

## 6. MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

### 6.1. Opciones de mitigación en áreas protegidas

Según el IPCC el sector forestal puede contribuir a la mitigación del Cambio Climático por dos vías: a) aumentando la capacidad de fijación de carbono, creando o mejorando los sumideros y b) previniendo o reduciendo la tasa de liberación del carbono ya fijado en los sumideros existentes. Las actividades de fijación de carbono podrían incluir tratamientos silviculturales, agroforestería, aforestación, reforestación y restauración de áreas degradadas. La no emisión enmarca actividades de conservación y manejo forestal sostenible incluyendo la protección del bosque.

El estudio “Opciones de Mitigación del Cambio Climático en Áreas Protegidas” fue realizado con el objetivo de contabilizar la cantidad de carbono almacenado en las principales áreas protegidas del país y su potencial de fijación en un horizonte de 15 años, e identificar las áreas que por su ubicación geográfica, cantidad de ecosistemas que albergan y los riesgos de extinción de estos, podrían ser consideradas para desarrollar programas dirigidos a la conservación de las áreas protegidas e implementación de la venta de servicios ambientales, considerándose éstas como opciones de mitigación del cambio climático en dichas áreas.

El Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Nicaragua cuenta con 76 áreas las cuales ocupan 2,242,193 hectáreas, equivalentes al 17% del territorio nacional distribuidas en las categorías de manejo presentadas en el Cuadro 6.1.

**Cuadro 6.1.** Superficie protegida por categoría de manejo.

Categorías de manejo	Numero de áreas	Extensión (hectáreas)
Reserva Natural	61	1,055,005
Parque Nacional	3	25,327
Reserva Biológica	2	313,980
Monumento Nacional	2	18,930
Monumento Histórico	1	375
Refugio de Vida Silvestre	4	92,350
Reserva de Biosfera	1	730,000
Reserva de Recursos Genéticos	2	6,226
<b>TOTAL</b>	<b>76</b>	<b>2,242,193</b>

Del cuadro anterior se deduce: a) que el 36.8% de la superficie total de las áreas protegidas pertenece a categorías de uso muy estrictas, permitiendo sólo investigación, recreación y turismo (reservas biológicas, parques nacionales, reservas de recursos genéticos, áreas naturales protegidas de interés nacional); b) el 62.3% permiten manejo forestal y su utilización por comunidades étnicas, manejo de fauna y turismo (refugios de vida silvestre, reservas forestales, reservas genéticas forestales, reserva nacional de recursos y reservas naturales); c) el 0.9% se utiliza exclusivamente para recreación y turismo (monumentos nacionales e históricos).

En el Mapa 6.1 se presenta la ubicación de las áreas protegidas de Nicaragua, las que encuentran distribuidas en las tres regiones naturales del país, no obstante las reservas mas grandes en territorio y biodiversidad están localizadas en la región Atlántica del país.

**Mapa 6.1.** Localización de las Areas Protegidas de Nicaragua.



La escasa sistematización de la información sobre el estado y calidad del recurso forestal, inclinó a los investigadores a utilizar el Sistema de Zonas de Vida de Holdridge, sobre la base de las consideraciones siguientes:

- † La clasificación de las zonas de vida de Holdridge tiene reconocimiento mundial y es la más utilizada en la región, lo que permite estandarizar la información para los países centroamericanos.
- † Una zona de vida representa a un área geográfica en la que confluyen asociaciones de flora y fauna y se caracteriza por condiciones particulares de temperatura, precipitación y humedad, lo que permite asumir valores promedio de biomasa, ante la ausencia generalizada de datos.

#### **a. Consideraciones metodológicas**

Para el cálculo del carbono conservado, primero se determinó el área de los diferentes tipos de ecosistemas forestales existentes en cada área protegida, según el trabajo de georeferenciación de los mapas de ecosistemas MARENA/CBA (2000). Para cada ecosistema se asignó una cantidad de carbono existente según los datos y estudios realizados por reconocidos científicos en este campo, entre otros, Brown & Lugo (1982-1984), Olson (1982), FAO, Houghton (1983).

Para el cálculo del carbono en el suelo se utilizaron los datos de los estudios de Schlesinger (1984) y Buringh (1984).

Para las distintas áreas clasificadas se dividieron los bosques secundarios y primarios, además de las áreas de cultivo y ganadería a la cuales se les calculó la cantidad de carbono conservado en los bosques primarios. También se determinó la fijación de carbono que tendría lugar en los bosques secundarios por la futura regeneración natural a presentarse en un horizonte de tiempo proyectado de 15 años; así como la fijación producto de prácticas agroforestales y silvopastoriles en las áreas de cultivo y ganadería.

Para el cálculo del carbono en el suelo, se considero el criterio que en el cambio de uso del suelo se pierde un 60% del total del carbono existente (IPCC, 2000), lo cual está relacionado con el hecho de que solamente se pierde la materia orgánica superficial que representa el 60% del total del carbono almacenado en el suelo. La biomasa se calculó como valor promedio de la biomasa de las zonas de vida presentes en las Áreas Protegidas (utilizando a su vez el valor promedio de la biomasa por tipo de bosque y zonas de vida).

Asumiendo una tasa anual de deforestación para las áreas protegidas de 1.21%<sup>17</sup>, el carbono liberado sería de 18,712,188.18 toneladas en 15 años; mientras las emisiones evitadas totalizarían 35,938,611.07 toneladas. Por efectos de recuperación de suelos de vocación forestal dentro de las áreas protegidas a través de acciones de regeneración natural o reforestación, considerándose como promedio anual de incremento en biomasa 5 ton/ha/año, se produciría una fijación de 55,578,600.00 toneladas de carbono. La suma del carbono conservado por no emisión y el carbono fijado, da como resultado 91,517,211.07 toneladas de carbono para las seis áreas protegidas consideradas.

La metodología empleada permite la valoración de las áreas protegidas sin proyecto y con la implementación de proyectos, además del cálculo de los costos de oportunidad que deberían compensarse a las familias que habitan las zonas de amortiguamiento de las áreas protegidas.

## **b. Consideraciones legales**

Las áreas protegidas de Nicaragua, aunque cuentan con un marco legal definido, no poseen estructuras administrativas y operativas, ni los instrumentos de gestión adecuados (planes de manejo); siendo este un caso típico de los países en desarrollo los cuales carecen de los recursos financieros e institucionales indispensables para asumir a plenitud la responsabilidad de la protección de los bosques naturales. Producto de lo anterior las áreas protegidas enfrentan una serie de problemas que ponen en peligro su existencia, tales como: a) el avance de la frontera agrícola; b) los frentes de colonización; c) los incendios forestales; d) la expansión de cultivos a larga escala; e) el arraigo de patrones culturales y prácticas productivas no sostenibles y ; f) el incremento de la pobreza, entre otros.

---

<sup>17</sup> NITLAPAN 1996. Diagnóstico de la producción agropecuaria del interior del país.

Las necesidades insatisfechas acumuladas en países como Nicaragua, son inmensas en todos los campos y los servicios ambientales prestados por el bosque no son reconocidos por el mercado, apareciendo ante los agentes económicos como servicios carentes de precio, incapaces de generar ingresos a quienes los proporcionan, a diferencia de los usos alternativos del suelo que sí generan ingresos monetarios inmediatos; lo que indica que, para contener el cambio del uso del suelo en contra de los usos forestales, y corregir la falla de mercado, es preciso introducir cambios en el esquema de incentivos del sector.

De acuerdo a lo establecido en el Protocolo de Kyoto, Nicaragua ha desarrollado la primera fase de los requerimientos para participar en el mercado internacional de venta de carbono; con la realización del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI); encontrándose en proceso la fase institucional – organizativa que definirá los mecanismos específicos de implementación y comercialización de los servicios.

### c. Potencial de las áreas protegidas de Nicaragua

El estudio “Opciones de Mitigación del Cambio Climático en Áreas Protegidas” centró su atención en tres posibles líneas de mitigación, tales como: **evitar** y **reducir** emisiones a través de la protección de bosques y suelos, protección contra incendios e invasiones y **secuestro** de carbono mediante la recuperación de suelos de vocación forestal, entre otras. Dichas acciones podrían ser implementadas mediante las dos opciones siguientes: propuesta de **áreas piloto** y **demostrativas**.

Las áreas protegidas con potencial para el desarrollo de proyectos pilotos para la mitigación de gases de efecto invernadero son: BOSAWAS, CERRO SILVA, INDIO MAÍZ, WAWASHAN, LOS GUATUSOS, y COSIGÜINA (Ver Mapa 6.1). En el Cuadro 6.2, se describen las principales características de las áreas protegidas seleccionada.

Estas fueron seleccionadas en base a los criterios siguientes:

- a) Satisfacer objetivos nacionales de conservación;
- b) Potencialidades para brindar bienes y servicios ambientales (conservación y fijación de Carbono);
- c) Representatividad de ecosistemas;
- d) Relación con poblaciones rurales;
- e) Posibilidad de establecer conectividades biológicas o socio ambientales;
- f) Presencia de bosques y ecosistemas naturales y
- g) Amenazas por acción antropogénica.

Las seis áreas propuestas totalizan 1,665,545 has. teniendo además una ventaja comparativa de importancia, todas ellas enlazan y se articulan con ecosistemas y territorios de importancia nacional e internacional, y además coinciden con las prioridades de atención que tiene el Corredor Biológico del Atlántico (CBA) que es la parte nicaragüense del Corredor Biológico Mesoamericano (CBM).

