

**URUGUAY: DOCUMENTO DE DISCUSIÓN NACIONAL ACERCA DE
LOS ASUNTOS CLAVES EN EL ANÁLISIS DEL SECTOR ENERGETICO
Y LINEAMIENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DE MITIGACIÓN**

Documento realizado para el Programa de Naciones Unidas
para el Desarrollo
Grupo de Medio Ambiente y Energía

Ec. Rossana Gaudio

Montevideo, Uruguay
Mayo, 2009

1. Por qué la energía es un sector clave para el país

La energía constituye un sector estratégico desde el punto de vista económico en función de la evidente relación entre la disponibilidad de energía y el desarrollo económico.

El sector energético de Uruguay se caracteriza por una oferta escasamente diversificada, con fuerte dependencia del petróleo importado (55- 60% de la oferta de energía), e importante participación de la energía hidroeléctrica (25-30% promedio, dependiendo de las condiciones hidrológicas anuales)¹.

En el caso particular del sector eléctrico, la generación hidroeléctrica abastece un alto porcentaje de la demanda, llegando a cubrir en años de buenas condiciones hidrológicas hasta un 95% de la demanda de energía eléctrica. Esto determina una fuerte dependencia de la producción de energía de las condiciones hidrológicas anuales, particularmente por la escasa capacidad de embalse que presentan nuestras centrales hidráulicas.

En los últimos años, particularmente durante la sequía de los años 2004 y 2006, se hizo visible la presencia de problemas estructurales en la composición del abastecimiento eléctrico y la vulnerabilidad del sistema frente a la ocurrencia de eventos climáticos extremos, lo que dio lugar a una situación de riesgo de abastecimiento de la demanda.

Desde el punto de vista de la demanda, en los últimos años el consumo final de energía creció a un ritmo del 3.9% (2004-2007) vinculado al crecimiento de la actividad económica (7%). A mediano y largo plazo es posible prever se mantenga una tendencia creciente en el consumo final de energía, dependiendo de la evolución del ingreso y el ritmo de crecimiento de la economía (PBI).

En función de la estructura del consumo final de energía por fuentes, es esperable se mantenga una tendencia creciente en el consumo interno de derivados del petróleo, particularmente asociado a la evolución del consumo de energía en el transporte, dada la rigidez del consumo de derivados que presenta este sector y la importancia del sector en el consumo total de energía.

En este escenario, es esperable un aumento en las importaciones de petróleo y derivados, con el consiguiente impacto económico que esto representa sobre el saldo de la balanza de pagos, particularmente si se considera las fluctuaciones que presenta el mercado internacional del petróleo y el precio del crudo. A efectos de visualizar su magnitud, las importaciones de petróleo y derivados representaron en el año 2007 el 20% del valor total de las importaciones y el 25% del valor de las exportaciones².

Desde el punto de vista ambiental, el crecimiento previsto en el consumo final de energía, en ausencia de medidas de mitigación, se traduciría en una tendencia creciente en el nivel de emisiones de GEI asociado al aumento del consumo de combustibles fósiles.

¹ “Balance Energético Nacional 2007”; Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear

² “Balance Energético Nacional 2007”, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.

A partir de lo expuesto, se considera que el sector energético presenta debilidades estructurales derivadas de las características del abastecimiento energético relacionadas con la escasa diversificación de las fuentes de abastecimiento y la dependencia del abastecimiento externo, particularmente en el sector hidrocarburos.

A partir del año 2004, frente a la presencia de una sequía prolongada, el impacto de la crisis energética regional y el aumento en el precio internacional del petróleo, se evidencia el carácter estratégico de la energía y la existencia de dificultades para garantizar la seguridad de abastecimiento en condiciones económicas adecuadas a largo plazo, particularmente si se considera el impacto del costo de la energía sobre los precios internos, el nivel de competitividad de la economía, el saldo de la balanza de pagos, el nivel de endeudamiento, etc. .

Desde el punto de vista ambiental, de acuerdo a los resultados del Inventario Nacional de GEI del año 2002, el sector energético es responsable del 94% de las emisiones de CO₂, como consecuencia de la elevada participación de los combustibles fósiles en la demanda de energía.

