido invertir en plantas de generación que probablemente nunca se usen. Esto quiere decir que en todo sistema eléctrico existe un riesgo de falla de suministro que es aceptado y que debería ser definido políticamente. ¿Cuánto estamos dispuestos como sociedad a pagar para impedir la falla del suministro? ¿Cuántos recursos estamos dispuestos a destinar para reducir la probabilidad de falla? ¿Cualquier falta de suministro significa lo mismo? ¿Cuál es el valor público asociado al uso de la energía eléctrica? ¿Es lo mismo del punto de vista de la sociedad que una familia se quede sin electricidad a que se quede un hospital o un emprendimiento productivo? Este tipo de preguntas son las que están detrás de las decisiones que hacen a la definición de la conformación de un parque de generación.

Pero también hay otras preguntas que surgen una vez resuelto qué nivel de seguridad en el suministro estamos dispuestos a pagar como sociedad. La primera duda debería ser hasta dónde no cuestionar la tendencia del crecimiento de la demanda. Generar energía eléctrica no sólo tiene el costo material, en el sentido de los recursos de la sociedad que deben ser destinados a ese fin, también tiene costos ambientales y sociales como ya se vio. Por lo tanto es legítimo cuestionarse la propia premisa según la cual el crecimiento de la demanda es un

dato del problema. Aumentar la producción de energía eléctrica ¿para qué y para quién? Esta pregunta a nivel de la práctica coloca el tema de la eficiencia energética en el debate. Antes de pensar en generar hay que pensar en cómo consumir menos sin afectar las expectativas de calidad de vida de los ciudadanos, sin descartar que las propias expectativas pudieran ser objeto de debate político.

En este sentido el país tiene un marco institucional que lo coloca en condiciones de realizar una fuerte apuesta a la eficiencia energética, partimos entonces de la base que ese camino ya está iniciado y nos centraremos en las opciones que existen en el corto y mediano plazo.

En lo que refiere al mediano plazo, parece claro que la energía eólica va a tener cada vez más un papel más importante en la matriz energética. Para el 2015 se prevé la instalación de 300 MW de potencia en generadores eólicos. El potencial existente en el país permitiría la introducción de más potencia de este origen (hasta alrededor de unos 600 MW incluyendo generación distribuida). Bajo la modalidad de contratos, por los cuales se asegura un precio de compra de la energía al inversor, es altamente probable que el país siga incorporando generación eólica. La rapidez de este avance dependerá no solo de los precios que se obtengan en el llamado a licitación para la instalación de 150 MW que en este momento está siendo llevado adelante por UTE sino también de qué instrumentos se diseñen a futuro para la incorporación del potencial que falta explotar: licitación por precio, compra a precio fijo con o sin límite de capacidad u otros. Asimismo, un aspecto muy importante a tener en cuenta es que el aprovechamiento del potencial eólico requiere de redes eléctricas de transmisión con capacidades adecuadas y que lleguen a los lugares donde existe el recurso, por lo que la rapidez del avance de los proyectos eólicos dependerá también de cómo se encaren las ampliaciones necesarias en la red.

Hay que tener en cuenta que 150 MW eólicos equivalen aproximadamente a 50 MW de potencia firme y que la potencia varía en todo el rango de generación acompañando las variaciones del viento. Para la incorporación de energía eólica a gran escala, dada la variabilidad que presenta este tipo de generación instantánea a instantánea, deberían analizarse opciones de complementariedad con la generación hidráulica. En principio, cuando hay disponibilidad de agua, esto sería factible hasta cierto valor de potencia instalada a partir del cual debería disponerse de otro tipo de generación que pueda entrar en servicio de forma rápida a los efectos de acompañar la variación de la potencia generada a partir del viento, supliendo también la variación que pueden dar las centrales hidráulicas cuando se estén atravesando épocas de sequía.

Otro elemento que parece claro es que la generación en base a biomasa, también va a aumentar su participación en la matriz. Posiblemente los desechos agrícolas en el futuro inmediato –a medida que vayan funcionando las centrales a biomasa que están siendo construidas– irán aumentando de valor y aumentarán los costos de obtención del combustible (mayores distancias para obtenerlo, mayores costos de logística, escasez del recurso, etc.). Sin embargo es probable que surjan emprendimientos de generación vinculados a recursos forestales y/o proyectos productivos como futuras plantas de celulosa. Si bien no está determinado exactamente el potencial de generación a partir de biomasa, se estima que podrían introducirse entre unos 200 y 400 MW dependiendo de la existencia o no de este tipo de emprendimientos productivos.

Dado que la generación de las centrales eólicas varía de acuerdo al viento disponible y que el uso de la biomasa depende de la evolución de la estructura agroindustrial, parece necesario introducir capacidad de generación firme que asegure el suministro con un riesgo de falla aceptable. Esa generación, que podrá ser entre 200 y 400 MW dependiendo de cómo evolucione la introducción de la energía eólica y la biomasa, necesariamente será con derivados de petróleo, gas natural o carbón.

Cualquiera de las tres opciones requiere importantes inversiones en infraestructura para viabilizar los emprendimientos.

