

E S T U D I O S S E C T O R I A L E S

EL SECTOR ENERGÉTICO EN URUGUAY

Diciembre 2006

**Equipo de Investigación del
Instituto Cuesta Duarte - PIT - CNT**

Se terminó de imprimir en agosto 2006
en Galileo Galilei
Tel.: 480 3095
Montevideo - Uruguay

Índice

1. Introducción	5
2. Una mirada histórica al sector energético	6
3. La matriz energética	6
3.1. Evolución del consumo de energía	7
3.2. Consumo por fuente	8
3.3. Consumo por sectores	10
4. El marco institucional	11
4.1. El ente regulador	14
5. El mercado eléctrico	15
5.1. El marco regulatorio	15
5.2. Abastecimiento eléctrico	17
5.2.1. Sistema Interconectado Nacional (SIN)	17
5.2.2. Las conexiones internacionales	19
5.2.3. Sistema de distribución	20
5.2.4. Hechos recientes	20
6. El mercado de los combustibles líquidos	21
6.1. Evolución del sector	22
6.2. Oferta y demanda de petróleo y derivados	23
7. El mercado del GLP	27
7.1. Evolución del sector	27
7.2. Participación en la matriz energética	28
8. El mercado de gas natural	29
8.1. Evolución del sector	30
8.2. Gas natural comprimido	31

9. Energías alternativas	32
9.1. Energías renovables	33
9.1.1. Biomasa	33
9.1.2 Cogeneración de energía	40
9.1.3 Energía eólica	41
9.1.4 Energía solar	44
9.2. Carbón Mineral	45
9.3. Fisión y fusión nuclear	46
10. Características de los trabajadores del sector	47
10.1. Según rama de actividad	48
10.2. Según tamaño del establecimiento	49
10.3. Según sexo y edad	50
10.4. Remuneraciones	51
11. Reflexiones finales	52
Anexo I. Panorama energético mundial	54
Anexo II. Panorama energético regional	57
Bibliografía	61

1. Introducción

El objeto del presente análisis es la realización de un diagnóstico de la situación del sector energía hasta el año 2006. El trabajo fue desarrollado por el Equipo de Investigación del Instituto Cuesta Duarte – PIT-CNT y se enmarca en una serie de estudios que pretenden describir e interpretar la evolución de determinados sectores productivos en el contexto general de economía uruguaya.

Estos informes tienen como destinatarios principales a los trabajadores de los sectores estudiados. En este sentido, se pretende contribuir a la discusión estratégica de los sindicatos de referencia y a la mejora de su capacidad de negociación frente a empresarios y gobierno. Se entiende que este tipo de insumos son fundamentales en una coyuntura de reorganización del conjunto del movimiento sindical y de multiplicación de los espacios de participación. De todas formas, estos espacios formales de participación podrán transformarse en espacios efectivos de incidencia política en la medida que pueda desplegarse una mayor capacidad propositiva.

El sector energético es un sector clave para la economía de un país, dadas las fuertes interrelaciones que tiene con el resto de los sectores productivos y con la sociedad toda. La electricidad ha sido asociada fuertemente con la calidad de vida de los ciudadanos, siendo el nivel de electrificación utilizado frecuentemente a lo largo del siglo XX como un indicador de desarrollo. A su vez, la utilización de combustibles líquidos también está muy vinculada al desarrollo económico, dada su relevancia tanto en la esfera de los hogares como en el ámbito de la producción.

La relación entre el Producto Bruto Interno (PBI) y el consumo de energía es utilizada habitualmente como un indicador de la intensidad energética de los países. A nivel global, este indicador ha variado notablemente según las épocas y los países. La energía consumida en relación al PBI aumentó durante las fases iniciales de la industrialización; posteriormente se produjo una desaceleración de este fenómeno, y en las décadas recientes se alcanzó una reducción del consumo de energía por unidad de producto.

Dada la complejidad y la extensión del sector en Uruguay, en el presente informe se busca generar un acercamiento al mismo a través de la sistematización de los trabajos y estudios preexistentes, y mediante el análisis de la información proporcionada por fuentes oficiales y privadas. Las principales cifras oficiales que aquí se analizan son divulgadas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), en particular por su unidad ejecutora en el área energética, la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN); el Instituto Nacional de Estadística (INE), y las empresas estatales ANCAP y UTE.

2. Una mirada histórica al sector energético

Uruguay presenta ciertas particularidades energéticas, como no disponer –al menos en la actualidad– de reservas probadas de petróleo, carbón mineral ni gas natural, es decir, de ninguno de los principales energéticos a nivel mundial junto a la hidroenergía. Este último recurso es relevante para el país, pero sus aprovechamientos económicos de gran porte ya se encuentran enteramente explotados.

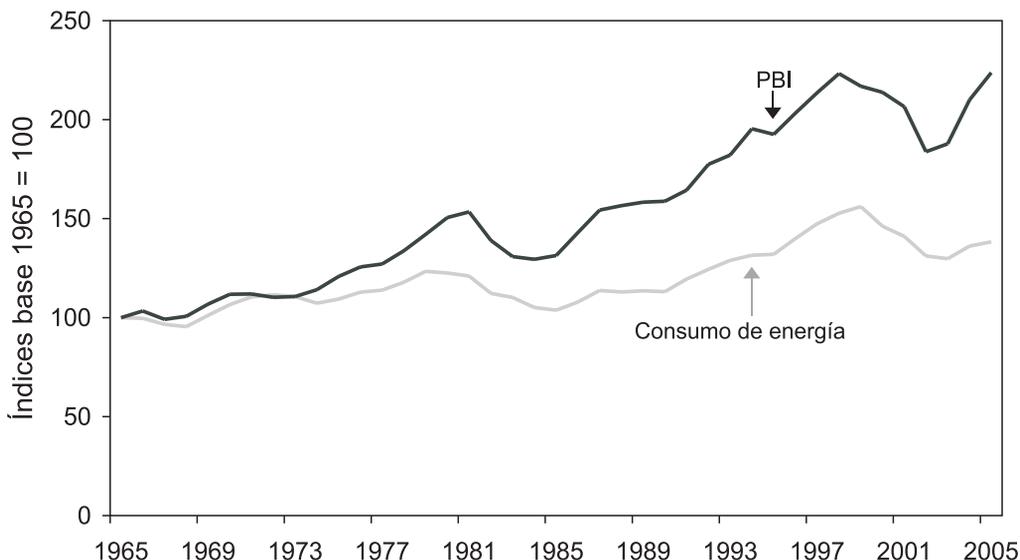
La estructura institucional del sector en Uruguay se conformó desde principios del siglo XX por dos grandes empresas públicas: UTE en el caso de la electricidad y ANCAP en el de los combustibles. Ambas han jugado un papel muy importante en el país en el pasado y lo siguen haciendo en la actualidad. Su relevancia trasciende el ámbito meramente económico, dado que son actores vitales no sólo para la economía del país, sino también en su esfera social y política.

Bertoni y Román (2006) reseñan que desde la década de 1950 y hasta la de 1980 la demanda de energía en Uruguay se vio incrementada notablemente tanto por parte del sector industrial como por parte de los hogares .

Después de 1980, la economía uruguaya ingresó en una fase de desindustrialización, debido a las políticas que promovieron la apertura unilateral de la economía uruguaya en el marco de una estrategia orientada a convertirla en una plaza financiera internacional.

En este contexto, el sector manufacturero inició un proceso de pérdida de participación en el PBI, que se mantuvo durante las dos últimas décadas del siglo XX. Al mismo tiempo, ganaron incidencia en el nivel de actividad otros sectores que, por su naturaleza, tienen necesidades energéticas sensiblemente menores que la industria, como el comercio y los servicios.

Gráfico 1: Consumo de energía - PBI



Fuente: En base a datos de DNETN y BCU

Estos cambios en la composición del nivel de actividad económica (pérdida de participación de la industria, aumento de los sectores menos intensivos en energía) determinaron que en las tres últimas décadas el consumo de energía evolucionara de forma más lenta que el PBI.

Durante el período 1965-2005, el PBI creció en más de 120%, mientras que el consumo de energía solamente aumentó 40%. En consecuencia, la intensidad energética de la economía, medida como la cantidad de energía consumida por unidad de producto, se redujo de 12,8% en 1965 a 7,9% en 2005.

Los cambios en la composición del PBI también tuvieron otras consecuencias sobre el consumo de energía en las últimas décadas, ya que determinaron que se pasara a un consumo de energía menos “contaminante”, pero no por una decisión consciente de utilizar una “canasta energética” más limpia (hidroelectricidad, menos carbón y más petróleo), sino inducida justamente por el crecimiento relativo de sectores con menor intensidad energética.

3. La matriz energética

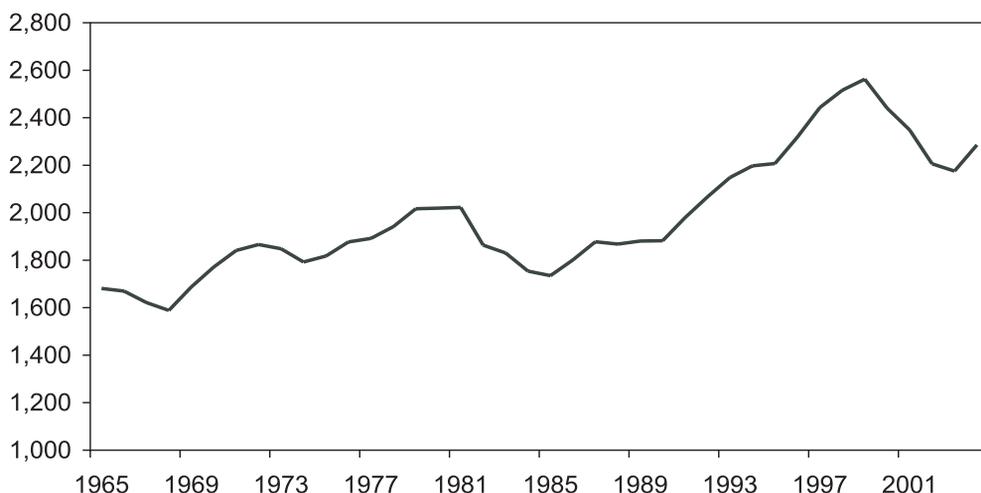
La matriz energética o balance energético nacional resume la información anual de la oferta y la demanda de energía a nivel nacional, desagregando por fuente y sector de consumo. El organismo que elabora el Balance Energético Nacional es la DNETN. La información disponible cubre el período que va desde 1965 hasta el año 2005.

3.1. Evolución del consumo de energía

El consumo final total de energía en Uruguay aumentó desde fines de la década de 1960 y durante toda la década de 1970.

Gráfico 2: Consumo final de energía

En ktep



Fuente: DNETN

En la primera mitad de la década de 1980 la demanda energética cayó, pero en el quinquenio posterior se recuperó. Al cabo de estas variaciones, el consumo del año 1990 (1.881 ktep) se ubicó en un nivel muy similar al de 1970, cuando se consumieron 1.681 ktep¹.

Entre 1990 y 1999, un período en general favorable para la economía uruguaya –a pesar de la recesión de 1995–, la demanda energética interna evolucionó al alza, alcanzando un máximo histórico de 2.677 ktep en 1999.

Ese año, sin embargo, la economía uruguaya ingresó en una profunda crisis que se prolongó hasta el año 2003. La crisis repercutió en el consumo de energía, que se redujo 17% entre 1999 y 2003.

Desde fines de 2003 distintos indicadores comenzaron a mostrar signos de recuperación de la economía uruguaya, y lo mismo sucedió con el consumo de energía.

El período 2004-2005 fue de crecimiento para la economía nacional, y de la misma forma evolucionó la demanda energética, que en el bienio se incrementó un 7%.

3.2. Consumo por fuente

Al analizar la demanda de energía por fuente, se observa que los derivados del petróleo son la principal fuente de energía consumida en el país, representando más del 50%. El petróleo como fuente primaria de energía es importado en su totalidad.

En tanto, los principales recursos energéticos locales, cuyo uso se ha desarrollado intensamente, son la hidroelectricidad y la leña.

A pesar de ser la principal fuente de energía, los derivados del petróleo perdieron importancia a nivel del consumo en Uruguay en las últimas décadas. De representar el 67% de la energía total consumida en el país en los años '70, pasaron a ser el 58% en la década del '90.

Cuadro 1. Consumo final energético por fuente 1965-2005

	1965-1969	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2005
Leña y carbón vegetal	22%	21%	25%	20%	17%
Residuos de biomasa	1%	1%	3%	2%	2%
Carbón mineral	0%	0%	0%	0%	0%
Derivados del petróleo	68%	67%	57%	58%	56%
Gas natural	n/c	n/c	n/c	0%	2%
Derivados del carbón	1%	1%	0%	0%	0%
Electricidad	8%	10%	15%	19%	24%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Enbase y DNEIN

¹ Ktep = kilotonelada equivalente de petróleo. A su vez, 1 ktep = 1.000 toneladas de tep. El Tep (tonelada equivalente de petróleo) es la cantidad del energético considerado que produce tanta energía como una tonelada de petróleo.

Paralelamente, el consumo de electricidad fue el que más creció, pasando de representar el 10% en promedio en la década de 1970 a significar el 19% en los años '90.

Este crecimiento del consumo de energía eléctrica se debió a que entre 1974 y 1983 se construyeron los dos más grandes proyectos hidroeléctricos del país (la central Palmar y la central binacional de Salto Grande). Con estos proyectos, sumados a las previamente existentes represas de Rincón del Bonete y Baygorria, ya se encuentra en su mayor parte agotada la posibilidad de aprovechamientos hidroeléctricos a gran escala.

En tanto, el consumo de leña² se mantuvo estable en las décadas de 1970, 1980 y 1990, cuando representó valores cercanos al 20% de la demanda final de energía.

Las tendencias recién descriptas se mantuvieron, en líneas generales, durante los primeros años del siglo XXI. Los derivados del petróleo siguieron perdiendo participación en la matriz energética, y la electricidad continuó ganando espacio, aunque a un ritmo cada vez más lento.

El principal cambio que se procesó en estos años fue el aumento de la participación del gas natural en el consumo energético final. Este combustible pasó

Cuadro 2. Consumo final energético por fuente 2000-2005

En ktep	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Leña y carbón vegetal	383.2	373.8	375.6	389.2	397.8	401.4
Residuos de biomasa	35.0	43.2	39.1	37.8	42.7	41.5
Carbón mineral	0.4	0.6	0.9	0.4	0.8	0.9
Derivados del petróleo	1438.5	1351.4	1242.2	1189.9	1213.6	1234.5
Gas natural	30.2	28.1	17.4	44.8	72.9	79.9
Derivados del carbón	0.1	0.4	0.7	0.7	0.7	0.9
Electricidad	552.2	551.2	529.9	513.4	538.3	556.7
TOTAL	2,439.6	2,348.7	2,205.8	2,176.2	2,266.8	2,315.8
En %	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Leña y carbón vegetal	16%	16%	17%	18%	18%	17%
Residuos de biomasa	1%	2%	2%	2%	2%	2%
Carbón mineral	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Derivados del petróleo	59%	58%	56%	55%	54%	53%
Gas natural	1%	1%	1%	2%	3%	3%
Derivados del carbón	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	23%	23%	24%	24%	24%	24%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: En base a DNETN

² Cabe destacar que el valor de consumo de leña que figura en el balance energético para el sector residencial corresponde al relevado por la encuesta por fuente y usos realizado por la Dirección Nacional de Energía (DNE) –antecesora de la DNETN– en 1988, ya que no se dispone de ninguna encuesta posterior para poder actualizar dicha información. Se considera que seguramente el consumo de leña del sector residencial actual es menor que dicho valor, pero al no poder cuantificarlo se mantiene el valor mencionado.

de representar el 1,24% de consumo de energía en 2000 a significar el 3,45% en 2005.

En términos absolutos, el consumo de energía disminuyó en los años 2001, 2002 y 2003, comenzó a crecer en 2004 y mantuvo su tendencia creciente en 2005. No obstante, el consumo todavía se encuentran por debajo de los niveles previos a la crisis.

3.3. Consumo por sectores

Cuadro 3. Consumo final energético por sector 1965-2005

	1965-1969	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2005
Residencial	36%	34%	33%	30%	30%
Comercio y servicios	s/d	s/d	5%	7%	9%
Transporte	31%	31%	26%	32%	33%
Industria	27%	30%	28%	24%	20%
Agro y pesca	6%	4%	8%	8%	8%
No identificado	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Enbase a DNEIN

En la década de 1990 hubo un importante descenso del consumo de energía por parte de los sectores industrial y residencial, y en forma paralela, un aumento de la demanda de los sectores servicios y transporte. En el caso del transporte, el crecimiento se explicó sobre todo por la expansión del parque automotriz. En el caso de la industria, el comercio y el transporte, los cambios están asociados con las modificaciones de la estructura productiva señaladas anteriormente.

Cuadro 2. Consumo final energético por sector 2000-2005

En ktep	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Residencial	724.5	711.5	696.9	670.3	662.8	667.3
Comercio y servicios	200.0	198.8	196.1	194.4	204.1	207.4
Transporte	832.3	795.9	717.5	688.5	726.9	748.2
Industria	479.9	450.5	414.0	437.3	476.4	493.2
Agro y pesca	200.3	189.8	179.4	184.2	195.0	197.9
No identificado	2.6	2.2	1.9	1.5	1.6	1.8
TOTAL	2439.6	2348.7	2205.8	2176.2	2266.8	2315.8
En %	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Residencial	30%	30%	32%	31%	29%	29%
Comercio y servicios	8%	8%	9%	9%	9%	9%
Transporte	34%	34%	33%	32%	32%	32%
Industria	20%	19%	19%	20%	21%	21%
Agro y pesca	8%	8%	8%	8%	9%	9%
No identificado	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Enbase a DNEIN

Cuadro 5. Consumo de energía de los hogares

	1980-1989	1990-1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas natural	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
Leña y carbón vegetal	55%	46%	42%	43%	43%	45%	46%	45%
Supergás	9%	14%	16%	15%	14%	14%	13%	13%
Gas propano	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%
Queroseno	12%	6%	3%	2%	2%	1%	1%	1%
Diesel oil y gas oil	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Fuel oil	2%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%
Gas manufacturado	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Electricidad	20%	29%	34%	35%	35%	33%	34%	35%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: En base a DNEIN

En la actualidad el sector transporte es, entre todos los consumidores de energía, el que demanda la mayor cantidad (32,3% del consumo final), seguido del residencial (28,8%), la industria (21,3%), el agro (8,5%) y los servicios (8,9%).