En síntesis, el sector energético es clave por su importancia económica, social y ambiental. Por lo tanto, es esencial incorporar en la planificación energética políticas orientadas a diversificar las fuentes de abastecimiento, reducir la dependencia del abastecimiento externo a través del desarrollo de fuentes de energía locales, y gestionar la demanda de energía mediante una política de uso eficiente de la energía.

2. Descripción del sector energético

Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles por lo que la oferta primaria de energía se concentra en la importación de petróleo crudo (55% - 60% de la oferta).

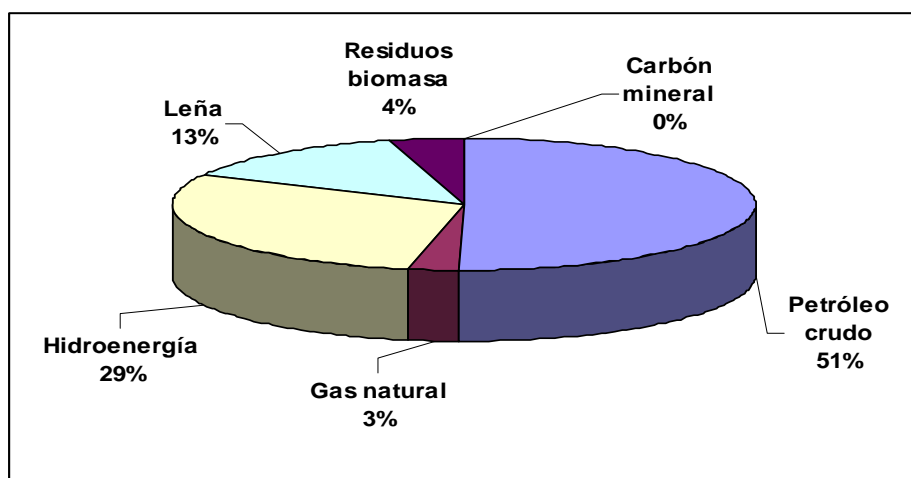


Gráfico 1: Oferta de energía primaria (Año 2007)

La oferta de energía (3295 Ktep) es escasamente diversificada, con fuerte dependencia del petróleo y la energía hidroeléctrica. La elevada participación de la energía hidroeléctrica en la matriz energética nacional es particularmente importante si se considera que en su mayoría se trata de proyectos hidroeléctricos con escasa capacidad de embalse, lo que genera una fuerte dependencia de la producción de energía del

régimen de precipitaciones anual. La generación hidráulica representa el 66% de la potencia instalada en el sistema eléctrico y el 80% de la generación anual en condiciones hidrológicas promedio.

La participación del gas natural en la matriz energética nacional es prácticamente marginal (3%). El gas natural proviene de las importaciones de Argentina.

Si bien se previó que a partir del ingreso del gas natural (año 1998) se daría un fuerte proceso de sustitución del consumo de otras fuentes, particularmente a nivel residencial e industrial y para las centrales de generación eléctrica, el grado de penetración de esta fuente en el mercado es reducido. A partir de la crisis energética del año 2004, las restricciones impuestas por Argentina a las exportaciones de gas han dado lugar a un problema de disponibilidad de gas que condiciona el desarrollo del mercado.

La participación de las fuentes de energía renovables no convencionales es aún relativamente marginal. No obstante, se estima que existe potencial para el desarrollo de estas fuentes. En el caso del recurso eólico, estimaciones preliminares indican un potencial disponible de 1500 MW. En el caso particular de los residuos de biomasa, no existen aún estimaciones disponibles. Por su parte, en el caso de la energía solar, se estima un nivel de irradiación promedio de 1800 kWh/m²/año. No se disponen de estimaciones correspondientes al potencial de utilización de la energía solar térmica.

En los últimos años, uno de los ejes centrales de la política energética ha sido promover el desarrollo de estas fuentes a través de la realización de contratos de compraventa de energía con la empresa eléctrica del Estado (UTE) a través de llamados a licitación. Como resultado de estas convocatorias, se prevé la incorporación de un total de 60 MW de generación eléctrica a partir de energía eólica y biomasa para el período 2009-2010.

A esto se suma la generación de energía eléctrica correspondiente a un parque eólico de 10 MW propiedad de UTE y la generación de energía eléctrica a partir de licor negro correspondiente a una planta de celulosa (120 MW).