**Cuadro 6.2.** Resumen de las principales generalidades de las áreas protegidas seleccionadas.

ÁREA PROTEGIDA	GENERALIDADES
BOSAWAS	<p>Área: 730,000 has. (MARENA, 1999).</p> <p>Cuenta con oficinas admin. en Managua y en la zona.</p> <p>Se ha contratado a personal de campo.</p> <p>Posee algún financiamiento.</p> <p>Diversidad de ecosistemas.</p> <p>Plan de manejo en proceso.</p> <p>Potencial de conservación de carbono en 15 años: 12,598,578.5 toneladas.</p>
CERRO SILVA	<p>Área: 286,000 has.</p> <p>Cuenta con programa de investigación.</p> <p>Diversidad de ecosistemas.</p> <p>Posee algún financiamiento.</p> <p>Enlaza importantes áreas en la región del Caribe de Nicaragua.</p> <p>Potencial de conservación de carbono en 15 años: 5,701,276.76 toneladas.</p>
INDIO MAÍZ	<p>Área: 361,875 has.</p> <p>Existen algunos estudios preliminares.</p> <p>Enlaza importantes ecosistemas y áreas protegidas de Nicaragua y de Costa Rica.</p> <p>Cuenta con algún financiamiento.</p> <p>Muy amenazada por invasiones.</p> <p>Potencial de conservación de carbono en 15 años: 4,434,363.70 toneladas.</p>
WAWASHAN	<p>Área: 231,500 has.</p>
	<p>Existen algunos programas de investigación.</p> <p>Protege importantes ecosistemas.</p> <p>Potencial para enlazar importantes ecosistemas en la región del Caribe del país.</p> <p>Amenazada por minería forestal</p> <p>Potencial de conservación de carbono en 15 años: 3,888,761.26.</p>
LOS GUATUSOS	<p>Área: 43,750 has.</p> <p>Cuenta con Plan de Manejo.</p> <p>Tiene programas de investigación y parcelas de muestreo.</p> <p>Hay personal de campo contratado.</p> <p>Existe infraestructura para la investigación y administración.</p> <p>Conecta importantes ecosistemas del Caribe y el Pacífico de Nicaragua y Costa Rica.</p> <p>Posee algún financiamiento.</p> <p>Potencial de conservación de carbono en 15 años: 734,917.08 toneladas.</p>
COSIGÜINA	<p>Área: 12,420 has.</p> <p>Conecta y enlaza importantes ecosistemas de la cadena volcánica del Pacífico.</p> <p>Es una muestra representativa de los ecosistemas de altura del Pacífico.</p> <p>Cuenta con algún personal de campo</p> <p>Acceso fácil al área.</p> <p>Se encuentra dentro de áreas críticas y degradadas, con potenciales para la reforestación y secuestro de carbono.</p> <p>Potencial de conservación de carbono en 15 años: 134,097.84 toneladas.</p>

Para determinar los costos de mantenimiento se tomaron como referencia, planes de manejo elaborados en Nicaragua para las áreas protegidas siguientes: Refugio de Vida Silvestre de Los Guatusos, Refugio de Vida Silvestre del Río San Juan, Bosawas que está en proceso de elaboración; así como planes de manejo de otros países de Latinoamérica; con los cuales se obtuvo el costo promedio por hectárea como base para el cálculo de costos de mantenimiento de cada área.

Los valores base relativos a los beneficios potenciales que brindarían las áreas protegidas en función de la venta de servicios ambientales, fueron establecidos sobre la experiencia acumulada por otros países en similitud de condiciones con Nicaragua. Los costos de oportunidad se han definido en base a estudios realizados en las zonas rurales de Nicaragua y en el estudio están referidos a los costos de las opciones para la implementación de acciones de mitigación, tomando como criterio el costo unitario por hectárea de la implementación de un plan de manejo.

#### d. Relación área – costo en áreas protegidas pilotos

En el Cuadro 6.3 se sintetiza la relación área – costo en las áreas protegidas propuestas como proyectos piloto. El cálculo del porcentaje de área de los territorios municipales que participan en cada una de las áreas protegidas, se realizó por métodos cartográficos y los valores de la tabla corresponden a cifras que se tomaron de fuentes secundarias, como la población (INEC, 1995) y los datos por familia (Nitlapan, 1996).

**Cuadro 6.3.** Relación área – costo en áreas protegidas pilotos.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Cerro Silva	Bluefields Kukrahill Rama	0.60	3,514.00	84.34		200.14	260.18	460.32	38,821.89	
		0.10	4,616.00	18.46		200.14	260.18	460.32	8,499.42	
		0.12	37,199.00	178.56	281.36	200.14	260.18	460.32	82,193.26	129,514.57
Cerro Wawashan	Cruz de Río Grande Kukrahill Laguna de Perlas	0.30	12,641.00	151.69		200.14	260.18	460.32	69,827.48	
		0.02	4,616.00	3.69		200.14	260.18	460.32	1,699.88	
		0.65	2,928.00	76.13	231.51	200.14	260.18	460.32	35,043.55	106,570.91
Los Guatusos Bosawas	San Carlos Bonanza Wiwili El Cua Siuna Waspan Waslala	0.17	19,824.00	134.80	134.80	200.14	260.18	460.32	62,053.16	62,053.16
		0.35	7,351.00	102.91		200.14	260.18	460.32	47,373.79	
		0.40	46,537.00	744.59		200.14	260.18	460.32	342,753.62	
		0.60	54,560.00	1,309.44		200.14	260.18	460.32	602,766.74	
		0.15	44,688.00	268.13		200.14	260.18	460.32	123,425.77	
		0.30	29,781.00	357.37		200.14	260.18	460.32	164,506.93	
		0.05	28,842.00	57.68		200.14	260.18	460.32	26,553.33	
Indio Maíz	San Juan del Norte El Castillo Bluefields	1.00	33.00	1.32		200.14	260.18	460.32	607.63	
		0.45	9,402.00	169.24		200.14	260.18	460.32	77,903.40	
		0.25	3,514.00	35.14	205.70	200.14	260.18	460.32	16,175.79	94,686.82
Volcán Cosigüina	El Viejo	0.21	35,448.00	297.76	297.76	200.14	260.18	460.32	137,067.57	137,067.57
<b>TOTAL</b>				<b>3,991.26</b>	<b>3,991.26</b>					<b>1,837,273.21</b>

I. Áreas Protegidas, II. Municipios, III. % de área cubierta por municipio, IV. Población rural, V. Fracción de la población rural, VI. Suma de la fracción, VII. Costo de oportunidad según Nitlapan, VIII. Costo de oportunidad indirecto, IX. Suma del costo directo e indirecto, X. Costo total (V x IX), XI. Suma del costo total por área protegida en dólares de los Estados Unidos de América.

En el Cuadro 6.4, se presentan las estadísticas básicas de la propuesta de Proyecto Piloto de la reserva de la biosfera Bosawas.

La relación Beneficio – Costo del Proyecto Piloto Bosawas (Cuadro 6.5) muestra que de implementarse proyectos de mitigación del cambio climático en áreas protegidas, los beneficios serían lo suficientemente grandes para proteger el bosque y aliviar la pobreza en que se encuentran sumergidos los habitantes de las zonas de amortiguamiento de las áreas protegidas.

**Cuadro 6.4.** Proyecto Piloto reserva de la Biosfera Bosawas.

Tipo de proyecto:	Conservación forestal y energía alternativa: fijación, reducción y mitigación de emisiones de carbono, en área núcleo y de amortiguamiento.
Ubicación:	Al norte de Nicaragua, frontera con Honduras, comprende parte de los Departamentos de Jinotega y la RAAN.
Área del proyecto:	730,000 hectáreas
Marco ecológico:	Bosque Tropical, siempreverde, latifoliado, de zonas altas y bajas. Estacional y semideciduo. Sistemas agropecuarios con diferentes grados de pendientes.
Perfil de diversidad	Existen algunos estudios dendrológicos y faunísticos, sin embargo aún falta completar la información.
Socios en el Proyecto	El gobierno de Nicaragua a través de MARENA, ONGs internacionales (Alistar, GTZ, etc.) y organizaciones locales
Financiación del proyecto	Aún por definirse
Duración del proyecto:	Quince años a partir de la fecha de negociación.
Opciones prioritarias de mitigación	Conservación de Carbono; estabilización de la zona de Amortiguamiento y protección del área núcleo (fomento de agroecología, ecoturismo y control de incendios y de invasiones).
Total de beneficios de carbono estimados	Hasta 12,598,578.59 de toneladas métricas de carbono (estimación preliminar)

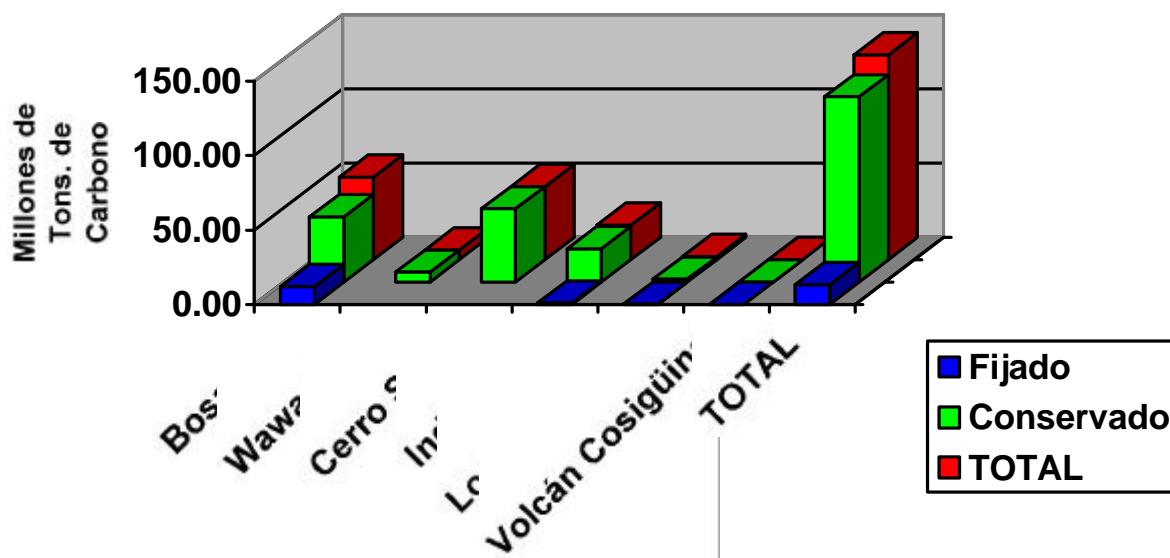
#### e. Opciones potenciales de mitigación en el sector áreas protegidas

Las opciones potenciales de mitigación propuestas, a través de la creación de áreas piloto como del área demostrativa y sus características se resumen en el Cuadro 6.6.

La propuesta de **área demostrativa**, consiste en formular un gran proyecto de mitigación del Cambio Climático en las áreas del CBA, en donde las opciones de Ecoturismo, Secuestro y conservación de Carbono, Bioprospección y energía no convencional e hidroeléctrica, principalmente, encuentren verdaderas oportunidades en el mercado de Carbono, de manera que los costos de transacción sean bajos por la extensión territorial que comprende. Para llevar a cabo esta opción urge la realización de estudios y actualización de la información con el objetivo de disminuir al máximo las incertidumbres de los cálculos actuales.

En la Fig. 6.1, se muestra la cantidad potencial de carbono que puede ser conservado si se implementaran proyectos de mitigación que enfrenten las principales intervenciones en las áreas protegidas, como es la deforestación, los incendios forestales y el avance de la frontera agrícola.

**Figura 6.1.** Potencial de carbono que puede ser conservado en áreas protegidas prioritizadas de Nicaragua bajo un proyecto de mitigación de GEI (10<sup>6</sup> toneladas).