Una de las opciones, en el caso de utilizar derivados de petróleo, sería la introducción de unos 300 MW de motores multicomcombustible. En este caso, el cumplimiento de las normas ambientales internacionales implica la realización de al menos dos centrales emplazadas en distintos lugares del territorio nacional. La primera dificultad es implementar la logística y estructura para asegurar el abastecimiento del combustible, lo cual implica un puerto y un oleoducto. Los motores utilizan un Fuel Oil especial con menor contenido de azufre, y menos cantidad de metales, el cual no es producido por ANCAP por lo cual no se puede utilizar la infraestructura actual de almacenamiento. Hasta el momento el único proveedor de este tipo de combustible es PETROBRAS y lo hace por barco.

La opción del gas natural podría concretarse con un Ciclo Combinado o con una Turbina a Gas de las tradicionales. Al igual que los motores, esta opción es una buena alternativa para combinar con la eólica dado que el encendido se hace relativamente rápido y puede responder fácilmente a la demanda acompañando la variabilidad del viento. La dificultad radica en la obtención del gas natural. Las dos alternativas que se manejan hasta el momento son la importación desde Bolivia a través de un gasoducto o la instalación de una planta regasificadora que pueda convertir a estado gaseoso el metano transportado en barco en forma líquida. Lo más razonable sería avanzar rápidamente con el análisis de las dos alternativas y llegado el momento optar por aquella que implique menor costo para el país y que a la vez asegure razonablemente la disponibilidad del combustible. En ambas soluciones se requiere de una negociación a nivel regional. En el caso del gasoducto porque deberá atravesar o Brasil o Argentina y porque cuanto más países se involucren menores serán los costos para Uruguay. En el caso de la regasificadora sería conveniente establecer de algún modo la participación de Argentina para obtener economías de escala que reduzcan el costo para Uruguay. En el análisis de la introducción del gas natural no debe dejarse de valorar que la inclusión de este energético contribuye a la diversificación de la matriz energética del país aportando positivamente a la fortaleza del sistema.

Por último, la opción del carbón presenta la ventaja de ser un combustible abundante en el mundo y a precios convenientes. Una central a carbón, por tener un encendido lento y muy poco margen de regulación de la potencia generada, no podría proyectarse para funcionar en forma complementaria con la energía eólica. Este tipo de central, constituye lo que se llama una central de base o que está diseñada para permanecer en funcionamiento la mayor cantidad de tiempo posible (tanto por factores técnicos como económicos). La incorporación de una central de este tipo permitiría que centrales como Punta del Tigre o La Tablada siempre operaran como centrales de punta que es para lo que resultan más adecuadas por su tecnología y por el alto costo de su combustible. Un elemento importante a tener en cuenta es que las centrales a carbón requieren fuertes inversiones en infraestructura (puerto, transporte

interno del carbón, almacenaje, etc). Este factor, unido a las consideraciones ambientales negativas que suscita alguna de las tecnologías de generación que utilizan este combustible, hace pensar que posiblemente se presenten dificultades para definir una eventual localización de una planta de este tipo.⁶¹

La generación a partir de energía nuclear no se considera como opción de mediano plazo dado que exige tiempos de desarrollo mayores. De todas formas, en este tiempo se debería realizar el estudio de prefactibilidad de esta alternativa de forma de poder tomar una decisión sobre la inclusión o no de la misma en el parque de generación de largo plazo. En este sentido, Uruguay se encuentra transitando este camino de acuerdo a los lineamientos establecidos por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)⁶², donde se establecen tres fases en el camino de un país para la incorporación de energía nuclear a su matriz eléctrica. Sólo al final de la primera fase, que tiene una duración estimada de dos años, se considera que un país se encuentra en condiciones razonables como para tomar una decisión fundamentada sobre si es pertinente o no la incorporación de la opción nuclear a la matriz eléctrica. Por Decreto N° 593/008 del 5 de diciembre de 2008 se creó un Grupo de Trabajo con el objeto de realizar los estudios y actividades previstas por el OIEA como parte de la primera fase de estudio. Dicho Grupo cuenta con representantes del MIEM, del MVOTMA, del MSP y de cada uno de los partidos políticos con representación parlamentaria⁶³, y se encuentra constituido formalmente desde el 5 de marzo de 2009⁶⁴.

Otro elemento a definir son las acciones a tomar en el corto plazo. Es claro que en los próximos dos o tres años no estarán disponibles los 150 MW eólicos en curso. Aún si lo estuvieran, parece necesaria una central de respaldo que reduzca el riesgo de falla. Evidentemente las opciones a contemplar deben tener tiempos de construcción cortos y deben emplear combustibles a los que se tenga acceso sin inconvenientes, por lo que nuevamente las opciones podrían ser una central constituida por motores o por turbinas a gas. Es claro también que la opción que se adopte en el corto plazo condiciona en parte la opción a adoptar en el mediano plazo. En ese sentido, tanto una central constituida por motores como por turbinas a gas puede concebirse de forma tal que los equipos puedan funcionar con más de un combustible alternativo, generalmente gas natural o gas oil en el caso de las turbinas y gas natural o fuel oil en el caso de los motores, lo que puede ser una característica interesante en la medida en que se concrete la introducción de gas natural en la matriz energética.