De acuerdo a los lineamientos de política energética definidos a nivel nacional, se prevé la incorporación de 250-300 MW de generación eólica, 200 MW a partir de residuos de biomasa y 50 MW correspondientes a minicentrales hidráulicas al año 2015, y 250 MW adicionales de energía eólica al año 2025. De alcanzarse estas metas, la participación de estas fuentes representaría el 15% de la potencia instalada del sistema eléctrico y el 20% de la generación anual al año 2015. Dicha participación se elevaría al 19% de la capacidad instalada en el año 2025.

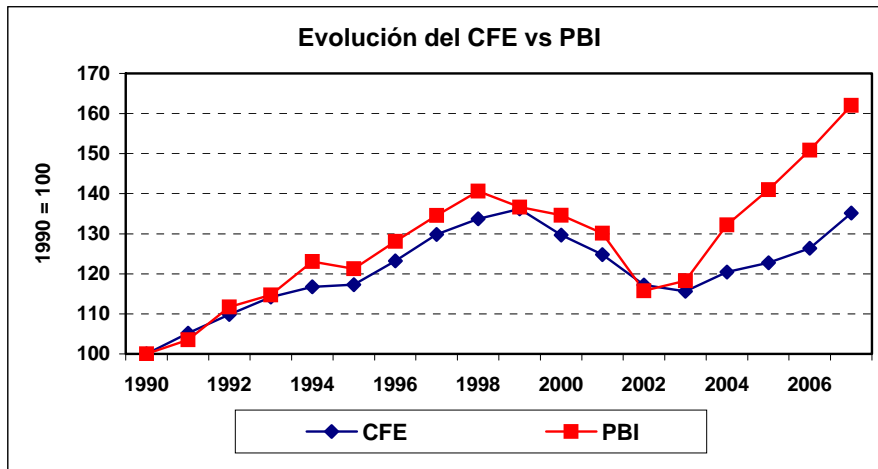
En lo que respecta al aprovechamiento de energía solar, actualmente se encuentra en ejecución un Programa de electrificación rural mediante la instalación de paneles fotovoltaicos destinado a usuarios ubicados en zonas alejadas de la red eléctrica. La meta del programa es instalar un total de 2000 paneles de 500 W cada uno al año 2025, lo que representa una potencia instalada de 1 MW. De acuerdo a los estudios disponibles, existe un total de 1800 hogares ubicados en zonas aisladas, alejadas de la red, a las que estaría dirigido este programa.

Desde el año 2007 se encuentra vigente la Ley de Agrocombustibles (Ley 18.195) que establece el marco general a través del cual se busca promover el desarrollo de la producción y comercialización de los agrocombustibles a nivel nacional.

En el caso del biodiesel, la ley establece una meta de incorporación del 2% del total del consumo de gas oil de uso automotivo a partir del año 2008. Este porcentaje constituye un mínimo obligatorio a partir del año 2009 y del 5% a partir del año 2012. La caída en los precios internacionales del petróleo ha afectado negativamente la viabilidad económica de la producción de biodiesel, lo que determina que no haya sido posible alcanzar las metas previstas.

En el caso del etanol, se establece una meta obligatoria de 5% de incorporación en las naftas de uso automotivo a partir del año 2015.

El consumo final de energía de Uruguay (CFE) alcanzó en el año 2007 a 2.377 Ktep³, lo que representa un consumo per cápita de 788 kep /habitante (kilogramos equivalentes de petróleo/habitante). El consumo per cápita resulta bajo en la comparación a nivel regional y mundial, lo que se explica con la baja participación del consumo industrial en el consumo final de energía del país (22.3%), la estructura productiva de la economía nacional y la escasa presencia de industrias intensivas en el uso de energía.



Gráfica 2: Evolución del consumo final de energía y el PBI (1990-2007)

La evolución del consumo de energía en los últimos años evidencia un crecimiento sostenido, con una tasa de crecimiento de 3.9% anual durante el período 2004-2007, frente a una evolución en el nivel de actividad económica, medida a través del PBI, del 7% anual. Esta tendencia se ve reflejada en una reducción en la intensidad energética, particularmente en el sector transporte.

El crecimiento del consumo final de energía en los últimos años ha estado vinculado a la expansión de la demanda de energía eléctrica y el consumo de derivados del petróleo, en este último caso asociado al desarrollo del nivel de actividad del sector transporte y el crecimiento del parque automotor.