En el año 2005 la industria y los servicios fueron los únicos sectores que consumieron más energía que en el año 2000.

El sector residencial consume principalmente leña (un energético de gran incidencia para calefacción y cocción sobre todo en el interior del país), en segundo lugar electricidad, y en tercer orden gas licuado de petróleo (supergás).

Mientras tanto, el sector servicios consume en primer lugar electricidad y en segundo orden gas oil y fuel oil. Por su parte, el sector transporte consume diesel oil y gas oil en primer lugar, y gasolinas en segundo término.

En el caso de la industria, el consumo se encuentra más diversificado entre la electricidad (30% del consumo total de energía del sector en el año 2005), el fuel oil (23%), la leña y el carbón vegetal (19%) y el gas natural (12%), siendo otras fuentes energéticas menos utilizadas a nivel del sector.

4. El marco institucional

En Uruguay, la elaboración y ejecución de la política energética está a cargo del Ministerio de Industria, Energía y Minería, y la unidad ejecutora del MIEM que debe aplicar y controlar dicha política es la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.

Hasta el año 2006, los objetivos de la política energética nacional no estaban explicitados en ningún documento específico, si bien los principios rectores de las decisiones de política sectorial estaban contenidos en las leyes y decretos que reglamentan la actividad del sector, y en las Memorias Anuales del MIEM.

En agosto de 2006 el Ministerio publicó el documento “Lineamientos de estrategia energética”³, en el cual se reseñan los conceptos generales de la política energética, la visión del sistema energético nacional, y los principales objetivos y líneas de acción a desarrollar por parte de los organismos públicos competentes en la materia.

En dicho documento se concibe a la política energética como un componente importante de la política socioeconómica, por sus implicancias sobre la calidad de vida de la población y la competitividad de la producción, y por su interacción con el medio ambiente.

Se considera necesario contar con una política energética llevada adelante por el Estado, dado que los agentes individuales (productores y consumidores de energía) no necesariamente incorporan los objetivos generales en sus decisiones particulares.

Por ello, “las posibilidades de concreción de aquellos beneficios de carácter social global, tendientes a mejorar las condiciones de sustentabilidad del desarrollo, corresponden esencialmente al ámbito de acciones del Estado y, en particular para el presente caso, de las relativas a política energética”, se indica en el documento.

Los objetivos y líneas de acción en materia de política energética que se plantean en el documento del Ministerio son los siguientes:

1. Conformar un sistema de abastecimiento de energía eléctrica robusto que atienda el suministro al menor costo posible
2. Mejorar las formas de acceso y el abastecimiento de recursos energéticos fósiles, disminuyendo el impacto de la importación de combustibles sobre la economía nacional
3. Definición sobre participación del Gas Natural en la matriz energética
4. Avance significativo en la incorporación de fuentes alternativas de energía (en especial biocombustibles, así como generación eólica y con biomasa)
5. Consolidación de una Política de Eficiencia Energética
6. Adecuación de los marcos regulatorios
7. Incremento del acceso de sectores en situación de pobreza extrema al abastecimiento de los diversos usos de energía
8. Articulación y coordinación entre actores e instituciones energéticas, respondiendo a una visión global, apoyando la formulación de políticas y planes

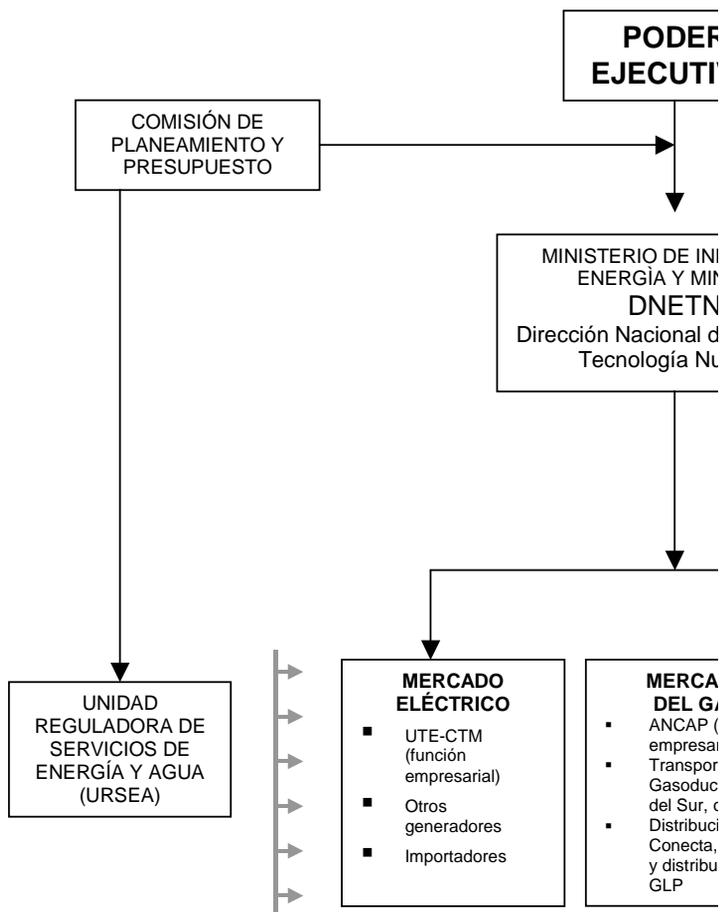
En este contexto, la DNETN es la unidad encargada de proponer y coordinar la política energética nacional. Entre sus cometidos se encuentran coordinar y orientar la acción de las entidades que operan en el sector, y participar en la

³ El texto completo del documento se encuentra en el sitio web www.miem.gub.uy

elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas.

En el documento se plantea como objetivo de largo alcance de la política sectorial el establecimiento de un Plan Energético Nacional. Partiendo de la idea de que la política energética es una parte importante de la política socioeconómica de largo plazo, el rol de la energía es de gran importancia como elemento determinante de la calidad de vida de la población y como insumo imprescindible y condición de competitividad del aparato productivo. También se hace referencia a la fuerte interacción existente entre la energía y el medio ambiente.

Organigrama institucional



4.1. El ente regulador

Al tiempo que el MIEM debe establecer los objetivos de la política energética nacional y la DNETN tiene que delinear cómo llevar a cabo dichas metas, un tercer organismo, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), tiene la función de actuar como agente regulador de los servicios de energía (electricidad, gas y combustibles líquidos), agua potable y saneamiento en Uruguay.

Se trata de un órgano desconcentrado del Poder Ejecutivo, que actúa con autonomía técnica, y está dirigido por una Comisión integrada por tres miembros designados por el Presidente de la República.

La URSEA fue creada por la Ley N° 17.598⁴ en el año 2002. Previamente existía un organismo regulador del sector eléctrico, la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE). Cuando se creó la URSEA, esta unidad asumió los cometidos que tenía la UREE, sumándosele la regulación de los mercados de gas, combustibles líquidos, agua y saneamiento.

En el plano específico de la energía, la URSEA controla las siguientes actividades:

- Energía eléctrica
- Importación de gas natural; transporte, almacenamiento y distribución de gas por redes
- Importación, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de petróleo, combustibles y otros derivados de hidrocarburos.

Según dice la ley de creación de la URSEA, el objetivo del organismo es proteger los derechos de los usuarios y los consumidores, controlando el cumplimiento de las normas vigentes y asegurando que los servicios regulados tengan un adecuado nivel de calidad y seguridad, a un precio razonable.

De acuerdo con la ley de creación de la URSEA, las principales funciones de este organismo son:

- Controlar el cumplimiento de las normas vigentes en las áreas que regula
- Establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen actividades comprendidas dentro de su competencia
- Dictaminar en los procedimientos de selección de concesionarios que presten servicios dentro de su competencia.
- Resolver las denuncias y reclamos de usuarios.
- Proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados.
- Prevenir conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante.
- Proteger los derechos de usuarios y consumidores.

⁴ La ley que creó la URSEA fue aprobada el 13 de diciembre de 2002.

5. El mercado eléctrico

El sector eléctrico nacional abarca desde las diversas opciones de obtención de energía eléctrica (generación) hasta su transporte, distribución y comercialización.

El principal actor empresarial del mercado eléctrico es la empresa UTE, creada en 1912⁵. Inicialmente las operaciones de UTE estaban orientadas hacia la producción y suministro de energía eléctrica, cumpliendo estas funciones de forma monopólica. La Ley Nacional de Electricidad⁶, de 1977, declaró servicio público a las diferentes actividades de la industria eléctrica (generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación destinada a terceros), y formalizó como cometido de UTE la realización de estas actividades.

5.1. El marco regulatorio

En 1997 se produjo un cambio significativo con la aprobación de la Ley N° 16.832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, por la cual se separaron las distintas etapas del negocio eléctrico y se declaró la libre competencia en la etapa de generación –la cual dejó de tener el carácter de servicio público–, aunque se mantuvieron las condiciones de monopolio natural de las etapas de transmisión y distribución.

A su vez, la ley estableció que el Poder Ejecutivo es el responsable de fijar las normas, las políticas y las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico, y que la regulación del mismo compete al organismo regulador (UREE primero, URSEA después).

La Ley de Marco Regulatorio dispuso la creación de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), persona pública no estatal con los siguientes cometidos:

- i. administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE), creado por la misma Ley de Marco Regulatorio, con participación en las etapas de generación y de consumo de los grandes consumidores
- ii. operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas (DNC), que es el organismo responsable de gestionar del punto de vista técnico el suministro que proporcionan los generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de forma de satisfacer la demanda en las mejores condiciones posibles. Hasta ese entonces el DNC era administrado por UTE.

⁵ UTE fue creada por la Ley N° 4.273 del año 1912, y su actividad está regida por la Ley Orgánica N° 15.031 del año 1980.

⁶ En realidad se trata de un Decreto-Ley, el N° 14.694, del 1° de setiembre de 1977.

En la dirección de ADME participan todos los agentes del mercado (Poder Ejecutivo, UTE, Delegación Uruguaya en Salto Grande, generadores privados). Su actividad se financia a través de una tasa que se aplica a todas las transacciones que se ejecutan a través del SIN.

En el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica participan generadores, distribuidores⁷ y grandes consumidores de electricidad. En él, los distribuidores y los grandes consumidores pueden contratar libremente a los generadores que deseen (sean locales o extranjeros).

Los cambios en el marco regulatorio apuntaron a conformar un entorno en el que los generadores, operando libremente, puedan compartir el uso del sistema de transmisión y ofrecer el suministro de electricidad a distribuidores y grandes consumidores. El acceso al sistema de transmisión o transporte se encuentra disponible para terceros en la medida que no se encuentre comprometido para satisfacer la demanda contratada, debiendo los transportistas y los distribuidores cumplir condiciones de calidad mínimas.

El Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de 1997 mantuvo a UTE como el ente estatal con actividad empresarial en todas las etapas de la industria eléctrica, pero abrió la etapa de generación a la concurrencia de nuevos agentes. En la actualidad UTE es el único operador del mercado eléctrico, realizando todas sus ventas a través del segmento distribución.

En lo que respecta a UTE, además, el Marco Regulatorio dispuso la separación contable de la empresa en distintas unidades de negocios. El reglamento del Mercado Mayorista, que entró en vigencia en marzo de 2004, marca para UTE un camino dirigido hacia la incorporación del concepto de unidad de negocio y la remuneración basada en el valor agregado por cada unidad.

En la actualidad UTE brinda el servicio eléctrico en el territorio uruguayo a 1,2 millones de clientes, con un consumo de electricidad por cliente de 5,050 KWh. Asimismo, brinda servicios de asesoramiento técnico a terceros en Uruguay y en el exterior.

Uruguay posee un grado de electrificación considerado alto, de aproximadamente 98%, caracterizándose la demanda por un fuerte componente residencial (90% de los servicios activos). Este grupo de clientes por su grado de atomización le otorga una base estable con escasa volatilidad, mostrando asimismo una alta dependencia de fuentes de energía eléctrica.

El otro organismo con función empresarial en el mercado eléctrico es la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), que participa en la etapa de generación en su calidad de administradora de la central hidroeléctrica de Salto Grande. La CTM depende de las Cancillerías de Uruguay y Argentina. Todos los activos correspondientes a la represa de Salto Grande, así como la energía que produce, pertenecen en partes iguales a ambos países.

⁷ En los hechos el único distribuidor es UTE.

El Marco Regulatorio de 1997 significó tanto para UTE (en el campo de la electricidad) como para ANCAP (en el ámbito de los combustibles) un cambio importante respecto de la situación de la mayor parte del siglo XX, cuando ambas empresas actuaron como monopolios que dominaron la estructura institucional del sector energético del país. Dichas empresas no sólo eran productoras monopólicas sino también reguladoras de sus respectivos subsectores. La participación privada estaba restringida a la distribución y comercialización de derivados líquidos de petróleo y gas licuado de petróleo (supergás).

Luego de aprobada la ley, el Congreso Nacional de Delegados de AUTE lanzó una campaña de recolección de firmas para impulsar la derogación del Marco Regulatorio, considerando que el mismo permite la privatización o concesión de la generación, transmisión o distribución de la electricidad, en un país en el cual cinco años antes (en el Plebiscito de 1992) la ciudadanía se había pronunciado claramente en contra de la privatización de las empresas públicas.

En un tiempo récord se recogió la adhesión de 368.000 firmas, lo que habilitó la convocatoria de un referéndum para lograr la derogación de la ley.

Sin embargo, en las urnas no se logró alcanzar el número de adhesiones necesario para convocar a un referéndum, y la ley no pudo ser derogada. En la primera convocatoria (el 8 de marzo de 1998) se obtuvo una adhesión de 15%, y en la segunda (el 17 de junio) del 23%.

5.2. Abastecimiento eléctrico

Para el abastecimiento de la demanda local se cuenta con un sistema donde están instaladas centrales hidroeléctricas y térmicas, existiendo también la posibilidad de intercambiar energía con los mercados eléctricos vecinos. Esta última función es posible por la existencia de sistemas de trasmisión que interconectan las redes de Uruguay con las de Argentina y Brasil.

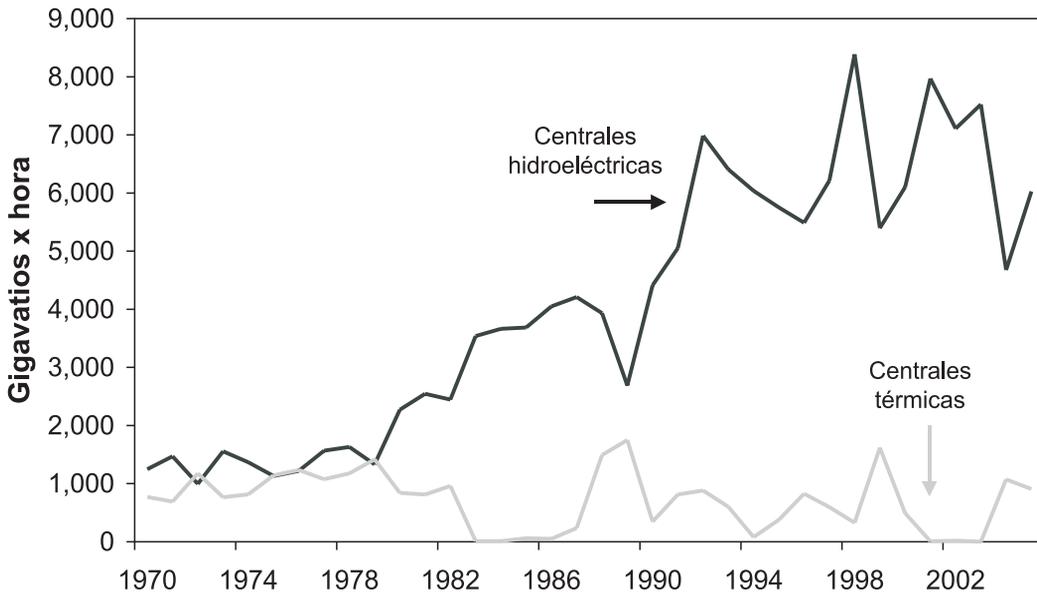
5.2.1. Sistema Interconectado Nacional

El parque generador uruguayo es hidrotérmico es principalmente hidrotérmico. La participación hidráulica es del orden de 76% en el total de la potencia instalada en territorio nacional.

La generación hidráulica se ubica sobre el Río Negro –represas de Baygorria, Gabriel Terra (en Rincón del Bonete) y Constitución (en Palmar)– y sobre el río Uruguay –Salto Grande–.

En el año 2005 la represa de Salto Grande generó el 52,7% de la electricidad producida en el país, seguida de Palmar con el 26,2%, Gabriel Terra con el 12,6% y por ultimo Baygorria con el 8,5%. Esta estructura es muy similar a la que estuvo vigente durante la década del '90.

Si bien la potencia instalada de las centrales hidráulicas es elevada, la posibilidad de importantes sequías que disminuyen sensiblemente la capacidad de

Gráfico 3: Electricidad generada según fuente

Fuente: UTE

generación de dichas máquinas impone el requerimiento de contar con potencia “firme” de origen térmico de respaldo local, así como el aporte de similares características que provenga de las interconexiones internacionales.

