



**Proyecto NEEDS - National Economic, Environment and
Development Study for Climate Change**

**Opciones de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto
Invernadero en Costa Rica: Hacia la Carbono Neutralidad en el 2021**

Abril 2010

Contenido

LISTA DE TABLAS	4
LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE ANEXOS	6
ABREVIACIONES	7
1. INTRODUCCIÓN	8
Antecedentes	8
Objetivo y Enfoque	9
2. INVENTARIO DE EMISIONES Y TENDENCIAS	12
3. PROYECCIÓN DE EMISIONES	13
Proyección de Variables Base para Estimación de Emisiones por Consumo Energético	17
<i>Población y Viviendas</i>	17
<i>Producto Interno Bruto</i>	18
<i>Precios del Petróleo</i>	20
Consumo de Energía	21
<i>Consumo de Electricidad</i>	22
<i>Consumo de Leña y Biomasa</i>	23
<i>Consumo de Derivados de Petróleo</i>	24
Consumo de Diesel y Gasolina	24
Precio del Diesel y la Gasolina	24
<i>Consumo Total de Energía</i>	25
Emisiones en el Escenario BAU por Uso de Hidrocarburos y Desechos Sólidos	26
Sectores Forestal y Agropecuario.....	28
<i>Sector Forestal</i>	28
Escenario “Business as Usual” del Sector Forestal	32
Escenario “Business as Usual” del Sector Agropecuario	34
Emisiones Totales Proyectadas en Escenario BAU	35
4. MEDIDAS DE INTERVENCIÓN Y POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE EMISIONES	37
Sector Transporte	39
Sector Industrial	45
Sector Residencial.....	47
Otras Medidas	48
Sector Forestal y Agrícola.....	48
<i>Manteniendo la Potencia del PSA</i>	50
<i>Mejorando la Potencia del PSA</i>	51
<i>Mitigación en el Sector Agropecuario</i>	54
Potencial Total de Mitigación	56
Costos Totales de Mitigación	59
5. LECCIONES APRENDIDAS	65
6. CONCLUSIÓN	69
7. REFERENCIAS	70
8. ANEXOS	73

Presentación

El Proyecto NEEDS (National Economic, Environment and Development Study for Climate Change Project) para Costa Rica es una iniciativa del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), impulsada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés). El proyecto fue ejecutado por INCAE Business School, bajo un memorando de entendimiento entre la UNFCCC y MINAET. Adicionalmente, se contó con el apoyo técnico y de coordinación de la Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central (FUNDECOR).

El análisis se basa en la estimación a nivel nacional y sectorial de los costos e impactos potenciales que resultarían del uso de tecnologías y prácticas productivas alternativas, sobre la capacidad del país para mitigar las emisiones de GEIs. En el caso de Costa Rica, el análisis se enfoca particularmente en el potencial para alcanzar la Carbono Neutralidad (CN) en el año 2021, uno de los objetivos centrales de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) del país.

Este reporte fue preparado por los consultores Luis Rivera y Francisco Sancho bajo la dirección del profesor Lawrence Pratt, director del Centro Latinoamericano para la Competitividad y el Desarrollo Sostenible del INCAE Business School. Se basa en los siguientes documentos técnicos:

Modelación de escenario de crecimiento económico 2010-2030: Luis Rivera.

Modelación de variables clave y proyección de emisiones de CO₂: Francisco Sancho y Luis Rivera.

Identificación y evaluación de iniciativas y proyectos de mitigación en el sector energético, de transporte, residencial, industrial y desechos sólidos: Francisco Sancho y Luis Rivera.

Proyección de emisiones de CO₂ en el sector forestal y agropecuario: Departamento de Ciencia y Tecnología. Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central (FUNDECOR) - Germán Obando y Johnny Rodríguez.

Identificación y evaluación de iniciativas y proyectos de mitigación en el sector forestal y agropecuario: Departamento de Ciencia y Tecnología. Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central (FUNDECOR) - Germán Obando y Johnny Rodríguez.

Durante el proceso de estudio se contó con valiosos aportes, comentarios y acceso a datos e información oficial de la Dirección Sectorial de Energía (DSE) y el Instituto Meteorológico Nacional (IMN). Se agradece el apoyo brindado por estas dependencias de gobierno, clave para lograr realizar este trabajo.

Las conclusiones y opiniones expresadas son de los autores, y no necesariamente reflejan la posición del MINAET ni la UNFCCC, ni de las organizaciones del sector público que contribuyeron con datos, insumos y propuestas para el estudio. Comentarios y observaciones pueden dirigirse a Lawrence Pratt (Lawrence.Pratt@incae.edu), Luis Rivera (luis.rivera@consultor.incae.edu) o William Alpízar (walpizar@imn.ac.cr).

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Gg CO ₂ e)	12
Tabla 2 Composición de Variación en Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles	15
Tabla 3 Consumo Total de Energía en el Escenario BAU de Crecimiento Alto (TJ)	25
Tabla 4 Factores de Conversión para el Cálculo de Emisiones Equivalentes de CO ₂	26
Tabla 5 Emisiones de CO ₂ en Escenario BAU de Crecimiento Alto Proyectadas al Año 2030. Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos (Gg CO ₂ e)	27
Tabla 6 Categorización del Uso del Suelo y Re-Agrupación de Clasificación de Uso del Suelo	29
Tabla 7 Dinámica de Cambio de Uso del Suelo en el Período 2000-2005 para los Cuatro Estratos del País (Diferenciando la regeneración por su respectiva edad, cohorte)	31
Tabla 8 Proyección BAU del Uso de la Tierra en Ha (sin el Programa de PSA)	33
Tabla 9 Stock de Carbono y Emisiones BAU Proyectado (sin el Programa de PSA)	34
Tabla 10 Composición de Variación en Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles (Proyección BAU al año 2021)	36
Tabla 11 Proyección del Uso de la Tierra Ha manteniendo el Programa de PSA	50
Tabla 12 Stock de Carbono y Emisiones Proyectadas Manteniendo el Programa de PSA	51
Tabla 13 Proyección de Uso de la Tierra Ha Mejorando el Programa de PSA	52
Tabla 14 Stock de Carbono y Emisiones Proyectadas Mejorando el Programa de PSA	52
Tabla 15 Impacto en Mitigación y Costos Asociados con el Mejoramiento del Programa de PSA	53
Tabla 16 Estimación de Mitigación de Emisiones y Costos Asociados en el Sector Agropecuario	56
Tabla 17 Opciones de Mitigación: Costos y Potencial de Abatimiento (2010-2030)	61
Tabla 18 Involucramiento Institucional para las Medidas de Mitigación	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Estructura General del Análisis de Opciones de Mitigación	11
Figura 2 Distribución de las Emisiones en el Sector Energía	13
Figura 3 Emisiones de CO ₂ por Uso de Combustibles Fósiles (Millones de TM)	13
Figura 4 Población Histórica y Proyectada.....	17
Figura 5 Número de Habitantes por Vivienda Histórico y Proyectado.....	18
Figura 6 Crecimiento del PIB Proyectado (2010-2030)	24
Figura 7 Proyección del Precio del Petróleo.....	21
Figura 8 Consumo de Electricidad Histórico y Proyectado.....	22
Figura 9 Consumo de Hidrocarburos Histórico y Proyectado.....	24
Figura 10 Emisiones de CO ₂ en Escenario BAU Proyectadas al Año 2030 Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos. Escenario de Crecimiento Alto (Gg CO ₂ e).....	28
Figura 11 Matriz de Transición de Cobertura Boscosa.....	32
Figura 12 Emisiones Totales del Sector Agropecuario y Proyección para el Período 1990-2021 en Escenario BAU (miles de toneladas de CO ₂ equivalente).....	35
Figura 13 Emisiones Totales Proyectadas, BAU con Crecimiento Alto (2008-2030), Gg CO ₂ e.....	36
Figura 14 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación en el Uso de Energía y Manejo de Desechos Sólidos (2010-2030), Gg CO ₂ e.....	57
Figura 15 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación del Sector Forestal y Agropecuario (2010-2030), Gg CO ₂ e.....	58
Figura 16 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación Totales (2010-2030), Gg CO ₂ e	59
Figura 17 Curva de Costos Marginales de Abatimiento Sector Agropecuario y Forestal	60
Figura 18 Curva de Costos Marginales de Abatimiento, Sector Energético, Industrial, Residencial y Desechos Sólidos	64

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1	Tabla A1	Proyectos Desarrollados bajo el Mecanismo de Desarrollo (MDL) Limpio en Costa Rica	74
Anexo 2	Tabla A2	Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2000	75
Anexo 3	Tabla A3	Participación Sectorial en las Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2000	75
Anexo 4	Tabla A4	Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2005	76
Anexo 5	Tabla A5	Participación Sectorial en las Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2005	76
Anexo 6	Figura A1	Emisiones de CO ₂ en Escenario BAU Proyectadas al Año 2030 Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos. Escenario de Crecimiento Moderado (Gg CO ₂ e)	77
Anexo 7	Figura A2	Emisiones Totales Proyectadas, BAU con Crecimiento Moderado (2008-2030), Gg CO ₂ e	77
Anexo 8	Figura A3	Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación en el Uso de Energía y Manejo de Desechos Sólidos (2010-2030), Gg CO ₂ e	78
Anexo 9	Figura A4	Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación del Sector Forestal y Agropecuario (2010-2030), Gg CO ₂ e	78
Anexo 10	Figura A5	Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación Totales (2010-2030), Gg CO ₂ e	79
Anexo 11	Tabla A6	Opciones de Mitigación: Costos y Potencial de Abatimiento en Escenario de Crecimiento Moderado (2010-2030)	80