³ “Balance Energético Nacional 2007”, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.

En relación a la participación de las distintas fuentes energéticas en el consumo final, según surge de la Tabla 1, los derivados del petróleo representan la principal fuente de energía, con una participación del 53% del consumo final de energía (año 2007).

Tabla 1: Estructura del consumo final de energía por fuente

Fuente energía	1990	2007
Leña	25.2%	17.3%
Residuos de biomasa	3.1%	2.5%
Carbón y derivados	0.0%	0.1%
Derivados del petróleo	54.3%	52.9%
Gas natural	---	3.1%
Electricidad	17.4%	24.1%
TOTAL	100.0%	100.0%

Fuente: Balance Energético Nacional 2007, DNE.

Desde el punto de vista sectorial, según se indica en la Tabla 2, el consumo de energía del transporte representa la tercera parte del consumo final de energía (32,9%) y el 62% del consumo total de derivados del petróleo⁴. Esto es particularmente importante, si se considera que Uruguay no dispone de reservas de petróleo, por lo que el total de la oferta es importada y sujeta a las variaciones en el mercado internacional del petróleo.

Tabla 2: Estructura del consumo final de energía por sector

Sector	1990	2007
Residencial	31.7%	27.9%
Comercial-Servicios	5.9%	9.0%
Transporte	26.8%	32.9%
Industria	28.2%	22.3%
Agro-pesca	7.2%	7.9%
TOTAL	100%	100%

Fuente: Balance Energético Nacional 2007, DNE.

En lo que respecta a las condiciones de acceso a la energía, el 98% de la población dispone de energía eléctrica. Sin perjuicio de ello, existe un problema de precariedad en el acceso a la energía en los sectores de más bajos ingresos, que se refleja en la alta participación del consumo de leña a nivel residencial (43%).

El sector energético constituye el sector más importante en términos de su participación en el total de emisiones de gases de efecto invernadero, con un total de 4.1 millones de toneladas anuales de CO₂, lo que representa el 94% del total de emisiones de CO₂, de acuerdo a los resultados del **“Inventario Nacional de Emisiones Netas de Gases de Efecto Invernadero del año 2002”**. Desde el punto de vista sectorial, el Transporte representa el 53% de las emisiones del sector; Industrias Manufactureras y Construcción (14%), Agricultura, Silvicultura y Pesca (12%); Residencial (10%); Industrias de la Energía (7%); y Comercial-Servicios (3%). La elevada participación del Transporte en las emisiones de CO₂, se debe fundamentalmente al consumo de derivados del petróleo del transporte carretero, que concentra el 93% de las emisiones de CO₂ del Transporte.

⁴ “Balance Energético Nacional 2007”, DNETN

Estos resultados dejan en evidencia la prioridad de establecer un programa de mitigación dirigido a este sector y el fuerte potencial de reducción de emisiones que tendría la implementación de medidas de mitigación en el sector energético.

Descripción del marco regulador y el entorno comercial y de inversiones vigente:

La Ley de Promoción de Inversiones (Ley 16.906) constituye el marco general que regula los incentivos (beneficios fiscales) que es posible extender a los proyectos de inversión. Los beneficios se determinan en base a los siguientes criterios: contribución a la creación de valor agregado, generación de empleo, descentralización, impacto sobre exportaciones, nivel de incorporación de tecnologías limpias, contribución a la investigación, desarrollo e innovación tecnológica, e impacto general del proyecto sobre la economía.

La Ley de Agrocombustibles y su decreto reglamentario (decreto 523/008) establecen mecanismos adicionales de incentivo a este tipo de emprendimientos.

Desde el punto de vista regulatorio, los proyectos de generación a partir de fuentes de energía renovables no convencionales se encuentran regulados por los reglamentos del sector eléctrico y las disposiciones establecidas en el Decreto de promoción de fuentes renovables (Decreto 77/006, del año 2006) y siguientes.

Actualmente se encuentra en discusión un proyecto de decreto a través del cual se busca ampliar el alcance de la Ley de Promoción de Inversiones, de forma de extender los beneficios fiscales previstos en la Ley a los proyectos de inversión en generación a partir de fuentes de energía renovable no convencionales, proyectos de cogeneración y proyectos de inversión que contribuyan al uso eficiente de la energía.