**Cuadro 6.5.** Relación beneficio – costo del proyecto piloto reserva de la Biosfera Bosawas.

BENEFICIOS			COSTOS		
Financieros	Unitario		Financieros 3/	Unitario 4/	US\$
			Gestión y Administración	0.7	7,913,665.60
			Infraestructura y servicios	1.1	12,435,760.23
			Desarrollo sostenible	1.4	15,827,331.20
			Educación ambiental	0.35	3,956,832.80
			Investigación y Monitoreo	0.7	6,783,141.94
Sociales 1/	Unitario 2/	US\$	Sociales 5/	Unitario	US\$
Conservación y secuestro de Carbono	\$20.00	557,931,092.53	Costo de oportunidad comunidades		19,610,702.77
Protección de proyectos hidroeléctricos	\$17.50	11,305,236.57	Costo de oportunidad estado		
Otros beneficios hidrológicos	\$15.00	21,856,790.71			
Valores de existencia y opción	\$29.00	113,052.37			
Productos farmacéuticos de bioprospección	\$0.15				
<b>TOTALES</b>		<b>616,077,692.64</b>			<b>66,527,434.55</b>

Fuente: GEA, 2000.

1/ Los valores para el Carbono se obtienen de las matrices de cálculo y los demás se obtienen del producto del costo unitario por la superficie del área protegida.  
 2/ Dólares por tonelada para los beneficios del Carbono, el resto de ítems corresponde a dólares por hectárea. 3/ Los costos financieros se obtienen a partir del costo unitario por el área global y por el horizonte de 15 años. 4/ Dólares por hectárea. 5/ Los costos de oportunidad de las comunidades se estimaron utilizando como variable proxy, el valor bruto de producción anual por manzana (según Nittlapan, 1996).



**Cuadro 6.6.** Propuesta opciones potenciales de mitigación para la creación de Proyectos Pilotos y Área Demostrativa.

ÁREAS PROTEGIDAS	ECOSISTEMAS	RELEVANCIA	OPCIONES	INSTRUMENTO
BOSAWAS	Bosque tropical latifoliado de altura, mosaicos agrícolas	Paisajes de altura y expresiones culturales, etnias. Dinámica de frontera agrícola, relaciones transfronterizas	Sumideros y secuestro de carbono, actividad forestal y ecoturismo. Transporte en balsa (rafting) y turismo de aventura.	Plan de Manejo. Normas técnicas. Proyectos
WAWASHAN	Humedales, bosque tropical latifoliado húmedo de bajura	Mosaico de paisajes boscosos y frontera agrícola, navegación por ríos	Secuestro de carbono y actividades forestales, mitigación y reforestación, ecoturismo	
CERRO SILVA	Vegetación costera, lagunar, bosque tropical latifoliado	Paisaje estuarino, planicies combinadas con alturas, etnias y frontera agrícola	Secuestro de carbono, reforestación, agroforestería, turismo de aventura. Actividad forestal	
INDIO MA'Z	Bosque tropical latifoliado de zonas bajas, humedales	Paisaje boscoso, ríos y lagunas, influencia transfronteriza	Conservación de carbono, ecoturismo, investigación. No maderables	
LOS GUATUSOS	Humedales y vida silvestre	Paisajes de planicie y observación de fauna, influencia transfronteriza	Conservación de carbono, ecoturismo e investigación. No tradicionales, sitio Ramsar, manejo de humedales.	
COSIGÜINA	Bosque tropical seco, manglares y laguna cratérica	Paisaje agreste, volcanes y observación de larga distancia	Turismo de aventura, reforestación y secuestro de carbono, agro ecoturismo, agroforestería	
Corredor Biológico	Mosaico de ecosistemas, alturas y llanuras, Bosque Tropical húmedo y llanuras aluviales, riqueza en biodiversidad	Paisajes variados, mestizaje y etnias, cultura caribena, mosaicos paisajísticos, grandes planicies, con alturas, coníferas con latifoliadas, humedales costeros y caudalosos ríos.	Gran proyecto de venta de servicios ambientales, fijación de carbono, turismo y ecoturismo: de aventura, de playa, cultural y de montaña. Investigación y prospección de biodiversidad, reforestación.	

Como se puede observar las cantidades de carbono evitadas son considerables para un país como Nicaragua (124.4 millones de toneladas), lo cual sería un modesto aporte a los esfuerzos internacionales por reducir el efecto del cambio climático.

En el Cuadro 6.7, se muestra la fijación de carbono dentro de las áreas protegidas proveniente de los bosques secundarios, la cual no representan un beneficio mayor de carbono (13 millones de toneladas), pero se debe considerar que sin un proyecto de mitigación, el remanente de estos tipos de bosques también se emitiría a la atmósfera. Por lo tanto, si se implementaran proyectos de mitigación en las áreas protegidas, se tendría un beneficio neto (no emisión y secuestro) a la atmósfera de 137.7 millones de toneladas de Carbono.

**Cuadro 6.7.** Resumen del potencial de carbono conservado y fijado en las áreas protegidas en un período de 15 años, con proyecto.

Area Protegida	Conservado (Toneladas)	Fijado (Toneladas)	Total (Toneladas)
Bosawas	43,771,912.26	12,021,196.99	55,793,109.25
Wawashan	6,726,636.57	0.00	6,726,636.57
Cerro Silva	49,309,689.48	0.00	49,309,689.48
Indio Maíz	22,361,327.08	1,050,870.46	23,412,197.54
Los Guatusos	2,081,620.30	158,125.50	2,239,745.80
Volcán Cosiguina	166,909.00	5,100.37	172,009.37
<b>Total</b>	<b>124,418,094.69</b>	<b>13,235,293.32</b>	<b>137,653,388.01</b>

Actualmente en Nicaragua existen varias iniciativas orientadas al desarrollo de proyectos específicos de mitigación en el sector forestal, los cuales han sido sometido a algunos países donantes. Sin embargo, para la posible ejecución de éstos se requieren acciones concretas, iniciativas y recursos para crear las condiciones que hagan de las áreas protegidas, verdaderas opciones para la venta de servicios ambientales y la mitigación del cambio climático.

Se deberán elaborar a la mayor brevedad posible los planes de manejo para aquellas áreas protegidas con potencial para la implementación de proyectos de mitigación de GEI. Sin proyectos específicos de mitigación, financiados por el mercado de carbono, será casi imposible que países como Nicaragua puedan preservar los bosques de las áreas protegidas; debido a que en las condiciones actuales el gobierno no tiene capacidad para ofrecer alternativas económicas a los “deforestadores”.

Los proyectos de mitigación de GEI representarían una contribución importante a los objetivos de desarrollo sostenible y reducción de la pobreza en el país. En lo general posibilitarían el aprovechamiento económico de los servicios ambientales, lo que a su vez sería una forma de ampliar la economía local y nacional.

## 6.2. Opciones de mitigación en el sector energético nacional

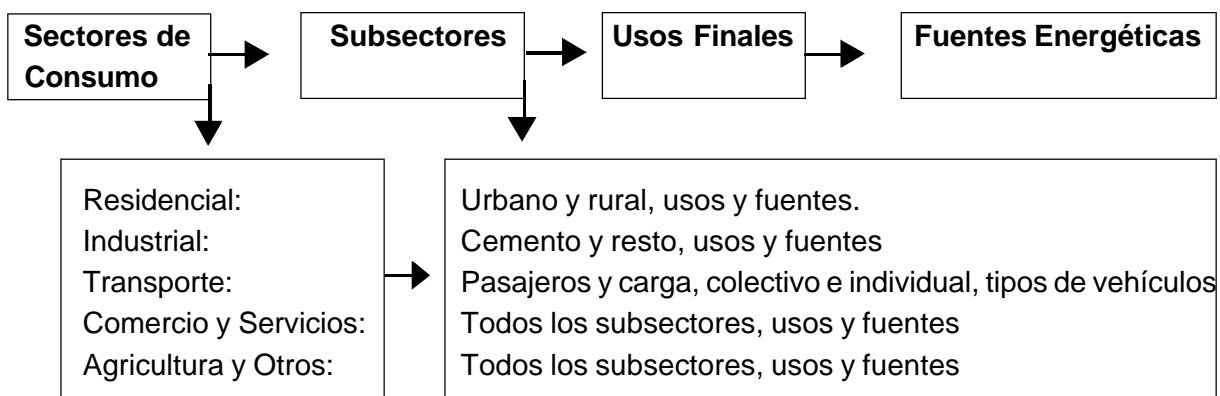
### 6.2.1. Consideraciones metodológicas

La demanda de energía puede ser estimada utilizando modelos de tipo econométrico o de tipo técnico – económico. En Nicaragua se utilizó el segundo tipo, Long Range Energy Alternative (LEAP), con el cual se realizan las proyecciones de demanda a partir de un año base, estimándose por sectores y usos finales de la energía e incorporándose como variable exógenas, indicadores como la eficiencia del equipamiento utilizado por el usuario final, la diversificación de fuentes energéticas, y la evolución del consumo per – cápita.

Este modelo ha sido ampliamente usado en países en vías de desarrollo para la planificación, proyección y uso de sus recursos energéticos. El LEAP, a partir de la estimación de la demanda, calcula la oferta necesaria para satisfacerla, generando escenarios de evolución; así mismo cuantifica las emisiones de GEI producto de la demanda y oferta de la energía. Sus resultados permiten disponer de una amplia base de datos para estimar el perfil futuro del consumo de energía y sus indicadores, acciones de uso eficiente y racional de energía; que contribuyen a modificar los patrones de consumo para disminuir la contaminación, sin poner en riesgo el desarrollo económico ni el nivel de vida esperado de los habitantes.

La demanda de energía de Nicaragua se estimó en base al esquema de la Figura 6.2, considerando los siguientes aspectos. El año base utilizado para todos los sectores fue 1995. Las proyecciones se hicieron quinquenal, iniciando en el año 2005 hasta el 2020. Se utilizaron dos escenarios, uno de Referencia sin opciones de mitigación (año base se mantiene igual durante el período en estudio con algunas variaciones); y un escenario de Mitigación, considerando medidas de eficiencia energética y sustitución entre fuentes.

**Figura 6.2.** Esquema de configuración de la demanda de energía. Modelo LEAP.



La estimación de la demanda se pudo desagregar a nivel de usos, fuentes y para algunos subsectores, utilizando la información disponible y obteniendo otras mediante encuestas para los sectores transporte, comercio y servicios.