Por último, no se debe dejar de considerar la opción de disponer de energía eléctrica a través de los vínculos de red que se posee tanto con Argentina como con Brasil. La capacidad de intercambio con Argentina supera la demanda de pico de todo el sistema uruguayo y la capacidad de intercambio con Brasil llegará a poco más de un tercio del pico de demanda del sistema cuando entre en funcionamiento la interconexión a través del sistema de 500 kV. A

61 Si bien la tecnología para generar energía eléctrica a partir del carbón con impactos mínimos sobre el medio ambiente ya está desarrollada, ésta implica mayores costos de inversión. En consecuencia, se estima razonable que de introducir el carbón en Uruguay, no se optaría por ese tipo de tecnología sino por una planta de tipo más convencional.

62 OIEA, Milestones in Development of a National Infrastructure of Nuclear Power, september 2007.

63 Si bien el artículo 27 de la Ley 16832 prohíbe el uso de la energía nuclear, esto no impide que se puedan realizar estudios sobre la conveniencia o no de esta opción. Se entiende que al contar con un Grupo de Trabajo con representación de todos los partidos políticos, si se llegara a la conclusión que la opción nuclear es viable para nuestro país, la derogación de este artículo de la Ley no debería constituir un problema para transitar ese camino.

64 De acuerdo a la Resolución del Presidente de la República N° 197/009

los efectos de considerar la importación de energía como una alternativa más para el suministro de la demanda, se deberá trabajar en instrumentos que permitan acceder a la energía de nuestros vecinos y disponer de la misma con un grado de certidumbre análogo a disponer una planta de generación adicional en territorio nacional. De lo contrario, los intercambios seguirán generándose con carácter ocasional en momentos de excedentes en uno u otro país o a través de contratos de carácter interrumpible. Por otro lado, la posibilidad de disponer de intercambios firmes de energía tanto con Argentina como con Brasil puede, en el largo plazo, llegar a viabilizar la instalación de plantas de generación en nuestro territorio cuyo tamaño puede resultar excesivo para nuestro sistema eléctrico, como es el caso de una central nuclear⁶⁵.

Hidrocarburos

Actualmente Uruguay no dispone de fuentes propias de energía de origen fósil. Si bien periódicamente se han realizado estudios y perforaciones en procura de petróleo y/o gas natural, las mismas no han sido exitosas.⁶⁶

Los esquistos bituminosos son la única reserva probada de roca carbonosa con una importante magnitud de disponibilidad. La posibilidad de utilizar esta fuente de energía para producir energía eléctrica mediante su quema directa, se ha evaluado técnica y económicamente. La producción de unos 70 MW de energía firme requeriría una inversión de U\$S 200 millones.⁶⁷

En lo que respecta a la búsqueda de otras reservas, la estrategia seguida por ANCAP en estos últimos años ha sido la de impulsar las actividades de exploración y prospección de hidrocarburos en la plataforma continental, permitiendo evaluar la posibilidad de disponer de reservas en esa zona. A la fecha se dispone de un relevamiento de la plataforma continental de sísmica 2D⁶⁸ realizado a una profundidad entre los 20 y 2500 m de agua, correspondiente a la Cuenca de Punta del Este. Este estudio estuvo destinado a evaluar el potencial de la plataforma continental, y generar información que permita aumentar el interés en nuestro país por parte de las compañías petroleras expertas en Exploración y Prospección (E&P).

Si bien los resultados aportan indicios de estructuras geológicas que pueden contener hidrocarburos, principalmente gas natural, aún no existe información que permita garantizar su existencia, por lo que es necesario continuar con las actividades de exploración. En general, luego de la sísmica 2D se realiza una prospección 3D, y si los pronósticos son optimistas se realiza la perforación.

65 Los tamaños comercialmente disponibles actualmente son del orden de los 600 MW o mayores.

66 Los estudios geológicos que se realizan previos a una perforación señalan estructuras confinadas en rocas impermeables que pueden encerrar alguna sustancia. Hasta que no se realiza la perforación, no se sabe si es agua, petróleo o gas natural. Aún después de verificar la existencia de petróleo hay que analizar si la cantidad, presión, etc. rentabilizan un proyecto de extracción. Todas las aguas termales con que contamos son producto de perforaciones realizadas en procura de hidrocarburos.

67 Proyecto de grado que recibió una mención de la Academia de Ingeniería: "Generación de Energía Eléctrica a partir de Esquistos Bituminosos", octubre de 2008, Departamento de Proyecto Industrial del Instituto de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, UdelaR, autores Andrés Buxareo, Paolo Cammarota, Matías Jarovisky, Enzo Melani.

68 Sísmica 2D es un estudio en dos dimensiones en el cual se releva la estructura geológica en un plano. La sísmica 3D releva la estructura en 3 dimensiones (ejes x, y z).

En la medida que el nivel de inversiones que requieren las actividades de E&P es elevado y que se trata de actividades de alto riesgo, la estrategia que se ha adoptado con el objetivo de continuar con las actividades exploratorias, fue la de dividir la plataforma en 16 bloques y realizar una licitación de los bloques. Esa instancia licitatoria se denominó Ronda Uruguay, y resultaron adjudicados sólo dos bloques al consorcio Petrobras, YPF y GALP. ANCAP podrá ser socio con un 20% de participación.

Una segunda estrategia adoptada para mejorar las condiciones de abastecimiento de crudo ha sido desarrollar la producción de hidrocarburos en el exterior a través de la asociación con empresas petroleras de la región. A través de la empresa Petrouuguay, ANCAP participa desde tiempo atrás en la explotación de pozos de gas natural en la Argentina.