A estos efectos, el país cuenta con dos centrales de generación térmica de respaldo, ubicadas en Montevideo: la central José Batlle y Ordóñez (que funciona a fuel oil) y La Tablada (a gas oil).

No obstante, las centrales térmicas presentan un bajo nivel de despacho histórico, debido a sus elevados costos marginales de generación. Esto se debe a la necesidad de importar los combustibles (fuel oil y gas oil) con precios de referencia en dólares, y a la antigüedad de las máquinas.

En las centrales se genera la energía, pero para que un sistema eléctrico pueda denominarse como tal, debe incluir y desarrollar un sistema para la transmisión de esa energía, es decir un conjunto de líneas de alta tensión que una a las centrales entre sí, así como éstas con los principales centros de transformación para distribuirla a los consumidores.

El sistema de transmisión eléctrica consta de 770 kilómetros de líneas de 500 kV y de 3.350 kilómetros de líneas de 150 kV, con un principal centro de consumo en la zona sur del país (60% de la demanda nacional). Esas cargas se abastecen a partir de 54 estaciones, con cerca de 5.700 MVA de transformación entre los distintos niveles de tensión.

El suministro del sur del país depende fundamentalmente de las dos líneas de 500 kV provenientes de la represa de Palmar, que a su vez se conecta con la central binacional de Salto Grande. El sistema de 150 kV se desarrolló en Montevideo en forma de anillo y principalmente con sistemas radiales en el resto del país.

5.2.2. Las conexiones internacionales

Uruguay es un país importador neto de electricidad. Por ello, la integración eléctrica con la región ha sido un elemento de importancia en el desarrollo del sistema nacional. A la vez de ir instalando centrales hidroeléctricas internas y expandiendo las redes de transmisión, se concretaron en la década de 1960 las primeras experiencias de conexión puntual a sistemas vecinos.

La mayor proporción de las compras de electricidad corresponde a los contratos celebrados con operadores argentinos, los cuales son utilizados fundamentalmente cuando los aportes hídricos son bajos o en forma estacional de acuerdo a los aportes de la cuenca del Río Negro y las lluvias.

Actualmente, el sistema eléctrico uruguayo se encuentra interconectado con el sistema argentino mediante dos vínculos de gran potencia (del orden de los 1.000 MW cada uno), que atraviesan el río Uruguay; estos vínculos forman parte del denominado “cuadrilátero de Salto Grande”. La interconexión situada al norte está localizada en la central de Salto Grande y une las dos subestaciones de 500 kV de dicha central, una en Uruguay y la otra en Argentina. La interconexión situada al sur une la subestación de San Javier en Uruguay con la de Colonia Elía en Argentina, ambas también de 500 kV.

Los contratos vigentes en la actualidad a través de la interconexión con Argentina son de importación de potencia firme, con opción por parte de UTE a la compra de energía. Se trata de un total de 150 MW de importación acordados con la empresa Comercializadora de Energía del Mercosur SA (CEMSA).

Con respecto a Brasil, dado que los sistemas eléctricos de Uruguay y Brasil tienen frecuencias diferentes, el desarrollo de interconexiones hace necesaria la utilización de equipos de conversión de frecuencia. En el año 2001 entró en servicio la interconexión Rivera/Livramento de 70 MW de potencia, que vincula el sistema de transmisión uruguayo (150 kV) con el brasileño (230 kV). La interconexión Rivera/Livramento, significó una primera etapa en la integración de mercados. Operativamente ha cumplido un rol importante en las situaciones de dificultad de abastecimiento vividas tanto en Brasil (2001) como en Uruguay (2004 y 2005).

Durante períodos de 2004 y 2005 también se utilizó la opción de compra a Brasil de energía a transportar a través de la convertora de Garabí (Brasil-Argentina) y, mediante la utilización de redes argentinas, tomar ese intercambio en el vínculo de conexión de Salto Grande.

Los intercambios de energía efectivamente realizados permiten apreciar que, en el caso uruguayo, el peso de la energía comercializada internacionalmente en proporción al consumo local puede ser de gran magnitud, aspecto no percibido de igual forma por los sistemas vecinos.

A partir de 1999, con la firma de Notas Reversales por los Gobiernos de Uruguay y Argentina, quedó habilitada la contratación entre agentes. En ese marco, UTE realizó contratos de compra de potencia firme con energía asociada.

La fuerte capacidad de intercambio existente entre Uruguay y Argentina y la experiencia generada en el correr de más de dos décadas de intercambios en diversos contextos, permite plantear objetivos de dinamización de la comercialización de energía entre ambos países, tanto a través de contratos realizados teniendo en cuenta las posibilidades reales de los mercados como incorporar y hacer fluidos los intercambios de oportunidad o spot.

5.2.3. Sistema de distribución

La red de distribución de energía eléctrica es una extensa red de líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones que cubre la mayor parte del territorio nacional. Cuenta con más de 40.000 km de canalizaciones entre 6 kV a 60 kV (93,5% en el interior del país) y cerca de 23.000 km en baja tensión (32,5% en Montevideo). El abastecimiento a la demanda se da a través de casi 36.000 estaciones y subestaciones.

Estas instalaciones permiten un nivel de cobertura eléctrica de 98% en total del país, y de 74% a nivel rural.

Las pérdidas totales a nivel de distribución (o, dicho de otra forma, la energía que UTE ingresa al sistema de distribución pero no factura) representan cerca del 20% del total. Dentro de este porcentaje, las pérdidas técnicas equivalen al 8%. A su vez, dentro del 12% de pérdidas no técnicas, los barrios carenciados representan aproximadamente la mitad de la energía no facturada.

UTE tiene cerca de 1,2 millones de clientes, de los cuales el 90% son usuarios residenciales, el 8% usuarios generales, y el restante 2% otros servicios (grandes y medianos consumidores, doble horario, alumbrado público y otros).

Los usuarios residenciales, sin embargo, representan cerca del 40% de las ventas de electricidad de UTE en el mercado interno, mientras que los grandes y medianos consumidores acaparan el 44%.

5.2.4. Hechos recientes

Los primeros años del siglo XXI encontraron al sector eléctrico uruguayo en una situación de vulnerabilidad, caracterizado por la falta de energía firme para asegurar plenamente el suministro, la falta de inversiones recientes en generación, y un déficit hidráulico a partir de 2004. Agravando esta situación, la coyuntura energética regional se perfilaba complicada; por ejemplo, en 2005 se presentaron problemas de abastecimiento de gas proveniente de Argentina.

Con el objetivo de comenzar a paliar estas serias dificultades, se iniciaron varias líneas de acción, algunas de las cuales ya fueron ejecutadas, y otras se encuentran en proceso de concreción.

Una medida de fundamental importancia fue la construcción de una central térmica de respaldo en la localidad de Punta del Tigre (departamento de San José), la cual fue inaugurada en el año 2006. Su construcción implicó la primera inversión en generación eléctrica en 15 años en el país.

La Central de Punta del Tigre tiene en la actualidad una capacidad de generación de 200 MW, y se prevé que en 2007 entren en servicio 100 MW adicionales. Se trata de un parque generador integrado por cuatro turbinas de 50 MW cada una, que por el momento son alimentadas a gas oil, pero que más adelante podrán funcionar también a gas natural. Esta posibilidad de funcionar con ciclo combinado (térmica-gas) elevará el rendimiento y la potencia de la Central.

En otro orden, en julio de 2006 se firmó un memorándum de entendimiento entre los Ministerios de Energía de Uruguay y Brasil, el cual habilita la realización de contratos y de comercio de oportunidad. A su vez, se resolvió que Uruguay construirá una interconexión de 500 KW entre San Carlos y el sur de Brasil.

A su vez, en febrero de 2007 el directorio de UTE adjudicó la licitación para comprar a privados, durante 20 años, 36 MW/hora de energía eólica y térmica usando biomasa. Esta adjudicación forma parte de un programa (establecido en el decreto N° 77/06 de marzo de 2006) que prevé la adquisición de energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas, por hasta 60 MW/hora, una cantidad equivalente a alrededor del 5% de la energía del sistema interconectado.

La adquisición de esta energía forma parte de un proceso de diversificación de las fuentes y de utilización de las energías renovables, pero además favorece el desarrollo local y la generación de empleo, y promueve el uso de componentes y tecnologías nacionales.

6. El mercado de los combustibles líquidos

El petróleo ha sido tradicionalmente la principal fuente de energía utilizada en el país, representando entre el 50% y el 70% de la energía total consumida. Después de las crisis del petróleo de las décadas de 1970 y 1980, la importancia relativa del petróleo en la matriz energética uruguaya decreció, principalmente debido a la construcción de la represa de Salto Grande. La sustitución de combustibles fósiles por leña en la industria y sector residencial fue otro factor asociado con la disminución en el uso de combustibles fósiles.

La relativa estabilización del precio del petróleo después de 1985, en combinación con un incremento en la demanda de energía por parte del sector transporte, estimularon una recuperación de la tendencia creciente en el uso de combustibles fósiles.

Dado que Uruguay no es un país productor de petróleo, debe importar la totalidad del crudo que procesa. La empresa estatal ANCAP administra el monopolio de la importación y refinación de petróleo crudo y de la producción, exportación e importación de derivados.

En efecto, la Ley N° 8.764 de creación de ANCAP, del 15 de octubre, establece en su artículo 1° que el cometido de la empresa es “explotar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional y de importar, rectificar y vender petróleo y sus derivados y de fabricar pórtland”.

En la etapa de comercialización de derivados del petróleo líquidos participan cinco empresas privadas (Ducsa, Dikamsa, Esso, Texaco y Petrobras) en régimen de distribuidoras mayoristas. En tanto, el Gas Licuado de Petróleo (GLP), o supergás, se distribuye a través de tres empresas privadas minoristas: Acodike, Riogas y Gasur.

La URSEA es el órgano que regula la actividad de los hidrocarburos en general.

Desde el punto de vista del marco regulatorio del sector, en enero de 2002 se aprobó la Ley de Desmonopolización de importación, exportación y refinación de petróleo crudo (Ley N° 17.448), siendo éste el instrumento a través del cual se buscó impulsar la reforma del sector hidrocarburos. Esta ley establecía la derogación paulatina del monopolio de importación, refinación de petróleo crudo y derivados por parte de ANCAP y habilitaba la asociación de ANCAP con un socio privado. Asimismo, establecía que el precio máximo de venta de los combustibles en “puerta de refinería” (sin impuestos), debería ubicarse en un nivel similar al precio de paridad de importación⁸ a partir del año 2004. El 7 de diciembre de 2003 la Ley fue sometida a plebiscito, y una amplísima mayoría de los votos (el 63% del total) se pronunció a favor de la derogación de la norma, que por consiguiente quedó sin efecto.

6.1. Evolución del sector

Luego de la aprobación de la Ley de creación de ANCAP, en el año 1934 se inauguró en Paysandú la primera planta auxiliar de combustibles y en 1935 comenzó el montaje de la Refinería de La Teja⁹, que fue inaugurada en 1937. En la década de 1960 se amplió la capacidad de procesamiento de la Refinería, en tanto que la siguiente remodelación tuvo lugar a principios de los años 1990, lo que refleja el bajo nivel de inversiones que caracterizó el funcionamiento del sector durante este período.

Durante la década del '70 ANCAP completó las obras de instalación y puesta en marcha de la Boya petrolera y planta de almacenamiento de José Ignacio.

En todo este tiempo ANCAP instaló una red de estaciones de servicio de atención directa al público, construyó las plantas de distribución de derivados de La Tablada, Juan Lacaze, Paysandú, Durazno y Treinta y Tres, y formó sus flotas petrolera y terrestre.

⁸ La determinación de los precios de paridad de importación corresponde al ejercicio teórico de calcular el precio en el mercado local de productos terminados de similar calidad a la de los producidos por ANCAP, en la hipótesis de que los mismos fueran importados.

⁹ La empresa adjudicataria de la instalación de la refinería fue la estadounidense Foster Wheeler.

Durante el período 1993-94 tuvo lugar un proyecto de modernización de la refinería¹⁰, que permitió un incremento en el volumen de crudo procesado en la planta de La Teja, una mayor flexibilidad en los crudos consumidos y derivados producidos y una mayor conversión del crudo.

En el año 2001 se puso en marcha un proceso de expansión productiva, y un nuevo proyecto de remodelación de la refinería¹¹, que permitiera elaborar combustibles de mayor calidad y ampliar la capacidad de producción de la refinería, ampliar la escala y mejorar la competitividad de la producción y disminuir el impacto ambiental de la refinería.

A principios del año 2003 finalizó el proyecto de remodelación y modernización de la refinería, lo que permitió ampliar la capacidad de refinación de 37.000 a 50.000 barriles diarios, iniciar la producción de naftas sin plomo y reducir el contenido de azufre de las naftas, y modificar la estructura de producción a favor de un aumento en la producción de gas oil, y reducir la producción de productos pesados tales como fuel oil y asfaltos.

6.2. Oferta y demanda de petróleo y derivados

Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles, por lo que la oferta es importada. La importación de petróleo crudo representa en promedio entre el 55% y el 60% de la oferta primaria de energía, lo que determina una fuerte dependencia de las condiciones de abastecimiento externo.

El consumo de derivados del petróleo representa la principal fuente energética a nivel nacional, con una participación del 53% del consumo final de energía (año 2005).

El petróleo crudo importado se procesa en la refinería de ANCAP con una capacidad actual de 50.000 barriles diarios de petróleo.

Gráfico 4a: Importaciones de petróleo

En miles de m³

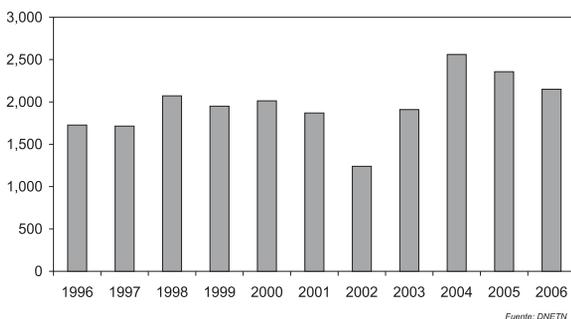
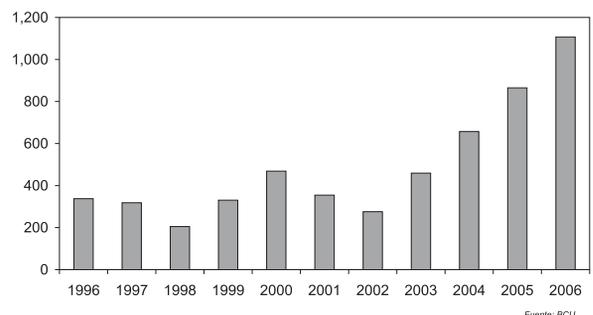


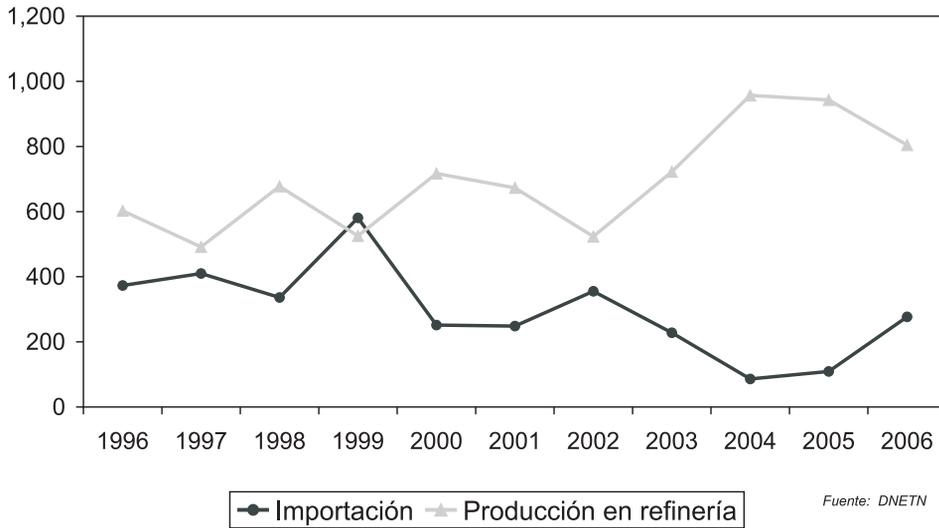
Gráfico 4b: Importaciones de petróleo

En millones de US\$



¹⁰ Las obras fueron llevadas a cabo por el Consorcio Techint Lummus.

¹¹ El responsable de llevar adelante el proyecto, bajo la modalidad "llave en mano", fue el consorcio internacional Techint-ABB Lummus Global.

Gráfico 5: Oferta de gasoilEn miles de m³

En 2006 el 18% del valor de las importaciones totales del país, en dólares, correspondió a importación de petróleo crudo, en tanto que en el año 2005 dicho porcentaje había sido de 21%, y en 2002 se había situado en 9%. Esto evidencia la vulnerabilidad de la economía ante las fluctuaciones en el mercado internacional de la energía y la evolución del precio del crudo.

Las importaciones de petróleo crudo se ubicaron en 2006 en un total de 2.150.280 m³. Los principales países a los cuales Uruguay le compra petróleo crudo son Venezuela (cerca del 70% del total), Nigeria, Guinea Ecuatorial e Irán.

