

## RESUMEN EJECUTIVO

Para la selección de los proyectos, programas, medidas y acciones orientadas a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a través de la utilización de fuentes nuevas y renovables de energía (FNRE) se tuvieron en cuenta la disponibilidad del recurso energético seleccionado en la zona donde se realizaría el proyecto, la demanda de energía en dichas zonas o la existencia de redes de conexión con otros centros de consumo, la disponibilidad y accesibilidad al mercado de equipos necesarios para la concreción y continuidad del proyecto, la disponibilidad y accesibilidad de infraestructura de O&M en la región, el costo-efectividad de los programas, proyectos e iniciativas para disminuir las emisiones de GEI, la viabilidad económica y financiera a través de la utilización del Mecanismo de Desarrollo Limpio y otros programas, así como diversos aspectos ambientales.

Sobre la base de esos criterios se seleccionaron proyectos que tuvieran posibilidad de concretarse en el intervalo de los 10 años considerados, siempre que se dieran las condiciones de marco legal de apoyo a la Fuentes Nuevas y Renovables de Energía (FNRE) así como medidas de promoción tanto para los potenciales usuarios cuanto para los proveedores de tecnología. En todos los casos se calcula el costo de los equipos y según la aplicación el costo del kWh generado.

Para el aprovechamiento de la **energía Eólica**, se ha tenido en cuenta tanto su aporte a la generación distribuida de electricidad, como el desarrollo de centrales de gran potencia para la conexión a la red de distribución regional o nacional. En el primer caso el PERMER prevé la instalación de alrededor de 2.000 equipos para el abastecimiento autónomo de viviendas en el ámbito rural del interior de la provincia del Chubut, que permitirá satisfacer necesidades de electricidad a aproximadamente 8.000 personas. La potencia total estimada es de 900 kW. El programa comenzará con una prueba piloto de 115 equipos en las áreas rurales conocidas como “Comunidad aborigen Pocitos de Quichaura” y “Costa del Ñorquinco”.

En lo referente a parques eólicos de potencia, se han identificado 6 proyectos que habían sido estudiados en detalle antes del año 2001 para su instalación y quedaron sin concreción por la modificación del tipo de cambio. Estos proyectos suman una

potencia de 317 MW con una generación de 1.090.632 MWh/año. Asimismo se han identificado 6 proyectos que se encuentran en el marco del Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica, con una potencia total de 380 MW y una generación anual de 1.296.480 MWh. Todos estos proyectos tienen una localización precisa, un costo estimado tanto de la instalación como de la energía producida y empresas interesadas en su concreción. Asimismo se identificaron otros 6 proyectos con un total de 1.200/1.400 MW y una posible generación de electricidad de 4.313.000/5.000.000 kWh/año. Estos últimos proyectos son más indefinidos en cuanto a su localización y posibles interesados, habiéndose estimado los costos de instalación y de generación.

En resumen, los proyectos eólicos propuestos suman un total de 1.898 a 2.098 MW de potencia a instalar con una capacidad de generación del orden de 6.821.450 a 7.510.223 MWh/año.

El empleo de la energía de **Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)** se analizó desde tres fajas del mercado: generadores hidroeléctricos de tipo domiciliario, suministro eléctrico de localidades aisladas y PAH conectados al Sistema Interconectado Nacional. Para la primera faja del mercado se estimó la posibilidad de instalar 1.000 PAH de 25 kW c/u lo que hace un total de 25.000 kW y una generación anual de 109.500 MWh. Para el suministro eléctrico de localidades aisladas se identificaron 4 proyectos concretos con una potencia total de 8.400 kW y una capacidad de generación de 52.619 MWh/año, con localizaciones específicas y datos de salto y caudal. Para las aplicaciones de PAH conectados al Sistema Interconectado Nacional también se han identificado 4 proyectos concretos que suman 1.300 MW de potencia y una capacidad de generación anual de 98.164 MWh, con la información necesaria que los caracteriza. Para todos estos proyectos se da el costo de instalación y el de generación.

En forma adicional, se presenta una lista de aproximadamente 90 posibles Proyectos de PAH que podrían construirse, con los datos básicos como nombre del proyecto, curso de agua, provincia, salto, caudal, potencia, energía anual y costos de generación, una potencia total de 129.749 kW y una generación posible estimada en 758.142 MWh/año. Estos proyectos deberían ser revisados en función de las condiciones

actuales, en algunos casos profundizar los estudios y darse un orden de prioridad para su construcción.