ABREVIACIONES

ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BAU	Business-as-Usual (tendencia actual)
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CATIE	Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza
CER	Certified Emissions Reductions (reducción de emisiones certificada)
CFL	Compact Fluorescent Lamp (lámpara compacta fluorescente)
CH ₄	Metano
CLACDS	Centro Latinoamericano para la Competitividad y el Desarrollo Sostenible
CN	Carbono Neutralidad
CNC	Consejo Nacional de Concesiones
CONACE	Comisión Nacional de Conservación de Energía
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ e	Dióxido de Carbono equivalente
DIGECA	Dirección de Gestión de Calidad de Ambiental
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ECN	Estrategia de Carbono Neutralidad
EGC	Equilibrio General Computable
FONAFIFO	Fondo Nacional de Financiamiento Forestal
FUNDECOR	Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central
GAM	Gran Área Metropolitana
GEI	Gas de Efecto Invernadero
Gg	Giga gramo
Ha	Hectárea
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IMN	Instituto Meteorológico Nacional
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático)
KWh	kilovatio-hora
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory
LULUCF	Land-use, land-use change, and forestry (uso, cambio de uso del suelo y forestal)
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MINAET	Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones
MOPT	Ministerio de Obras Públicas y Transporte
MW	Megavatio
NEEDS	National Economic, Environment and Development Study for Climate Change Project
NO _x	Óxidos Nitrosos (NO y NO ₂)
OCIC	Oficina Costarricense de Implementación Conjunta
PIB	Producto Interno Bruto
PRUGAM	Plan Regional Urbano de la Gran Área Metropolitana de Costa Rica
PSA	Pago por Servicios Ambientales
REDD	Reduced emissions from deforestation and forest degradation (reducción de emisiones por deforestación y degradación del bosque)
SINAC	Sistema Nacional de Áreas de Conservación
TEC	Instituto Tecnológico de Costa Rica
TJ	Terajulio
TM	Tonelada Métrica
TREM	Tren Eléctrico Metropolitano
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático)
US\$	Dólar de los Estados Unidos

1. INTRODUCCIÓN

Antecedentes

El Proyecto NEEDS (National Economic, Environment and Development Study for Climate Change Project) para Costa Rica es una iniciativa apoyada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés). Tiene como objetivo general apoyar a los países no-Anexo I- con la elaboración de evaluaciones sobre los requerimientos financieros para implementar proyectos de mitigación y adaptación al cambio climático.

En el caso de Costa Rica, el esfuerzo se centra en el análisis de sectores y proyectos específicos que pueden contribuir con la mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El análisis se enfoca en el potencial para alcanzar la Carbono Neutralidad (CN) en el año 2021, uno de los objetivos centrales de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) del país.

Costa Rica ha impulsado a nivel nacional e internacional, importantes esfuerzos en el tema del manejo ambiental sostenible y particularmente la mitigación del cambio climático. Desde los años 70s, el país ha invertido significativamente en la protección de los bosques y la biodiversidad a través del Sistema Nacional de Áreas de Conservación (SINAC). Adicionalmente, desde hace más de una década se han asignado recursos cercanos a los US\$400 millones para reducir la deforestación mediante el sistema de Pago por Servicios Ambientales (PSA). Desde la perspectiva de la sostenibilidad energética y la reducción de emisiones de GEI, actualmente más del 90% de la electricidad del país se genera con fuentes renovables.

Las fuentes de financiamiento de estos esfuerzos nacionales han sido principalmente fiscales (impuestos sobre combustibles fósiles), fondos locales y endeudamiento externo. La cooperación internacional ha tenido un papel positivo pero comparativamente menor.

El país ha liderado discusiones en el seno de la UNFCCC, fue pionero en los mercados emergentes de carbono, ha desarrollado varios proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL),¹ y se ha planteado la ambiciosa meta de lograr la Carbono Neutralidad para el 2021.

El cambio climático es una prioridad de política para Costa Rica. La ENCC consiste de seis áreas estratégicas (mitigación, adaptación, medición, creación de capacidades, concientización y educación pública, financiamiento), con el objetivo común de alinear políticas ante el cambio climático, dentro de una estrategia de desarrollo sostenible para el largo plazo.²

1 La Tabla A1 del anexo detalla los proyectos desarrollados en el país bajo el MDL.

2 Las medidas de mitigación y adaptación que se evalúan están alineadas con sectores clave de la economía, como el turismo, la generación eléctrica, los bosques y el pago de servicios ambientales, entre otros ejes que buscan consolidar una estrategia de desarrollo sostenible que fortalezca el desempeño competitivo del país y contribuya con la mitigación del cambio climático.

Los objetivos centrales de la Estrategia son alcanzar una economía “Clima Neutral” para el año 2021, reducir la vulnerabilidad sectorial y geográfica ante los efectos del cambio climático, y desarrollar un sistema de información preciso, confiable y verificable. Adicionalmente, se busca fortalecer la creación de capacidades, la sensibilización y educación de la población, así como crear los mecanismos de financiamiento necesarios para impulsar la agenda nacional.

Objetivo y Enfoque

El análisis de mitigación se basa en la estimación a nivel nacional y sectorial de los costos e impactos potenciales que resultarían del uso de tecnologías y prácticas productivas alternativas, sobre la capacidad del país para mitigar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs).

El objetivo general es proveer a los decisores de política de un análisis con las opciones potenciales, escenarios alternativos, y costos asociados de mitigación, consistentes con los objetivos de desarrollo sostenible del país. Un resultado directo del análisis es la construcción de una curva de costos de mitigación de GEIs. Esta curva establece una relación entre la cantidad de GEIs (en toneladas equivalentes de CO₂) que pueden mitigarse según diversas opciones que sean consideradas, y su costo unitario (en dólares por tonelada equivalente de CO₂).

El objetivo final de la curva de costos de mitigación es mostrar las diversas opciones, según su potencial de mitigación y los costos asociados. Para tal efecto, se deben diferenciar los costos promedio, incrementales y marginales. Adicionalmente, dado que no se trata de una curva continua, sino discreta, con diversos “bloques” de opciones de mitigación, se deben considerar estas opciones desde la más “barata” hasta la más “cara”, reflejando una relación de costo (oferta) creciente ante mayores precios por tonelada.

El alcance del estudio es técnico y financiero. Si bien se identifican aspectos institucionales y de diseño de política que deberían evaluarse para impulsar una Estrategia de Carbono Neutralidad, se parte del supuesto que las condiciones de planeamiento futuro se dan, para así enfocarse en la recomendación de medidas de mitigación con base en el análisis cuantitativo. El trabajo se fundamenta en cuatro componentes:

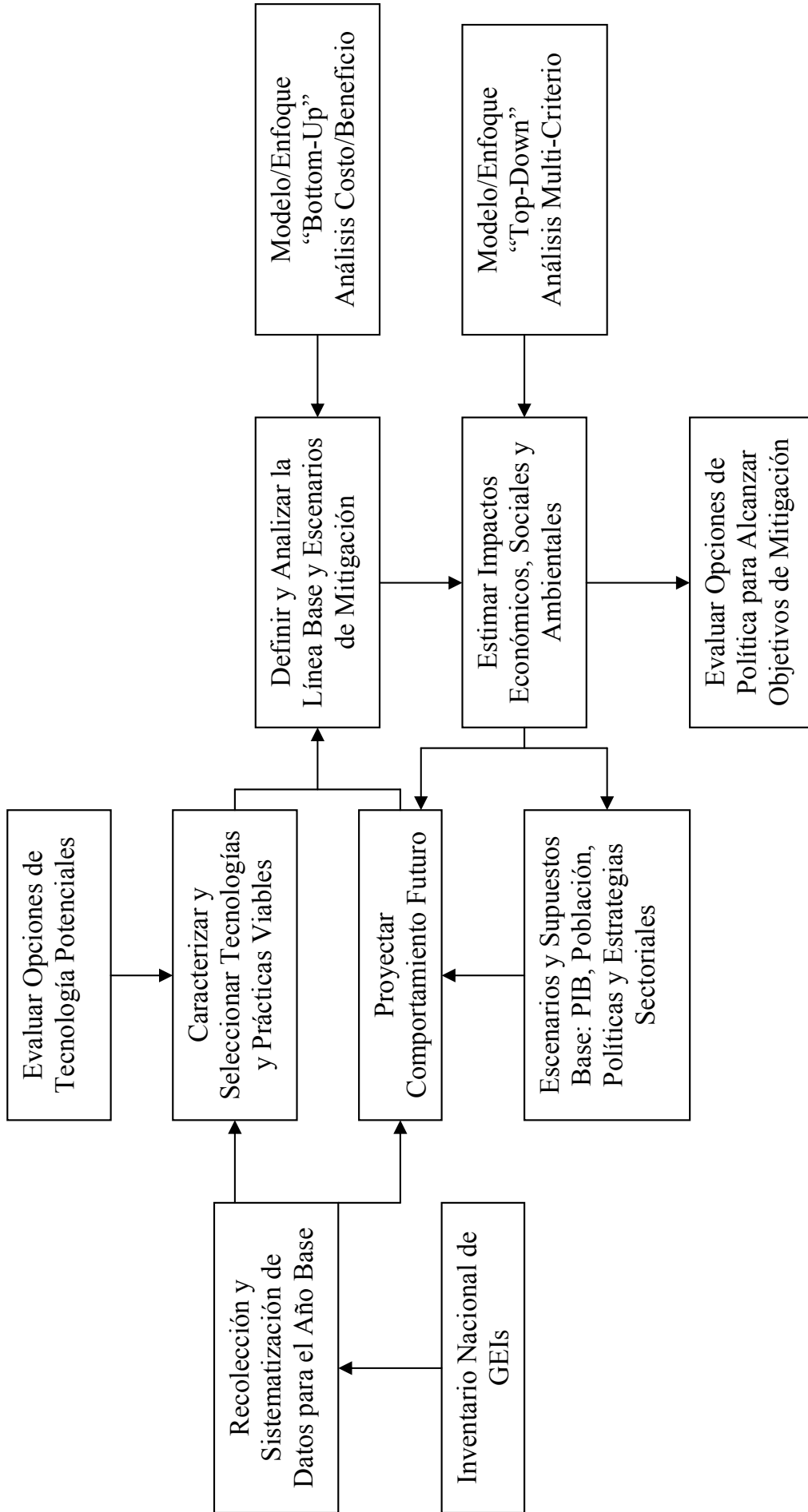
- El alcance de la evaluación de mitigación (en este caso 2010-2030) y la metodología a utilizar (particularmente el enfoque conceptual y analítico, así como las herramientas de trabajo)
- La identificación, delimitación y caracterización de las tecnologías y prácticas productivas con mayor potencial de mitigación y consistencia con objetivos nacionales de desarrollo sostenible, con base en un enfoque de costo/beneficio.
- La estimación de los costos e impactos potenciales de diversas tecnologías y medidas de política sobre las emisiones de GEIs.