En Venezuela ANCAP tiene participación, a través de Petrouuguay, en la Faja Petrolífera del Orinoco (crudos pesados). Actualmente la actividad está centrada en la evaluación y certificación de reservas. ANCAP participa en esta actividad en asociación con PDVSA (socio mayoritario) y ENARSA, de Argentina. La participación de ANCAP en el negocio (10%) permitiría el abastecimiento de nuestro mercado interno, a través del procesamiento del petróleo en la Refinería de La Teja, lo cual requeriría previamente su conversión para el procesamiento de crudos pesados.

Por último, en el área de refinación, una de las estrategias a considerar es ampliar las opciones de procesamiento de crudos de la refinería. En este sentido, existe un proyecto de ampliación de la capacidad de refinación y adecuación para el procesamiento de crudos pesados (proyecto de conversión profunda), de carácter estratégico en función de su mayor disponibilidad mundial.

El proyecto además prevé un aumento de la capacidad de producción de la refinería a 60.000 barriles/día y un cambio en la estructura de producción de derivados a favor de un aumento en la producción de gas oil y coque (carbón residual de petróleo) y una reducción de la producción de fuel oil.

Para un país como Uruguay que no dispone de reservas de petróleo, resulta esencial garantizar la seguridad de abastecimiento y el precio del crudo⁶⁹, por lo que la estrategia del sector debería estar orientada hacia una mejora en el acceso a reservas, acuerdos de financiación por la compra de crudos⁷⁰ y una mejora de la escala y capacidad de conversión de crudos de la refinería.

En lo que respecta a la calidad de los combustibles actualmente se encuentra en proceso el proyecto de instalación de unidades de desulfurización de destilados medios que permitirá reducir el contenido de azufre del gas oil y las naftas, y una reducción del nivel de emisiones originada en el consumo de combustibles. La inversión requerida es de unos U\$S 300 millones.

Respecto al gas natural, salvo que se pueda disponer de recursos propios, sólo la existencia de industrias intensivas en el consumo de energía y fundamentalmente la generación de energía eléctrica, justifican las inversiones requeridas que permitan incorporar el gas natural a la matriz de consumo energético. Las demandas residenciales y comerciales nunca son

69 Ya en el año 2009 se contrató un seguro para reducir los efectos de la volatilidad del precio internacional del crudo.

70 ANCAP ha realizado acuerdos de compra de crudo con Venezuela. Pago del 75% a 30 días sin intereses y el 25% restante financiado a 15 años con una tasa del 2% anual con 2 años de gracia.

determinantes, menos aún en un país sin fríos extremos como el nuestro de acuerdo a lo señalado anteriormente.

En cuanto al suministro de gas natural en el Uruguay, se están manejando diversas ideas y proyectos:

- Gas boliviano importado a través del gasoducto argentino ya existente. El suministro podría ser inmediato, pero depende de acuerdos diplomáticos con Argentina.
- Gasoducto URUPABOL. Se encuentra en consideración la construcción de un nuevo gasoducto que interconecte Bolivia con Uruguay, pasando por Paraguay. La negociación involucra a Argentina o Brasil, ya que para llegar a nuestro país el gasoducto debe pasar por alguno de esos territorios.
- Planta Regasificadora y suministro de países fuera de la región. La inversión estaría en torno a los US\$ 800 millones dependiendo de las alternativas tecnológicas manejadas.

Los emprendimientos considerados para el suministro de gas natural involucran a países de la región, ya sea directamente como proveedores o para obtener economías de escala que reduzcan el costo para Uruguay, como es el caso de la participación de Argentina en la planta regasificadora. En todo proyecto de integración debe considerarse que es razonable prever que un país siempre va a privilegiar el abastecimiento de su demanda interna y sus intereses frente a los regionales, por mejores acuerdos que se hayan logrado.

Transporte

A partir de la caracterización general del transporte, es posible concluir que de mantenerse las pautas actuales de consumo de energía del sector, y de no implementarse medidas que contribuyan a mejorar la eficiencia en el uso de la energía y/o se empleen tecnologías de mayor rendimiento, sería esperable una tendencia creciente en el consumo final de energía del transporte en el escenario actual de crecimiento de la actividad económica.

Esto determinaría una presión creciente sobre la demanda de derivados del petróleo dada la rigidez del consumo de derivados que presenta la demanda de energía del transporte. En este escenario sería esperable un aumento en las importaciones de petróleo y derivados, con el consiguiente impacto económico que esto representa sobre el saldo de la balanza de pagos, particularmente si se considera las fluctuaciones que presenta el mercado internacional del petróleo.

Las opciones técnicas disponibles para mejorar la eficiencia en el consumo de energía en el sector, atienden fundamentalmente a los siguientes aspectos: la tecnología automotriz, la calidad de los combustibles y las condiciones de uso y mantenimiento de los vehículos.

En lo que respecta a la tecnología automotriz, la misma se relaciona con la introducción de mejoras en la tecnología de los vehículos convencionales de combustión interna que permitan mejorar el rendimiento del vehículo, reduciendo el consumo de combustible.

Con relación a las nuevas tecnologías, los vehículos eléctricos presentan varias ventajas respecto a los vehículos convencionales, aunque el costo del vehículo aún es muy alto y tienen un rango acotado de autonomía, lo que ha limitado el desarrollo de este mercado. Se considera que podrán ser una alternativa interesante en la medida que sus rendimientos y costos logren ser competitivos.