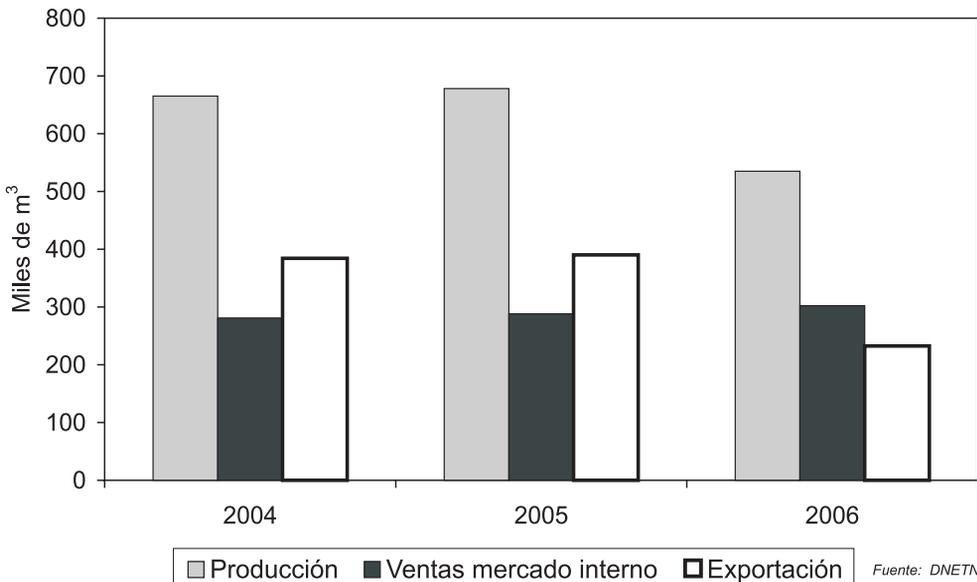
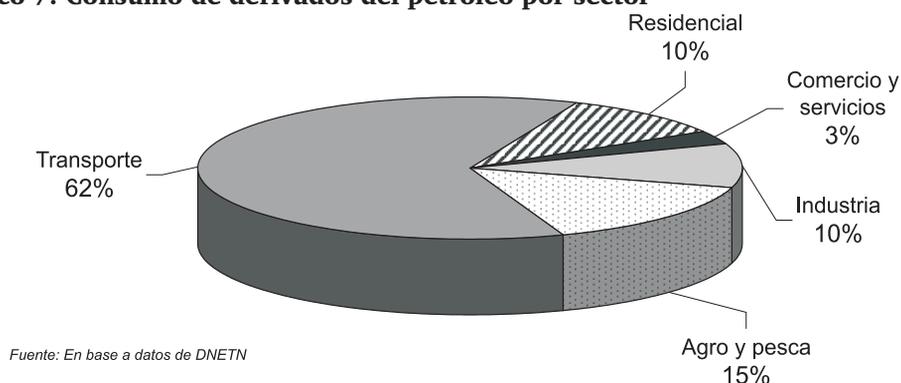
Gráfico 6: Gasolinas para automóviles

Gráfico 7: Consumo de derivados del petróleo por sector

En 2005 ANCAP firmó un acuerdo con Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), por el cual la empresa venezolana se comprometió a suministrar determinados crudos a ANCAP a precios internacionales, financiando a 15 años –con dos años de gracia- el 25% de la facturación de cada cargamento con una tasa de interés de 2%, mientras que el restante 75% es pagadero a los 90 días con un interés de 2%.

Las importaciones de derivados son actualmente poco significativas y corresponden sobre todo a importaciones de gas oil y fuel oil.

En el caso de las importaciones de gas oil, las mismas mantuvieron un ritmo creciente hasta el año 2002, dado que la producción de gas oil de la refinería era deficitaria. La finalización de la remodelación de la refinería a principios del año 2003 permitió aumentar la producción de gas oil y reducir sensiblemente las importaciones.

Las exportaciones de derivados se originan en ajustes coyunturales en la estructura de producción de la refinería, así como en desfases entre la producción de derivados y su consumo interno.

A su vez, a partir de 2002 ANCAP instrumentó la comercialización futura de los excedentes exportables de gasolina que se fueron generando en las operaciones de la refinería de La Teja ampliada, bajo la modalidad de venta anticipada, como forma de financiar parte de las obras de ampliación de la misma.

A partir de la reforma de la refinería de 2003, ésta es excedentaria en la producción de naftas. En el año 2006 la producción de gasolinas para automóvi-

Cuadro 6. Ventas de derivados del petróleo en el mercado interno

Miles de m ³	Naftas	Supergás	Gas oil	Fuel oil	Otros
2000	442.0	186.9	814.0	343.5	129.8
2001	380.2	177.8	789.7	201.6	116.3
2002	322.5	172.8	755.5	190.6	87.6
2003	279.3	164.0	765.6	174.3	73.6
2004	283.9	152.4	890.5	374.3	75.5
2005	291.0	160.3	899.2	309.7	55.2
2006	305.2	162.4	965.5	540.7	53.1

Fuente: En base a datos de DNETN

les alcanzó los 535.000 m³, pero las ventas en el mercado interno de estos carburantes fueron de 302.000 m³, lo que dejó un excedente que se destinó a la exportación.

El consumo interno de combustibles alcanza actualmente a los 2.026.000 m³. El sector transporte es el principal consumidor, con una participación del 62% del consumo final de derivados (sobre todo gas oil y naftas), seguido en importancia por el sector industrial (fundamentalmente fuel oil), agro y pesca (gas oil) y residencial (GLP, fuel oil y kerosene).

El consumo interno de derivados corresponde en un 23% al consumo de combustibles livianos (naftas y GLP) el 48% a combustibles medios (kerosene, gas oil y diesel oil) y el 28% restante a combustibles pesados (fuel oil y asfaltos).

El gas oil, la nafta y el GLP han incrementado en forma casi constante su participación en el consumo interno de derivados. En el caso del gas oil, el aumento en su participación en el consumo de derivados ha estado asociado a la evolución de la demanda del sector transporte, como resultado de la creciente “dieselización” del parque automotor y la consiguiente sustitución del consumo de nafta por gas oil.

El gas oil y las naftas constituyen los derivados del petróleo con mayor participación en el mercado interno, como consecuencia de la relevancia del sector transporte, seguido en importancia por el consumo de fuel oil (consumido principalmente a nivel industrial y generación de energía eléctrica, dependiendo de las condiciones hidrológicas anuales) y el GLP (sector residencial). En el caso del kerosene se observa un proceso de sustitución por energía eléctrica y GLP a nivel residencial.

En los últimos años se ha verificado un fuerte crecimiento del consumo de gas oil a expensas de una importante caída en el consumo de naftas, como resultado, entre otros factores, de la política de precios aplicada en el sector de combustibles líquidos. En este sentido, la política de precios aplicada fue generando a lo largo de las dos últimas décadas un diferencial de precios entre el precio de las naftas y el gas oil, que derivó en un fuerte estímulo a la incorporación de vehículos diesel (“dieselización del parque automotor”). Esto se evidencia en la evolución de la relación del consumo de gas oil respecto al consumo de naftas: en tanto en el año 1990 la relación consumo de gas oil/consumo de nafta, era de 1,5, es decir que por cada litro de nafta se consumía 1,5 lts. de gas oil, en el año 2006 esta relación fue prácticamente el doble (3,1), es decir que por cada litro de nafta se consumen aproximadamente 3 litros de gas oil.

Esto determinó un desequilibrio entre la estructura de la oferta de la refinería y la estructura de la demanda interna de derivados líquidos, que debió ser atendido mediante un aumento en las importaciones de gas oil.

Si bien la reforma de la refinería del año 2003 permitió aumentar significativamente la producción de gas oil, las características del proceso de refinación determinan que se genere un excedente de naftas para exportación.

7. El mercado del GLP

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es un energético compuesto por butano y propano. Estos componentes se obtienen de la separación del gas natural y de la refinación de petróleo. En Uruguay se conoce con el nombre comercial de Supergás al GLP compuesto principalmente (70%) por butano, y con el nombre de Gas Propano al compuesto en su mayoría (85%) por propano. Es común, no obstante, que se utilice de forma genérica la denominación de GLP para referirse al supergás.

El supergás es un combustible gaseoso con un elevado poder calorífico destinado al uso doméstico en calefacción, cocción y agua caliente. Se comercializa en envases de 13 a 45 kilogramos de capacidad a través de la red de distribuidoras en todo el país. No existe una ley de marco regulatorio del subsector, sino una serie de leyes, decretos, contratos, etc., que reglamentan el sector.

El monopolio de producción, importación y exportación de GLP le pertenece a ANCAP de acuerdo a la ley de creación del organismo. Las demás actividades de la cadena de comercialización, como ser envasado y distribución, quedan comprendidas en el ámbito de la libre competencia.

7.1. Evolución del sector

En el año 1958 ANCAP introdujo en el mercado el GLP, con el objetivo de aprovechar este combustible que hasta entonces no era utilizado en el país, ya que no se disponía de la infraestructura para su separación. Naturalmente el supergás fue sustituyendo al kerosén (utilizado ampliamente en los hogares sin acceso al gas de ciudad), por lo que, a principios de los '60, ANCAP acordó su envasado y distribución con la empresa Acodike, que hasta el momento era el distribuidor oficial de kerosén.

En el año 1977, y ante el crecimiento que venía constatando el mercado, ANCAP llamó a licitación a una segunda empresa para que comparta el mercado con la primera; allí inició sus actividades en el ramo la empresa Riogas.

Ambas empresas continúan con sus actividades hasta la fecha como envasadoras (operando las plantas de envasado de propiedad de ANCAP) y como distribuidoras para todo el país de supergás en envases portátiles (garrafas y cilindros) y de supergás a granel para el llenado de tanques estacionarios.

A lo largo de estos años se fue formando una red de centros de recarga de microgarrafas en todo el país, algunos de los cuales se agruparon en una cooperativa para formar luego la empresa Megal., convirtiéndose en envasadores y distribuidores de microgarrafas. Esto requirió la instalación de su propia planta de envasado, que operó originalmente con microgarrafas y luego también con cilindros destinados únicamente para los centros de recarga.

A principios de la década de 1990, cuando en el país se vislumbraba la posible llegada del gas natural, se percibió la conveniencia de introducir en el mercado uruguayo el gas propano, con miras a contar con un energético que fuera intercambiable con el gas natural¹² y pudiera funcionar como respaldo de abastecimiento para distribuidoras o industrias.

Es así que en el año 1996 comenzó la comercialización del Propano Granel (diferenciándose del Propano Redes en el año 1999 por razones comerciales) y se creó la empresa Gas Uruguay S.A. (Gasur) destinada a distribuir Propano Granel y Redes a grandes usuarios. Los propietarios de Gasur son ANCAP, Acodike y Riogas.

Hasta la creación de la URSEA, era ANCAP quien se encargaba de establecer las condiciones y fiscalizar el funcionamiento del mercado de GLP a través de los contratos con las empresas distribuidoras y envasadoras que operaban en el ramo. A partir de su creación, el ente regulador asumió estas actividades y estableció las condiciones del sector mediante la aprobación de dos reglamentos, uno de ellos básicamente técnico, y otro que define y reglamenta la estructura del sector. Este último establece, entre otras condiciones, que los agentes deben contar con una autorización del MIEM para el desarrollo de cada actividad.

El MIEM ya ha otorgado algunas autorizaciones, y es así que a fines de 2004 ingresó al mercado de GLP la empresa Distribuidora Uruguaya de Combustibles SA (DUCSA), que se dedicaba únicamente a la distribución de hidrocarburos líquidos, pero que en ese momento sumó a sus actividades la distribución de supergás, supergás granel y GLP en todo el país, convirtiéndose en el tercer distribuidor de este energético. DUCSA es propiedad en un 99% de ANCAP.

7.2. Participación en la matriz energética

Normalmente ANCAP debe recurrir a las importaciones de GLP para abastecer al mercado interno. Los países de origen en los últimos años han sido Argentina y Brasil.

La reforma que amplió la capacidad de la refinería ha implicado un cambio en esta situación. En 2005 la producción de GLP alcanzó los 89 ktep, mientras que las importaciones fueron casi insignificantes, lo que implica que todo el supergás que se consume en el país es procesado internamente.

Entre 1985 y 2000 las ventas de GLP en el mercado interno crecieron a un ritmo promedio de 7% anual; entre 2001 y 2004 cambiaron el rumbo y descendieron, debido en parte a la disminución del consumo energético total del país, y en 2005 y 2006 volvieron a crecer, aunque a un ritmo relativamente lento.

¹² Una adecuada mezcla de un gas licuado de petróleo con aire puede sustituir o complementar tanto al gas natural como al gas manufacturado

El hecho de que el GLP no haya aún vuelto a los niveles de consumo de la década de 1990 se relaciona, sobre todo, con el hecho de que el gas natural - que posee características similares al supergás en su uso residencial- está comenzando lentamente a operar como un sustituto del supergás en los hogares.

8. El mercado de gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos de origen fósil, que se extrae de pozos subterráneos o submarinos donde se encuentra a presiones elevadas. Luego de extraído, el gas es tratado en diversos procesos y se transporta hasta los centros de consumo, principalmente por medio de gasoductos.

El gas natural es utilizado como combustible en hogares, industrias, centrales de generación eléctrica y como combustible vehicular en diversos medios de transporte. También es muy utilizado por la industria petroquímica.

Su participación relativa entre los diversos recursos energéticos disponibles a nivel mundial está aumentando notoriamente. Ello se explica por su precio y por ser ambientalmente amigable, siendo el combustible fósil menos contaminante.

En Uruguay, la cadena de abastecimiento de gas natural está formada por cañerías de transporte –gasoductos– y redes de distribución que operan a presiones más bajas y presentan una mayor extensión territorial. Las instalaciones de transporte abastecen de gas a grandes usuarios y a las redes de distribución; estas últimas, a su vez, abastecen a los usuarios finales residenciales, comerciales e industriales de consumos bajos y medianos.

Las empresas que realizan actualmente actividades en el sector de gas natural en el país son:

- a) distribuidoras de gas por redes: Gaseba Uruguay (en Montevideo), Conecta (en el interior)
- b) transportistas de gas: Gasoducto Cruz del Sur, ANCAP
- c) comercializadoras: ANCAP, Gaseba Uruguay, Conecta y Dinarel

Las dos empresas distribuidoras y la transportista Gasoducto Cruz del Sur operan bajo el régimen de Concesión Pública, otorgado por el Estado a partir de los correspondientes procesos de licitación.

Uruguay no cuenta con producción de gas natural, debiendo importar la totalidad de su consumo a través de los gasoductos de interconexión existentes con Argentina.

8.1. Evolución del sector

El gas natural ingresó a la matriz energética uruguaya en 1998, cuando comenzó a operar el Gasoducto Gr. Federico Slinger (denominado Gasoducto del Litoral).

Este ducto, construido y operado por ANCAP, cruza el río Uruguay desde la República Argentina a través del puente Paysandú-Colón. En un principio abastecía a plantas industriales de Paysandú. En 2001 la empresa Conecta comenzó a operar como distribuidora de gas por redes en dicha ciudad.

A fines de noviembre de 2002 entró en operación el Gasoducto Cruz del Sur, el cual permitió el ingreso de gas natural en el sur del país. Este gasoducto se extiende desde las inmediaciones de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente Punta Lara (La Plata), cruza el Río de la Plata a la altura de Santa Ana (Colonia), y llega hasta la ciudad de Montevideo. A su vez, posee ramales a Colonia del Sacramento, Juan Lacaze, Rosario, Nueva Helvecia, San José de Mayo, Canelones, Pando y Ciudad de la Costa, entre otras localidades.

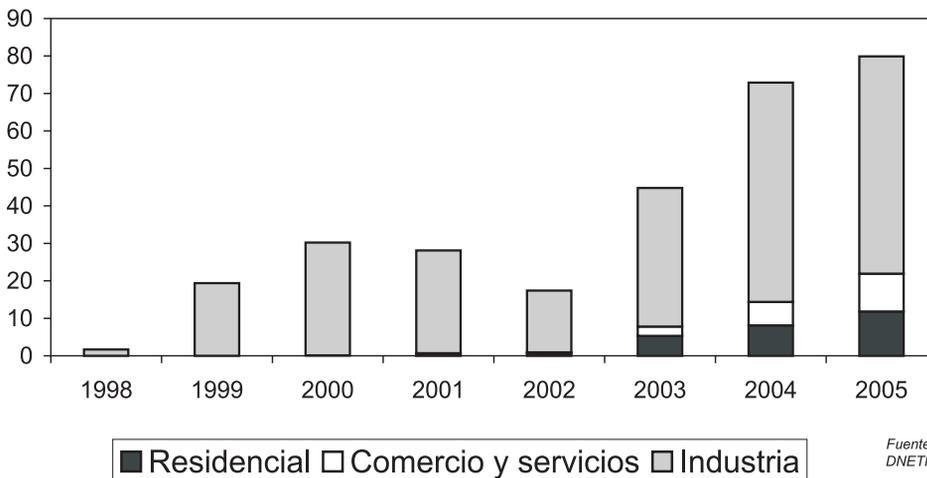
La entrada en operación del Gasoducto Cruz del Sur dio pie a la conversión de la red de distribución de gas de Montevideo, la cual finalizó en enero de 2005, que hasta el momento distribuía gas manufacturado.

Existe un tercer gasoducto de interconexión entre el sistema argentino y el uruguayo, llamado Casablanca (cruza el Río Uruguay cercano a la localidad del mismo nombre, en el departamento de Paysandú), construido por UTE en el año 2000, con la previsión de su utilización para el abastecimiento de una central eléctrica; se encuentra actualmente fuera de operación ya que no se ha concretado dicho proyecto.

De acuerdo con las normas, los compradores de gas natural que sean considerados “grandes usuarios”¹³ pueden negociar la compra de gas con cualquiera

Gráfico 8: Consumo de gas natural por sectores

En ktep



¹³ Se consideran grandes consumidores de gas natural los que tienen un nivel de consumo promedio anual no inferior a 5.000 Nm³/día o 1.500.000 Nm³/año

de los comercializadores nacionales o extranjeros autorizados o importarlo directamente, pudiendo optar por contratos de suministro interrumpibles o firmes.