- El análisis de los siguientes sectores:
 - Uso y Cambio de Uso del Suelo
 - i. Agricultura
 - ii. Sector Forestal
 - Oferta y Demanda Energética
 - i. Generación por Fuente y Tecnología
 - ii. Consumo Total (Industrial, Residencial, Servicios, Transporte)
 - Manejo de Desechos Sólidos

El enfoque general del trabajo se resume en la Figura 1. Se realiza una evaluación tanto a nivel macro (desde lo más general a lo más específico, o *top-down*) y un análisis detallado partiendo de proyectos a nivel micro hacia su agregación para evaluar efectos globales (o *bottom-up*). En las fases el estudio se utilizó varias herramientas analíticas que son detalladas en los capítulos siguientes. Los pasos seguidos para realizar el estudio fueron:

1. Recopilación de información para construir la línea base. El punto de partida es el inventario de GEIs más reciente realizado por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN). Adicionalmente, se evaluaron las diversas fuentes de información secundaria disponibles. No se realizaron encuestas ni trabajo de campo para recolección de información primaria.
2. Elaboración de las proyecciones y supuestos sobre el crecimiento económico y otras variables sociales y ambientales a ser consideradas, a nivel nacional y sectorial.
3. Evaluación del potencial individual (sectorial) de diversas opciones tecnológicas.
4. Análisis costo/beneficio para identificar las mejores opciones tecnológicas.
5. Construcción de la Curva de Mitigación nacional, con base en los siguientes criterios:
 - a. Potencial de mitigación de GEIs
 - b. Análisis Costo/Beneficio de la opción
 - c. Otros impactos económicos indirectos (si es relevante)
 - d. Consistencia con objetivos de desarrollo nacional
 - e. Viabilidad de implementación
 - f. Sostenibilidad de largo plazo
 - g. Disponibilidad de datos e información para seguimiento y ajustes
6. Evaluación del entorno institucional y de políticas para impulsar las opciones identificadas.

Figura 1 Estructura General del Análisis de Opciones de Mitigación



Fuente: adaptado de metodología desarrollada por el Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL)

2. INVENTARIO DE EMISIONES Y TENDENCIAS

El nuevo inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para Costa Rica, que forma parte de la Segunda Comunicación Nacional ante la UNFCCC señala que el sector energía y la agricultura son los principales emisores de GEI en el país (Tabla 1).³ Esto como producto del uso de combustibles fósiles en el sector transporte, las emisiones de metano producto de la ganadería, y el uso intensivo de agroquímicos en las actividades agrícolas.⁴ En el caso de la agricultura, las emisiones parecen haberse estabilizado, mientras que en los otros sectores han venido aumentando. En el caso del sector cambio de uso del suelo, este se ha consolidado como una fuente de captura importante, en el sector forestal.

Tabla 1 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Gg CO₂e)

Fuente	2000	2005
Energía	4.805,6	5.688,6
Procesos Industriales	449,8	672,5
Agricultura	4.608,6	4.603,9
Cambio de Uso de la Tierra	-3.160,5	-3.506,7
Manejo de Desechos	1.236,9	1.320,9
Total	7.940,5	8.779,2

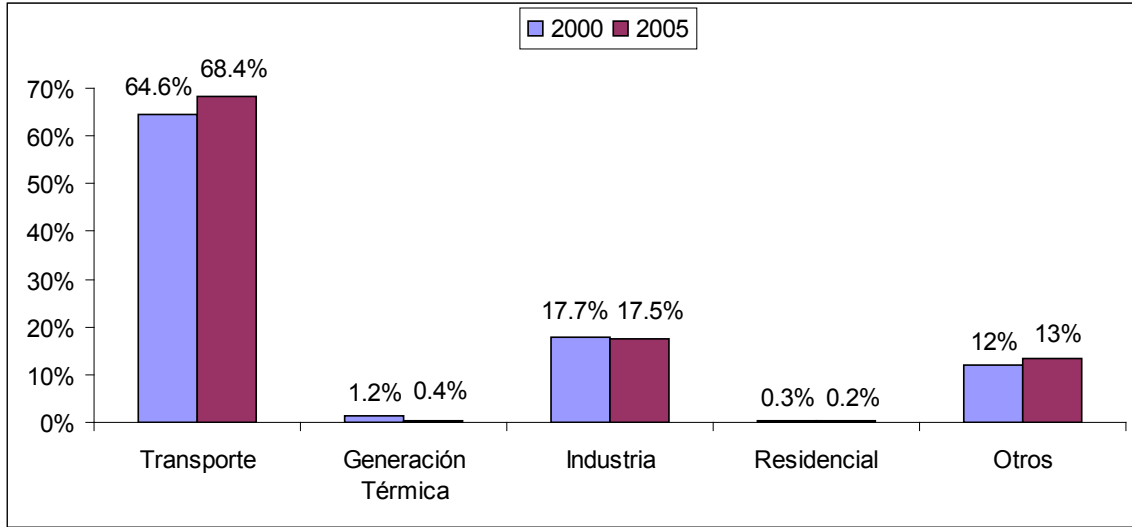
Fuente: MINAET e IMN (2009)

El tema de las emisiones del sector energético se centra en el sector transporte, ya que la generación eléctrica del país depende en más del 90% de fuentes renovables, principalmente la hidroelectricidad. Por otro lado, las emisiones debidas a las actividades agropecuarias han tendido a estabilizarse en años recientes, luego de alcanzar niveles altos a inicios de la década de los 90. En lo que al cambio de uso de la tierra se refiere, es notable el papel que el sector forestal juega en la captura de carbono. Así, las políticas de conservación de bosques, protección de parques nacionales y Pago por Servicios Ambientales (PSA), entre otras, han logrado consolidar un sector forestal que contribuye de manera importante con la mitigación de emisiones de GEI.

³ Las Tablas A2, A3, A4 y A5 del Anexo muestran mayor detalle sobre las emisiones según los principales sectores.

⁴ El sector transporte genera el 70% de las emisiones totales por uso de energía, lo que representa un 45% de las emisiones totales del país.

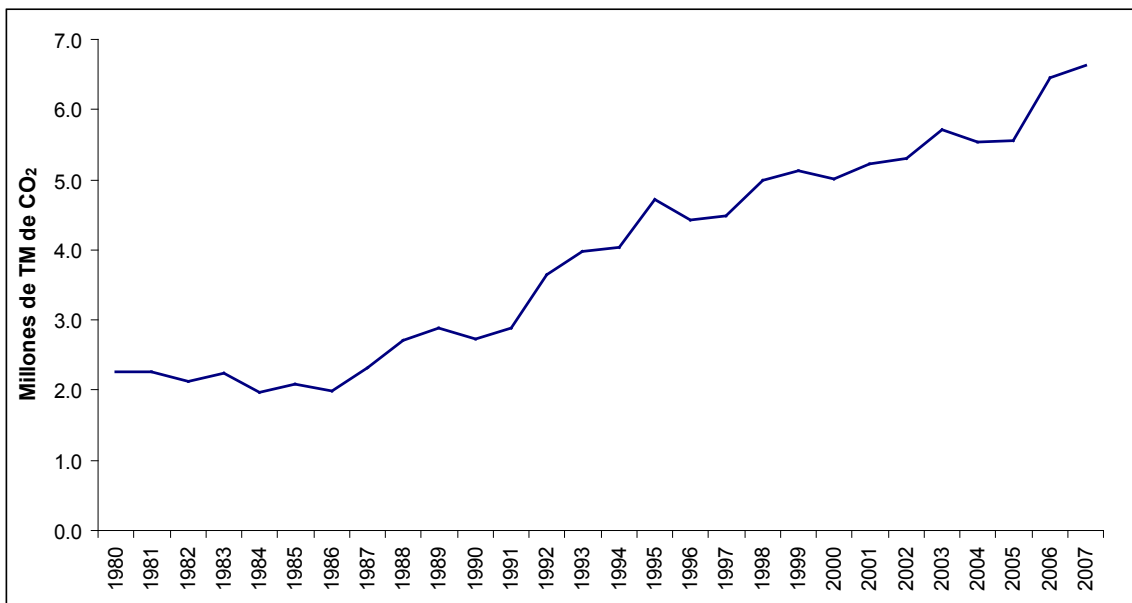
Figura 2 Distribución de las Emisiones en el Sector Energía



Fuente: elaboración propia con datos de MINAET e IMN (2009)

Las emisiones del país por el uso de combustibles fósiles se han triplicado en las últimas tres décadas (Figura 3). Esto indica que el crecimiento económico de Costa Rica se ha alcanzado a la par de mayores emisiones de fuentes de energía fósil, principalmente en el sector transporte y el sector industrial.