Los vehículos híbridos (nafta-eléctrico) han tenido un gran desarrollo tecnológico y su autonomía, al no depender exclusivamente del suministro eléctrico, los posiciona como una de las alternativas más factibles en el mediano plazo.

En el largo plazo el hidrógeno podría constituir una alternativa para reemplazar a los combustibles tradicionales en el transporte. La tecnología de celdas de combustible de hidrógeno permitiría que los vehículos funcionen con electricidad generada por el propio hidrógeno. Esta tecnología se encuentra en una fase de investigación y desarrollo por lo que es aún muy costosa. Asimismo, un cambio hacia el uso del hidrógeno requerirá de grandes inversiones en la infraestructura existente para su producción, transporte, distribución y comercialización.

Desde el punto de vista tecnológico, existe una tendencia al interior de la industria automotriz hacia el desarrollo de tecnologías y el diseño de vehículos que permitan obtener mayor rendimiento de combustible.

Un aspecto a destacar es la necesidad de incorporar medidas destinadas a promover las tecnologías más eficientes, tales como inducir al consumidor a decisiones sobre compra de vehículos basadas en eficiencia energética mediante la creación de sellos de eficiencia energética de los vehículos, introducción de incentivos en los precios de los vehículos y el precios de los combustibles, creación de impuestos diferenciales de acuerdo a la eficiencia del vehículo, etc.

A corto plazo las alternativas de diversificación del consumo de combustibles en el transporte serían los biocombustibles, aunque sólo sustituyen parcialmente a los de origen fósil (5% de gas oil por biodiesel; 10% de gasolinas por alcohol).

El GNC (gas natural comprimido) para uso vehicular constituye una alternativa de mejor rendimiento y menor nivel de emisiones de GEI en relación a los combustibles tradicionales (naftas y gas oil). Esto requiere garantizar la disponibilidad de gas natural y un precio competitivo con los sustitutos (gas oil y nafta), y la realización de inversiones en infraestructura: estaciones de suministro, e inversiones en los vehículos (conversión) que permitan el uso de este combustible.

Las condiciones de uso o modalidad de conducción del vehículo tienen un impacto directo sobre el consumo de combustible. Se considera que el cambio en el comportamiento del conductor mediante el uso de prácticas adecuadas de manejo puede reducir considerablemente el consumo de combustible con la consecuente reducción de emisiones de CO₂.

Otro aspecto a considerar se refiere a la planificación del sistema de transporte y el desarrollo del transporte intermodal.

Este tema se vincula a la reorganización del sistema de transporte sobre la base del desarrollo de los modos de transporte de menor consumo específico de combustible. En particular, una reducción del transporte carretero a favor del desarrollo del transporte ferroviario y fluvial para el movimiento de carga.

En relación al transporte de carga, la logística del movimiento de carga tiene un impacto directo sobre el consumo del sector. En el transporte de carga carretero la principal diferencia de consumo de energía está determinada por la existencia o no de cargas de retorno. Por lo tanto, una mejora en la logística, por ejemplo mediante la creación de centrales de carga, permitiría reducir el número de viajes y recorridos y el consumo de combustible.

En el caso del transporte de pasajeros, se considera importante promover un mayor uso del transporte público en sustitución del vehículo particular, de forma de reducir el número de viajes de vehículos livianos. Asimismo, tanto en Montevideo como en las ciudades del interior del país, puede promoverse el uso de la bicicleta como opción para el transporte, incorporando ciclovías y facilitando esquemas para viabilizar el uso de la bicicleta en combinación con el transporte colectivo.

Un aspecto a destacar es que si bien las medidas indicadas anteriormente tienen un impacto directo sobre la demanda de energía y la disminución de las emisiones de GEI, es necesario considerar otros efectos positivos derivados de las diferentes medidas que redundan en una mejora de la calidad de vida urbana y social tales como, la disminución de accidentes en rutas y ciudades, la disminución del congestionamiento en las ciudades y disminución de efectos directos sobre la salud de la población causado por las emisiones provenientes del sector.

En función de lo expuesto, se considera necesario incorporar políticas que contribuyan a reducir el consumo de energía en el sector. En particular, a través de la introducción de incentivos económicos que contribuyan a la renovación del parque vehicular a favor de vehículos más eficientes y de mayor rendimiento de combustible y medidas que contribuyan a mejorar la eficiencia en el uso de la energía al interior del sector.

IV.3. Aceptar la complejidad

En el cierre de esta sección conclusiva, se debe volver a enfatizar sobre el carácter sistémico de los problemas energéticos y sus diversas soluciones, así como su dimensión social. No hay procesos espontáneos en la dinámica de transformación de la matriz energética. Las relaciones sociales, la acción de los grupos de presión, la institucionalidad vigente para la toma de decisiones y el diseño de políticas y, finalmente, las propias resistencias sociales ante el cambio determinarán el curso de la historia energética.

La pluralidad de actores implicados demanda esfuerzos mancomunados de diversas disciplinas en la identificación e implementación de posibles estrategias para orientar el cambio. La tecnología, la economía y la política se mueven en marcos temporales diferentes, pero resulta imprescindible articular acciones en las tres dimensiones para que los cambios en la matriz energética resulten socialmente viables.