### 6.2.2. Diagnóstico del sector energético nacional

En Nicaragua se utilizan cinco fuentes de energía primaria: Hidroenergía, Geoenergía, Hidrocarburos, Residuos vegetales y Leña, de los cuales solamente los hidrocarburos no son propios del país. La leña es la única fuente de energía primaria que se consume a nivel final. Las fuentes de energía secundaria, son el carbón vegetal, el gas licuado de petróleo (GLP), gasolina motor, kerosene, diesel oil, fuel oil y la electricidad.

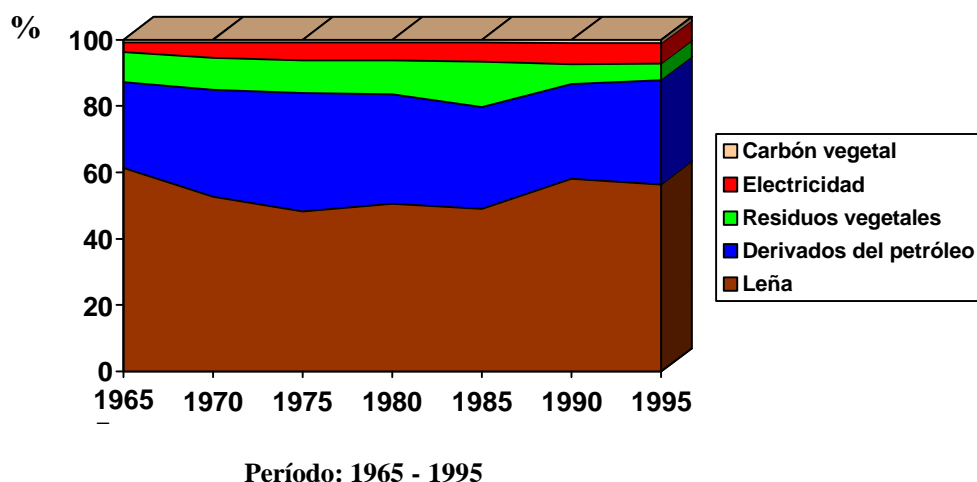
#### a. Consumo energético nacional

El consumo final de energía eléctrica se caracteriza por ser altamente dependiente de la leña, la cual representa más del 50% desde 1965, siguiéndole los derivados del petróleo con más del 30% y luego, en orden de prioridad, los residuos vegetales (básicamente bagazo de caña y algo de cascarilla de arroz), electricidad y carbón vegetal. La Fig. 6.3, presenta la evolución del consumo final de energía durante el período 1965-1995.

Aunque el consumo final se ha incrementado en 250% durante ese período, la participación de las fuentes energéticas es prácticamente la misma notando que las únicas fuentes que han cambiado significativamente su participación han sido, los residuos vegetales que bajó de 9% a 5%, incrementando su participación sólo en 16%; y la electricidad que subió de 3% a 6% incrementando su participación en casi 5 veces. Este comportamiento se debe a una evidente ausencia de implementación de programas a gran escala para la sustitución de energéticos durante 30 años.

El sector residencial es el de mayor participación con casi el 60% durante el período en análisis. La leña es el combustible que más se consume en este sector representando el 93.6%, la cual se utiliza para la cocción de alimentos en prácticamente 100% de los hogares rurales. El segundo energético que más se consume es la electricidad participando con el 3.3% y el resto es Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Kerosene.

**Figura 6.3.** Evolución del consumo final de energía, 1965 – 1995.



El sector industrial ha mantenido el segundo lugar en cuanto a consumo de energía desde 1965, disminuyendo su porcentaje de participación en 1990 y 1995, lo que representa el 34% durante el período en estudio. El sector industrial junto con el agropecuario y otros, son los únicos sectores que en 1995 y en términos absolutos, consumen menos energía que en 1965.

Los combustibles que más se utilizan en este sector, son la biomasa (leña y bagazo de caña) con 44% y los derivados del petróleo con 47%; manteniendo esta participación desde 1979. El uso de la biomasa en el sector Industrial corresponde básicamente a los ingenios azucareros y trapiches y un porcentaje menor a la pequeña industria artesanal de pan, cal y otros. El 9% restante corresponde a la electricidad.

El sector transporte ocupa el tercer lugar con el 15%, manteniendo esta posición desde 1970, con un ligero incremento en 1975 y 1980 cuando alcanzó casi 18% y 17% respectivamente. Consume solo derivados del petróleo, diesel oil, gasolina motor y de aviación y kerojet. En 1970 el diesel representaba el 30%, la gasolina el 58% y el kerojet el 12%. En 1995, el diesel duplica su participación a 60%, la gasolina disminuye a 34% y el kerojet a 6%, lo que significó una “dieselización” del transporte.

El sector comercio y servicios representó en 1995 el 8% del consumo energético nacional; no obstante, su consumo se ha duplicado desde 1970. Sus principales fuentes energéticas son los derivados del petróleo, y en segundo orden la electricidad y el carbón vegetal.

El sector agropecuario y otros, representan los sectores con menos participación en el consumo energético. En 1970 incrementó su participación, pero decreció en 1995 a niveles inferiores que en 1965. Su principal fuente energética es la electricidad, pero también utiliza derivados del petróleo y residuos vegetales.

## **b. Oferta de energía**

Nicaragua tiene un gran potencial hidroeléctrico y geotérmico. En la región del Pacífico se estima un potencial geotérmico de casi 3,000 MW para generación eléctrica y solo se explota el 2.3%. Igualmente, el potencial hidroeléctrico económicamente explotable es de aproximadamente 1,700 MW y solo se explota el 6%. La energía solar tiene unos 5 KWH/m<sup>2</sup> y el potencial eólico se estima en unos 500 MW, que no se están aprovechando. Aún no se conoce si el país tiene reservas de petróleo económicamente explotables.

Las fuentes de energía primaria locales son todas menos el petróleo, el cual representa el 27% después de la leña que ocupa el 48%. Este comportamiento ha sido similar desde 1970, a excepción de 1975 donde el petróleo y la leña participaron con igual porcentaje. El uso de la geoenergía inició en 1983 y el de la hidroenergía en 1965. La participación de la hidroenergía es de apenas 4% y la de la geoenergía es del 12%.

**c. Hidrocarburos**

Nicaragua no produce petróleo, carbón mineral y gas natural. La refinería existente es propiedad de la Esso Standard Oil, con una capacidad instalada de 22,000 barriles/día. La carga efectiva promedio de crudo en 1999 fue de 16,894 barriles diarios lo que representa un incremento de 6% respecto a 1998.

La refinería no produce gasolina de aviación. El rendimiento por derivados en 1999 fue de 2.7% para el GLP, 13.4% para la gasolina, 6.4% para el keroturbo, 23.1% para el diesel oil, el 47.0% para el fuel oil y el resto para asfalto, solventes, gas de refinería y pérdidas. Los rendimientos son similares en los últimos años. La capacidad de almacenamiento de crudo y derivados a 1998 fue de 2,000 miles de barriles, de los cuales 46% corresponde a crudo y el resto a derivados

Las importaciones de petróleo crudo en 1998 fueron de 6,295 miles de barriles, un 18% más que en 1997. De estas importaciones, el diesel oil representó el 73.0%, el GLP el 13.4%, el 13% correspondió a gasolina (motor) y el resto a gasolina de aviación. En 1996, las importaciones de fuel oil representaron el 47% del total y el 7% en 1997. En 1998, no se importó fuel oil. Así mismo, las importaciones de GLP se han incrementado sustancialmente desde 1995.

El consumo de derivados del petróleo en 1998 fue de 4,991.1 miles de barriles, sin incluir 613.7 miles de barriles de diesel oil y 2,949.4 miles de barriles de fuel oil para generación eléctrica. El consumo se incrementó 6% respecto a 1997 y 16.6% en relación a 1996.

**d. Generación eléctrica**

Nicaragua posee tres sistemas de generación eléctrica, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), los Ingenios Azucareros y los Sistemas Aislados.

**Sistema Interconectado Nacional**

El principal abastecedor nacional de energía es el SIN, constituido por 13 centrales generadoras, con una capacidad nominal de 545 MW y 480 MW efectiva. De éstas, siete son plantas convencionales que queman derivados de petróleo, dos son hidroeléctricas, una es geotérmica y la última es de cogeneración en base a la quema de bagazo de caña y/o leña.

El 67% de la capacidad total instalada corresponde a la generación térmica en base a la quema de combustibles fósiles derivados del petróleo (turbinas a vapor, diesel/búnker/ turbinas a gas). El total de generación térmica, que incluye las plantas geotérmicas y de cogeneración, representa un 81.7% de la capacidad total instalada. Esto significa que Nicaragua es altamente dependiente de plantas térmicas y sensitiva al consumo de derivados de petróleo para la generación de energía eléctrica.

Según las proyecciones realizadas en el Plan de Expansión Indicativo de ENEL, la generación del SIN se incrementará en un 132.7% entre el año 2000 y 2014. La generación térmica en ese mismo período se reducirá en un 24.7%. Actualmente la generación térmica representa el 73.1% del total de la generación del SIN y, si se logran incorporar los proyectos geotérmicos, hidroeléctricos y de cogeneración incluidos en el plan de expansión, se reduciría hasta un mínimo de 12.7% en el año 2010 y un 23.7% en el año 2014. Si se implementan estas acciones se lograría reducir significativamente el consumo de combustible fósil.

La estructura del consumo de combustible en el período 2000-2010 se mantendrá prácticamente sin variaciones, lo que implica que aproximadamente el 97.7% del consumo será de Búnker y el 2.2. de Diesel. Actualmente, debido a su alto costo, el Diesel se usa al mínimo como combustible para generación en el SIN, y solamente en las turbinas de gas.

### **Ingenios azucareros**

El segundo abastecedor de energía eléctrica está conformado por seis Ingenios azucareros: Ingenio San Antonio, Timal, Azucarera del Sur, Monterosa, Fondoazúcar, Montelimar y Kukra Hill. Los ingenios cuentan con plantas de generación térmica al vapor que utilizan bagazo de caña como combustible, con una capacidad instalada total de aproximadamente 42 MW<sup>18</sup>. El combustible utilizado en los ingenios es el bagazo de caña, y para el caso de los Ingenios San Antonio y Timal, también madera y búnker.

Los ingenios presentan problemas de eficiencia y bajo rendimiento, debido a la práctica de quemar el bagazo de caña sin secar, a niveles de humedad del 45-50%, y a la utilización de equipos muy antiguos que generan un vapor de baja presión y sin sobrecalentamiento.

### **Sistemas aislados**

Los sistemas aislados de generación eléctrica comprenden pequeñas y medianas centrales de generación térmica que, funcionan a base de motogeneradores de combustión interna de diesel, con un total 11.15 MW de capacidad instalada. De las 23 centrales existentes, 12 se encuentran en la RAAN, 5 en la RAAS, 5 en la Región Norte y una en la Región Sur (Isla de Ometepe), caracterizándose por una baja eficiencia.