Figura 3 Emisiones de CO₂ por Uso de Combustibles Fósiles (Millones de TM)



Fuente: elaboración propia con datos del U.S. Energy Information Administration

Una herramienta frecuentemente utilizada para explorar los determinantes agregados de las emisiones es la Identidad Kaya.⁵ Según esta identidad, las emisiones de un país se pueden descomponer en el producto de cuatro factores básicos: a) las emisiones de CO₂ por unidad de energía, la energía consumida por unidad de PIB, el PIB por habitante, y la población:

$$O_2 = \left[\frac{O_2}{E} \right] \times \left[\frac{E}{PIB} \right] \times \left[\frac{PIB}{POB} \right] \times POB$$

Con base en la identidad se pueden realizar estimaciones de posibles escenarios de emisiones tomando en cuenta el comportamiento de sus componentes, partiendo de un escenario base (BAU). Utilizando las estimaciones de comportamiento de cada uno de los componentes se pueden identificar las posibles implicaciones de medidas de mitigación en el futuro. Asimismo, se pueden realizar supuestos sobre metas de emisiones y determinar los impactos sobre las variables determinantes.

Como las emisiones de CO₂ se relacionan con el producto de varios factores, su cambio no puede simplemente expresarse como la suma de los cambios absolutos en esos factores. En este sentido, Bacon y Bhattacharya (2007) sugieren utilizar el Índice Divisia (su media logarítmica) para obtener una descomposición más precisa.⁶ Así, las variaciones en las emisiones entre el año 0 y un año t dependerán del cambio en cada uno de los componentes expresados como:

$$\Delta CO_2 = [O_{2t} - O_{20}] * \left\{ h \left[\frac{C(t)}{C(0)} \right] / h \left[\frac{O_{2t}}{O_{20}} \right] + \left\{ h \left[\frac{E(t)}{E(0)} \right] / h \left[\frac{O_{2t}}{O_{20}} \right] + \left\{ h \left[\frac{Q(t)}{Q(0)} \right] / h \left[\frac{O_{2t}}{O_{20}} \right] + \left\{ h \left[\frac{P(t)}{P(0)} \right] / h \left[\frac{O_{2t}}{O_{20}} \right] \right\} \right\} \right\}$$

Donde:

C = Intensidad de Carbono de la Energía (por uso de combustibles fósiles)

E = Intensidad Energética del PIB

Q = PIB por habitante

P = Población

En la Tabla 2 se observa el comportamiento de cada uno de los componentes de la Identidad Kaya para Costa Rica entre los años 1980 y 2007, con base en datos históricos. Como se puede observar, las emisiones durante los 80 y 90 se explican principalmente por un aumento en la intensidad energética, la producción nacional y el crecimiento demográfico. En la década anterior el país presentó una mejora en el uso energético por unidad de PIB, pero las emisiones ligadas al uso energía crecieron. Esto a al par de un mayor crecimiento económico y en menor medida del aumento en la población.

5 Kaya, Y. (1990): "Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios." Paper presented to IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group.

6 Lo que se busca es aproximar los cambios en los componentes como una función continua en el tiempo, como cambios relativos a las emisiones totales.

Tabla 2 Composición de Variación en Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles

Cambios (Distribución %)	1980-1990	1990-2000	2000-2007
Intensidad de Carbono (de la Energía)	-55.6%	-16.8%	28.9%
Intensidad Energética (del PIB)	29.5%	32.8%	-46.8%
PIB por habitante	-19.5%	50.3%	75.1%
Población	145.6%	33.8%	42.9%
Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles (Millones Ton CO ₂)	+0.47	+2.27	+1.82

Fuente: elaboración propia con datos del U.S. Energy Information Administration, con base en Bacon y Bhattacharya (2007)

Esto muestra cómo el análisis del crecimiento en las emisiones de GEI requiere identificar sus principales fuentes, para así focalizar las áreas de acción prioritarias para las recomendaciones de política. Este enfoque macro debe sin embargo complementarse con un análisis más detallado (a nivel de proyectos) para poder evaluar la viabilidad de las acciones requeridas para alcanzar un mayor ritmo de crecimiento económico, menos intensivo en energía y emisiones.

3. PROYECCIÓN DE EMISIONES

En este capítulo se detalla la estimación de las líneas base para Costa Rica en las emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero (GEI), con base a las proyecciones del consumo eléctrico y de hidrocarburos a nivel nacional, así como las emisiones de los sectores forestal y agropecuario.

En el caso de los hidrocarburos, inicialmente se buscó realizar las proyecciones de las emisiones independientemente para cada sector: residencial, industrial, comercial, general y transportes. Sin embargo, para construir modelos de regresión estadísticamente robustos para las proyecciones de emisiones futuras, se procedió a hacer una agrupación de tales sectores, con excepción del sector transporte, el cual tiene una separación del consumo de hidrocarburos. En este caso se construyeron modelos para el consumo de la gasolina, del diesel y del resto de hidrocarburos. El consumo de los hidrocarburos para otros propósitos diferentes al transporte se realizó agrupando todos los restantes sectores.

El sector eléctrico se modeló agregando todos los sectores, pese a que sus características y los estudios que ha realizado la Dirección Sectorial de Energía (DSE) facilitan la modelación individual, pero para los efectos de proyecciones y aplicación de modelos de mitigación y abatimiento, el modelo agregado presenta las condiciones para cumplir con los propósitos del estudio.

Primeramente se presenta la proyección de variables base sobre las que se realizan las proyecciones respectivas en los modelos de regresión (población, el número de viviendas y la población por vivienda, el Producto Interno Bruto (PIB) y los precios del petróleo). Luego se presentan los ajustes del consumo de energía, sobre los cuales se estima un escenario base para los efectos de proyecciones. Con base en lo anterior, se procede a realizar las estimaciones de gases de efecto invernadero como CO₂ equivalente producto del uso de hidrocarburos. Se utiliza adicionalmente información de fuentes secundarias para aproximar las emisiones futuras generadas por el crecimiento de desechos sólidos.

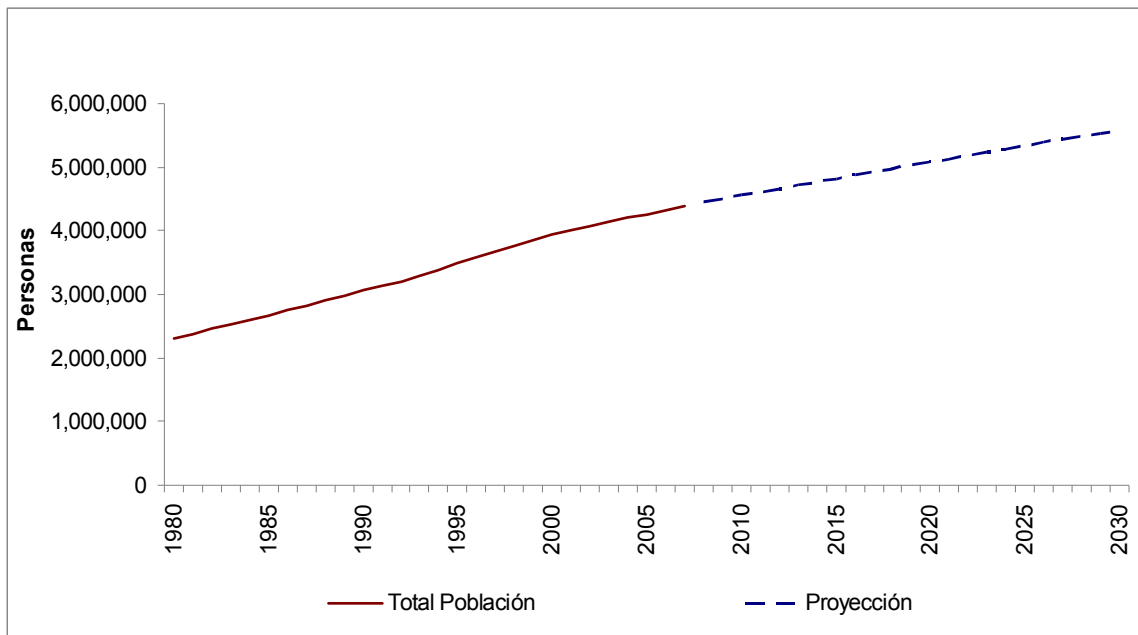
Con relación a los sectores forestal y agropecuario, se realizan proyecciones sobre el uso y cambio del uso del suelo para identificar el potencial de contribución de cada sector con la mitigación de emisiones. Se profundiza el estudio con una nueva metodología que hace uso de imágenes satelitales para realizar un inventario más detallado sobre el uso de suelo actual y en la historia reciente del país. De esta manera se puede estimar una línea base siguiendo un escenario BAU.