Asimismo resulta de particular importancia tener en cuenta algunas instituciones involucradas en cualquier proceso de transformación energética. De forma muy breve se insiste en aspectos clave de su ubicación y accionar:

1. La presencia de organismos y empresas públicas es muy significativa en el sector energético. Esta impronta estatal no fue menguada por las políticas privatizadoras de los años noventa. Este fenómeno constituiría una ventaja desde el punto de vista de la coordinación de políticas y acciones.
2. ANCAP aparece como actor relevante y de primer orden a nivel empresarial, por su transversalidad en casi todos los sub-sectores de la energía; incluso en el sub-sector

eléctrico, donde no tiene actuación directa, aunque es el proveedor de combustibles para el funcionamiento de las centrales térmicas.

3. UTE mantiene el monopolio de la transmisión y distribución de energía eléctrica a escala nacional y por ello se erige como un actor fundamental en las decisiones concernientes a los negocios vinculados a los proyectos de generación con energías renovables, por ser la propietaria de la red y quien va a comprar la energía generada por esos proyectos.
4. Las empresas privadas tienen su peso tradicional, fundamentalmente del lado de la demanda, como consumidores. Pero la institucionalidad vigente en materia de generación eléctrica y transporte y distribución de hidrocarburos, ha dado lugar a la existencia de actores privados que inciden de manera relevante del lado de la oferta.
5. Los sindicatos de trabajadores de las empresas públicas energéticas aparecen como actores relevantes en el debate público, han protagonizado en el pasado reciente procesos de deliberación en torno a la temática y promovido mecanismos de democracia directa para decidir sobre las políticas energéticas.
5. Aunque la sociedad uruguaya no ha creado canales a través de los cuales se pueda captar fácilmente su propia percepción de la problemática energética, existen algunas organizaciones sociales (agrupaciones no empresariales ni estatales) con cierto peso en el debate público que provienen del campo del ambientalismo o del sindicalismo.
6. Finalmente, como se desprende del análisis de las alternativas en cuanto al futuro de la matriz energética, la gran mayoría de los emprendimientos del lado de la oferta demandarían ingentes inversiones de capital. La participación del capital privado parece ineludible. Ello pone en discusión las características del marco regulatorio en el que operarán las nuevas empresas energéticas. El dilema es que la soberanía energética esgrimida por algunas de las alternativas que proponen el uso de fuentes autóctonas (eólica, solar, biocombustibles) no termine traducéndose en dependencia financiera e incluso posiciones oligopólicas privadas en el sector.

Siglas utilizadas

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
bbl	barril
BG	British Gas
BP	British Petroleum
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
DNETN	Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Gigawatt hora
IEA	International Energy Agency
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Índice de Precios al Consumo
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
M	Miles
MM	Millones
MW	Megawatt
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
tep	Tonelada equivalente de petróleo
URSEA	Unidad Reguladora de Energía y Agua
UTE	Usinas y Transmisiones Eléctricas

Conversión de unidades

bbbl	unidad de volumen;	1 bbl = 0,159 litros
GW	unidad de potencia;	1 GW = 1000 millones de vatios
GWh	unidad de energía;	1 GWh = 100 millones de vatios hora
kW	unidad de potencia;	1 kW = 1000 vatios
kWh	unidad de energía;	1 kWh = 1000 vatios hora
m³	metro cúbico;	1 m ³ = 1000 litros
MW	unidad de potencia;	1 MW = 1 millón de vatios
MWh	unidad de energía;	1 MWh = 1 millón de vatios hora
tep	unidad de energía;	1 tep corresponde a 10 millones de kilocalorías. Es utilizada para convertir las magnitudes correspondientes a cada fuente de energía a su expresión en tep, se realiza a través de su respectivo Poder Calorífico Inferior (PCI).
ton	unidad de masa;	1 ton = 1000 kilogramos
W	unidad de potencia eléctrica;	vatio (de Watt): Un circuito por el que circula 1 amperio de corriente y que está sometido a un voltaje de 1 voltio tiene una potencia igual a 1 vatio.
Wh	unidad de energía eléctrica;	1 vatio hora es el producto de la potencia en vatios por el tiempo en horas. 1 Wh es la energía que consume o entrega un circuito que consume o entrega una potencia igual a 1 vatio durante 1 hora.

Bibliografía

ACQUATELLA, J., 2008, *Energía y cambio climático: oportunidades para una política energética integrada en América Latina y el Caribe*, CEPAL, Santiago de Chile.

Asociación Mundial de Fabricantes de Motores, 2009a, *Biodiesel Guidelines*, Worldwide Fuel Charter Committee.

-----, 2009b *Ethanol Guidelines*, Worldwide Fuel Charter Committee.

ADME, 2004, *Informe de Garantía de Suministro*, Montevideo.

MTOP, 2008, *Anuario del transporte 2007*, Montevideo.

ARGONNE NATIONAL LABORATORY, 1997, *Uruguay Energy Supply Options Study*.
<http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2008/03/61101.pdf>

BANCO CENTRAL DEL URUGUAY, 2008. *Cuentas Nacionales*, Montevideo.

BANCO MUNDIAL, 2007, *Eficiencia en infraestructura productiva y provisión de servicios de energía en Uruguay: sectores de transporte y electricidad*, Washington.