### **e. Política energética y el proceso de transformación del sector**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un órgano interinstitucional encargado de proponer al Poder Ejecutivo, las políticas sectoriales, estrategias y directrices generales de todo el sector energético, así como realizar la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector energía incluyendo la promoción de la electrificación rural.

---

<sup>18</sup> Cálculo en base a los datos presentados en: "Opciones de mitigación de emisiones de GEI en generación y uso eficiente de la energía eléctrica", Multiconsult, Managua 2000. El único ingenio sobre el cual no hay información acerca de su capacidad nominal es Kukra Hill.

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE) es un organismo autónomo del Estado encargado de la regulación, supervisión fiscalización del sector energía. El sector eléctrico de Nicaragua tiene un nuevo marco legal mediante la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) No. 272, de abril de 1998. El marco legal se complementa con un marco normativo que establece las reglas y procedimientos para cada actividad, existiendo siete normativas aprobadas por INE (operación, concesiones y licencias eléctricas, multas y sanciones, calidad del servicio, servicio eléctrico, tarifas, transporte).

La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) fue segmentada, *la generación* se dividió en tres empresas (GECSA, GEOSA e HIDROGESA); y *la distribución* en dos nuevas empresas (DISNORTE y DISSUR), las cuales fueron privatizadas en septiembre del 2000.

#### f. Diagnóstico ambiental

Según el Inventario Nacional de Fuentes y Sumideros de GEI de Nicaragua para el año 1994, las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes del sector energético nacional a partir de la cantidad de carbón contenida en los combustibles fósiles fue de 2,373.53 Gg, consideradas como No-Biogénicas. Las emisiones de CO<sub>2</sub> debidas al uso de biomasa totalizaron 4,653.29 Gg. También se estimaron las emisiones de gases distintos al CO<sub>2</sub>, sobresaliendo el monóxido de carbono con 250.05 Gg, los compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano (COVDM) con 31.85 Gg y los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), con 16.97 Gg (Cuadro 6.8).

**Cuadro 6.8.** Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector Energía por subsectores. INGEI, 1994.

Sub - sectores	Emisiones de CO <sub>2</sub> (Gg)			
	Fósil	%	Biomasa	%
Industria energética	906.62	38.02		
Manufactura y construcción	368.94	15.54	355.36	7.64
Transporte	841.57	35.45		
Comercial, público, institucional	150.90	6.35	71.80	1.54
Residencial	75.06	3.16	4,212.50	90.52
Agropecuaria	20.39	0.86	13.36	0.30
Otros sectores	14.06	0.60		
<b>TOTAL</b>	<b>2,373.54</b>	<b>100</b>	<b>4,653.29</b>	<b>100</b>

La industria energética es la principal fuente de emisiones de CO<sub>2</sub>, en cuanto a combustible fósiles se refiere, debido al consumo de fuel oil para la generación de energía eléctrica, además de diesel oil. El sub-sector transporte ocupa el segundo lugar en orden de importancia, por el consumo de gasolina y diesel como combustible del transporte terrestre.

Al sub-sector industria manufacturera y construcción. se le atribuyen las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas a partir de la generación de vapor y en otro uso, como el de hornos, en la



industria de cemento a partir del consumo de hidrocarburos. Ambos subsectores, producen emisiones a partir de la utilización de Fuel Oil y Diesel durante su operación.

En los subsectores comercial, público e institucional y Agropecuario, se incluyen las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por la quema de combustibles derivados del petróleo en diferentes actividades como en hospitales, hoteles, etc.

El porcentaje de emisiones del sub-sector otros, se trata de emisiones de GEI que no pueden ser contabilizados en los sectores principales y cuya aportación es prácticamente insignificante.

Las emisiones de GEI en el sector residencial, se deben básicamente al consumo de leña para cocción de alimentos y representan el 90% del total de emisiones debidas a la quema de biomasa.

### 6.3 Escenario energético de referencia

El escenario de referencia se elaboró sobre la base del consumo final de energía en los diferentes sectores analizados y la participación de cada una de las fuentes según el Balance Energético Nacional de 1995. Los diferentes usos de los combustibles en los subsectores urbano y rural, se tomaron del proyecto Manejo de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano (INE-OLADE), de los resultados de la Encuesta Nacional de Hogares sobre Medición del Nivel Vida 1998, de la encuesta realizada por Multiconsult en julio 2000 y de la experiencia de los consultores nacionales en el tema.

#### a. Demanda total de energía

Los resultados de la estimación de la de la demanda para el escenario de referencia durante el período 1995-2020, se presentan en el Cuadro 6.9, éstos indican que:

- † La demanda de energía se incrementará durante el período 1995-2020 en 196% tomando como base el año 1995.
- † El sector *residencial* disminuirá su participación dentro del total, pasando del 60% que tenía en 1995 a 40% en el año 2020, debido a que la tasa de crecimiento de la población es menor que la tasa de crecimiento de las variables explicativas del resto de sectores. La tasa de crecimiento de la demanda de energía en este sector, es menor que en el resto. La demanda de las otras fuentes energéticas para los diferentes usos aumentarán, como GLP y electricidad, pero a un ritmo de crecimiento más lento, debido a los factores socioeconómicos considerados.
- † El sector *industrial* incrementará su participación de 13% en 1995 a 23% en el año 2020. La tasa de crecimiento de la demanda en este sector para los próximos 20 años es mucho mayor que en los sectores residencial y transporte. Se espera un mayor consumo de derivados del petróleo, de tal forma que en el año 2020 representará el 60% de la estructura. La electricidad mantiene un crecimiento anual aproximado de 8% y los residuos vegetales

del 6% en el año 2020. La leña tiende a descender hasta un 2.37% en el 2020. El consumo del sub-sector cemento podría llegar a representar el 59% del total del sector industrial, debido al consumo de Fuel Oil.

- † El sector *transporte* disminuirá su participación pasando de 19% en 1995 a 14% en el 2020. La variable explicativa en este sector es el parque vehicular, el cual crecerá a una tasa mayor que la población utilizada como variable explicativa en el sector residencial, pero menor que la tasa de crecimiento de las variables explicativas en el resto de sectores. Se espera para el período en estudio un crecimiento de 18.79% de la demanda de combustibles entre cada quinquenio; mientras la demanda de combustibles para el período 1995-2020 se incrementará en un 136%.
- † El sector *comercio y servicios* repuntará significativamente pasando de 6% en 1995 a 16% en el 2020; al igual que el sector *agricultura* que pasará de 1.2% a 6%. Estos son los sectores que tienen mayores tasas de crecimiento durante el período en estudio. Sus variables explicativas son el valor agregado, el cual se estima se incrementará a tasas promedio de 4.2% y 5.6% respectivamente. La electricidad y el diesel son los energéticos de mayor participación, representando el 32.0% y 30.5% respectivamente, seguidos del GLP y del carbón vegetal que suman el 33.0% y son utilizados para cocción.
- † La electricidad duplicará su participación pasando de 6% a 12%.
- † El Fuel Oil No. 6 triplicará su participación pasando de 3% a 12%.

**Cuadro 6.9.** Demanda de energía para diferentes horizontes de tiempo por sectores de consumo (Gj). Escenario Base: 1995-2020

SECTOR	1995		2005		2010		2015		2020	
Residencial	42.52	60.1%	58.28	54.4%	69.50	51.3%	75.47	45.5%	82.94	39.6%
Transporte	13.51	19.1%	19.05	17.8%	22.63	16.7%	26.87	16.2%	31.92	15.2%
Industria	9.30	13.2%	17.36	16.2%	24.20	17.9%	34.25	20.6%	49.27	23.5%
Comercio	4.51	6.4%	9.95	9.3%	14.79	11.0%	22.04	13.3%	32.78	15.7%
Agricultura	0.85	1.2%	2.48	2.3%	4.24	3.1%	7.24	4.4%	12.41	6.0%
TOTAL	70.69	100%	107.12	100%	135.36	100%	165.86	100%	209.32	100%

#### a. Emisiones totales de GEI

El Cuadro 6.10 resume la proyección de las emisiones de GEI del sistema energético nacional para el escenario de referencia y el período 1995-2020.

El Cuadro 6.11 presenta la evolución proyectada de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, para cada uno de los sectores que demandan energía y para la generación térmica de electricidad. En el sector residencial las emisiones de CO<sub>2</sub> Biogénico son las más relevantes al representar casi el 85% de las emisiones totales anuales a lo largo del período 1995-2020.

**Cuadro 6.10.** Emisiones totales de GEI (Gg). Escenario Base: 1995-2020

GEI	1995	2005	2010	2015	2020
CO <sub>2</sub> No Biogénico	2463.66	4118.00	4232.93	5818.35	8114.24
CO <sub>2</sub> Biogénico	3993.34	5726.45	6863.02	7748.65	8780.22
CO	2040.67	3410.95	4461.51	5680.58	7789.78
CH <sub>4</sub>	142.51	236.75	305.58	391.93	506.73
NO <sub>x</sub>	4.58	13.65	18.21	33.04	34.60

En el sector industria, la principal fuente de emisión de CO<sub>2</sub> No Biogénico es la producción de cemento; así mismo el subsector otras industrias muestra una tasa de crecimiento alta de las emisiones de CO.

En el sector transporte, como resultado de un incremento del 136% en la demanda de combustibles para el período en estudio, se espera que las emisiones de CO<sub>2</sub> No Biogénico se incrementen en 236% para el año 2020 respecto a 1995.

En el Sector comercio y servicios se prevé un considerable aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> como resultado de la evolución económica del sector; al igual que para el sector agricultura.

**Cuadro 6.11.** Evolución de emisiones de CO<sub>2</sub> por sector (Gg). Escenario Energético de Referencia.

Demanda	1995		2005		2010		2015		2020	
	N. B.	B.	N.B.	B.	N.B.	B.	N.B.	B.	N.B.	B.
Residencial	79.73	3490.65	96.12	4749.13	118.44	5533.94	146.39	6059.99	184.34	610.50
Transporte	913.19		1288.14		1529.90		1817.05		2158.08	
Industria	326.68	416.97	681.75	683.25	1007.44	874.62	1509.36	1119.59	2295.14	1433.17
Comercio y Servicios	173.84	62.74	392.03	136.98	588.72	201.97	884.09	304.15	1327.66	450.53
Agricultura y Resto	36.01	3.29	104.6	9.79	178.85	16.88	306.32	29.11	525.33	50.21
TRANSFORMACION										
Generación	845.02	19.69	1354.82	147.30	609.04	235.61	1155.14	235.61	1423.15	235.61
Refinación	89.19		200.54		200.54			0.20	200.54	
<b>TOTAL</b>	<b>2463.66</b>	<b>3993.34</b>	<b>4118.00</b>	<b>5726.45</b>	<b>4232.93</b>	<b>6863.02</b>	<b>5818.35</b>	<b>7748.65</b>	<b>8114.24</b>	<b>8780.22</b>

N.B.: No Biogénico.