Actualmente los grandes usuarios del sistema son 13 (vinculados a ambos gasoductos), los cuales han sufrido “cortes” en el suministro de gas natural en los periodos de invierno, debido al carácter interrumpible de sus contratos y a las restricciones de capacidad de transporte en el sistema argentino.

El gas natural comprado mediante un contrato interrumpible se obtiene a un menor precio que el comprado a través de un contrato firme (en el cual se paga también la seguridad del suministro), razón por la cual muchas industrias eligen la modalidad interrumpible, y prevén la utilización de un combustible alternativo, generalmente fuel oil, para cubrir los “cortes” de gas natural. Esta es una manera de compensar las variaciones que debe enfrentar el productor y el transportista en la demanda del mercado domiciliario, claramente estacionario.

Los contratos entre los clientes del mercado cautivo (aquellos que no entran en la categoría de grandes usuarios) y las Distribuidoras serán siempre en base de suministro firme y las tarifas máximas del servicio son fijadas por el Poder Ejecutivo en base a lo establecido en los Contratos de Concesión.

Actualmente el sector industrial es el mayor consumidor de gas natural en el país, seguido por el sector comercial / servicios y el residencial.

A nivel residencial las redes de distribución están desarrolladas en Montevideo, Ciudad de la Costa, Paysandú y Colonia del Sacramento.

8.2. Gas natural comprimido

En diciembre de 2003 entró en vigencia el Reglamento de suministro y uso vehicular de gas natural comprimido (GNC), y en abril de 2005 el Reglamento de transporte a granel de GNC, elaborados por la URSEA.

El precio final al que el GNC vehicular podría llegar al público aún no ha sido fijado por el Poder Ejecutivo, aunque sí existen las bases para determinar su tributación. En tal sentido, la Ley 17.453 del año 2002 establece que el gas natural destinado a ser utilizado como combustible para vehículos automotores deberá tributar IMESI en igualdad de condiciones que el gas oil (teniendo en consideración la equivalencia de rendimientos) y habilita al Poder Ejecutivo a exonerar de IVA a este suministro, lo cual representa una medida tendiente a impulsar este energético.

A pesar de esto, hasta el momento no se ha instalado en el país ninguna estación de GNC.

9. Energías alternativas

Uruguay posee recursos para desarrollar fuentes alternativas de energía. Estas nuevas fuentes, a diferencia de los combustibles fósiles, pueden ser desarrolladas por empresas que no necesariamente deben ser de gran tamaño. La generación de electricidad a partir de energía eólica, sol o pequeñas represas hidroeléctricas, o la producción de combustibles líquidos a partir de biomasa se pueden realizar de forma descentralizada en el territorio, y sin la necesidad de grandes inversiones.

Uno de los objetivos trazados por el MIEM al definir sus lineamientos en materia de política energética es avanzar en la incorporación de fuentes alternativas de energía, en especial de biocombustibles, así como la generación eólica y con biomasa.

A nivel mundial se han registrado notables avances en el desarrollo y utilización de energías alternativas, a partir de la preocupación por el agotamiento de las reservas de petróleo, por el aumento del precio del crudo y por el impacto de los combustibles fósiles en el medio ambiente, en especial el problema del calentamiento global.

Sin embargo, Uruguay se encuentra rezagado en esta materia, más allá de algunas iniciativas privadas puntuales a partir de la biomasa y de ciertas experiencias con energía eólica.

En efecto, el decreto N° 77/006 del 13 de marzo de 2006 fue la primera acción concreta del sector público tendiente a incentivar la generación de electricidad de origen privado a partir de energía eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas. En el mismo se planteó el desarrollo de procesos licitatorios competitivos para la adquisición de energía a través de contratos por períodos extensos, logrando estabilidad en precios de la energía a largo plazo.

Además de diversificar la matriz energética aprovechando recursos autóctonos, con estas medidas se apunta a promover el desarrollo de la fabricación y el empleo local, asociados a equipos y servicios que tengan perspectivas de evolución en el mercado internacional.

Antes de analizar las perspectivas de desarrollo de energías alternativas en Uruguay, es importante tener presente qué tipos de energías alternativas existen a nivel global. En concreto, se identifican tres tipos:

- Energías renovables: biomasa, eólica, solar
- Carbón mineral
- Fisión y fusión nuclear

9.1. Energías Renovables

9.1.1 Biomasa

Se denomina biomasa a los recursos energéticos que se originan a partir de los seres vivos. Todos los seres vivos animales y vegetales están constituidos de biomasa, por lo tanto el término biomasa se aplica a muy diversas fuentes energéticas.

El sector agropecuario uruguayo tiene un amplio potencial como proveedor de diversas materias primas para la generación de energía a partir de productos, subproductos y residuos resultantes de la actividad sectorial, entre las que pueden destacarse:

- productos: caña de azúcar, cereales, aceites vegetales, leña
- subproductos: grasas animales
- residuos: forestación e industria forestal, paja de cereales, bagazo, cáscara de arroz, estiércol

Asimismo, las diferentes materias primas y procesos pueden dar lugar a una gran diversidad de tipos de biocombustibles:

- sólidos: leña, carbón vegetal, residuos agroindustriales
- líquidos: etanol y biodiesel
- gaseosos: biogás

Según la DNETN, la utilización de residuos para la generación de energía eléctrica “resulta una opción económicamente atractiva, con costos de generación muy competitivos”¹⁴. El organismo estimó que si se generara electricidad a partir de leña o residuos forestales en centrales del orden de los 10 MW, se maximizaría la utilización de capacidades nacionales de fabricación de bienes de capital, ya que cerca del 70% de la inversión total se podría fabricar en el país por parte de empresas nacionales a costos competitivos con la región.

A continuación se analizarán brevemente las posibilidades de generación eléctrica a partir de los siguientes residuos de biomasa: leña, residuos forestales, cáscara de arroz, biocarburantes (alcohol y biodiesel) y biogás.

9.1.1.a. Leña

La leña es un recurso que se ha utilizado históricamente en Uruguay, ya sea en el sector residencial (para la calefacción y cocción de alimentos) como en el medio rural (como la principal fuente energética) y en el sector industrial (como combustible para la generación de vapor).

En el caso de la actividad fabril, si bien ha habido períodos en que algunos industriales –por contar con fuel oil a precios relativamente bajos– abandonaron el uso de la leña, actualmente esa tendencia se ha revertido. Se estima que

¹⁴ “Generación de energía eléctrica a partir de la biomasa en Uruguay. La dendroenergía”. DNETN, octubre de 2006.

aproximadamente el 15% de las calderas instaladas en el país utilizan la leña como combustible. Muchas industrias ubicadas en el interior han utilizado este recurso por consideraciones económicas vinculadas a la disponibilidad del mismo.

Ante el contexto de precios y disponibilidades de los derivados del petróleo y del gas natural que se ha observado en los últimos años, la tendencia en usos industriales ha sido usar leña en forma creciente y sostenida.

Esto ha traído aparejado un positivo efecto de desarrollo de la industria metalúrgica nacional. En Uruguay se producen al menos desde hace 30 años calderas para la generación de vapor a partir de la leña y otros residuos de biomasa como cáscara de arroz, cáscara de girasol y aserrín. Actualmente en el país se dispone de capacidad para la fabricación de calderas asociadas a plantas de generación eléctrica del orden de 15MW.

A los efectos de ponderar la disponibilidad de energía asociada a este recurso natural hay que plantear su equivalencia energética. Ésta depende mucho del porcentaje de humedad de la leña, y por otro lado en la eficiencia del método de combustión empleado. En términos aproximados se puede decir que 3,5 a 5 kilogramos de leña son equivalentes a un litro de fuel oil o un litro de gasoil.

9.1.1.b. Residuos forestales

La forestación ha tenido una expansión significativa en Uruguay a partir de la ley de promoción forestal N° 15.939 de 1987, llegando hoy en día a una superficie aproximada de 800.000 hectáreas forestadas. Luego de incentivar el desarrollo inicial, a partir de la Ley N° 17.905 de 2005 se eliminaron los subsidios y a partir del Decreto 154/005 se adecuaron los criterios de los destinos de los suelos para forestación. Se estima que el país dispone de 3 millones de hectáreas de prioridad forestal y 1 millón de hectáreas para explotación silvopastoril.

El sector forestal se orientaría fundamentalmente en dos direcciones: proyectos cuyo objetivo es la producción de productos de madera sólida (aserradero) y proyectos para productos de fibra (celulosa).

A los residuos que se tienen disponibles en el área forestada destinada a un fin no energético, como el aserrado o la fabricación de celulosa, se los denomina residuos forestales. Estos residuos, que se pueden generar en campo (raleo, poda, cosecha) o en industria¹⁵ (aserrado, celulosa), implican una fuente de recursos energéticos muy importante.

Se estima que entre el 10% y el 30% de un árbol en pie en un cultivo constituye residuo forestal. A su vez, en los procesos industriales como el aserrado, la producción de residuos alcanza a entre el 50% y el 70% del rolo de madera.

Según las estimaciones del potencial de generación de energía eléctrica con residuos en campo realizadas por la DNETN, las dos zonas del país donde

¹⁵ Dependiendo del proceso de industrialización, existen distintos tipos de residuos industriales, destacándose el aserrín, el licor negro y los costaneros.

resultarían perspectivas de mayor disponibilidad de producción energética a partir de residuos en campo en los próximos años serían Rivera y Tacuarembó, y por otro lado Río Negro, Soriano y Paysandú.

En tanto, a partir de la estimación del potencial de generación de energía eléctrica con los residuos en aserraderos, la región del país donde se tendría mayores volúmenes en la próxima década está integrada por Rivera, Tacuarembó y Artigas.

Los residuos generados en aserraderos actualmente instalados en el país podrían abastecer el 1,5 % de la demanda de energía eléctrica. De todas formas es previsible que se instalen nuevos aserraderos y que la producción de residuos se intensifique en los próximos años; en este sentido, se puede aguardar que el potencial de este recurso aumente gradualmente en función de las inversiones realizadas en el sector forestal.

Considerando por otro lado la producción de pasta de celulosa, la DNETN estima que, sumando todos los emprendimientos, se tendrá un consumo de 5 millones de metros cúbicos de madera al año. Si se toma como hipótesis que el poder calorífico del licor negro es de 3.600 kcal/kg, se estima que se tiene un potencial aproximado de generación de energía eléctrica de 260 MW de potencia instalada a partir de este subproducto (si bien cerca del 50% sería consumido por las propias plantas).

9.1.1.c. Cáscara de arroz

Se estima que la cáscara de arroz representa un 20% del peso del arroz producido. Para el sector arrocero, la cáscara de arroz es un residuo de su proceso industrial, y la disposición final del mismo muchas veces pasa a ser un problema y un costo.

La opción de la generación de energía a partir de la cáscara de arroz se entiende como una oportunidad para el sector arrocero. Por otro lado luego de la combustión el porcentaje de las cenizas residuales representan el 20% en peso de la cáscara de arroz. Algunas aplicaciones tecnológicas asociadas a la combustión de la cáscara, han tenido dificultades debido al alto poder abrasivo de las cenizas generadas en el proceso de combustión.

La producción de arroz en la zafra 2005/2006 fue de 1,2 millones de toneladas, lo que implica una disponibilidad teórica de cáscara de arroz de 250.000 toneladas por año. Es posible estimar que, en promedio, se generan unas 200.000 toneladas de cáscara por zafra. Se calcula que el 60% de la cáscara de arroz no es utilizada para otros fines; por lo tanto, este volumen estaría disponible para la generación de energía.

Considerando que se utilizarían para generar energía eléctrica el 60% de las 200.000 toneladas de cáscara de arroz disponibles por año, se obtendría una generación de 130 GWh correspondientes al 1,5 % de la demanda total de energía eléctrica del país.

9.1.1.d. Biocarburantes

Se denomina biocarburantes a los combustibles líquidos o gaseosos utilizados para el transporte, producidos a partir de biomasa. El alcohol y el biodiesel son los que han mostrado más perspectivas de desarrollo en los últimos años a nivel mundial.

En muchos países se han ido instrumentando políticas activas para lograr la incorporación creciente de etanol y biodiesel en la matriz de consumo de combustibles líquidos.

Un rasgo común de esos programas nacionales es que se justifican a partir de argumentos similares a los utilizados en el pasado para dar soporte a las políticas proteccionistas de la actividad agrícola. La diferencia respecto de estas políticas es que los fundamentos expresos refieren a estrategias de “seguridad o independencia energética”, en vez de “alimentaria”.

Las primeras experiencias de políticas nacionales de promoción de los biocarburantes datan de la década de 1970. Brasil y Estados Unidos son dos ejemplos claros de países pioneros en el desarrollo de planes para la utilización de etanol como combustible.

Brasil es el país con mayor experiencia en el mundo en la producción y utilización del alcohol con fines energéticos, combustible que se utiliza en el parque automotor de todo el país, sea como alcohol hidratado (100% etanol) o en mezcla con la gasolina (23%) y que le ha permitido una reducción considerable de la importación de naftas.

En 1975 se inició el programa Proalcohol, para introducir en el mercado la mezcla etanol-gasolina e incentivar la producción de vehículos movidos con alcohol. En la actualidad, el alcohol está presente en el mercado brasileño sin ningún tipo de subsidio estatal; el único incentivo vigente es la reducción de impuestos para vehículos que usan alcohol hidratado. En 2003 se introdujeron en el mercado los autos “Flex-Fuel”, capaces de consumir tanto nafta como etanol, separados o mezclados en diferentes proporciones.

En Estados Unidos también se produce etanol, el cual se elabora a partir de la glucosa proveniente del almidón del maíz.

En muchos países la promoción de los biocarburantes se ha hecho mediante la obligación de incorporarlos, en porcentajes reducidos, en los combustibles fósiles.

i. Alcohol

En Uruguay los cultivos más propicios para la producción de alcohol son la caña de azúcar, la remolacha y el sorgo azucarero.

Por otro lado, los residuos forestales –principalmente el aserrín– constituyen una materia prima atractiva para la producción de etanol, ya que mediante reacciones químicas se obtiene una solución alcohólica destilada y rectificada.

Las condiciones más propicias para el desarrollo de la caña de azúcar en el país se dan en la región norte (Artigas, zona norte de Salto). Las variedades de caña usadas son adecuadas para la producción de azúcar, no existiendo experiencia respecto a variedades de caña específicas para la producción de alcohol.

El uso de la caña de azúcar para generar combustible tuvo un fuerte impulso a principios de 2006, cuando Alcoholes del Uruguay SA (ALUR) –una sociedad anónima cuyos propietarios son dos entidades estatales (ANCAP tiene el 90% de las acciones y la Corporación Nacional para el Desarrollo el restante 10%)– se hizo cargo del ingenio azucarero de la empresa Calnú, como garantía por una deuda que Calnú tenía con el Banco República.

El Estado se hizo cargo de esta industria con el objetivo de ampliar la plantación de caña para producir azúcar y alcohol.

El objetivo es cultivar 10.000 hectáreas de caña, las que serían destinadas a la producción conjunta de azúcar y alcohol carburante. En el año 2007 se construirá una destilería contigua al ingenio con una capacidad de producción de 120 metros cúbicos por día.

Una vez alcanzado el desarrollo pleno del proyecto, se prevé una producción anual de 50.000 toneladas de azúcar y de 15.000 metros cúbicos de alcohol carburante.

La puesta en marcha de Alur se financió con un acuerdo que a fines de 2005 firmaron los gobiernos de Uruguay y Venezuela. A través de ese acuerdo, la estatal Petróleos de Venezuela aportó a ANCAP U\$S 7 millones. El ente petrolero irá pagando esa deuda exportando a Venezuela la producción de alcohol.

Una alternativa que puede resultar interesante es el uso de materiales lignocelulósicos, como los residuos de madera, para la generación energética, ya que constituyen una fuente barata.

Para producir etanol a partir de residuos forestales, los azúcares que éstos generan son fermentados mediante un microorganismo apropiado, generalmente levadura.

Las maderas duras ofrecen el mayor rendimiento potencial en el proceso de fermentación para producir etanol.

Sin embargo, la materia prima que se presenta como más atractiva a los efectos de la producción de etanol es el aserrín, dado su reducido costo (vale casi 4 veces menos que los costaneros), y porque no necesita ningún tratamiento físico específico para ser utilizado en el proceso de generación de etanol, ya se encuentra en el tamaño adecuado para ser introducido al digestor.

La existencia de grandes aserraderos se presenta como otra ventaja para la utilización del aserrín para la producción de etanol, ya que se podría instalar una planta junto a dichos establecimientos, reduciendo de forma notable los costos de transporte y las necesidades de stock.

No obstante, el rendimiento del aserrín es bajo; se calcula que para obtener 1 m³ de etanol se necesitan alrededor de 3 toneladas de aserrín. Por otro lado, si bien desde el punto de vista ambiental los residuos forestales no son un grave peligro ya que son biodegradables, pueden constituir una amenaza en el caso de que sean acumulados en grandes cantidades, lo que puede originar problemas en el suelo, en la vegetación y en las poblaciones cercanas, así como riesgos de incendio, contaminación de agua y aire.

ii. Biodiesel

El biodiesel es un combustible líquido derivado de aceites vegetales, que puede ser empleado en motores diesel, y que reúne numerosas ventajas en lo económico y lo ambiental.

Este energético se elabora en más de 25 países del mundo a partir de aceites vegetales obtenidos de semillas, plantas, algas oleaginosas y también reciclando aceite usado para cocción. En Uruguay existen diversos cultivos a partir de los cuales se puede producir biodiesel, tales como el girasol, la canola y la soja, que tienen una comprobada adaptación a las condiciones del país.