En lo referente a la **conversión térmica de la energía solar** se ha propuesto el empleo de **calentadores de agua** para uso domiciliario en zonas donde se emplea gas en garrafa. Para lograr un programa de instalaciones de estos sistemas en Argentina serán necesarias la utilización de incentivos y la realización de campañas que hagan conocer las ventajas de los equipos. Uno de los factores muy limitantes en la actualidad es el alto costo inicial de los equipos por lo que es necesario otorgar financiaciones ventajosas si se quiere promover esta tecnología. Teniendo en cuenta las posibilidades reales de aplicar estas políticas en la Argentina, se estima que se podría llegar a un valor de 0,05 m<sup>2</sup> por persona instalados para el año 2015. Esto implicaría, como hipótesis de máxima, la existencia de 1,8 millones de metros cuadrados de colectores en el país para esa época, lo que se lograría mediante la instalación de 180.000 m<sup>2</sup> anuales. Si se mantienen los costos actuales la inversión asociadas sería de unos 770 millones US\$, con lo cual se lograría un ahorro en el consumo de GLP del orden de las 250.000 toneladas anuales.

También se propone el uso de **cocinas solares** del tipo de concentrador parabólico tanto para uso domiciliario cuanto colectivo, sobre todo en escuelas albergue. Su aplicación se identifica en regiones soleadas como las que se dispone en la zona andina y valles subandinos de la Argentina (Salta, Jujuy, Tucumán, Catamarca, La Rioja, San Juan, Mendoza). En el caso de cocinas familiares se estima que se podría llegar a instalar las cocinas en las zonas soleadas de estas provincias, cuya población se puede estimar en un 10 % del total, o sea unas 460.000 habitantes. Teniendo en cuenta que una familia típica puede tener 5 personas, se está hablando de 92.000 cocinas. Se deberían instalar unas 9.200 cocinas por año si se desea culminar con la instalación en el 2015.

Para el caso de cocinas de uso colectivo en la zona andina y subandina los estudios realizados muestran que existen en la región en el orden de 3.000 escuelas albergue. Haciendo una hipótesis de uso en comedores para mayores y en diversos

emprendimientos podemos estimar una cantidad total de 6.000 cocinas comunales a instalar.

Asimismo se propone un proyecto de **viviendas solares** para las cuales los sistemas más utilizados de captación solar son los llamados sistemas pasivos y comprenden el uso adecuado de las ventanas, invernaderos, muros de captación solar y otros. El análisis de la fracción de ahorro solar realizada por una metodología standard como función de la relación entre área de colección y carga térmica indica que los sistemas solares son capaces de cubrir el 70 % de la carga térmica total. El resto deberá ser cubierto mediante calor auxiliar. En el país se han construido varias decenas de edificios solares pero no existe aún un esfuerzo masivo necesario para lograr un uso extenso. Se deberá actuar tanto en lo que tiene que ver con las normas a cumplir con los edificios nuevos que se construyan así como en recambios de edificios ya construidos.

Para el aprovechamiento de la **conversión fotovoltaica de la energía solar** se tuvo en cuenta que en Argentina hay una demanda aislada insatisfecha bastante importante siendo poco probable que en los próximos 10 o 15 años pueda ser cubierta mediante la extensión de redes de distribución debido al alto costo por usuario, a las relativamente pequeñas demandas de los usuarios dispersos y a sus limitadas posibilidades económicas, por lo que la estimación de la evolución del mercado fotovoltaico se realizó suponiendo que todos los equipos a instalar se destinarían a satisfacer demandas aisladas. Esto abarca el mercado rural disperso en áreas de bajos ingresos económicos, el mercado rural en áreas de producción agropecuaria intensiva y los usos profesionales para el abastecimiento de energía eléctrica a sistemas grandes de comunicaciones, a la transmisión de datos y monitoreo, a la protección catódica de gasoductos y poliductos. El actual Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) finaliza el año próximo y si bien este no cubre todas las aplicaciones mencionadas es un importante incentivo para el crecimiento del empleo fotovoltaico. Considerando que sea factible la implementación de un PERMER II o programa similar se puede estimar que el crecimiento del mercado fotovoltaico sería del orden del 20 % anual durante los próximos 10 años. Ello lleva a una potencia instalada en el año 2015 de 48,3 MW generando 73.450 MWh/año de electricidad.

Para el aprovechamiento de la **energía de biomasa** se ha considerado por un lado **la biomasa leñosa**, proponiendo su empleo para la generación de electricidad a través de 10-14 Centrales en el período de 10 años, con potencia máxima de 8,5 MW cada una, con funcionamiento de unas 7.000 h/año, con un consumo de 142.100 t/año de biomasa leñosa (leña y residuos de los aserraderos), estimándose una generación de electricidad de alrededor de 59.500 MWh cada central. Se propone instalar 4 en el Chaco, 3 en Santiago del Estero, 3 en Formosa y 4 en Salta. Asimismo se propone usar este combustible para alimentar cocinas con un rendimiento del 80% en las provincias con alta disponibilidad de este recurso como son Chaco, Corrientes, Jujuy, Formosa, Misiones, Salta, Santiago del Estero y Tucumán estimándose una instalación de 300 de ellas en el período considerado.