B.: Biogénico.

## 6.4. Escenario energético de mitigación

Este escenario se basa en la implementación de una serie de medidas, acciones y políticas, incluyendo las opciones tecnológicas y legales que permitirán modificar los actuales niveles de emisión de los GEI en Nicaragua. Las opciones de mitigación que se proponen, han sido identificadas en base a las condiciones del futuro desarrollo del país, tomando en cuenta sus particularidades económicas, sociales y ambientales.

### a. Sector residencial

Las medidas de mitigación en este sector se han enfocado principalmente a la eficiencia del consumo específico o intensidad energética de la leña, en base a la penetración de cocinas mejoradas en el 60% de la población urbana y rural. También se pretende sustituir el consumo de leña por gas licuado de petróleo (GLP) en 456,000 familias urbanas. También se ha previsto la sustitución de la iluminación incandescente de 60w y 40w en 230,000 hogares, clientes del sistema interconectado nacional. La reducción anual esperada de las emisiones de CO<sub>2</sub> es de 35.5 Gg y el ahorro energético sería de 53,439 MWh y 39 MW.

En cuanto a la refrigeración ineficiente se ha previsto sustituir en 181,000 hogares, clientes del sistema interconectado nacional; opción que reduciría las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en 49.1 Gg.

Respecto al rendimiento de las fuentes, la proyección de la demanda en el sector residencial refleja claramente que la leña continuará siendo el principal energético utilizado. El GLP se incrementará en casi 4 veces de lo considerado en el escenario base, como resultado de una mayor penetración del mismo, en sustitución del uso de la leña en el área urbana. La electricidad incrementará su participación para satisfacer las necesidades de energía, iluminación y de refrigeración, producto del crecimiento natural del sector y del mejoramiento de la economía.

### b. Sector industrial

Considerando que la característica principal del escenario base, es la alta demanda de los derivados del petróleo, en particular por el crecimiento del sub-sector cemento, por lo tanto la estrategia de mitigación se debería enfocar a la reducción del uso de este recurso, mediante el cambio de proceso de producción de vía húmeda a vía seca, lo cual significaría un ahorro en el consumo de fuel oil No. 6 del 50%.

También se prevé la utilización de gas natural para generación de vapor en sustitución del fuel oil No. 6, a partir del año 2010 en las industrias de alimentos, bebidas y químicos. Igualmente se espera sustituir los motores ineficientes de 50 Kw y mejorar en 10% la eficiencia de las calderas a diesel oil.

### **c. Sector transporte**

En este escenario de mitigación, se espera que el parque vehicular se incremente, lo cual incidirá en el crecimiento de la demanda de los distintos combustibles, diesel, gasolina motor, y keroturbo (AV – JET). Para el año 2020 se prevé que se duplique la demanda de gasolina, diesel y kerosene. La demanda de diesel por parte de los vehículos individuales, será el combustible de mayor uso en el sector. También, la demanda de los diferentes combustibles se incrementará en un 100%.

Se esperan cambios importantes en las políticas y administración del transporte, brindando mayor seguridad vial a vehículos, conductores y peatones; incluyendo mejoras en el servicio del transporte colectivo, para que la población en general utilice más éste. Se desarrollan planes y proyectos de infraestructura vial a nivel nacional.

Se mejorará el rendimiento de los vehículos terrestres de carga y pasajeros en 10% y 30% respectivamente, de tal forma que un vehículo liviano de pasajero mejora su rendimiento del 45 a 60 Km./galón.

### **d. Sector comercio y servicios**

El energético de mayor evolución en este escenario de mitigación, es la energía eléctrica, la cual se incrementará en 7 veces respecto al año base 1995; y continúa siendo representativa del 33% del consumo total. El consumo del sector asciende a 31.59 millones de Gj, que corresponde a un incremento del 602%.

Las medidas de mitigación están orientadas al uso eficiente de la energía, como la sustitución de la iluminación fluorescente convencional por fluorescente ahorradora mayor de 25 Kw/mes. Se prevé sustituir la climatización (aire acondicionado) ineficiente por ahorradora; y se mejora en 10% la eficiencia de las calderas a diesel oil.

### **e. Sector agricultura y otros**

Se espera que el consumo de energía para el año 2020 se incremente en casi 20 veces respecto al consumo del año base, principalmente por el mayor uso de energía eléctrica y de residuos vegetales. Entre las medidas de mitigación está la implementación de tecnologías de riego más eficientes desde el punto de vista de consumo de energía.

## **6.5. Análisis de la demanda de energía**

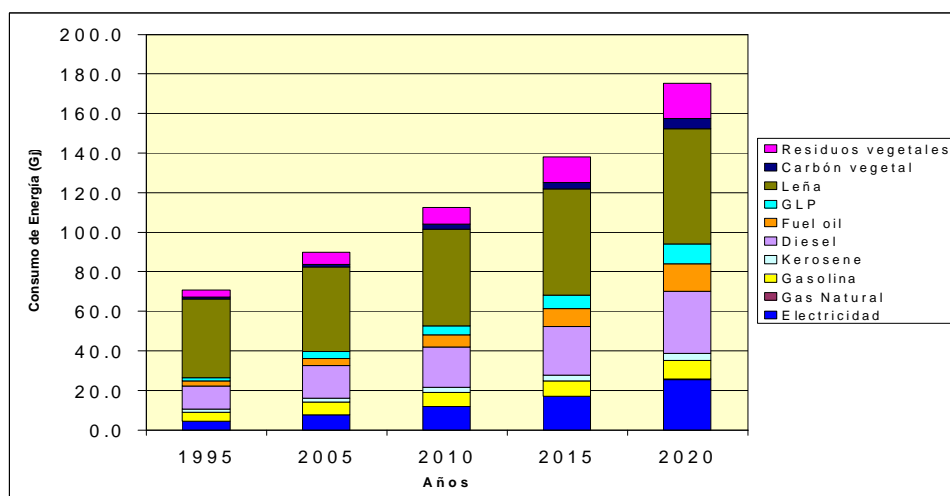
La demanda total producto del escenario de mitigación aplicado a los sectores de consumo, indica que ésta se incrementara en 149% durante el período 1995 –2020, tomando como base el año 1995 (Fig. 6.4).

La participación sectorial en la demanda de energía muestra cambios en su estructura, el consumo del sector industrial incrementará su participación de 13% en 1995 a 23% en el año

2020. Tanto la electricidad como fuel oil No. 6 aumentarán su participación, de 6% a 15% y de 3% al 8% respectivamente.

El consumo de los sectores residencial y transporte disminuirían su participación dentro del total, el primero variaría de 60% en el año base al 37% en el año 2020; y el segundo de 19% a 14%. Se espera que el sector comercio y servicios incremente su participación de 6% en 1995 a 17% en el 2020; al igual que el sector agricultura que pasará de 1.2% a 7.0%.

**Figura 6.4.** Evolución del consumo energético nacional por fuentes para el escenario de mitigación. Período 1995 – 2020.



Otro resultado de interés es que la leña disminuirá su participación en la demanda total, variando desde 57% en el año base hasta 33% en el 2020, sin embargo se espera que continúe siendo predominante en la estructura.

#### a. Emisiones de GEI de la demanda de energía final

En este escenario aun se observa un mayor consumo de leña que de petróleo, lo cual se refleja en que las emisiones del CO<sub>2</sub> Biogénico son mayores en un 66% que las de CO<sub>2</sub> No Biogénico.

En el sector residencial las emisiones CO<sub>2</sub> Biogénico representan el 85% de las emisiones totales, situación que se mantiene a lo largo del estudio. En el sector transporte las emisiones de CO<sub>2</sub> No Biogénico son las mayores, su crecimiento alcanzan el 60% en el año 2020 respecto al año base 1995. En el resto de sectores (comercio y servicios, agricultura y otros), se observa la misma tendencia de incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub> Biogénico y No Biogénico, como resultado de la evolución económica de estos sectores.

## 6.6. Abastecimiento energético y sus emisiones

La oferta de energía fue calculada en base a los escenarios de demanda planteados (de Referencia y Mitigación) y está referida a las tres principales fuente de suministro como son, la generación eléctrica, la refinación de petróleo y la producción de carbón vegetal.

### a. Generación eléctrica

La generación eléctrica fue calculada utilizando los resultados de la estimación de la demanda de energía eléctrica de los dos escenarios de demanda. Las proyecciones de demanda para cada escenario y su correspondiente nivel de pérdidas, utilizadas para el cálculo de la expansión de la generación, se presentan en el Cuadro 6.12.

Para cada escenario, se utilizaron dos alternativas de expansión, las cuales se resumen a continuación:

**Escenario Base Demanda, Expansión 1 Generación (BD1G):** centrales geotérmicas, hidroeléctricas y térmicas a petróleo (incluyendo cogeneración con bagazo y fuel oil No. 6). En este escenario, se importa energía eléctrica a partir del 2015 mediante la red SIEPAC.

**Escenario Base Demanda, Expansión 2 Generación (BD2G):** centrales térmicas a petróleo (incluyendo cogeneración con bagazo y fuel oil No. 6). En este escenario, se importa energía eléctrica a partir del 2020 mediante la red SIEPAC.

**Escenario Mitigación Demanda, Expansión 1 Generación (MD1G):** centrales geotérmicas, hidroeléctricas y térmicas a petróleo (incluyendo cogeneración con bagazo y fuel oil No. 6). En este escenario, se importa energía eléctrica a partir del 2015 mediante la red SIEPAC.

**Escenario Mitigación Demanda, Expansión 2 Generación (MD2G):** centrales geotérmicas, hidroeléctricas y térmicas a petróleo (incluyendo cogeneración con bagazo y fuel oil No. 6, y dos centrales con gas natural a partir del 2015). En este escenario, se importa energía eléctrica a partir del 2015 mediante la red SIEPAC.