La energía específica del biodiesel es un 5% menor que la del gasoil, pero su elevada lubricidad compensa esta diferencia, por lo que el rendimiento energético de ambos combustibles es esencialmente el mismo.

En comparación con el diesel tradicional (gasoil), el biodiesel produce menos emisiones de gases con efecto invernadero y de monóxido de carbono, óxidos de azufre y material particulado fino.

A su vez, el biodiesel es enteramente biodegradable, y su toxicidad es muy baja (inferior a la de la sal común de mesa). Su combustión genera, de acuerdo al aceite vegetal que se utilice, un olor similar al de las galletas dulces, o al de las papas fritas.

Su condición de biodegradable y su baja toxicidad para los humanos, sumado a una mayor durabilidad de los motores que lo utilizan, lo convierten en una opción altamente deseable para el objetivo de lograr un desarrollo sostenible.

La producción de aceites vegetales es posible a partir de más de 300 especies diferentes. No obstante, las condiciones climáticas, de rendimiento, contenido en aceite y la necesidad de mecanizar la producción limitan actualmente el potencial de obtención de aceites vegetales a unas pocas especies.

En la actualidad en Uruguay son muy importantes las áreas dedicadas al cultivo de soja y el girasol, aunque estos oleaginosos se utilizan con fines alimentarios y no para la producción de energía; de este punto de vista, es el mercado de alimentos el que determina sus precios.

No obstante, en los últimos años se ha verificado un creciente interés de parte de agricultores e industriales oleaginosos –tanto de Uru-

guay como de Argentina– en destinar parte de la soja y el girasol a la producción de biodiesel, con diferentes motivaciones. Los agricultores ven con expectativa la posibilidad de diversificar el destino de su producción y de mejorar las posibilidades de colocación y la estabilidad de precio de sus productos. Por otra parte, la producción de biodiesel representa una alternativa no alimenticia para los oleaginosos transgénicos, que se ven sometidos a barreras comerciales no arancelarias.

El 1º de octubre de 2002 se sancionó una ley (Nº 17.567) que declara de interés nacional la producción de combustibles alternativos, renovables y sustitutivos de los derivados del petróleo elaborados con materia nacional de origen animal o vegetal, y faculta al Poder Ejecutivo a exonerar de impuestos, total o parcialmente, a los biocarburantes.

Por otra parte, en diciembre de 2005 se aprobó en Uruguay la norma UNIT 1.100, que establece con precisión las características de calidad que debe cumplir el biodiesel que se produzca en el país. Los límites impuestos por esta norma de calidad ayudan al fabricante de biodiesel a optimizar sus procesos de modo de que su producto pueda ser usado sin riesgos en motores diesel, al tiempo que protegen al usuario para que no tenga problema al usar biodiesel en un motor diesel.

El más reciente impulso a este energético tuvo lugar en febrero de 2007, cuando la Cámara de Senadores dio media sanción a un proyecto de ley que regula la producción, comercialización y utilización de agrocombustibles líquidos, en particular del alcohol carburante y del biodiesel producidos en el país. Al momento de finalizar el presente Informe, el proyecto de ley aún no había sido considerado por la Cámara de Diputados.

El proyecto de ley establece fijar como meta la sustitución de un 2% del gas oil producido por ANCAP por biodiesel en 2008, aumentando hasta un 5% en 2010.

Por otra parte, el Poder Ejecutivo podrá autorizar la producción de biodiesel con destino al abastecimiento de flotas cautivas o al autoconsumo a plantas con una capacidad máxima de producción de 4.000 litros por día.

En materia de comercialización, el proyecto de ley establece que la misma sea realizada a través de ANCAP –mezcla con gas oil– y/o con destino a autoconsumo o venta a terceros, bajo determinados requerimientos contractuales. La venta de biodiesel a los consumidores finales tendrá la misma carga impositiva que el gas oil.

En el país ya funcionan algunas experiencias de generación y uso de biodiesel. En el año 2003 la Intendencia de Paysandú instaló una planta de biodiesel en base a girasol, cuya producción es destinada a sustituir en un 20% el uso del diesel común en su flota de vehículos. Además, hay varias empresas e instituciones que están produciendo este energético, como Ecodiesel, Lezama y Bosolasco, la ONG Ibirapitá,

9.1.1.e. Biogás

El biogás es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos, (bacterias metanogénicas, etc.), y otros factores, en ausencia de aire (esto es, en un ambiente anaeróbico). Cuando la materia orgánica se descompone en ausencia de oxígeno, actúa este tipo de bacterias, generando biogás.

La producción de biogás por descomposición anaeróbica es un modo útil de tratar residuos biodegradables porque produce un combustible de valor además de generar un efluente que puede aplicarse como acondicionador de suelo o abono genérico. El biogás tiene un poder calorífico promedio de entre 3.500 y 4.600 kilocalorías por metro cúbico.

Este gas se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas, en hornos, estufas, secadores, calderas, u otros sistemas de combustión a gas, debidamente adaptados para tal efecto.

La generación de energía como complemento en soluciones integrales al problema de la disposición final de los residuos sólidos, muestra ser una opción interesante considerando el tema en su globalidad en Uruguay.

Existe una experiencia en el departamento de Maldonado vinculada a la generación de energía eléctrica a partir del biogás.

El proyecto del paraje Las Rosas, en las inmediaciones de la ciudad de San Carlos de Maldonado, consiste en una central de generación eléctrica de 1 MW a partir de biogás.

En esta instalación el gas que se desprende en un relleno sanitario se utiliza como combustible en un sistema de generación eléctrica.

En este proyecto intervienen la Intendencia Municipal de Maldonado, la empresa Aborgama Dulcelit SA –quien además gestiona el funcionamiento del relleno– y el Ministerio de Vivienda.

A su vez, en la Intendencia de Montevideo se han realizado estudios para evaluar el impacto que tendría un proyecto de captura de biogás a partir del relleno sanitario, mediante una planta de captura y recuperación emplazada en la usina de residuos de Felipe Cardozo y Cochabamba (módulos 6 y 7).

9.1.2 Cogeneración de energía

Al hablar de cogeneración de energía, se hace referencia al concepto de producción eficiente de energía.

La eficiencia de la cogeneración se basa en el aprovechamiento del calor residual, el no aprovechable de un proceso de producción de electricidad.

Este calor residual se aprovecha para producir energía térmica útil (vapor, agua caliente, aceite térmico, aire caliente, agua fría para refrigeración, etc).

Por este motivo, los sistemas de cogeneración están ligados a un centro consumidor de esta energía térmica.

En Uruguay existe un gran potencial para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia. La cogeneración es posible tanto con motores a gas como en turbinas de gas. Una planta de cogeneración se compone de una unidad motor (o turbina) con sus correspondientes recuperadores de energía térmica, ya sea del agua de refrigeración como de los gases de escape.

Las industrias que requieren calor en sus procesos productivos poseen calderas industriales en las que se queman distintos tipos de combustibles, (fuel oil, gas natural, leña, cáscara de arroz, aserrín). Sería posible instalar una caldera que genere vapor a alta presión, y una turbina que produzca energía eléctrica mediante dicho vapor. Luego de pasar por la turbina, el vapor podría ser utilizado como fuente de calor en la parte del proceso industrial que fuera requerido.

En Uruguay existen diversas industrias que requieren calor en cantidades considerables (curtiembres, los secaderos de aserraderos y otras). Estas empresas podrían implementar procesos de cogeneración, desarrollando entonces procesos altamente eficientes desde el punto de vista energético y con la posibilidad de utilizar fuentes autóctonas (leña y residuos de biomasa).

9.1.3 Energía eólica

La energía de origen eólico es la energía contenida en los flujos de aire que circulan en la atmósfera (viento). Dada la situación mundial de fuerte crecimiento del precio del petróleo y de conflictividad sobre dicha fuente, la industria vinculada a la producción de componentes asociados al desarrollo de la energía eólica ha mostrado un crecimiento exponencial.

Los países con visión estratégica, que han venido desarrollando y promoviendo esta tecnología desde hace 20 años, se encuentran exportando equipos y tecnología. Básicamente el desarrollo de esta tecnología se dio en Dinamarca, Alemania y España.

La estrategia planteada en estos países fue aprovechar factores como las características que se tenía en la demanda de energía eléctrica y su decisión de reducir dependencia de fuentes externas, a la vez que impulsar un campo de avance tecnológico, para incorporar un recurso autóctono como lo es el recurso eólico, usufructuando sus peculiaridades de bajo impacto ambiental.

La incorporación del recurso eólico de un modo significativo en la matriz energética de estos países, y la necesidad de hacer competitiva esta industria respecto a opciones asociadas a otras fuentes, se vio como una oportunidad para el desarrollo de tecnología local. Los incentivos se materializaron a través del pago de sobrepagos por la energía generada.

Los mecanismos de desarrollo más utilizados son los de “precio fijo” (Alemania, Dinamarca, España, etc.) y los de cuota o “cantidad fija”, con precio que surge de concursos (Irlanda).

El dinamismo de estos mercados ha provocado una concentración del negocio en pocas empresas altamente competitivas, que fabrican aerogeneradores y palas. Por otro lado se tiene una diversidad de empresas que fabrican componentes, cajas de engranajes, generadores, tableros de control, electrónica de potencia, torres, cables, válvulas hidráulicas, etc.

La energía eólica tiene el respaldo de una tecnología madura, con evolución de los diseños de tal forma de obtener mayor potencia buscando el aprovechamiento exhaustivo del terreno. Los desarrollos tecnológicos que se han introducido recientemente, se orientan en dos grandes áreas: la introducción de sistemas *offshore*, y el desarrollo de la predictibilidad del recurso eólico para lograr un despacho que asegure mayores niveles de penetración de la energía eólica.

En el ámbito regional, Argentina y Brasil disponen de normativa nacional y provincial o estadual al respecto. Argentina paga a sus productores un determinado monto por encima del precio de mercado, mientras que en Brasil se le asigna el precio de fuentes convencionales más un monto proveniente de la denominada Cuenta de Desarrollo Energético.

La incorporación de energía eólica no sólo incide en la mano de obra destinada al montaje, sino que además puede desencadenar la instalación de fábricas locales de componentes.

La energía eólica en Uruguay

Diversos estudios técnicos han comprobado la disponibilidad del recurso eólico en Uruguay. Se han identificado áreas concretas donde se podría aprovechar este recurso, con factores de capacidad¹⁶ superiores al 35%.

Los primeros análisis sobre la disponibilidad del recurso eólico se realizaron entre 1987 y 1990, por parte de UTE y la Universidad de la República. En dichos estudios se identificó a la región sureste del país como la de mayor interés por su potencial de generación.

Según un estudio de la Dirección Nacional de Energía de setiembre de 2006¹⁷, si se realiza una comparación primaria con otros países similares en cuanto a proporción de potencial eólico y del recurso hidráulico, y considerando que Uruguay dispone de sitios de muy buen potencial eólico, en un futuro se podría lograr una capacidad instalada en energía eólica igual o superior a la disponible en las centrales hidroeléctricas existentes.

Una característica que presenta el recurso eólico en Uruguay es la presencia de fuertes fluctuaciones; en efecto, se trata de un recurso muy variable según las horas del día. Sin embargo, anualmente se tiene una estabilidad muy im-

¹⁶ El factor de capacidad es un cociente que mide la relación entre la potencia media que podría producir un generador de energía eólica en un determinado lugar, y la potencia nominal del equipo.

¹⁷ Evaluación de Energía Eólica: Análisis de Situación y Aspectos Asociados a la Introducción de Mayor Potencia-200 MW-. DNETN, setiembre de 2006

portante. En definitiva, la energía eólica presenta características de firmeza en la generación anual, aunque con posibilidad de grandes fluctuaciones horarias.

En general, a lo largo del día se pueden encontrar mayores velocidades del viento en horarios diurnos, mientras que durante la madrugada se dan velocidades más bajas. Por otra parte, al mirar la disponibilidad del recurso en el año se puede observar que las velocidades medias más elevadas del viento se dan en las estaciones de invierno y primavera, coincidiendo con la demanda de energía eléctrica máxima anual en invierno.

De esta forma, la estacionalidad diaria y anual del recurso eólico sintoniza con la demanda de energía eléctrica, lo cual contribuye a la robustez del sistema. Se dice que un sistema es robusto cuando cumple los objetivos planteados a pesar de la existencia de ciertas “perturbaciones”.

La DNETN plantea en su estudio que si se apuesta a una penetración importante de la energía eólica en el sistema, su gestión debe implicar un despacho que garantice que se pueda satisfacer la demanda potencial, para lo cual será necesaria la gestión conjunta del recurso eólico con el hidráulico, manejando los lagos, las interconexiones, las plantas térmicas de respaldo y aplicando herramientas de predicción de los vientos.

Ante una participación de nuevos actores en generación eólica, para asegurar la independencia del precio de esta fuente ante volatilidades de mercado y del precio del barril de petróleo, la DNETN entiende que resultaría adecuado establecer mecanismos de contrato a largo plazo, como los que se promueven en el Decreto de Promoción de los Recursos Autóctonos (Decreto N° 77/006 del 13 de Marzo de 2006).

Para evaluar los costos de generación de energía eólica, el principal factor a tener en cuenta es la amortización de la inversión requerida para la puesta en funcionamiento del parque eólico. Además, para un sitio dado y una determinada potencia instalada, deben considerarse la distancia a la red eléctrica y los requerimientos y costos asociados a la construcción de caminería.

La inversión en caminería y el tendido de la red eléctrica no es despreciable, ya que en Uruguay los sitios más propicios para la generación de energía de origen eólico se encuentran ubicados en sitios de topografía compleja y en la mayoría de los casos alejados de la red eléctrica.

En base a estos estudios se llevó a cabo la primera experiencia de generación de energía eólica en el país, una planta piloto en la Sierra de los Caracoles (Maldonado), con conexión a la red rural. Esta instalación permitió comprobar los resultados analíticos y de simulación alcanzados en las fases de evaluación, y constituyó una experiencia a partir de la cual se podrá avanzar hacia una etapa de implementación de un parque de tamaño medio.

Actualmente UTE está abocada a la instalación de un parque eólico en la Sierra de los Caracoles, en el marco del convenio de conversión de deuda Uruguay-España. La inversión, estimada en U\$S 10 millones, se financiaría en parte

con fondos de este programa de conversión de deuda, y el resto se cubriría con recursos de UTE.

A su vez, la empresa estatal de electricidad está instalando anemómetros (equipos para medir el viento) en todo el país, en particular en los puntos donde se ha identificado un mayor potencial de generación, como parte de un sistema de medidas que permita disponer de un mapa exacto del recurso eólico.

9.1.4. Energía solar

El recurso solar es el recurso renovable primario. Todas las demás formas de energías renovables provienen de la transformación de la energía solar en otras fuentes, como ser: biomasa, a partir de la fotosíntesis; energía eólica, a partir de corrientes de aire debidas a calentamientos diferenciales de la superficie del planeta; energía hidráulica, a partir de los ciclos de lluvias.

Antes de llegar a la superficie terrestre, la radiación solar debe pasar primero por la atmósfera. Por ello, la presencia de nubes imprime una fuerte aleatoriedad al recurso, lo cual incide en su disponibilidad.

La utilización del recurso solar debe tener en cuenta no sólo la aleatoriedad sino también la estacionalidad que lo caracteriza, ya que los valores promedio de radiación diaria varían mucho entre el invierno y el verano.

La radiación que proviene del sol y que llega a la superficie terrestre puede ser aprovechada para el calentamiento de fluidos o a través de paneles fotovoltaicos para generar energía eléctrica.

La energía solar en Uruguay

La utilización de la energía solar para el calentamiento directo es una opción que puede tener aplicaciones con mucha rentabilidad, sobre todo en pequeños predios del medio rural. En algunas zonas rurales se ha comenzado a utilizar esta tecnología con cierto éxito.

La tecnología del calentamiento de agua a partir de la energía solar está comenzando a utilizarse gradualmente en Uruguay. De hecho, existen dos fabricantes nacionales que están ofreciendo paneles solares planos. Según la DNETN, en la medida que en el largo plazo los precios del petróleo sigan una tendencia creciente, la utilización de colectores solares para calentamiento de agua se volverá una opción cada vez más factible.

La tecnología solar fotovoltaica, por su parte, transforma la energía contenida en la radiación solar en energía eléctrica a través de células fotovoltaicas. Existen tres tipos de tecnologías de células fotovoltaicas: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo.

El costo de la energía solar se compone principalmente de la amortización de la inversión realizada en equipos, ya que el costo del mantenimiento de los mismos resulta despreciable.

La utilización de paneles fotovoltaicos es económicamente competitiva en sistemas autónomos de pequeña potencia, cuando la distancia respecto de la red eléctrica es considerable.

A comienzos de la década de 1990 se realizó un Convenio entre UTE y la Universidad de la República para la evaluación de potencial y viabilidad de la energía solar para generación de electricidad (paneles fotovoltaicos). De dicho estudio surgió la posibilidad de emplear sistemas destinados a brindar una opción de abastecimiento de electricidad a potenciales consumidores no conectados a la red.

A partir de 1994 se han instalado sistemas fotovoltaicos y combinados en escuelas, policlínicas y destacamentos policiales del medio rural. En 2003 UTE adquirió un conjunto de kits solares adicionales, realizándose también el proceso de selección de las empresas encargadas de su instalación.

9.2. Carbón Mineral

El carbón mineral tiene una participación importante en el consumo energético mundial, del orden del 25% del total¹⁸. Esta fuente energética, una de las primeras en ser explotada en la historia, puede usarse tanto a nivel particular como en el transporte y en la generación eléctrica.

En la región, los países con mayor nivel de reservas de carbón son Colombia y Brasil, seguidos por México y Venezuela y en menor medida Argentina, Chile y Perú.