BANCO MUNDIAL, 2008, "Agricultura para el Desarrollo. Biocombustibles: Una Promesa y algunos Riesgos", *Informe sobre el Desarrollo Mundial*, Washington.

BERTONI R., 2009, *La restricción energética y su relación con el rezago relativo de Uruguay en perspectiva comparada*, Ponencia presentada a las VI Jornadas de Investigación de la Asociación Uruguaya de Historia Económica, Montevideo.

BNDES, CEPAL, FAO y CGEE, 2008, *Bioetanol de caña de azúcar: energía para el desarrollo sostenible*, Río de Janeiro.

BOULLIE, D., 2008, *Economía de la Energía*, Fundación Bariloche, Buenos Aires.

BRITISH PETROLEUM, 2009a, *BP Statistical Review of World Energy - Renewable Section*, London.

-----, 2009b, *Statistical Review of World Energy*, London. Dponible en <http://www.bp.com/statisticalreview>

BUXAREO, A., CAMMAROTA, P., JAROVISKY, M. y MELANI, E., 2008, *Generación de Energía Eléctrica a partir de Esquistos Bituminosos*, Departamento de Proyecto Industrial del Instituto de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, UdelaR, Montevideo.

CANABAL, C. y ACHKAR, M., 2009, *Cambio Climático. Hacia la construcción de una matriz energética sustentable*, REDES - AT. Programa Uruguay Sustentable, Montevideo.

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA (CEARE), 2005, *Alternativas para optimizar un suministro energético confiable en Uruguay*, Montevideo.

CEPAL, 2007, *Biocombustibles y su impacto potencial en la estructura agraria*, Serie Desarrollo Productivo N°178. Disponible en <http://www.eclac.org>

CEPAL, OLADE, GTZ, 2003, *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas*, Santiago de Chile.

CHERNOBIL FORUM, 2003-2005, *Chernobyl's legacy: Health, Environmental an Socio-Economic Impacts*. Disponible en: <http://www.oiea.org>.

CIDE, 1966. *Diagnóstico y Plan de Energía 1965-1974*. Montevideo

COMISION SOCIAL CONSULTIVA, 2004, *Situación Actual. Perspectivas y Alternativas Energéticas para el Uruguay*. Informe Final, UdelaR, Montevideo.

CONSULTORA FIEL, 2004, *Informe sobre el sector energético uruguayo*, Montevideo.

DIARIO DE SESIONES DE LA CÁMARA DE SENADORES, 15 de agosto de 2007, N° 167, TOMO 444, Montevideo.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION OFFICE, 2009, *International Energy Outlook 2009*, Washington. Disponible en: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html> .

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRACIÓN, 1978, *Resolución de los cónclaves gubernamentales*. División publicaciones y ediciones, UdelaR, Montevideo.

GAUDIOSO, R., 2008, *El uso eficiente de la energía como factor de mejora de la competitividad del sector transporte*, Programa de Desarrollo Tecnológico, DICYT, Montevideo.

GOLDEMBERG J., 2004, "Development and Energy Overview". *Encyclopedia of Energy*, Elsevier, Vol. 1.

HONTY, G. y GUDYNAS, E., 2007, *Agrocombustibles y desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe*, CLAES, Montevideo.

INFORME KALAS, 1982, *Misión técnica de ONUDI*.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2005, *The present and future use of solar thermal energy as a primary source of energy*, París.

-----, 2007, *Manual de Estadísticas Energéticas*, París.

-----, 2008a, *Natural Gas Market Review*, París.

-----, 2008b, *Perspectivas sobre Tecnología Energética, Escenarios y Estrategias hasta el año 2050*, París.

-----, 2008c *World Energy Outlook*, París.

-----, 2009, *Key World Energy Statistics 2009*, París.

- , 2010, *Sustainable Production of second - generation Biofuels. Potential and perspectives in major economies and developing countries*, París.
- JAFFE, A.B. STAVINS , R., 1994, “The energy-efficiency gap. What does it mean?”, *Energy Policy* , Vol 22, N° 10.
- JOSKOW, P., 1995, “Utility-Subsidized Energy-Efficiency Programs”, *Annual Review of Energy and the Environment*, Vol. 20.
- KOZULJ, R., 2008, *Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur*, CEPAL, Santiago de Chile.
- MARTIN, J. M., 1965, “La Política Regional en el Sector Energético. Problemas y perspectivas en un marco de integración”. *Revista Integración* N° 1. Disponible en: http://www.iadb.org/intal/intalcdi/Revista_Integracion/documentos/e_REVINTEG_001_1967_Estudios_05.pdf.
- MENDEZ GALAIN, R., 2008, *Área energía. Informe final de la consultoría sobre energía en el marco del PENTCI*. ANII, Montevideo.
- METCALF GILBERT, F., 2004 “Economics and rational conservation policy”. *Energy Policy*, Vol 22, N° 10.
- MIEM- DNETN, 2008, *Lineamientos Estratégicos 2005-2030*. Disponible en: <http://www.dnetn.gub.uy>
- , 2009a, *Balance Energético Nacional 2008*. Disponible en <http://www.dnetn.gub.uy>.
- , 2009b, *Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional*. Disponible en: <http://www.dnetn.gub.uy>.
- , 2010, *Datos Estadísticos*. Disponible en: <http://www.dnetn.gub.uy>.
- , (s/d) *Balance Energético Nacional. Metodología*. Disponible en: <http://www.dnetn.gub.uy>.
- MIT, 2009, *The Future of Nuclear Power – An interdisciplinary MIT study - Update to the 2003 report*, **Massachusetts**.
- NUNES V. y CATALDO J., 2005, *Prospectiva Tecnológica 2015 en el Área Energía: Nuevo análisis en la situación actual de crisis energética*. Montevideo.
- OIEA, 2008, *Estimation of global inventories of radioactive waste and other radioactive materials - TecDoc 1591*, <http://www.oiea.org>.
- OLADE, 2000, *Manejo de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica en el istmo centroamericano*. PIER Fase III. Informe final (versión mimeografiada).
- OPYPA, 2009, *Anuario 2009*, MGAP, Montevideo.