También se menciona la generación de biogás tanto por aprovechamiento del estiércol como en el caso concreto de rellenos sanitarios municipales localizado en Villa Domínico (Partido Avellaneda, provincia de Buenos Aires) en un predio de 290 hectáreas donde fueron acumuladas 40 millones de toneladas de residuos en los últimos 26 años.

Finalmente se analiza el empleo de Biodiesel en mezclas de hasta el 20% (denominado B20, es decir, 20% de Biodiesel y 80% de Gasoil), tomando en cuenta satisfacer el consumo actual del transporte automotor de carga con biodiesel B20, en base a aceite de soja, demandaría una molienda de alrededor de 9,76 millones de toneladas de esa oleaginosa. Se supone que el desarrollo de la producción de biodiesel podría realizarse usando la capacidad ociosa de la molienda, estimada en 16% de la capacidad instalada, siendo esta de 28 millones de toneladas/año, lo que posibilitaría cubrir el 42% de la demanda de biodiesel B20.

Para el aprovechamiento de la **energía geotérmica** se consideró su empleo en proyectos de alta y de baja entalpía.

El único yacimiento estudiado a nivel de anteproyecto para la generación de electricidad es el de Copahue, provincia del Neuquén, por lo tanto se considera que como máximo se podría poner en operación una central eléctrica de 30 MW en este campo geotermal, la cual estaría conectada al sistema eléctrico nacional. Se estimó

que la misma podría entrar en operación en el año 2010 entregando 199.730 MWh/año, asumiendo un factor de capacidad medio de 76 %. El costo de una central de esta potencia está en el orden de 30 a 35 millones de US\$ resultando el valor del kWh de 3 a 5 centavos de US\$ dependiendo de las hipótesis financiera que se hagan.

El resto de yacimientos de alta entalpía requiere todavía de un mayor nivel de estudios para determinar su potencial y por lo tanto se asume que escapan a la posibilidad de empleo en los próximos 10 años,

En el caso de aprovechamientos de baja entalpía se consideraron posibles aplicaciones en uso sanitario, calefacción domiciliaria, invernaderos, cría de peces, uso industrial y derretimiento de nieve, dejando de lado el uso en balneología porque en la mayoría de los casos no puede ser sustituido por fuentes de energía de origen fósil. Se estima que la potencia actualmente instalada puede llegar a triplicarse en los próximos 10 años, lo que lleva a una potencia acumulada de ~200 MWt y una energía anual total de ~700.000 MWht.

Para el estudio de mitigación de los GEI por la incorporación de los proyectos antes descritos, se analizaron dos Escenarios, uno de Base y otro de Mitigación, mediante el uso del modelo LEAP (Long-Range Energy Alternatives Planning System) desarrollado por el Stockholm Environment Institute – Boston Center at the Tellus Institute. La proyección se realizó mediante una apertura de los consumos en los principales sectores, subsectores y fuentes donde se considera viable y significativa la penetración de las fuentes renovables de energía en cada escenario. La penetración de cada fuente se tiene en cuenta a nivel de uso en base a los proyectos descritos, y se incorpora como un dato al LEAP.

El escenario energético de Base o de Referencia se construyó tomando como punto de partida la Prospectiva 2002 dada por la Secretaría de Energía de la Nación, dado que es la única información oficial con proyección a mediano y largo plazo que cubre el período 2003-2012

Para el Año Base 2000 se tomaron los datos del Balance Energético, y para los años de corte 2005 y 2010 se siguieron las pautas dadas por la Secretaría de Energía en su

Prospectiva 2002, en todo lo referente a la oferta de generación, la importación y la exportación de electricidad. Asimismo, para la distribución de centrales eléctricas en el período considerado que entran en operación y las reservas de petróleo y gas, se siguieron los datos dados por la Secretaría de Energía en la mencionada Prospectiva. Para el año horizonte se siguió la tendencia 2005-2010. Se tuvo en cuenta un escenario socioeconómico siguiendo los lineamientos presentados por el Ministerio de Economía y Producción. Se asume que el nuevo contexto macroeconómico iniciado por Argentina recientemente podrá ser mantenido. La composición sectorial del producto está basada en estimaciones propias que toman en cuenta los sectores que impulsan el crecimiento global.

Para los escenarios de Base y de Mitigación se presenta la evolución de la distribución de consumo energético por sector, y dentro de cada uno de estos por tipo de fuente, para el período 2000-2015, dando también valores para los años de corte 2005 y 2010. Para ambos casos se indican las centrales de generación eléctrica incorporadas entre los períodos de corte, así como los requerimientos de energía primaria.