Proyección de Variables Base para Estimación de Emisiones por Consumo Energético

Población y Viviendas

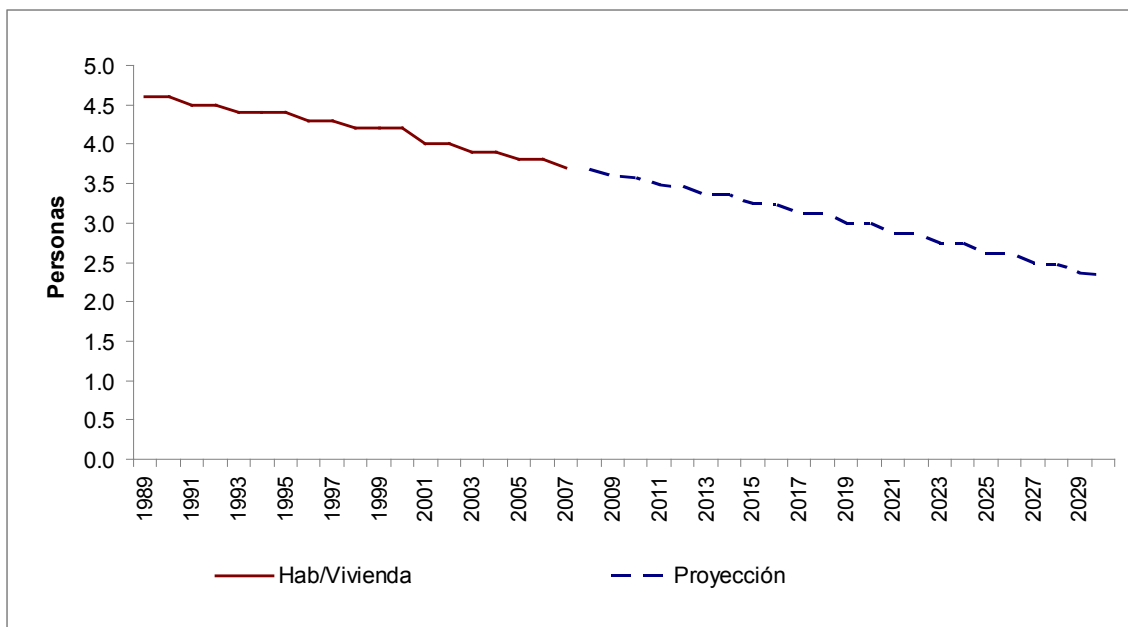
Las proyecciones de población provienen del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), el cual proyecta las tasas de crecimiento poblacional al 2030. A partir del año 2023, la tasa cae por debajo del 1% de crecimiento anual. En el 2008 la población alcanzó 4,451,205 personas, mientras que en el 2021 se situaría en 5,136,625 de habitantes. Para el 2030 alcanzaría 5,563,132 personas.

Figura 4 Población Histórica y Proyectada



Fuente: elaboración propia con datos del INEC

Un elemento muy importante para la modelación de el escenario base es la proyección del número de viviendas que tendrá el país. Sobre el número de viviendas se aplicó la población del periodo para obtener el número de habitantes por vivienda. A la serie de tiempo resultante se le aplicó un modelo autoregresivo con dos rezagos. El modelo resultó altamente explicativo. La proyección de los habitantes por vivienda que se estima hasta el 2021 es de 2,9 personas, partiendo de 3,69 personas por vivienda en el 2008, hasta alcanzar 2,35 habitantes por vivienda en el 2030.

Figura 5 Número de Habitantes por Vivienda Histórico y Proyectado

Fuente: elaboración propia con datos del INEC

Producto Interno Bruto

Para realizar las proyecciones del cambio en el Producto Interno Bruto del país, hasta el año 2030, se utiliza el Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC) desarrollado en Rivera y Rojas-Romagosa (2009).⁷ Se trata de un modelo dinámico recursivo, el cual se resuelve para cada año proyectado, vinculando los resultados mediante choques exógenos en variables clave como los factores de producción y los niveles de productividad. Así se estima un sendero de crecimiento de la producción el cual sirve como línea base para análisis posteriores. En todos los casos, se estima la *desviación* de la tasa de crecimiento de la producción comparada con la línea base estimada con el modelo. Luego se establece una tasa de crecimiento anual hasta el año 2030, partiendo del 2004 como año base.

Para este ejercicio se asume un crecimiento anual del 3% en los factores de producción (tierra, trabajo, capital) así como un incremento de la Productividad Total de los Factores (PTF) de un 1.5% anual. El tema de la PTF es clave, ya que la literatura indica que Costa Rica si bien ha logrado un desempeño modesto comparado con el de otras naciones en desarrollo, mantener un ritmo de crecimiento de la productividad sostenido en el largo plazo es una condición fundamental para acelerar el crecimiento económico.⁸

⁷ Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2010): *Human Capital Formation and the Linkage between Trade and Poverty: The Cases of Costa Rica and Nicaragua*. División de Comercio Internacional e Integración de la CEPAL. En prensa.

⁸ Véase Monge-González, R., L. Rivera y J- Rosales (2010): *Productive Development Policies in Costa Rica: Market Failures, Government Failures and Policy Outcomes*. IDB Working Paper Series 157. Marzo.

Adicionalmente, tomando en cuenta la importancia del comercio internacional para el crecimiento del país, se realizaron simulaciones sobre los impactos esperados del Tratado de Libre Comercio con los Estados Unidos (siguiendo a Francois et al, 2008)⁹ y del esperado Acuerdo de Asociación con la Unión Europea (con base en Rivera y Rojas-Romagosa, 2009).¹⁰ Es importante considerar estos Tratados, ya que se espera que el crecimiento de las próximas dos décadas dependa de manera importante del comercio internacional, como lo ha sido en los últimos años de mayor integración del país con la economía internacional.

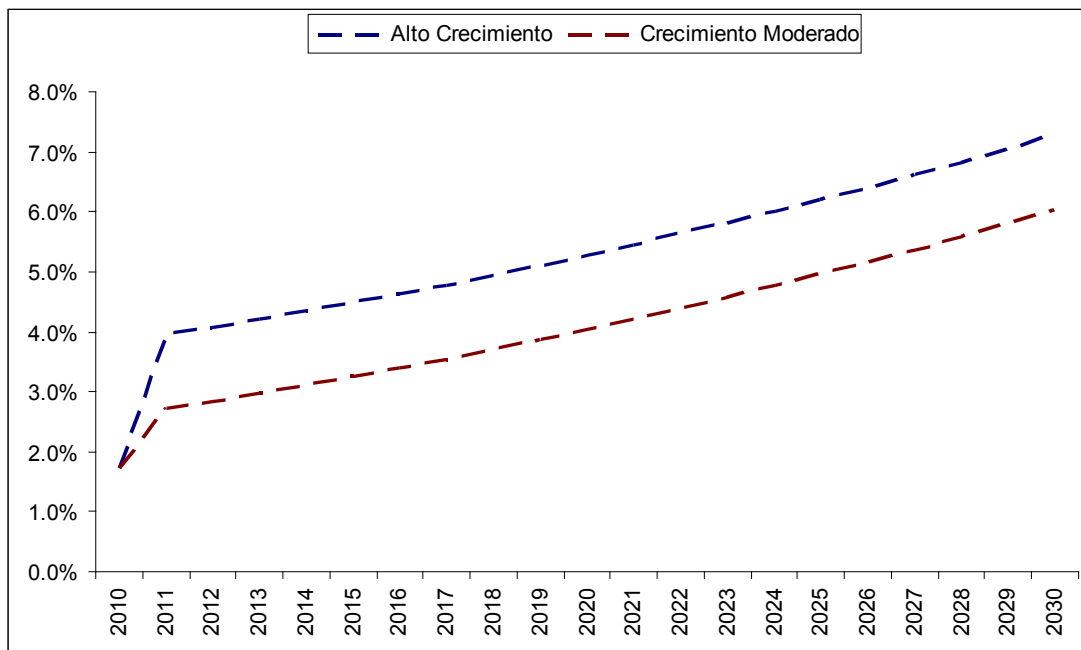
En Figura 6 se observan las tasas de crecimiento estimadas con el modelo, tanto para una senda de crecimiento “alto” como para otra “moderada.”¹¹ Se encuentra un aceleramiento de las tasas de crecimiento conforme se fortalecen los encadenamientos originados con la integración con los bloques comerciales ofrecidos por el DR-CAFTA y la Unión Europea. Las mayores tasas de crecimiento se observan a partir de la consolidación de los Tratados, es decir, cuando los calendarios de eliminación de barreras comerciales se concretan. A esto se suma el crecimiento de la productividad que se simula en el modelo.¹²

9 Francois, J., L. Rivera y R. Rojas-Romagosa (2008): “Economic Perspectives for Central America after CAFTA: A GTAP-based Analysis.” CPB Discussion Paper 99. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.

10 Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2009): “Análisis de Impacto sobre la Sostenibilidad (AIS) ante un Acuerdo de Asociación entre la Unión Europea y Centroamérica.” En S. Heieck et al, editores, Política Comercial en Centroamérica: Perspectivas del Acuerdo de Asociación con la Unión Europea y Retos para las Pequeñas y Medianas Empresas. Alajuela, C.R.: INCAE Business School.

11 Se estimaron dos sendas de crecimiento para efectos de analizar la sensibilidad de las emisiones totales proyectadas a la tasa de crecimiento del PIB. Sin embargo, ya que no se encontraron resultados muy distintos en las proyecciones de emisiones que se desarrollan en una sección más adelante, los resultados que se presentan en este reporte se basan principalmente en la senda de crecimiento “alto.” Aún así, se incluyen como referencia varias estimaciones con el escenario “moderado.” Las tasas de crecimiento anual promedio para el periodo 2010-2030 en cada caso son 5.28% (alto) y 4.09% (moderado).

12 Debe tenerse presente que estas estimaciones se basan en supuestos sobre el comportamiento futuro de la economía. Se recomienda realizar revisiones futuras sobre estas estimaciones a medida que se avance con los planes y proyectos de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Adicionalmente, debe recordarse que las simulaciones se basan en escenarios que no consideran otros posibles efectos de variables internas y externas sobre el patrón de crecimiento de la economía. Más aún, en este caso solamente se están considerando los efectos estáticos (eficiencia en la asignación de recursos productivos) resultantes de la apertura comercial. No se evalúan otros posibles cambios que generen impactos dinámicos como el crecimiento de la inversión extranjera directa o cambios endógenos en la productividad.