3. Medidas de mitigación propuestas para el sector energético

Las opciones de mitigación propuestas están vinculadas a la modificación de la estructura de abastecimiento a favor de un aumento de la participación de fuentes de menor nivel de emisiones en la matriz energética nacional, y la aplicación de medidas que contribuyan a mejorar la eficiencia en el uso y la producción de energía.

Desde el punto de vista de la oferta, se proponen las siguientes medidas de mitigación:

- **Intensificar el desarrollo de las fuentes de energía renovables no convencionales** a nivel nacional, en particular energía eólica y la generación de energía eléctrica a partir de residuos de biomasa.

En el caso de la energía eólica desde el año 2006 se encuentra operativo a nivel de la DNETN un “Programa de Energía Eólica”, financiado a través del GEF, que apunta al desarrollo de la energía eólica a gran escala a nivel nacional. Entre los objetivos propuestos se incluye la elaboración de un relevamiento del potencial eólico del país, el desarrollo de un marco regulatorio y normativo a través del cual se generen condiciones que permitan mejorar la viabilidad económica de los proyectos de forma de acelerar su desarrollo, y el desarrollo de una industria local de componentes para la industria.

En el caso de biomasa, el objetivo es incorporar 200 MW de potencia al año 2015, a partir de residuos y/o subproductos de ciertos procesos productivos, de origen agrícola, forestal e industrial.

El desarrollo de estas fuentes requiere la elaboración de un marco regulatorio específico que establezca las condiciones de compraventa de energía, los mecanismos de remuneración, condiciones y costos de conexión, financiamiento de la inversión, etc., que contribuya a mejorar la viabilidad económica de este tipo de emprendimientos.

En lo que respecta a la energía solar, se recomienda promover el desarrollo de la utilización de energía solar térmica para calentamiento de agua a nivel de los sectores residencial, comercial-servicios y el sector público. Actualmente se encuentra en proceso de aprobación por el Poder Legislativo un proyecto de Ley de Energía Solar Térmica a través del cual se busca promover esta tecnología a través de incentivos económicos que contribuyan a reducir el costo de inversión.

- **Conversión de la Central Térmica de Punta del Tigre (300 MW).** Se trata de una central turbogas de ciclo abierto, que opera con gas oil, y un rendimiento de 40%. La propuesta consiste en transformarla a una central de ciclo combinado, lo que permitiría elevar la eficiencia de la central a un 51%.

Existe la alternativa de convertir la central a gas natural. Esta alternativa es viable en un escenario de disponibilidad de gas natural o de concretarse el proyecto de instalación de la planta de regasificación que se encuentra actualmente en estudio.

La disponibilidad de gas natural permitiría mejorar la eficiencia global del parque de generación térmica que opera actualmente con combustibles fósiles, contribuyendo de esta forma a reducir las emisiones de GEI del sector energético.

- **Implementación de proyectos de cogeneración a nivel de los sectores industrial y comercial-servicios.** En base a estudios preliminares, se estima un potencial de cogeneración de 40 MW. Se propone impulsar la realización de proyectos piloto que contribuyan a difundir esta tecnología. Esta medida podría ser impulsada a través del Programa de eficiencia energética de la DNETN con el apoyo del Fideicomiso de Eficiencia Energética y el sector privado.
- **Reducción de las pérdidas técnicas de energía de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica y redes de gas natural.** El porcentaje actual de pérdidas de las redes es elevado, por lo que se considera que esta medida resulta prioritaria. Esta medida deberá ser impulsada por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y gas natural.

Desde el punto de vista de la demanda, las opciones de mitigación están vinculadas a las medidas que permitan mejorar la eficiencia en el uso de la energía a nivel de los distintos sectores de actividad (política de eficiencia energética), según se indica a continuación:

- **Realización de un Programa de gerenciamiento de la demanda de energía eléctrica.** Esta iniciativa sería impulsada con la empresa distribuidora de energía

eléctrica (UTE). Se basa en la implementación de medidas que permitan desplazar la demanda hacia horas de menor consumo de forma de reducir la demanda en el “pico del sistema”. Usualmente se basan en la aplicación de políticas tarifarias que incentivan al usuario a modificar su modalidad de consumo. En la medida que la definición de la política tarifaria es competencia de la DNETN, esta medida deberá ser considerada en acuerdo con la empresa eléctrica.