**Cuadro 6.12.** Demanda de energía eléctrica para los escenarios base y de mitigación (GWH). Período 1995 – 2020.

Año	Escenario Base	Pérdidas	TOTAL	Escenario Mitigación	Pérdidas	TOTAL
1995	1 195.83	512.50	1 708.33	1 195.83	512.50	1 708.33
2005	2 365.13	591.28	2 956.41	2 197.36	549.34	2 746.70
2010	3 391.64	376.85	3 768.49	3 285.32	365.04	3 650.36
2015	4 718.01	524.22	5 242.23	4 738.41	526.49	5 264.90
2020	6 709.05	745.45	7 454.50	7 082.80	786.98	7 869.78

## b. Capacidad instalada y generación

La capacidad instalada para el escenario base de demanda es igual para las dos alternativas de expansión (BD1G y BD2G) de la generación en el año 2005, siendo mayor a partir del 2010 en la alternativa BD2G, debido a que se instalarían centrales de generación térmica de mayor capacidad que las contempladas en la alternativa geotérmica e hidroeléctrica BD1G (Cuadro 6.13).

En la alternativa BD1G, la participación de la capacidad instalada hidroeléctrica se espera que disminuya en el año 2005, igualando su participación del 25% a la que tenía para el año base. La capacidad geotérmica, se incrementa considerablemente en el 2010 hasta alcanzar 31%. La capacidad térmica a petróleo disminuye de 51% a 39%, y la cogeneración incrementa moderadamente de 6 a 7.5%.

En el escenario BD2G, la participación es mayoritariamente térmica a petróleo, de 51% a 73%, disminuyendo la capacidad de las fuentes renovables desde 43% a 20%. La cogeneración crece de 6 a 7%. En los dos escenarios anteriores, la generación térmica con turbinas a vapor, desaparece a partir del 2010.

**Cuadro 6.13.** Capacidad instalada por tipo de fuentes (Mw) para las alternativas BD1G y BD2G. Período 1995 – 2020.

Tipo	1995		2005		2010		2015		2020	
	BD1G	BD2G	BD1G	BD2G	BD1G	BD2G	BD1G	BD2G	BD1G	BD2G
Hidroeléctrico	100.0	100.0	100.0	100.0	177.0	100.0	177.0	100.0	177.0	100.0
Geotérmico	70.0	70.0	70.0	70.0	206.0	70.0	239.0	70.0	239.0	70.0
Vapor FO	145.0	145.0	145.0	145.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Motores DO	16.1	16.1	201.8	201.8	189.8	389.8	112.8	312.8	112.8	312.8
Turbogas DO	40.0	40.0	66.0	66.0	66.0	266.0	190.0	290.0	190.0	290.0
Cogeneración	26.7	26.7	36.7	36.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7
<b>Total</b>	<b>397.8</b>	<b>397.8</b>	<b>619.5</b>	<b>619.5</b>	<b>697.5</b>	<b>884.5</b>	<b>777.5</b>	<b>831.5</b>	<b>777.5</b>	<b>831.5</b>

En el Cuadro 6.14 se presentan las alternativas de mitigación para la expansión de la capacidad instalada (MD1G y MD2G), la cual es la misma para ambas, con la diferencia que en la alternativa MD2G, se observa una penetración de generación térmica utilizando gas natural.

Las cuatro opciones presentadas, BD1G, BD2G, MD1G y MD2G, incluyen a partir de los años 2015 o 2020, importaciones de energía eléctrica a través de la interconexión centroamericana, una vez puesto en marcha, el Mercado Eléctrico Centroamericano utilizando la red del Sistema Interconectado Eléctrico Para América Central (SIEPAC).

La utilización del gas natural a partir del 2010, fue considerada tomando como base el proyecto del gasoducto por América Central que fue estudiado por la Comisión Económica para América



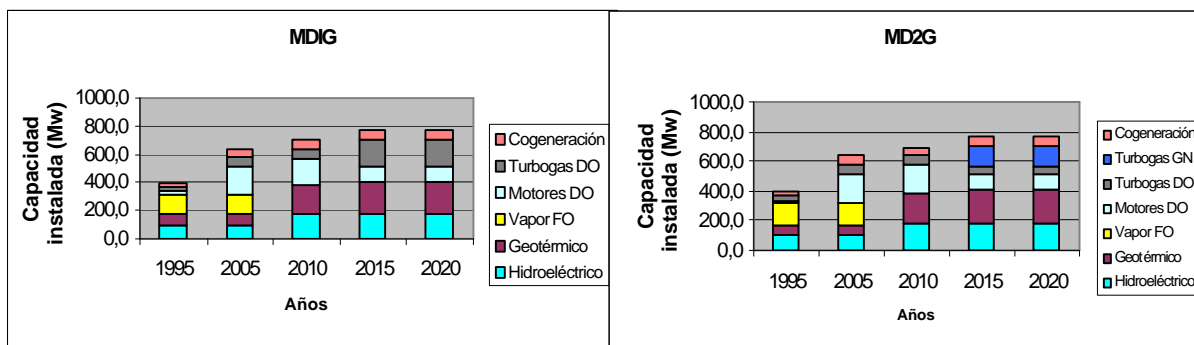
Latina (CEPAL), con sede en México. Este estudio determinó que a partir del 2005, podría utilizarse gas natural en Centroamérica importando petróleo de México, especialmente en los sectores de generación eléctrica y algunas industrias manufactureras.

**Cuadro 6.14.** . Capacidad instalada por tipo de fuentes (Mw) para las alternativas de mitigación MD1G y MD2G. Período 1995 – 2020.

Tipo	1995		2005		2010		2015		2020	
	MD1G	MD2G	MD1G	MD2G	MD1G	MD2G	MD1G	MD2G	MD1G	MD2G
Hidroeléctrico	100.0	100.0	100.0	100.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0	177.0
Geotérmico	70.0	70.0	70.0	70.0	206.0	206.0	229.0	229.0	229.0	229.0
Vapor FO	145.0	145.0	145.0	145.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Motores DO	16.1	16.1	201.8	201.8	189.8	189.8	112.8	112.8	112.8	112.8
Turbogas DO	40.0	40.0	66.0	66.0	66.0	66.0	190.0	40.0	190.0	40.0
Turbogas GN		0.0		0.0		0.0		150.0		150.0
Cogeneración	26.7	26.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7	58.7
Total	397.8	397.8	641.5	641.5	697.5	697.5	767.5	767.5	767.5	767.5

La evolución temporal de la capacidad instalada del sector para las alternativas de mitigación se presentan en la Fig. 6.5, donde la diferencia se refleja en la alternativa MD2G a partir del año 2015, que es cuando se introduce el uso de gas natural en sustitución de petróleo; por tal razón la capacidad en plantas a petróleo se reduce de 39% que tendría en el escenario MD1G a 20% en el MD2G.

**Figura 6.5.** Evolución de la capacidad instalada por recurso para los escenarios de mitigación. a) MD1G y b) MD2G, para el período 1995 – 2020.



En cuanto a la generación, los resultados para cada escenarios se presentan en el Cuadro 6.15.

**Cuadro 6.15.** Generación en GWH para los escenarios base y de mitigación.

Escenario	1995	2005	2010	2015	2020
Base	1708.33	2956.43	3734.85	4923.14	5285.89
Mitigación	1708.33	2746.69	3650.36	5210.90	5480.91

**c. Emisiones totales de gases de efecto invernadero**

Las emisiones de GEI, debidas a la generación eléctrica para abastecer los diferentes escenarios de demanda con las expansiones presentadas, se presentan a continuación:

**Cuadro 6.16.** Comparación de las emisiones de GEI originadas por la generación eléctrica para diferentes escenarios, en Gg. Periodo 1995 – 2020.

GEI	BD1G	MD1G	Diferencia	%	BD2G	MD2G	Diferencia	%
CO <sub>2</sub>	6,261.00	6,002.76	-258.24	4.12	8 244.60	5 473.08	-2771.52	33.6
CO	9.50	8.40	-1.10	11.6	15.50	7.60	-7.9	51.0
CH <sub>4</sub>	0.08	0.076	-0.004	5.0	0.03	0.079	-0.049	163.3
NO	41.60	37.02	-4.58	11.0	69.33	38.06	-31.27	45.1

El escenario de mitigación MD2G representa la menor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que incluye expansión de la generación con energías renovables (hidro y geotérmica), térmicas con gas natural y cogeneración, presentando los menores costos anualizados. Para el año 2020 se obtiene una reducción del 33.6% respecto a las emisiones esperadas en el escenario de referencia BD2G.

El escenario de mitigación MD1G, le sigue en orden de menor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, debido a que incluye los mismos tipos de generación, excepto la térmica con gas natural y significa también costos anualizados mínimos.

En el escenario base de demanda, el BD1G, representa la menor cantidad de emisiones debido a que también es cubierto por centrales con energías renovables y térmicas.

**d. Refinación de Petróleo**

Dadas las características de la refinería nicaragüense, las alternativas de mejoramiento, ampliación o modificación son reducidas, de forma tal que los cambios que se pueden introducir son meramente operativos, por lo tanto, el escenario base y el de mitigación, no arrojan diferencias significativas.

Las consideraciones tomadas y que se aplican a ambos escenarios son:

- a. No existen incrementos en la capacidad productiva, iniciándose ésta, con una capacidad de 550,000 toneladas / año en el año base 1995, y continuando a partir del año 2000, con 1,124.2 toneladas /año.
- b. La eficiencia de la refinería se establece en un 90%, lo cual es típico dentro del régimen de trabajo.
- c. Para ambos escenarios base y de mitigación, no existen expectativas de incremento de la capacidad productiva de la refinería, excepto el incremento de 15,000 Bbls/día a 22,000 Bbls/día en el año 2000.
- d. El funcionamiento de la torre de refinación obedece a la premisa de sacar producto en relación a la capacidad disponible, orientándose en el modelo que toda sobreproducción sea considerada objeto de exportación para satisfacer la demanda y que la escasez de algún subproducto sea reportada como importación a satisfacer.

### **Emisiones de GEI**

Los resultados de las emisiones en refinación, para los dos escenarios de demanda y las tres alternativas de expansión de la generación se presentan en el Cuadro 6.17.

**Cuadro 6.17.** Emisiones de gases de efecto invernadero del sub-sector refinación de petróleo en Gg. Período 1995–2020.

GEI	BD1G	BD2G	MD1G	MD2G
CO2	788.92	891.35	732.00	827.00
CO	0.88	1.00	0.82	0.93
CH4	0.45	0.51	0.42	0.47
NOx	3.71	4.10	3.40	3.80

Las emisiones con el escenario MD1G son las menores de todas las opciones planteadas. Este escenario incluye las opciones de mitigación en demanda con expansión hidroeléctrica, geotérmica, térmica a petróleo incluyendo cogeneración. También se generan menos emisiones con el escenario BD1G, que corresponde a la demanda base suministrada con una generación idéntica a la anterior. Las emisiones mayores se presentan, lógicamente, con el escenario de demanda base y expansión de la generación eléctrica en base a petróleo.