Figura 6 Crecimiento del PIB Proyectado (2010-2030)

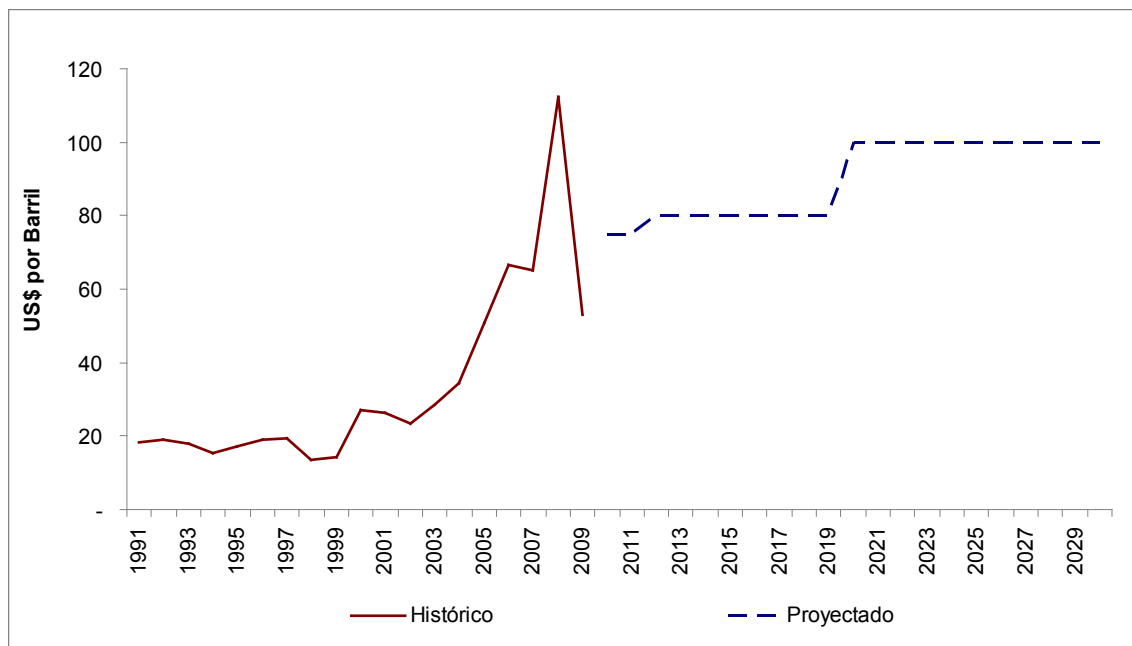
Fuente: elaboración propia

Precios del Petróleo

Para las proyecciones se asume que los precios internacionales del petróleo no caerán en el futuro a menos de US\$75 el barril y para los siguientes años el precio tendería a aumentar a US\$80 durante la presente década, y a US\$100 en la siguiente.¹³ Usando estos supuestos sobre el comportamiento futuro del precio del petróleo, la aplicación de los modelos de regresión da como resultado el precio de los combustibles que se utiliza para realizar las estimaciones de consumo energético.

¹³ Las proyecciones manejadas por la Agencia Internacional de Energía apuntan a precios promedio por barril que oscilan entre \$100 y \$200 hasta el 2030. Véase World Energy Outlook 2009. IEA/OECD. Paris. 2009.

Figura 7 Proyección del Precio del Petróleo



Fuente: elaboración con datos de la DSE y estimaciones propias

Consumo de Energía

Para la estimación del consumo de energía y consiguientes emisiones, se analizó la posibilidad de modelos sectoriales por actividad económica, individualizando las emisiones procedentes de los sectores residencial, comercial, industrial, transporte y general. Esto permitiría una consideración de las medidas de mitigación sectoriales. Sin embargo, debido a la importancia relativa del sector transporte en el consumo de derivados de petróleo, representando un 68%, y la importancia de los derivados del petróleo en el consumo de energía, representando un 58% del consumo de energía del país, una modelación de la energía por sectores se hace más difícil de configurar, ya que en la contabilidad de energía por sector se excluye el consumo procedente de transporte, dejando las cifras resultantes muy difíciles de correlacionar con las macro-variables usuales de actividad.¹⁴

La metodología que se eligió fue considerar el sector eléctrico como un todo, sin hacer una división del consumo eléctrico por sector económico. Igual criterio fue aplicado para el consumo de energía procedente de la leña, la biomasa y los clasificados como otros energéticos. En el caso de los hidrocarburos el enfoque fue diferente, ya que el consumo se separó en consumo de diesel, consumo de gasolina y consumo de otros hidrocarburos. Esta subdivisión se realizó para tener una aproximación más detallada del consumo de los derivados del petróleo, debido a la gran importancia relativa que tienen en el consumo total de energía del país.

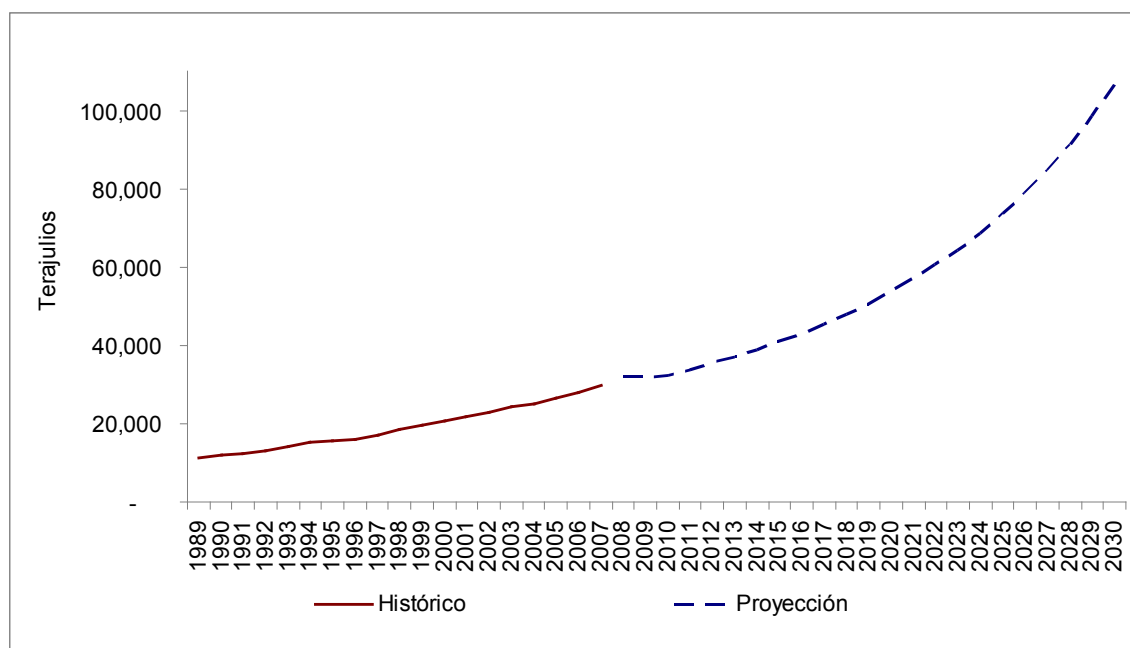
¹⁴ Esta limitación fue apuntada por personeros de la Dirección Sectorial de Energía, quienes en sus sugerencias de cómo realizar esta modelación, indicaron estas dificultades.

Consumo de Electricidad

El consumo de electricidad ha mostrado una fuerte asociación con la producción nacional en las últimas décadas. Respecto al PIB real (con base en 1991), la asociación es prácticamente perfecta hasta 1999, cayendo el consumo eléctrico un poco más que proporcionalmente en los años 2000 y 2001, pero encontrándose una fuerte asociación de nuevo a partir de 2002.

Con base en un ajuste de regresión se estimó el consumo eléctrico futuro. Comparando las cifras históricas con las proyectadas, se encuentra que históricamente la tasa de crecimiento en el consumo de electricidad, entre 1989 y el 2007, fue de 5,5%. Para el periodo de proyección esa tasa de crecimiento será en promedio 5,7%. Para el año 2008 se tiene un consumo eléctrico de 31.850 terajulios, para el 2021 el consumo asciende a 56.843 terajulios, mientras que para el 2030 el consumo será de 106.451 terajulios.

Figura 8 Consumo de Electricidad Histórico y Proyectado



Fuente: elaboración propia con datos de la DSE

Consumo de Leña y Biomasa

De acuerdo a la Dirección Sectorial de Energía (DSE)¹⁵ las principales fuentes productoras de leña son árboles en potreros, cafetales, charrales y tacotales, así como las cortas y el aserrío, lo cual ha sufrido alteraciones debido a la introducción de nuevas tecnologías tanto agrícolas como pecuarias, como la eliminación de árboles de sombra en los cafetales y la utilización de variedades de café con porte más bajo, que producen menos leña de poda.

Asimismo, la DSE indica en el Diagnóstico del V Plan Nacional de Energía 2008-2021 que existe un vacío importante de información sobre esta actividad, pues las estimaciones de potencial anual de dicho recurso provienen del período 1986-1987 y se hace una comparación con cifras de potencial del recurso en la Encuesta de Biomasa del 2006, si bien la comparación puede resultar no válida, por tratarse de períodos completamente diferentes. A partir de estos puntos de referencia se han venido construyendo las series de tiempo del consumo.

Teniendo en cuenta estas y otras limitaciones se procedió a hacer un modelo de proyección basado en una regresión con base en el periodo 1993 y 2001, cuando el aumento en el consumo de leña se mostró más moderado y ahí su correlación con el PIB real. Esto se hace debido a que de acuerdo con la DSE aspectos como técnicas poco eficientes de manejo de charrales y tacotales, el crecimiento poblacional y la demanda industrial, han provocado una fuerte presión sobre el recurso, empujándolo al agotamiento.¹⁶ De esta forma, el fuerte repunte en el consumo que se vio entre 2002 y 2007, que hasta podría deberse por los problemas de medición antes apuntados, podría sencillamente no ser sostenible, debido a las limitaciones de producción de la leña.