- **Desarrollo del mercado de gas natural;** Implementación de políticas que contribuyan a desarrollar el mercado de gas natural, fundamentalmente en los usos calóricos, en sustitución de fuentes de menor rendimiento y mayor nivel de emisiones (fundamentalmente derivados del petróleo y energía eléctrica en algunos usos), en los sectores residencial, industrial y comercial-servicios. Esta medida deberá basarse en una política tarifaria que permita que el gas natural sea competitivo con los sustitutos más cercanos, y una política comercial activa por parte de las empresas distribuidoras que contemple mecanismos de financiamiento de la inversión en el costo de conexión y del equipamiento que contribuya a acelerar el ingreso de esta fuente en el mercado.
- **Implementación de un Programa de Etiquetado energético de equipos de uso doméstico (residencial) y comercial,** que contribuya a la transformación del mercado de equipos a favor de equipos de mayor eficiencia. Esta medida sería implementada durante el período 2009-2010 por parte de la DNETN a través del Programa de Eficiencia Energética. La fiscalización del programa se prevé estaría a cargo de la URSEA.
- **Establecimiento de estándares y normas de eficiencia energética de las características constructivas y materiales utilizados para el acondicionamiento térmico de las edificaciones.** La mejora de las condiciones de aislación térmica de la vivienda permite reducir las pérdidas de energía de las viviendas y un menor consumo de energía en los usos calefacción y refrigeración. Esta medida sería implementada a través de acuerdos con las autoridades con competencia en esta materia, en particular el Ministerio de Vivienda y las Intendencias Municipales.
- **Impulsar la implementación de inversiones en mejoras de eficiencia energética en los sectores industrial y comercial-servicios** mediante la incorporación de tecnologías de mayor eficiencia, sustitución por fuentes de energía de menor nivel de emisiones, en particular gas natural en sustitución del consumo de gas oil, fuel oil y leña, e introducción de mejoras en la organización de los procesos productivos que permitan optimizar el uso de la energía. Esta medida sería impulsada a través de la creación de instrumentos financieros que permitan reducir el riesgo de la inversión, tales como tasas de interés preferenciales y fondos de garantía, cofinanciamiento de estudios de prefactibilidad de los proyectos de inversión y beneficios fiscales que contribuyan a mejorar la rentabilidad de los proyectos,
- **Mejora de eficiencia del sistema de alumbrado público** mediante la sustitución de lámparas de mercurio por lámparas de vapor de sodio de alta presión e incorporación de sistemas de medición. Esta medida sería implementada por las Intendencias Municipales responsables del alumbrado público.

- **Creación de incentivos que permitan acelerar la tasa de reemplazo del equipamiento a favor de equipos eficientes.** Entre otros instrumentos, se sugiere: planes de recambio, tasas de interés preferencial para compra de equipos eficientes, etc.. En el caso de equipos de uso comercial se propone establecer exoneraciones impositivas a la importación de equipos eficientes.
- **Establecimiento de regulaciones que prohíban la comercialización de equipos que no reúnan los niveles mínimos de eficiencia establecidos en el programa de etiquetado energético.**
- **Realización de programas de capacitación y difusión de medidas de eficiencia energética.** Estos programas serían impulsados a través del Programa de Eficiencia Energética de la DNETN, en coordinación con las empresas energéticas, las gremiales empresariales, y universidades.

En el caso particular del transporte, se proponen las siguientes medidas:

- Sustitución de combustibles: promover la incorporación de vehículos híbridos y eléctricos y GNC para uso vehicular.
- Incorporación de biocombustibles: 5% de biodiesel a partir del año 2012 y 5% de etanol a partir del año 2015.
- Creación de incentivos que contribuyan a la renovación del parque vehicular a favor de vehículos más eficientes (de menor consumo específico).
- Difusión de buenas prácticas de manejo y programas de conducción racional.
- Controles periódicos del estado y condiciones de mantenimiento de los vehículos
- Cambios en la organización general del sistema de transporte por modos y medios de transporte:
 - Promoción del transporte intermodal, en particular desarrollo del transporte ferroviario y fluvial, fundamentalmente para el transporte de carga, en sustitución del transporte carretero.
 - Introducción de cambios en el patrón de uso de los vehículos de uso particular a favor de un mayor desarrollo y utilización del transporte público.
- Mejora en el sistema vial urbano mediante la creación de vías de alta velocidad, reducción de congestionamientos, coordinación de semáforos, etc.
- Establecimiento de normas ambientales de control de emisiones vehiculares. A partir de julio de 2008, entró en vigencia un decreto que establece la exigencia de cumplimiento de la Directiva 98/69/CE o norma EPA 98 para el transporte de pasajeros y cargas de vehículos de motor de ciclo diesel. El objetivo es introducir normas ambientales que permitan modificar la configuración del parque vehicular hacia vehículos de mayor eficiencia y menor nivel de emisiones.