Para los dos escenarios se calculó también la evolución de las emisiones de GEI. Las emisiones se expresan por sectores y por fuente para los 6 gases (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>DM) y se tabulan las diferencias de emisiones entre los años Base y Mitigación por sector y por fuente. En ambos escenarios se dan por separado las emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico; los valores de CO<sub>2</sub> biogénicos son mayores en el escenario de Mitigación que el escenario de Base dado que se ha considerado el aporte de la biomasa en centrales de servicio público, agro, residencial, comercial, servicios y público.

Comparando las emisiones de CO<sub>2</sub> no biogénico en ambos escenarios se observa para los años de corte que la reducción es un 0,34 % para el 2005, un 2,07% para el 2010 y un 4,65 % para el 2015.

Finalmente se resume la diferencia de emisiones entre el Escenario de Base y el escenario de Mitigación en términos de CO<sub>2</sub> equivalente en forma porcentual.

Se concluye que para cada uno de los gases considerados las emisiones acumuladas del escenario de mitigación son inferiores a las del escenario base. Sin embargo, para

todos los gases distintos del CO<sub>2</sub> no biogénico las emisiones de las centrales de servicio público a biomasa constituyen una contribución positiva a las emisiones del escenario de mitigación respecto del escenario base.

En términos de CO<sub>2</sub> equivalente, las emisiones del escenario de Mitigación son inferiores a las del Base. La mayor contribución al ahorro de emisiones (60% del ahorro de emisiones en el 2015) se produce por la sustitución del gas natural en centrales de servicio público de turbovapor (TV) y turbogas (TG) y en menor medida en el sector residencial, comercial, servicios y público. La sustitución del gas oil por el biodiesel también impacta significativamente sobre las emisiones, contribuyendo con un 33% del total de ahorro de emisiones en el 2015.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de la diferencia de emisiones acumuladas para CO<sub>2</sub> no biogénico, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

**Diferencia acumulada de emisiones de CO<sub>2</sub> no biogénico, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O entre escenarios durante el período 2000-2015**

GEI	Emisiones acumuladas 2000-2015	
	Gg	Gg CO <sub>2</sub> e q
CO <sub>2</sub>	42.738	42.738
CH <sub>4</sub>	2,16	45,37
N <sub>2</sub> O	1,28	395,52

En función del valor actual del CO<sub>2</sub> (10 US\$/ton) comercializado a través de MDL se estimó que la venta del CO<sub>2</sub> podría representar un monto del orden de los 427 millones de US\$, monto acumulado a valor constante hasta el año 2015, el cual contribuiría a mejorar la rentabilidad de los proyectos en especial los sistemas de generación de electricidad conectados a las redes.

En la Tabla siguiente se resumen los aportes por sector y por fuente a la reducción de CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub> no biogénico+21CH<sub>4</sub>+310N<sub>2</sub>O) de acuerdo a la propuesta realizada de proyectos de FNRE.

### Emisiones evitadas CO<sub>2</sub> equivalente de CO<sub>2</sub> no biogénico, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O

Sector	Fuente	Gg				
		2000	2005	2010	2015	Total acumulado 2000-2015
Residencial	Solar	0	48,05	217,62	499,71	2.652,44
	Biogas	0	95,35	485,85	1.085,14	5.844,38
Industria	Solar	0	4,26	25,36	64,67	314,18
	Geotermia	0	2,13	7,25	13,86	88,87
Centrales Eléctricas	EPAH	0	0	141,93	358,98	1737,90
	Eólica	0	0	638,68	2871,87	11419,03
	Geotermia	0	0	127,74	107,70	947,23
	Biomasa	0	0	252,65	426,06	2483,71
Comercial	Solar	0	20,21	90,13	221,06	1.132,72
	Biogas	0	26,76	146,24	348,75	1.806,09
	Geotermia	0	13,47	57,35	100,48	622,12
Transporte carretero	Biodisel	0	171,50	923,01	2.216,68	11.415,00
Agropecuario	Geotermia	0	0	8,98	32,10	132,39
	Biodisel	0	43,38	212,10	491,83	2.582,89
<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>425,11</b>	<b>3334,89</b>	<b>8838,89</b>	<b>43.178,95</b>

Considerando el total acumulado, la mayor contribución a la reducción de emisión de CO<sub>2</sub> equivalente la realiza la biomasa en general con el 56 %, contribuyendo sólo el Biodiesel con el 32 %. Sigue la energía eólica con un aporte del 26,5 %, la solar (térmica más eléctrica) con el 9,5 % y la PAH y la geotérmica (térmica más eléctrica) con el 4 % cada una.