En el periodo histórico considerado el consumo presentaba una tasa de crecimiento promedio de 5,0% por año. En el periodo proyectado la tasa de crecimiento promedio es de 4,9%. Para el año 2008 se tiene un consumo de 12.565 terajulios, para el 2021 se estima en 28.309 terajulios y para el 2030 en 47.470 terajulios.

El consumo de la biomasa para producción energética sufre limitaciones similares. Sin embargo, el análisis realizado indicó que su relación con el PIB real es más fuerte. Con el ajuste realizado, mientras que la tasa de crecimiento promedio en el periodo histórico fue de 3.6%, para el periodo proyectado alcanza un 3,1%. Así, para el año 2008 se tiene un consumo de 9.491 terajulios, para el 2021 se estima en 12.752 terajulios y para el 2030 en 17.558 terajulios.

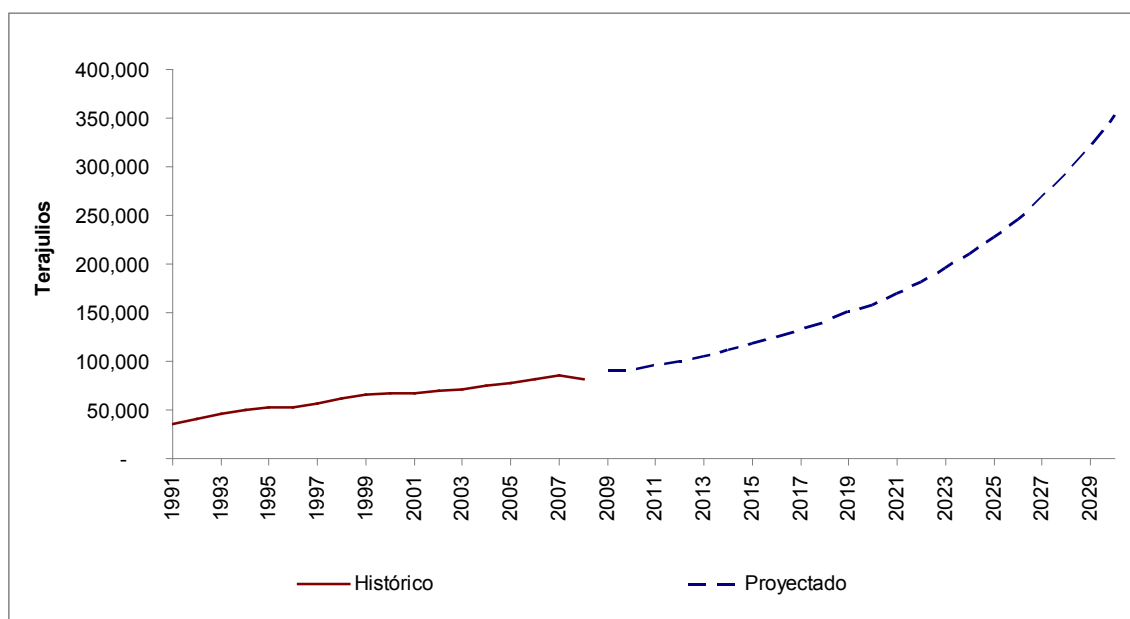
15 Dirección Sectorial de Energía (DSE). Diagnóstico V Plan Nacional de Energía 2008-2021, San José, Costa Rica: Febrero de 2008, página 74.

16 Dirección Sectorial De Energía (DSE). Diagnóstico V Plan Nacional de Energía 2008-2021, San José, Costa Rica: Febrero de 2008, página 74.

Consumo de Derivados de Petróleo

Como se había indicado, en el caso del consumo de los derivados del petróleo se separó en consumo de diesel, consumo de gasolina y consumo de otros hidrocarburos. El consumo total de hidrocarburos estimado se ubicó en 81,949 terajulios para el año 2008, proyectado a 169,626 terajulios en el 2021 y alcanzando 352,996 terajulios en el 2030.

Figura 9 Consumo de Hidrocarburos Histórico y Proyectado



Fuente: elaboración propia con datos de la DSE

Consumo de Diesel y Gasolina

Se realizó un ajuste en el consumo del petróleo que se basa en la flota de vehículos de carga, la flota de vehículos de transporte público y el precio del diesel. Para la estimación de la flota se consideró la relación población por vehículo. Este indicador permite mantener una relación flota-población que se encuentra en órdenes de magnitud razonables. En el caso de la gasolina, se utilizaron como variables explicativas la flota de vehículos particulares, la flota de motocicletas, la flota de otros vehículos y el precio promedio de la gasolina súper y regular.

Precio del Diesel y la Gasolina

Para los precios del diesel y la gasolina se observó que especialmente después de 1998 la política de precios nacional estuvo muy ligada con el comportamiento del precio del petróleo. En ambos casos se hizo un ajuste para estimar su relación.

Consumo Total de Energía

En la Tabla 3 se muestra el consumo total proyectado de energía según las diversas fuentes analizadas, el cual es de 145.674 terajulios en el 2008, 276.049 terajulios en el 2021 y 540.270 en el 2030. Los hidrocarburos representan 56% del consumo de energía en el 2008, y se proyectan en un 61% en el 2021 y 65% en el 2030. Esto indica que la tendencia en el país sobre una mayor dependencia de los productos derivados del petróleo para satisfacer el consumo de energía nacional se mantendría en un escenario BAU.

Tabla 3 Consumo Total de Energía en el Escenario BAU de Crecimiento Alto (TJ)

Año	Derivados de Petróleo	Electricidad	Leña	Res Veg	Otros	Total
2008	81,949	31,850	17,565	9,492	4,818	145,674
2009	91,129	31,850	17,565	9,492	4,818	154,855
2010	90,570	32,456	17,840	9,584	4,909	155,359
2011	95,412	33,893	18,488	9,797	5,122	162,713
2012	99,863	35,442	19,182	10,023	5,353	169,862
2013	105,433	37,115	19,925	10,262	5,601	178,336
2014	111,463	38,924	20,722	10,514	5,870	187,492
2015	118,002	40,883	21,577	10,780	6,160	197,402
2016	125,126	43,008	22,497	11,062	6,475	208,168
2017	132,905	45,317	23,488	11,361	6,817	219,888
2018	141,420	47,834	24,557	11,679	7,189	232,678
2019	150,739	50,574	25,710	12,015	7,594	246,632
2020	158,381	53,569	26,959	12,373	8,036	259,319
2021	169,626	56,843	28,309	12,752	8,519	276,049
2022	182,113	60,468	29,788	13,161	9,054	294,584
2023	195,805	64,409	31,379	13,591	9,634	314,817
2024	210,982	68,746	33,110	14,050	10,272	337,161
2025	227,876	73,528	34,996	14,540	10,974	361,914
2026	246,706	78,814	37,056	15,064	11,750	389,390
2027	267,867	84,669	39,310	15,624	12,608	420,078
2028	291,904	91,165	41,779	16,224	13,560	454,632
2029	319,783	98,392	44,489	16,868	14,617	494,148
2030	352,996	106,451	47,470	17,559	15,794	540,270

Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, y MINAET

Emisiones en el Escenario BAU por Uso de Hidrocarburos y Desechos Sólidos

En la Tabla 4 se observan los factores de conversión aplicados para la estimación de las emisiones de CO₂ basados en las guías del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

Tabla 4 Factores de Conversión para el Cálculo de Emisiones Equivalentes de CO₂

Hidrocarburos	0,0691	Gg CO ₂ / TJ
Madera / Leña	0,1127	Gg CO ₂ / TJ
Biomasa	0,1007	Gg CO ₂ / TJ
Diesel	0,0742	Gg CO ₂ / TJ
Gasolina	0,0700	Gg CO ₂ / TJ

Fuente: IPCC

En la Tabla 5 se muestran las emisiones netas de gases de efecto invernadero estimadas por el consumo de hidrocarburos, reportadas como CO₂ equivalente. Para efectos de los ejercicios subsiguientes no se consideran las emisiones de leña ni la biomasa, dada la fijación de CO₂ que estos hacen durante su formación, lo cual es considerado en las estimaciones del sector forestal presentadas en una siguiente sección. Adicionalmente, se utiliza la estimación y proyección de emisiones por desechos sólidos presentada por DIGECA (2009), la cual se complementa con proyecciones propias.