Se considera que la implementación de un programa de mitigación requiere de un marco institucional y regulatorio específico, creación de fondos e instrumentos de financiamiento que contribuyan a reducir el riesgo de la inversión e instrumentos económicos, fiscales y señales tarifarias que induzcan a un uso eficiente de la energía.

Evaluación de los costos y potenciales para tecnologías de suministro de energía:

En relación a los costos de las tecnologías de suministro de energía, a continuación se indican los costos de inversión considerados en los análisis económico-financieros de proyectos de generación de pequeño porte disponibles a nivel de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear:

Tecnología	Costo de inversión (USD/kW)
Eólica	1600-2200
Biomasa	1300-1600
Minicentral hidráulica	3000

Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear
“Evaluación económico-financiera proyecto de 10 MW Generación de electricidad a partir de residuos y/o subproductos de biomasa” (2008)
“Evaluación financiera de un proyecto de parque eólico de 10 MW” (2008).

El costo de inversión de los aerogeneradores fue determinado en base a precios de referencia en la región de equipos de la firma Vestas de 2 MW instalados a nivel nacional, incluyendo el costo de obra civil, montaje y conexión a la red.

En el caso de los equipos de generación a partir de biomasa, se consideró el costo de referencia aportado por desarrolladores de proyectos de pequeño porte a nivel nacional.

Finalmente, el costo de inversión correspondiente a microcentrales hidráulicas fue establecido a partir de la información aportada por un relevamiento realizado por la Facultad de Ingeniería.

4. Principales temas al abordar los flujos de inversión y financieros para hacer frente a la mitigación del cambio climático en el sector energético

Desde el punto de vista metodológico, se propone realizar el estudio mediante la aplicación de la técnica de escenarios y el uso de modelos energéticos. En función de la temática y de las posibilidades que ofrece el modelo, se propone la utilización del Modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System) desarrollado por el Stockholm Environment Institute- Boston (SEI – Boston).

Se trata de un modelo analítico, utilizado ampliamente para la realización de estudios de planificación energética y constituye una herramienta adecuada para la realización de estudios de prospectiva de oferta y demanda de largo plazo y la evaluación de programas de mitigación. Por otra parte, existen antecedentes a nivel nacional de

utilización de este modelo para la realización de estudios de prospectiva de demanda y oferta globales y sectoriales.

El modelo presenta una estructura flexible, por lo que la apertura del estudio dependerá de los objetivos y alcance del estudio y la disponibilidad de información.

En lo que respecta a la información disponible, recientemente la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, finalizó la realización de un **“Estudio del consumo de energía”** por fuentes y usos, en términos de energía neta y útil, de alcance nacional, que comprende una caracterización del consumo de energía de los sectores residencial, comercial-servicios, industrial, transporte, agropecuario, construcción, minería y pesca, para el año 2006. La información relevada es de uso público, por lo que estaría disponible para la realización del estudio.

Desde el punto de vista metodológico, se considera necesario la construcción de proyecciones de demanda y oferta de energía por sector para un “Escenario de Referencia” de largo plazo (“escenario business as usual”), que examine los cambios probables en los patrones de consumo energético en ausencia de medidas de mitigación. Este escenario es de tipo tendencial y supone que el comportamiento futuro del sector seguirá la evolución histórica sin grandes cambios estructurales. El mismo recoge hipótesis sobre la evolución de la actividad económica (escenario socioeconómico) y la evolución prevista de las principales variables que determinan la demanda de energía (escenario energético).

En función de la disponibilidad de información y la necesidad de disponer de un horizonte de análisis de largo plazo para el análisis del sector energético, se considera conveniente considerar el período 2006-2030, con años de corte en el 2010, 2015, 2020 y 2025.