Uruguay no cuenta con yacimientos de carbón propios, aunque muy cerca de la frontera con Brasil se encuentran importantes reservas de dicho país vecino. Esto permitiría considerar al carbón como una alternativa futura al momento de avanzar más en la diversificación de fuentes energéticas.

Actualmente los generadores brasileños que utilizan carbón tienen un acuerdo por el que se les asigna en el mercado eléctrico un factor de uso mínimo (37%).

Para considerar la instalación de una planta de generación de electricidad a partir del carbón deberían tenerse en cuenta los costos de instalación de la planta y los costos de transporte del carbón.

Se estima que construir una central “tipo”, por ejemplo de 500 Mw, tendría un plazo estimado de adquisición y montaje de 4 años, existiendo tecnología de última generación destinada a respetar las normas ambientales mundiales más estrictas.

¹⁸ Esta proporción es similar a la del gas natural, e inferior que la del petróleo, que se ubica en 35%.

9.3. Fisión y fusión nuclear

La energía nuclear procede de reacciones de fisión o fusión de átomos en las que se liberan gigantescas cantidades de energía que se usan para producir electricidad.

La primera planta nuclear generadora de electricidad para uso comercial comenzó a funcionar en 1956 en Inglaterra. Durante las décadas de 1950 y 1960 esta forma de generar energía fue acogida con entusiasmo, dado el poco combustible que consumía; no obstante, ya en la década de 1970, y especialmente en la de 1980, se sumaron cada vez más voces de alerta sobre los peligros de la radiación que este proceso genera, sobre todo en caso de accidentes.

El riesgo de accidente grave en una central nuclear bien construida y manejada no es alto, pero algunos accidentes, especialmente el de Chernobyl (1986) que sucedió en una central de la ex Unión Soviética construida con muy deficientes medidas de seguridad y sometida a altos riesgos de funcionamiento, han generado una fuerte oposición a los programas nucleares. Éstos, además, presentan otro problema de difícil solución: el del almacenamiento de los residuos nucleares de alta actividad.

El sistema más usado para generar energía nuclear utiliza el uranio como combustible. En un reactor, el uranio es sometido al proceso de fisión nuclear, que consiste en bombardearlo con neutrones para que se “rompa”, con lo cual se originan dos átomos de un tamaño equivalente a la mitad del de uranio; con esto se generan dos o tres neutrones, y éstos inciden sobre átomos de uranio vecinos, que vuelven a romperse, originándose una reacción en cadena.

La fisión controlada del uranio libera una gran cantidad de energía que se usa en la planta nuclear para convertir agua en vapor, mediante un generador. Con este vapor se mueve una turbina que genera electricidad. Por último, un condensador enfría el vapor y lo convierte en agua líquida.

En las centrales nucleares habituales el núcleo del reactor está colocado dentro de una vasija gigantesca de acero diseñada para que si ocurre un accidente no salga radiación al ambiente. Esta vasija, junto con el generador de vapor, están colocados en un edificio construido con grandes medidas de seguridad con paredes de hormigón armado de uno a dos metros de espesor diseñadas para soportar terremotos, huracanes y hasta colisiones de aviones que chocaran contra él.

Una de las ventajas que los defensores de la energía nuclear le encuentran es que es mucho menos contaminante que los combustibles fósiles, ya que no libera gases de efecto invernadero ni partículas a la atmósfera. A su vez, la energía nuclear permite alcanzar un abastecimiento firme, y diversificar las fuentes energéticas.

No obstante, la energía nuclear tiene dos desventajas fundamentales: durante el proceso se generan radiaciones nucleares, y los productos que se obtienen son en sí mismos radioactivos.

En la actualidad, cerca del 19% de la energía producida a nivel global es de origen nuclear.

En América Latina hay seis reactores nucleares en operación y uno en construcción (Atucha II, en Córdoba, Argentina). Los países latinoamericanos que poseen centrales nucleares son Argentina, Brasil y México.

En Uruguay, el marco legal vigente (Ley N° 16.832) prohíbe la generación de energía eléctrica de origen nuclear.

Según los técnicos de UTE y el MIEM, no existen en este momento en el mercado centrales nucleares en operación normal en gran número que sean adecuadas al sistema eléctrico uruguayo, que requeriría un tamaño no mayor a los 300 Mw.

El desarrollo de un plan de generación nuclear requeriría, además de los costos de la central en sí misma, plazos prolongados y cuantiosos recursos para consolidar la infraestructura técnica de certificación y control y los conocimientos que serían necesarios para realizar una operación segura de una central nuclear.

Por otra parte, aún si resultara económicamente conveniente, la energía nuclear no tendría ninguna posibilidad de colaborar en la superación de los problemas energéticos antes de que transcurran al menos ocho o diez años.

A modo de ejemplo, un país como Chile –cuyo sistema de generación es cinco veces mayor al de Uruguay– recién está contratando un estudio para analizar la viabilidad de la generación nuclear, es decir que está muy lejos de plantearse un proyecto concreto de central nuclear.

A pesar de lo anterior, el MIEM mantiene un sistema de información sobre el desarrollo de la energía nuclear en el mundo. UTE y el Ministerio están organizando actividades de capacitación con expertos de países con gran desarrollo nuclear, para actualizar y mejorar esta información.

10. Características de los trabajadores del sector

Las características de los trabajadores surgen del procesamiento de los datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) 2005 publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

Para analizar el sector, de acuerdo con la metodología que utiliza el INE para clasificar sectores de actividad, se utilizó la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) Revisión 3 –adaptada a Uruguay.

Según la clasificación CIIU – Revisión 3, el sector que se analiza está compuesto por tres ramas productivas diferentes:

- 2320** Producción de combustibles, aceites grasas lubricantes, productos bituminosos y otros productos derivados del petróleo como etano, butano y propano.

4010 Generación, captación y distribución de energía eléctrica.

4020 Producción y distribución de gas.

10.1. Según rama de actividad

En el cuadro 7 se muestra la distribución del empleo dentro del sector de energía, según se desprende de los datos de la ECH del año 2005.

La ECH es una encuesta que se realiza a los propios trabajadores, por lo tanto abarca tanto a los que se desempeñan en compañías grandes como a los empleados en empresas de menos de 5 ocupados.

Por la característica institucional del sector, dos grandes empresas estatales monopólicas (UTE en electricidad y ANCAP en petróleo) han dominado la estructura del sector energía de Uruguay, determinando que el 94% de los trabajadores pertenezcan al sector público. En el caso del sector eléctrico ese porcentaje alcanza al 100%, mientras que en el sector de petróleo el 92,38% son trabajadores públicos.

La situación es diferente en el sector del gas donde sólo el 14,23% de los trabajadores son públicos.

En el año 2005 el número total de trabajadores de UTE alcanzaba a 6.304, más 822 becarios, según se refleja en el cuadro 8.

El cuadro refleja la progresiva disminución de la cantidad de funcionarios de la empresa estatal en los últimos años, así como de los becarios contratados por la misma.

En el caso de ANCAP, el número total de empleados fue de 2.141 en el año 2005, registrándose –al igual que en UTE- una disminución de la cantidad de funcionarios en los últimos años. En efecto, ANCAP había llegado a tener cerca de 7.000 trabajadores hacia fines de la década de 1980, pero a partir de allí siguió un proceso de paulatina reducción de su plantilla, tal como se observa en el gráfico 9.

Los datos muestran que en los últimos años las mayores reducciones de personal en UTE se dieron en los escalafones de Personal de Oficio y Personal Administrativo.

Cuadro 7. Trabajadores de la energía

Año 2005 - En %

Petróleo	14 %
Energía eléctrica	80 %
Gas	6 %
Total	100%

Fuente: elab. propia en base a datos de INE

Cuadro 8. Trabajadores por categoría

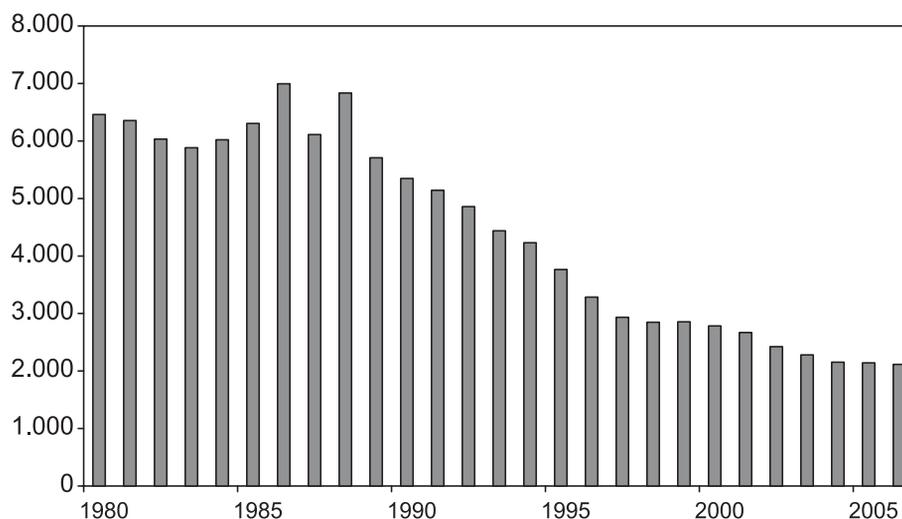
Año 2005	Empl. privado	Empl. público	Total
Petróleo	8%	92%	100%
Energía eléctrica	0%	100%	100%
Gas	86%	14%	100%
Total	6%	94%	100%

Fuente: elab. propia en base a datos de INE

Cuadro 8. Trabajadores de UTE

	2002	2003	2004	2005
Distribución por áreas				
Dirección y Adm. General	71	70	70	78
Secretaría General	88	85	84	67
Distribución y Comercial	3.863	3.779	3.713	3.727
Transmisión	670	661	654	658
Recursos y Negocios Conexos	1.054	1.014	995	937
Generación Hidráulica y Térmica	547	509	487	464
Asesoría Técnico Jurídica	113	108	113	113
Negocios Externos y Auditoría	90	134	61	42
Planificación y Secretaría Técnica	58	56	54	52
Parque de Vacaciones	206	184	169	166
TOTAL	6.760	6.600	6.400	6.304
Distribución por escalafón				
Personal de dirección	263	266	267	264
Profesionales universitarios	567	549	558	598
Técnicos especializados	2.083	2.122	2.072	2.077
Personal administrativo	1.178	1.129	1.175	1.115
Personal de oficio	2.328	2.193	1.980	1.914
Personal de servicio	341	341	348	336
TOTAL	6.760	6.600	6.400	6.304
Becarios	852	842	835	822

Fuente: UTE

Gráfico 9. Cantidad de Funcionarios de ANCAP

Incluye: Presupuestados, Contratados, Personal Marítimo, Becarios y Otros

Fuente: ANCAP

10.2. Según sexo y edad

Al analizar los trabajadores del sector de energía según el sexo, se encuentra que el 75,3% son hombres. Si se observa lo que sucede a nivel de rama, se aprecia una estructura similar en todas ellas, siendo la rama del petróleo la

Cuadro 10. Trabajadores por edad y sexo

	Hombres		Mujeres		Total
	%	Edad prom.	%	Edad prom.	Edad prom.
Petróleo	72.8%	48	27.2%	51	49
Energía Eléctrica	74.9%	50	25.1%	47	49
Gas	86.1%	51	13.9%	48	51
Total	75.3%	50	24.7%	47	49

Fuente: Elaboración propia en base a ECH

que emplea proporcionalmente más mujeres (27,2% del total de trabajadores son de sexo femenino).

En cuanto a la edad promedio de los trabajadores en el sector, se observa que no existen diferencias en las ramas analizadas; el promedio es de 49 años para los trabajadores en su conjunto. La rama del gas emplea en promedio a personas con dos años más edad que las restantes ramas.

Al analizar conjuntamente las características de los trabajadores por sexo y edad, las mujeres son en promedio más jóvenes que los hombres. Si se distingue según la rama, se observa que no existen diferencias marcadas entre la energía eléctrica y el gas, donde las mujeres son en promedio más jóvenes que los hombres, mientras que en la rama del petróleo en promedio las mujeres tienen más edad que los hombres.

10.3. Remuneraciones

En el cuadro 11 figuran los niveles de remuneraciones promedio mensuales de los trabajadores del sector energético según rama de actividad, en base a datos que surgen de la ECH. Se trata de todos los ingresos percibidos en promedio por el trabajo a precios corrientes del año 2005.

Como se ve, los salarios promedio del sector energía alcanza los \$ 13.914 mensuales, siendo los trabajadores de la rama del petróleo a los que mejor se les remunera con un ingreso promedio en el año 2005 de \$ 15.409 mensuales.

En este sector las diferencias salariales entre las distintas ramas no son muy importantes, pero sí se encuentran diferencias significativas por sexo.

Cuadro 11. Salario mensual promedio

Año 2005	\$ corrientes
Petróleo	15,409
Energía Eléctrica	13,553
Gas	15,274
Total	13,914

Fuente: Elaboración propia en base a ECH

Cuadro 12. Diferencia salarial hombres-mujeres

\$ corrientes - 2005	Hombre	Mujer
Petróleo	16,806	11,673
Energía Eléctrica	13,291	14,334
Gas	14,513	20,000

Fuente: Elaboración propia en base a ECH

En la rama del petróleo las mujeres, con una participación menor en el empleo y mayor edad que los hombres, perciben en promedio un salario de \$ 11.673, inferior al percibido por los hombres.

En la rama de energía eléctrica, las mujeres –también con una participación menor en el empleo pero con menor edad promedio que los hombres– perciben en promedio un salario mensual de \$ 14.334, mayor que los hombres.

Por último, en la rama del gas la brecha salarial es más marcada que en las restantes ramas; las mujeres reciben mensualmente en promedio \$ 20.000, aunque debe denotarse que en esta rama la participación de las mujeres en el empleo es muy inferior al promedio del sector.

10.4. Negociación colectiva

En los últimos años la negociación colectiva de las empresas públicas se ha llevado a cabo a nivel de la Mesa Coordinadora de Entes, en la órbita de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), y en las propias empresas a partir del año 1991.

En el caso de ANCAP, a partir del Convenio Marco firmado en 1991, los trabajadores y la empresa organizaron un Sistema de Negociación Colectiva, que abarca a una amplia gama de temas laborales.

Según reseñan Rodríguez, Cozzano y Mazzuchi (2001), a fines de 1990 y principios de 1991 los sindicatos de las empresas públicas desarrollaron importantes movilizaciones en oposición a la importante caída en los salarios reales producida por la alta inflación de 1990 (129%).

En este contexto, la OPP ofreció a los sindicatos de las empresas, representados por la Mesa de Entes, una propuesta que se concretaría en un convenio salarial para todas las empresas públicas.

Se decidió elaborar una metodología para analizar y hacer un seguimiento de la situación salarial en las empresas públicas. Se creó la Comisión Asesora Técnica de Salarios de Empresas Públicas, que debía investigar las remuneraciones por categoría en cada una de las empresas.

El convenio que surgió de este ámbito fue de difícil aplicación y en setiembre de 2002 el gobierno lo denunció. A partir de allí se emprendió otra negociación de la que surgiría un nuevo convenio, el cual se ha venido prorrogando hasta el presente.

El convenio general plasma una de las principales demandas de la Mesa de Entes, que es el concepto de ingreso integrado por dos componentes: el salario básico y el viático por alimentación.

Paralelamente, en 1993 UTE y ANCAP (así como ANTEL) firmaron respectivos convenios por productividad. Los convenios regulan la manera de pago de esta partida y también incluyen otros temas.

En el caso de UTE, el convenio incluye cuota mutua, partida por alimentación, tarifa diferencial con reducción de 200 Kwh facturado, descuentos en el Parque de Vacaciones, guardería, becas de estudio para los hijos, compensaciones por tarea, lugar y horario, primas por nacimiento de hijos y por matrimonio, entre otros beneficios.

El convenio de ANCAP, por su parte, incluye la cobertura de salud mediante un servicio propio, bonificaciones en órdenes y medicamentos, partida por alimentación, 1 garrafa, canasta escolar por hijo y canasta navideña, entre otros.

11. Reflexiones Finales

La energía tiene una importancia estratégica, por su incidencia en la actividad productiva, sus efectos sobre la calidad de vida de la población, sus efectos sobre el medio ambiente y su capacidad de generación de empleo.

En Uruguay, en especial, la gran importancia histórica de las dos empresas públicas que operan en el ámbito de la energía –ANCAP en combustibles, UTE en electricidad– es un reflejo de hasta qué punto la energía ocupa un papel central en la actividad económica. Pero además, su relevancia trasciende el ámbito meramente económico, dado que son actores vitales no sólo para la economía del país, sino también en su esfera social y política.

Uruguay presenta determinadas particularidades en materia energética, tales como no disponer –al menos por ahora– de reservas probadas de petróleo, carbón mineral ni gas natural, es decir, de ninguno de los principales energéticos a nivel mundial junto a la hidroenergía. Este último recurso, a su vez, es de gran relevancia para el país, pero sus aprovechamientos económicos de gran porte ya se encuentran enteramente explotados.

Las dificultades en materia energética que enfrentó el país en los últimos años, tales como la disminución de la capacidad de generación de electricidad debido a la sequía (en el año 2005), las constantes subas del precio del petróleo y la incertidumbre surgida en algunos momentos del tiempo en cuanto al suministro de gas natural proveniente de Argentina, ponen de relieve la necesidad imperiosa que tiene el país de diversificar su matriz energética incorporando fuentes alternativas de carácter renovable. Además de lograr el objetivo central de equilibrar la matriz energética asignándole una mayor incidencia a las fuentes propias de energía, esto traería aparejado un aumento de la inversión y un estímulo a la investigación y el desarrollo de tecnologías propias.

Para que esto sea posible, es imprescindible que el país cuente con una política energética bien definida, con objetivos económicos y sociales claros, y con metas de corto, mediano y largo plazo que contribuyan a alcanzar dichos objetivos.