- PNUD, 2007 *Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008, La Lucha contra el cambio climático.*
- PRADES, A., 1997, *Energía, Tecnología y Sociedad*, Ediciones de la Torre, Madrid.
- PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA – ONUDI, 2002. *Programa de Prospectiva Tecnológica Uruguay 2015. Área Energía*, Montevideo.
- PUIG, J Y COROMINAS, J., 1990, *La ruta de la energía*, Anthropos, Barcelona.
- RUIZ CARO, A., 2007, *La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 128, Santiago de Chile: CEPAL.
- SANHUESA, E., 2009, “Agroetanol ¿Un combustible ambientalmente amigable?”, *Interciencia* VOL. 34 N° 2, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), Venezuela.
- SANSTAND, A. Y HOWARTH, R. B., 1994, “Normal markets, market imperfections and energy efficiency”, *Energy Policy*, Vol 22, N° 10.
- SATHAYE, J. Y GADGIL, A., 1992, “Aggressive cost-effective electric conservation”, *Energy Policy*, Vol 20, N° 2.
- SOUTO, G., 2009, “Oleaginosos y Derivados”, OPYP, *Anuario 2009*, MGAP, Montevideo.
- SUTHERLAND, R., 1991, “Market Barriers to Energy Efficiency Investments”, *The Energy Journal*, Vol 12, N° 3.
- , 1996, “Economics of energy conservation policy”, *Energy Policy*, Vol.24, No.4.
- UMAÑA QUESADA, A. 1981, *Energía, Recursos y la crisis de la teoría económica*. Seminario Internacional La Crisis Económica Internacional y su impacto en América Latina. Caracas.
- UNION PANAMERICANA OEA, 1967. *Evaluación del Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social de la República Oriental del Uruguay 1965-1974*. Informe presentado por la Secretaría General de la OEA al Comité ad hoc - ALPRO- y al Gobierno de Uruguay.
- URSEA, PI., 2003, *Proyecciones de demanda de largo plazo para el sector eléctrico uruguayo 2003-2018*, Montevideo.
- WORLD ENERGY COUNCIL, 2001, *Energy Efficiency Policies and Indicators*. Londres.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2007, *World Energy Outlook*.
- WORLD ATLAS AND INDUSTRY GUIDE, 2000, *Hydropower & Dams*. Disponible en: www.hydropower-dams.com.
- WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. 2010 *Nuclear share figures, 1999-2009* Disponible en: www.world-nuclear.org/info/nshare.html.
- WORLDWIDE FUEL CHARTER COMMITTEE, 2009a, *Biodiesel Guidelines*.
- , 2009b, *Ethanol Guidelines*.

Este libro presenta una síntesis de información actualizada sobre la matriz energética nacional y una revisión de antecedentes desde mediados del siglo XX.

Los autores han realizado un esfuerzo importante por incorporar miradas desde las ciencias sociales a los enfoques más tradicionales de la ingeniería y la economía. La convicción es que la matriz energética no se diseña en un laboratorio y se implementa en un taller sino que es una construcción social y responde al resultado de un juego entre diferentes intereses y relaciones de poder.

La estructura del trabajo permite ubicar a la matriz energética nacional en un contexto mundial y regional y ofrece una descripción de los actores relevantes en cualquier proceso de cambio de dicha matriz.

La aparición pública de este trabajo es relevante en esta etapa de debates públicos sobre las posibilidades y limitantes de cambiar las fuentes y usos de la energía como base fundamental en la búsqueda de modelos de desarrollo alternativos. La ciencia universitaria pretende contribuir así a la construcción y difusión de conocimientos y conceptos que permitan discriminar entre prejuicios y realidades.

La Ley Orgánica de la Universidad de la República define en su artículo 2, entre sus fines, el de “contribuir al estudio de los problemas de interés general y propender a su comprensión pública”. Apuntando a este cometido se ha creado el Fondo Universitario para Contribuir a la Comprensión Pública de Temas de Interés General, con el objetivo de financiar proyectos de difusión en torno a temas de relevancia nacional.

Se trata de un programa que busca promover el estudio de temas relevantes y polémicos, a través del financiamiento de proyectos realizados por grupos interdisciplinarios de profesionales universitarios, para su posterior publicación y presentación pública, poniendo a disposición de la ciudadanía toda la información generada sobre el tema de trabajo. La Colección Artículo 2, reúne los resultados obtenidos durante la primera edición del Programa en el año 2008.



9789974007130