Una vez disponible el escenario de referencia, se propone la construcción de un “Escenario de Mitigación” que incorpore el impacto de las medidas de mitigación identificadas sobre la demanda y la oferta de energía desde el punto de vista energético y ambiental (emisiones de GEI).

El modelo permite realizar una evaluación de costo-beneficio de las distintas medidas de mitigación identificadas, por lo que se considera que constituye una herramienta adecuada para la evaluación del impacto de medidas de mitigación en el sector energético.

En lo que respecta a las restricciones de información, se considera necesario disponer de una evaluación del potencial de los recursos energéticos de fuentes de energía renovables no convencionales económicamente aprovechable para fines energéticos, evaluación del potencial de cogeneración y el potencial de eficiencia energética por sector de actividad. Actualmente se encuentran en ejecución en el ámbito de la DNETN estudios de relevamiento del potencial del recurso eólico, residuos de biomasa, solar y cogeneración. Se estima que esta información estaría disponible a partir del segundo semestre del 2009.

Asimismo, se considera adecuado disponer de una evaluación de las oportunidades de sustitución entre fuentes de energía, particularmente en los usos calóricos. Esta

información se estima estará disponible una vez finalice el “**Estudio de prospectiva de la demanda y oferta de energía**” mediante la utilización del modelo LEAP que se encuentra actualmente en ejecución a nivel de la DNETN. Se prevé que el mismo estará disponible en el segundo semestre del 2009.

5. Enfoque propuesto/recomendación para llevar a cabo la evaluación de flujos de inversión y financieros para abordar la mitigación del cambio climático en el sector de la energía

Desde el punto de vista institucional, se considera necesario la creación de una instancia de coordinación general con los organismos encargados de la planificación y la formulación de la política energética, en particular la DNETN, la política de transporte (Ministerio de Transporte y Obras Públicas) y la política de cambio climático, a través de la Unidad de Cambio Climático de la Dirección Nacional de Medio Ambiente.

La implementación de un programa de mitigación requiere una visión de largo plazo y su integración en las políticas sectoriales y nacionales, de forma de garantizar su continuidad.

De la descripción de las medidas de mitigación propuestas se desprende que existe una diversidad de actores vinculados a la implementación de un programa de mitigación. Sin perjuicio de ello, se considera que la DNETN, en su rol de definición de la política energética, tendría un rol protagónico en la implementación de un programa de mitigación en el sector energético.

Desde el año 2005 se encuentra en ejecución un “Programa Nacional de Eficiencia Energética”, a cargo de la DNETN del Ministerio de Industria, Energía y Minería, en el marco de un contrato de donación firmado con el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) y el Banco Mundial. El programa comprende un conjunto de programas destinados a mejorar la eficiencia en la producción y el uso de energía a nivel de los distintos sectores. El programa no incluye acciones orientadas al uso eficiente de la energía en el sector transporte.

Desde el punto de vista institucional, existe un Comité de Eficiencia Energética en el que se encuentran representados los distintos actores vinculados a la implementación de las medidas y proyectos que se impulsan a través del programa (empresas del sector energético, Ministerios, gremiales empresariales, sector académico, instituciones financieras, etc.). A través de este Comité se acuerdan los lineamientos estratégicos y las metas anuales del programa.

En la medida que el programa finaliza en el año 2010, se considera necesario la creación de una estructura institucional que permita dar continuidad a la política de eficiencia energética impulsada en los últimos años y ampliar el alcance del programa.

Inicialmente, se considera que esta estructura institucional debería crearse en el ámbito de la DNETN ya que corresponde a una política energética. Sin perjuicio de ello, y de la diversidad de acuerdos institucionales que requiere la implementación de un programa de mitigación, se considera necesario la creación de un ámbito de coordinación general en el que se encuentren representados al menos los siguientes actores:

- Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, del Ministerio de Industria, Energía y Minería
- Unidad de Cambio Climático de la Dirección Nacional de Medio Ambiente
- Empresas públicas y privadas del sector energético
- Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua
- Corporación para el Desarrollo
- Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII)
- Gremiales empresariales
- Universidades
- Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs)
- Proveedores e importadores de equipos
- Sistema bancario (banca pública y privada).
- Intendencias municipales