En este sentido, recién en el año 2006 se conoció públicamente un documento que sistematiza los principales rasgos de una política energética definida. En efecto, en agosto de ese año el Ministerio de Industria, Energía y Minería dio a conocer el documento “Lineamientos de estrategia energética”, en el cual se reseñan los conceptos generales de la política energética, la visión del sistema energético nacional, y los principales objetivos y líneas de acción a desarrollar por parte de los organismos públicos competentes en la materia.

Resultan compatibles los objetivos y líneas de acción en materia de política energética que se plantean en el documento, entre los que se destacan: conformar un sistema de abastecimiento de energía eléctrica robusto; disminuir el impacto de la importación de combustibles sobre la economía nacional; avanzar en la incorporación de fuentes alternativas de energía, y consolidar una política de eficiencia energética.

Parece indudable que el país debe hacer el mayor énfasis posible en avanzar hacia una incidencia cada vez mayor de las energías alternativas, para las cuales se dispone de excelentes condiciones, y cuyos efectos sobre la economía, la sociedad, la investigación y el empleo serán fundamentales.

En la medida que Uruguay logre consolidar una matriz energética menos basada en el petróleo y más apoyada en fuentes propias, el país avanzará hacia cánones más altos de autonomía y eficiencia energética que serán, además, fundamentales en el diseño de la política económica general orientada hacia una producción nacional sólida y un consumo interno sustentable.

Anexo I.

Panorama energético internacional

El mundo está enfrentando dos amenazas conjuntas en materia energética: por un lado, no dispone de una oferta suficiente y adecuada a precios accesibles para todos los sectores; por otro, el consumo excesivo está generando un daño medioambiental.

El rápido aumento de los precios de la energía y los recientes eventos geopolíticos dejan en evidencia el rol esencial que juega la energía en el crecimiento económico y el desarrollo humano, así como la vulnerabilidad del sistema energético mundial ante perturbaciones de la oferta. El patrón de oferta energética mundial implica una amenaza de daño ambiental severo e irreversible –incluyendo cambios en el clima global.

La producción mundial de energía ha venido incrementándose en la última década. La energía fósil (petróleo, carbón mineral y gas natural) representó el 83% de la producción primaria a nivel global en el año 2004. Sin embargo, la participación de este tipo de energía en la producción primaria ha descendido en los últimos años; a mediados de la década de 1990, por ejemplo, representaba el 90% del total. Como contrapartida de este descenso, otras fuentes de energía como las hidroeléctricas y nucleares vienen ganando espacio en la producción energética mundial, representando en 2004 el 12% del total (contra el 5% en 1995).

Cuadro I.1. Producción Mundial de Energía Primaria. Mbep (*)

	1995		2004		Variación
	Total	Participación	Total	Participación	
Petróleo	23,037	35%	29,076	33%	26.2%
Gas Natural	13,002	19%	16,356	19%	25.8%
Carbón M.	23,459	35%	27,921	32%	19.0%
Hidro, Nuclear y Otras	3,058	5%	10,778	12%	252.5%
Biomasa	4,132	6%	4,270	5%	3.3%
Total	66,688	100%	88,401	100%	32.6%

(*) Millones de barriles equivalentes de petróleo
Fuente: OLADE

Cuadro I.2. Consumo Mundial de Energía Primaria.

	1995		2004		Variación
	Total	Participación	Total	Participación	
Petróleo	23,363	35%	29,887	40%	27.9%
Gas Natural	12,853	19%	16,230	22%	26.3%
Carbón M.	23,561	35%	20,354	27%	-13.6%
Hidro, Nuclear y Otras	3,053	5%	3,708	5%	21.4%
Biomasa	4,067	6%	4,212	6%	3.6%
Total	66,898	100%	74,390	100%	11.2%

Fuente: OLADE

La Agencia Internacional de Energía (AIE) prevé que la demanda global de energía aumente algo más que el 50% hasta el año 2030, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1,6%. Se espera que más de la cuarta parte del aumento de la demanda se registre hasta 2015. Más del 70% del incremento de la demanda proyectado provendrá de los países en desarrollo, con China representando por sí sola el 30% de dicha suba. Sus economías y sus poblaciones crecen mucho más rápido que los países desarrollados, lo que traslada el centro de gravedad de la demanda global de energía.

Según la AIE, los combustibles fósiles continuarán siendo la principal fuente de energía utilizada en el mundo hacia 2030. El organismo estima que la mayor demanda por estos energéticos representará el 83% del aumento total de la demanda de energía en los próximos años, lo cual hará crecer su participación en el consumo total del 80% actual a 81%. El petróleo reducirá su participación, si bien continuará siendo el principal combustible individual en la matriz energética global en 2030.

Según el Informe Sector Energético en Uruguay, Diagnostico y Perspectivas, informe realizado por la DNETN, las reservas mundiales de petróleo serían suficientes para abastecer la demanda más allá del año 2030, pero será necesario recurrir a mayores inversiones para hacer posible su extracción y utilización. Las reservas de gas y carbón son aún mayores que las de petróleo. Según el Informe Energético de América Latina y el Caribe del año 2003, publicado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), las reservas mundiales de energía continuaron en ascenso y se cuenta con reservas de petróleo para cubrir la demanda actual de energía por cuarenta años y en gas natural por sesenta años. También plantean que existen indicios para sostener que los descubrimientos continuarán en los años venideros por lo cual la seguridad energética de los países pasa más por un análisis de la distribución y geopolítica de las mismas que una escasez en la oferta.

En el informe de la DNETN se plantea que la demanda mundial de energía primaria del mundo continuará creciendo, la tasa anual de crecimiento para el período 2002-2030 será de 1,7%. Se prevé que dos tercios del incremento en la demanda de energía a nivel mundial provenga de países en desarrollo, llegando a consumir al final del período casi la mitad del total de energía consumida a nivel mundial, debido tanto a una mayor velocidad de su crecimiento económico y de su población, como a otros aspectos como la industrialización y una tendencia a una mayor urbanización.

En cuanto a la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de producto bruto, se prevé que continuará decreciendo a medida que aumenta la eficiencia en el uso de la energía y la economía mundial depende cada vez menos de la industria pesada más energointensiva.

Los combustibles fósiles continuarán siendo las principales fuentes primarias para el abastecimiento de la demanda mundial de energía, según el informe de la DNETN.

El petróleo continuará siendo la fuente más utilizada, aunque disminuyendo su participación debido fundamentalmente al crecimiento de la participación del gas natural, especialmente por su demanda para la generación de energía eléctrica.

Aunque la participación del carbón caerá levemente, continuará siendo la fuente más utilizada para la generación de electricidad, especialmente en Asia.

En cuanto al uso de la energía nuclear para la generación de electricidad, se prevé que su participación disminuirá globalmente en el periodo, aunque probablemente aumentará en los países en desarrollo (principalmente en Asia). También se prevé que el mayor crecimiento del uso de la generación hidroeléctrica se dará fundamentalmente en Asia.

Anexo II.

Panorama energético regional

La producción de energía de América Latina y el Caribe, según datos publicados por el OLADE para el año 2003, corresponde al 8,7% de la producción total mundial de energía, mientras que el consumo de energía corresponde al 6,6% del consumo mundial.

La reserva de petróleo en América Latina y el Caribe en 2003 alcanzan el 10,0% de la reserva mundial. Sin embargo, estos recursos no están uniformemente distribuidos sino que se concentran en pocos países, concentrándose principalmente en Venezuela –se encuentra entre los 10 primeros productores de petróleo del mundo, el país es clave para los mercados energéticos mundiales-. Venezuela tenía el 68% de la reserva de petróleo de la región en 2003. El segundo lugar lo ocupaba México con 12,3%, seguido por Brasil, y luego por Ecuador. Tanto Venezuela, como México y Ecuador exportan volúmenes sustanciales a EEUU. En el año 2004 Colombia ha mostrado un incremento dramático en sus reservas de petróleo, mientras que México sufrió un descenso del 8.76% en 2004 en relación al año 2003.

Cuadro II.1. Producción Mundial de Energía por Regiones

	1995		2004		Variación
	Total	Participación	Total	Participación	
Norteamérica	14,311	21%	17,058	19%	19.2%
A.Latina y Caribe	5,225	8%	6,686	8%	28.0%
Europa	6,655	10%	10,323	12%	55.1%
Medio Oriente	7,057	11%	11,025	12%	56.2%
Resto del Mundo	33,431	50%	43,298	49%	29.5%
Mundo	66,679	100%	88,389	100%	32.6%

Fuente: OLADE

Muchos de los países de la región, según informe de la OLADE, tienen capacidad de refinación, pero el consenso es que necesitan reevaluarse algunas refinerías, ya que algunos países todavía tienen que cubrir su faltante para abastecer a la demanda nacional mediante importaciones de otros territorios, a pesar de operar sus propias refinerías. En muchos casos, las plantas no pueden refinar el crudo pesado que produce el país, en otros casos, la capacidad de refinación es inadecuada o la planta esta desactualizada, y tendrá que ampliarse o modernizarse.

La reserva de gas natural de la región llegan al 4,3% de las reservas mundiales y también se concentran principalmente en Venezuela con más del 50% de la reserva de la región, en 2003. El segundo lugar lo ocupa Bolivia, seguido por Argentina.

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha crecido su demanda a nivel mundial en las últimas décadas. Actualmente, se considera como el combustible del futuro tanto por motivos ambientales como económicos. Desde el punto de vista ambiental, posee una ventaja frente a otros combustibles fósiles debido a que las emisiones de dióxido de azufre son ínfimas y los niveles de óxido nitroso y dióxido de carbono son menores. Desde el punto de vista económico, a pesar de tratarse de una fuente no renovable, las reservas probadas en el mundo son muy numerosas, y siguen aumentando a medida que se desarrollan nuevas técnicas de explotación y exploración.

El consumo de gas natural de América Latina y el Caribe aumentó a una tasa promedio anual del 5,1% en el período de 1980 a 2003, lo que significa aproximadamente el doble del promedio mundial, según datos de MIEM. Se estima que el consumo de América del Sur mantenga un aumento por encima del promedio anterior en los próximos años, debido a la continua penetración del gas natural en los mercados, al crecimiento de las economías de la región y, en particular, al interés por la instalación de plantas de generación de electricidad a partir de gas natural. Los países que se proyectan con mayor crecimiento son Brasil, Perú y Uruguay, mientras que Argentina sería el de menor crecimiento porcentual debido a las limitaciones de un mercado ya maduro, lo cual se refleja en la alta participación del gas en la matriz energética actual para los distintos sectores de consumo.

Argentina es el mayor productor de gas natural de la región, y ha sido una importante fuente de suministro a otros países de la región como Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. Bolivia siendo el país con el segundo volumen de reservas gasíferas después de Venezuela, con potencial de volverse un importante centro de producción en la región no ha podido aprovechar su gas natural comercialmente por sus conflictos internos. Venezuela a pesar de tener las mayores reservas de la región aún no comienza a aprovechar su gas natural, en gran medida porque gran parte de este gas es asociado¹⁹, y se reinyecta para aumentar la producción de petróleo.

La capacidad instalada de generación eléctrica en la región asciende a 258.330 MW, a fines del año 2004, siendo el 92% instalaciones para servicio público y el resto de auto generadores. Brasil con el 34,1%, México con el 19,6%, Argentina con el 12,1% y Venezuela con 8,1% y son los países con mayores potencias instaladas para producir electricidad, según el informe de OLADE. El 51,5% de la potencia instalada es hidroeléctrica, el 45,3% termoeléctrica, el 1,9% nucleoelectrica y el 1,3% utiliza fuentes como geotermia, eólica, solar y biomasa. De acuerdo al mismo informe, todavía quedan por desarrollar muchos recursos energéticos de la región, especialmente los hidroeléctricos, siendo Brasil, Colombia, Perú, México y Venezuela los países con mayor potencial de ese tipo.

¹⁹ Los yacimientos pueden ser asociados o no asociados, según se encuentren o no combinados con petróleo.

La producción de electricidad en los 26 países ha sido de 1.060.979 GWh en el año 2004, cifra que muestra un crecimiento medio de 3,9% respecto al año 2003. Brasil, México y Argentina fueron los mayores productores. El 55,9% de la electricidad producida proviene de la hidroenergía, el 40,1% de termoelectricidad (combustible), el 3,1% de centrales nucleares y el 0,9% de fuentes geotérmicas, eólicas y fotovoltaicas.

Según DNETN, los países de América Latina históricamente desarrollaron sus sistemas internos con diversos grados de cobertura de la demanda local, basándose en sistemas aislados y avanzando en el tendido de redes interconectadas nacionales. Los primeros intercambios energéticos entre países estuvieron vinculados a electrificación de poblaciones fronterizas que tenían la posibilidad de una alimentación alternativa desde un punto cercano en el país vecino. Estos suministros en general tomaron las condiciones del sistema vendedor (tensión, frecuencia, calidad de servicio).

Se espera que con las interconexiones en ejecución y estudio, se incrementen las transacciones de electricidad entre los países de Centro América y de América del Sur.

El consumo eléctrico final en América Latina y el Caribe, según OLADE, fue de 855.124 GWh en el año 2004, mientras que el consumo per cápita fue de 1.558 Kwh un 2,7% mayor que los 1.517 kWh/Hab del 2003.

Según se señala en el informe de la OLADE, uno de los aspectos más difíciles de evaluar, por falta de información en muchos países, es la cobertura eléctrica, esto es el porcentaje de viviendas que cuentan con suministro de electricidad. Hay países como Barbados y Costa Rica, que han reportado coberturas del orden de 98% y otros como Haití, Nicaragua, Honduras y Bolivia, que informan cifras de 34, 55, 62 y 65% respectivamente. Más difícil aún, resulta desglosar este indicador para estimar la cobertura eléctrica en los sectores rurales.

En el año 2004 los países de América Latina y el Caribe asumieron el compromiso voluntario de que en el año 2010 se utilizaría un 10% de energía renovable en la matriz energética regional.

Energía Eléctrica generada según fuente de generación (Giga-WATT-hora)

Fuente de Generación	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
TOTAL	2.137,7	2.373,6	3.245,2	3.756,7	4.763,0	6.132,0	6.598,0	6.939
Central Diesel	120,0	98,2	133,0	11,7	40	40	50	50
Total Sistema Hidrotermico	2.011,8	2.275,2	3.112,2	3.745,0	4.759,0	6.128,0	6.593,0	6.934,0
<i>CENTRALES HIDROELÉCTRICA</i>	1.248	1.132	2.273	3.685	4.413	5.751	6.103	6.026,0
Central Salto Grande (1)	-	-	709	1.045	2.972	3.197	3.103	3.175,0
Central Baygorria	549	556	680	513	533	528	558	512,0
Central Gabriel Terra	664	577	884	737	397	662	817	762,0
Central Palmar	-	-	-	1.390	811	1.364	1.625	1.577,0
<i>CENTRALES TERMOELÉCTRICAS</i>	770	1.143	899	60	346	377	490	908,0

Fuente de Generación	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
TOTAL	100,0							
Central Diesel	5,6	4,1	4,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
TOTAL SISTEMA HIDROTERMICO	94,4	95,9	95,9	99,7	99,9	99,9	99,9	99,9
TOTAL SISTEMA HIDROTÉRMICO	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>CENTRALES HIDROELÉCTRICA</i>	62,0	49,8	73,0	98,4	92,7	93,8	92,6	86,9
<i>CENTRALES TERMOELÉCTRICAS</i>	38,3	50,2	27,0	1,6	7,3	6,2	7,4	13,1
<i>CENTRALES HIDROELÉCTRICAS</i>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Central Salto Grande (1)	-	-	31,2	28,3	67,4	55,6	50,8	52,7
Central Baygorria	44,0	49,1	29,9	13,9	5,3	9,2	9,1	8,5
Central Gabriel Terra	52,4	50,9	38,9	20,0	9,0	11,5	13,4	12,6
Central Palmar	-	-	-	37,7	18,4	23,7	26,6	26,2

Bibliografía

- Bertoni, R., y Román, C. (2006): “Estimación y Análisis de la EKC para Uruguay en el siglo XX”. XXI Jornadas Anuales de Economía, Banco Central del Uruguay.
- Carracelas, G., Ceni, R. y Torrelli, M. (2006): “Las tarifas públicas bajo un enfoque integrado. Estructura tarifaria del sector eléctrico en el Uruguay del Siglo XX.”
- DNETN –MIEM (2006): “Lineamientos de estrategia energética”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Metas y desafíos”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Abastecimiento y consumo energético”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Energía eléctrica”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Petróleo y derivados líquidos”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Gas natural”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Gas licuado de petróleo (GLP)”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Energías alternativas: energías renovables, carbón mineral, energía nuclear”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Generación de energía eléctrica a partir de la biomasa en Uruguay”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Proyecto de incorporación de hasta 10 MW de capacidad de energía eólica”. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- DNETN –MIEM (2006): “Evaluación de Energía Eólica: Análisis de Situación y Aspectos Asociados a la Introducción de Mayor Potencia-200 MW. Disponible en www.dnetn.gub.uy
- Intendencia Municipal de Montevideo (2005): “Evaluación de impacto ambiental. Proyecto: captura de biogás del relleno sanitario de la ciudad de Montevideo”. Disponible en www.montevideo.gub.uy
- International Energy Agency (2006): “World Energy Outlook 2006. Summary and conclusions”.
- Organización Latinoamericana de Energía, Sistema de información económica-energética (2004): “Energía en cifras”. Disponible en www.olade.org.ec
- Organización Latinoamericana de Energía (2004): “Informe energético 2004”. Disponible en www.olade.org.ec
- Stolovich, L. (2003): “Impactos previsibles de una nueva matriz energética en el Uruguay”
- World Energy Council (2006): “Energía mundial en 2006”.