### e. Carbón vegetal

El carbón vegetal aunque tiene poca participación en el consumo final de energía, su sistema de producción es ineficiente, pues utiliza parvas tradicionales donde la relación leña/carbón es 2:1.

Existen algunos proyectos que están iniciando y que tratan de mejorar la eficiencia de la producción de carbón mediante la utilización de hornos mejorados. Si hubiese una penetración a gran escala de los hornos mejorados, las emisiones en concepto de producción de carbón se reducirían, a como se presenta en el Cuadro 6.18.

**Cuadro 6.18.** Emisiones de GEI por producción de carbón vegetal en miles de Kg. Período 1995-2020.

GEI	Escenario Base Parvas tradicionales	Escenario de Mitigación Hornos mejorados reducción	Porcentaje
CO	31.67	7.76	75.5%
CH <sub>4</sub>	9.41	1.41	85.0%
NO <sub>x</sub>	2.43	2.24	7.8%

### f. Potencial de calentamiento global

Para medir el efecto a largo plazo de los diferentes escenarios de emisiones, se utiliza el efecto del potencial de calentamiento global, el cual uniformiza las emisiones de GEI para diferente horizontes de tiempo (20, 50, 100 años). En nuestro caso, hemos tomado el escenario de 20 años tomando como base el CO<sub>2</sub>, de tal forma que las principales emisiones de gases de efecto invernadero puedan compararse. Básicamente se realizó la comparación sobre los siguientes escenarios de expansión:

- † Escenario de Demanda Base, con una expansión de generación basado en energía hidroeléctrica, geotérmica y un parque térmico adicional al existente.
- † Escenario de Demanda Base, con una expansión de generación exclusivamente a base de plantas térmicas.
- † Escenario de Mitigación de demanda, con una expansión a cuenta de recursos renovables: hidroeléctricos, geotérmicos y un parque térmico adicional.
- † Escenario de Mitigación de demanda, con una expansión en base a recursos renovables, pero considerando la incorporación del gas natural como una diversificación de la oferta de energéticos.

### Los resultados indican que:

1. En todos los escenarios estudiados, el CO<sub>2</sub> No -Biogénico, representa el gas más contaminante, sobrepasando el 97 % del total de cada escenario, seguido por el CH<sub>4</sub> y de forma mínima por el NO<sub>x</sub>.
2. El escenario de Demanda Base con expansión térmica, dada sus características, implica un crecimiento de las emisiones totales de 8,310.13 miles de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> a 9,296.83, debido fundamentalmente al incremento de la generación de CO<sub>2</sub> Biogénico. Dado que la tasa anual de incremento de este último pasa de 5.09 a 5.60%.
3. En cuanto a los escenarios de Mitigación, el escenario que incorpora en su expansión el gas natural, permite reducir las emisiones en el horizonte del estudio al pasar éstas de 6,609.08 a 6,338.33 miles de toneladas equivalente de CO<sub>2</sub>, debido principalmente a la reducción del CO<sub>2</sub> No Biogénico, al reducir su crecimiento anual de 4.10% a 3.91%, puesto que la introducción del gas natural permite diversificar la oferta de energéticos al utilizar un combustible menos agresivo al medio ambiente.
4. La conclusión fundamental para ambos escenarios, es que a largo plazo la diversificación de la oferta de energía, posibilita la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En el escenario de mitigación, la expansión más amigable al medio ambiente requiere no solo la consideración de energías renovables (hidroenergía, geotermia) sino también la entrada del gas natural, que sustituiría el uso del Fuel Oil; además que abre la posibilidad a esquemas de generación eficientes térmicamente como pueden ser los ciclos combinados.

### 6.7. Principales barreras y obstáculos a las opciones de mitigación

Las opciones de mitigación presentadas deben ser consideradas como indicadores del potencial de reducción de emisiones que existe en el país, si se aplicaran las medidas y acciones propuestas en el escenario de mitigación del sector energético. Evidentemente, los diferentes actores económicos y sociales involucrados en la aplicación de las medidas de mitigación originarán criterios de decisión conflictivos, que incidirían en la implementación de las mismas. Así mismo estarían influenciadas por las futuras políticas de mitigación del cambio climático y el desarrollo económico social del país. Entre las principales barreras sobresalen:

- † Falta de una política gubernamental general y sectorial, que aborde el problema del consumo ineficiente de energía, así como estrategias claras y aplicables para solucionarlo en el mediano y largo plazo.
- † No hay incentivos fiscales que promuevan la introducción, fabricación y uso de equipos energéticos eficientes; así como para promocionar el uso de energías renovables en la generación eléctrica.

- † Fortalecer el marco legal para promover la generación con fuentes renovables y el uso eficiente de la energía.
- † Ausencia de un Plan Maestro de Desarrollo Hidroeléctrico y Geotérmico actualizado.
- † Dar a conocer a los consumidores las opciones para utilizar la energía eficientemente.
- † En el sector residencial, los niveles de pobreza son tan altos, que aun con proyectos rentables económicamente, la población no tiene capacidad para pagar las inversiones que mejoren el uso de la energía.
- † Falta de sostenibilidad de estudios e iniciativas realizadas para disminuir el consumo de leña, siendo los resultados básicamente investigativos y referidos a segmentos específicos de la población.
- † Bajo índice de cobertura eléctrica (más de la mitad de la población no tiene energía eléctrica) y la falta de incentivos gubernamentales para desarrollar proyectos de ampliación del suministro de energía, hacen que la rentabilidad de la electrificación rural sea difícilmente atractiva para desarrollarla a gran escala.
- † En los sectores industrial, comercio y servicios, no se priorizan inversiones para utilizar la energía eficientemente, sino para incrementar su capacidad productiva. Utilizan maquinaria obsoleta, renovada en la mayoría de los casos, con equipos de segunda mano.
- † En el sector transporte, la deficiente infraestructura de la red vial urbana y la rural está en pésimas condiciones; sólo el 15% de la infraestructura vial existente está pavimentada. El transporte colectivo importa mayoritariamente unidades usadas, con rendimientos inferiores a los modelos nuevos. Las unidades de transporte colectivo está en un estado deplorable y sin el mantenimiento adecuado. No existe una política de importación de vehículos.

## **6.8. Opciones potenciales de mitigación para el sector energético**

### **a. Sub-sector residencial**

- † Disminución del consumo específico o intensidad energética de la leña, en base a la penetración de cocinas mejoradas en el 60% de la población urbana y rural.
- † Sustitución del consumo de leña por GLP en 456,000 familias urbanas.
- † Sustitución de la refrigeración ineficiente en 181,000 hogares, clientes del sistema interconectado nacional (SIN).
- † Sustitución de la iluminación incandescente de 60w y 40w en 230,000 hogares, clientes del SIN.

**b. Sub-sector industrial**

- † Sustitución del proceso de producción de cemento de vía húmeda a vía seca.
- † Utilización de gas natural para la generación de vapor en sustitución del FO No. 6, a partir del 2010 en las industrias de alimentos, bebidas y químicos.
- † Sustitución de motores ineficientes de 50 Kw o más y mejorar en 10% la eficiencia de las calderas a diesel oil.
- † Implementación de guías energéticas para la normación de equipos eléctricos.

**c. Sub-sector transporte**

- † Mejorar la infraestructura vial a nivel nacional.
- † Implementar programas de educación vial a todos los niveles.
- † Implementar políticas de importación de vehículos de acuerdo al rendimiento de los mismos.
- † Mejorar el rendimiento de los vehículos terrestres de carga y pasajeros en 10% y 30% respectivamente.

**d. Sub-sector comercio y servicios**

- † Sustitución de la iluminación fluorescente convencional por fluorescente ahorradora en el comercio y servicios de más de 25 Kw/mes.
- † Sustitución de la climatización (aire acondicionado) ineficiente por ahorradora.
- † Promoción de incentivos fiscales a equipos eléctricos eficientes.
- † Diseño y construcción de edificios incorporando medidas de eficiencia energética.

**6.9. Proyectos potenciales de mitigación de GEI**

En Nicaragua existen varias iniciativas para desarrollar proyectos de mitigación, encontrándose la mayoría en la fase de análisis de elegibilidad. Los proyectos descritos en el Cuadro 6.19, han sido sometidos por MARENA al Ministerio de Asuntos Exteriores de Finlandia, así como a otras instancias financieras nacionales e internacionales; sin embargo hasta la fecha ninguno ha sido aprobado. Para la posible ejecución de estos, queda pendiente la definición de las reglas y procedimientos que normaran en el ámbito internacional la elegibilidad de éstos en el marco del MDL.

Cuadro 6.19. **Proyectos de mitigación de GEI en Nicaragua.**

Título del proyecto	Sector	Medida de mitigación	Estado actual
Diseminación de cocinas ecológicas en la región del Pacífico de Nicaragua.	Energético	Reducir las emisiones de GEI mediante la utilización de cocinas más eficientes en 44, 616 hogares; así como reducir la deforestación y el consumo de leña.	Análisis de ligibilidad.
Generación de electricidad a partir de residuos de madera en Ocotol.	Energético	Incrementar la producción de energía eléctrica a partir de residuos forestales y agrícolas, mediante la operación de una planta eléctrica con una capacidad de 5 MW. Los beneficiarios serían 600 productores agrícolas.	Análisis de ligibilidad.
Programa piloto para la electrificación rural sostenible basado en plantas hidroeléctricas de pequeña escala.	Energético	Incrementar la participación de la hidroenergía a través de la construcción de dos hidroplantas con una capacidad total de 875 Kw. Los beneficiarios serían 7,100 personas.	Análisis de ligibilidad.
Rehabilitación hidrológica y captura de carbono para la sostenibilidad de la caficultura en las cuencas abastecedoras de agua de Matagalpa.	Cambio de uso de la tierra y silvicultura (CUTS)	Servicios ambientales por prácticas de conservación de suelos y aguas; así como fijación de carbono. Los beneficiarios serían los caficultores y pobladores de la ciudad de Matagalpa (130,000 habitantes).	Análisis de ligibilidad.
Restauración y protección del bosque tropical húmedo en la reserva Esperanza Verde "Refugio de vida silvestre los Guatuzos – San Carlos, Río San Juan.	CUTS	Incrementar los sumideros de carbono de Nicaragua mediante la reforestación de 550 hectáreas (ha) y la protección de 1,200 ha de bosque secundario. Beneficio, conservación del único humedal de importancia internacional del país.	Análisis de ligibilidad.
Programa de reconversión técnica ganadera y fijación de carbono.	Agrícola	Servicios ambientales por fijación de carbono (101.52 Gg en 6 años) y revertir la degradación del suelo. Los beneficiarios serían 300 familias y 250 productores.	