Tabla 5 Emisiones de CO₂ en Escenario BAU de Crecimiento Alto Proyectadas al Año 2030. Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos (Gg CO₂e)

Año	Derivados Petróleo	Electricidad	Leña	Otros	Desechos Sólidos	Total*
2008	5,663	176	1,979	955	1,418	8,212
2009	6,297	176	1,979	955	1,452	8,880
2010	6,258	224	2,010	965	1,487	8,934
2011	6,593	234	2,083	986	1,523	9,336
2012	6,901	245	2,161	1,009	1,559	9,714
2013	7,285	256	2,245	1,033	1,597	10,171
2014	7,702	269	2,335	1,058	1,635	10,664
2015	8,154	282	2,431	1,085	1,674	11,195
2016	8,646	297	2,535	1,114	1,715	11,772
2017	9,184	313	2,646	1,144	1,756	12,397
2018	9,772	331	2,767	1,176	1,798	13,077
2019	10,416	349	2,897	1,209	1,841	13,815
2020	10,944	370	3,037	1,245	1,885	14,444
2021	11,721	393	3,189	1,284	1,930	15,328
2022	12,584	418	3,356	1,325	1,977	16,304
2023	13,530	445	3,535	1,368	2,024	17,367
2024	14,579	475	3,730	1,414	2,073	18,541
2025	15,746	508	3,943	1,464	2,123	19,841
2026	17,047	545	4,175	1,516	2,174	21,282
2027	18,510	585	4,429	1,573	2,226	22,894
2028	20,171	630	4,707	1,633	2,279	24,713
2029	22,097	680	5,012	1,698	2,334	26,809
2030	24,392	736	5,348	1,767	2,390	29,285

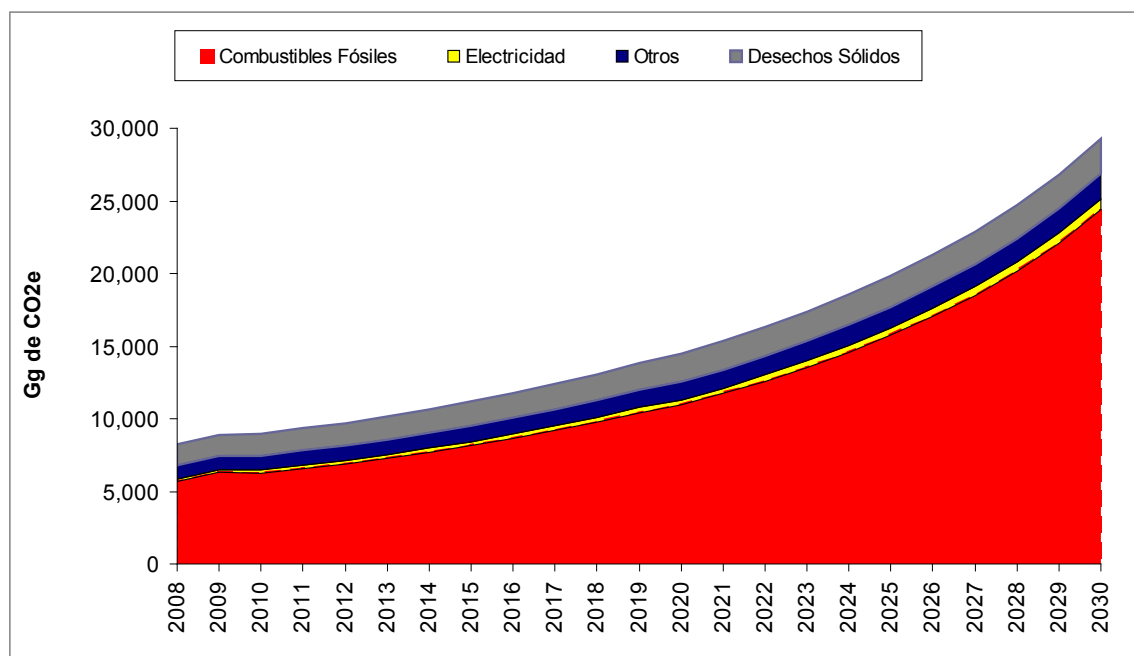
* No incluye las emisiones proyectadas por uso de leña y biomasa.

Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, MINAET, y DIGECA (2009)

Con base en las estimaciones realizadas se observa que para el año 2008 las emisiones de CO₂ resultantes del consumo de hidrocarburos más las emisiones equivalentes generadas por el crecimiento de desechos sólidos alcanzaron 8,212 gigagramos. Las proyecciones indican que para el año 2021 las emisiones alcanzarían 15,328 gigagramos mientras que en el 2030 serían de 29,285 gigagramos, generadas por estos sectores (Figura 10).¹⁷

¹⁷ En el caso de las estimaciones para el escenario de crecimiento “moderado,” los resultados al año 2021 son de casi 1 millón de toneladas de CO₂ menos, mientras que la diferencia al 2030 es de casi 4 millones de toneladas menos. La Figura A1 en el anexo muestra los resultados.

Figura 10 Emisiones de CO₂ en Escenario BAU Proyectadas al Año 2030 Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos. Escenario de Crecimiento Alto (Gg CO₂e)



Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, y MINAET, y DIGECA (2009)

Sectores Forestal y Agropecuario

Sector Forestal

En el caso del sector forestal, se construye la línea base para la proyección de emisiones (escenario BAU) mediante el desarrollo de mapas de uso del suelo y proyecciones sobre la dinámica de la cobertura boscosa hasta el año 2030. Los mapas de uso del suelo que se usaron fueron los proporcionados por Instituto Meteorológico Nacional (IMN), para las fechas de 1980, 1990, y se tomaron los desarrollados para el 2000 y 2005 por el Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (FONAFIFO). De las 5,110,575 hectáreas totales que corresponden a la totalidad del país, se evaluó el 71% (3,626,195 hectáreas) libres de nubes y observables desde 1980 y hasta el 2005.

De las categorías de uso del suelo que se encontraron en los distintas clasificaciones, se re-codificaron a 16 categorías afines para el juego de imágenes utilizado (1980, 1990, 2000 y 2005), con el propósito de normalizar estas clases en todos los mapas. Luego se reagruparon en nuevas categorías. El propósito de esta reagrupación es obtener resultados lógicos, al realizar los análisis de cambio de uso del suelo (tabulaciones cruzadas) para las distintas fechas involucradas en el estudio (período 1980-2005), con el cual se fechan las distintas cohortes de regeneración. De la revisión de las reclasificaciones se observó que el Bosque Secundario de 1980 (Categoría 2), solamente se catalogó en una de las imágenes que se usó para obtener el mapa total del país, compuesto por varias imágenes. Por esta razón finalmente se decidió reunir esta categoría

con el uso de Cobertura Boscosa (Categoría 1) y desechar la opción de fechar los bosques secundarios de 1980. Finalmente se excluyen de todas las clasificaciones los usos 4, 5 y 6 (Tabla 6).

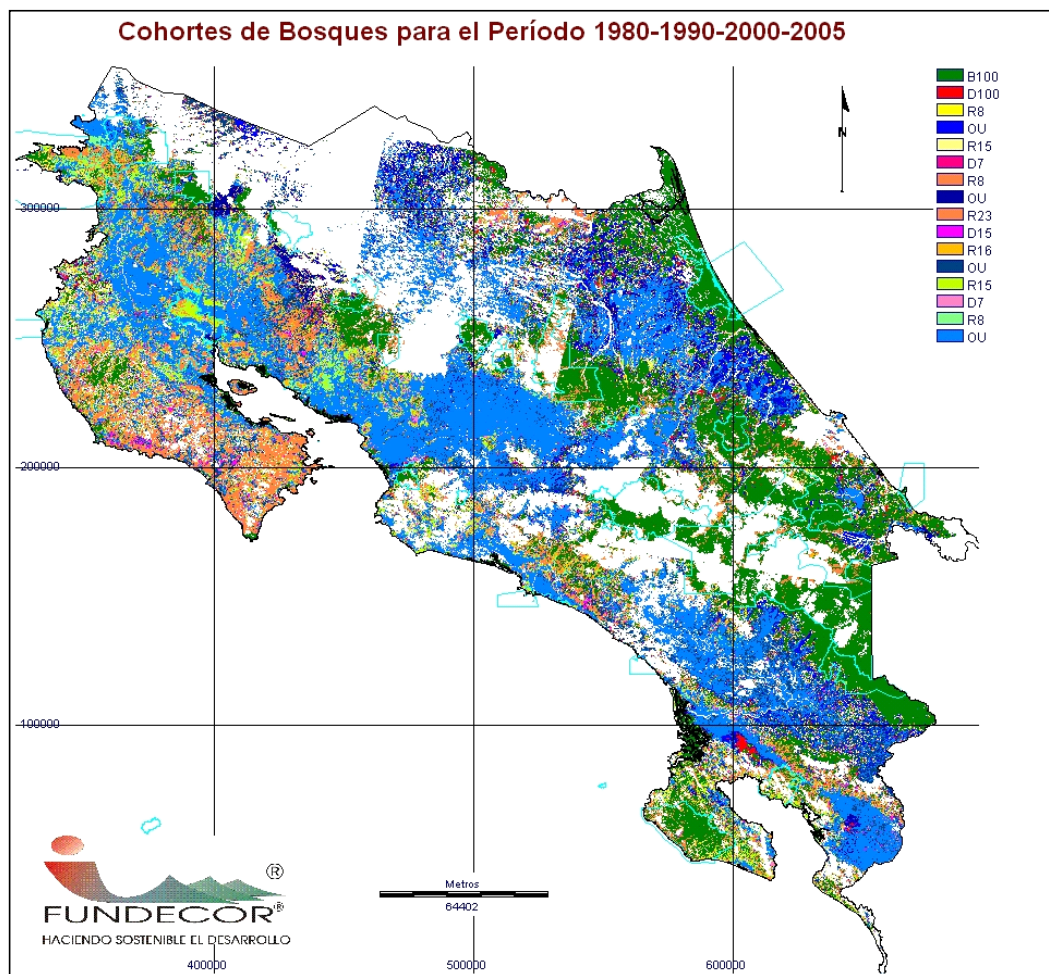
Tabla 6 Categorización del Uso del Suelo y Re-Agrupación de Clasificación de Uso del Suelo

Categoría Inicial	Descripción	Categoría Reagrupada	Descripción
1	Bosque Primario	1	Cobertura Boscosa
2	Bosque Alterado y/o Intervenido	2	Bosque Secundario 1980
3	Pasto con Árboles	3	Otro Uso
4	Cultivos y Pastos	3	Otro Uso
5	Charral	3	Otro Uso
6	Suelo Desnudo	3	Otro Uso
7	Cuerpos de Agua	5	Agua
8	Reforestación	4	Nubes/No datos
9	Nubes, Sombra de Nubes y No Datos	4	Nubes/No datos
10	Urbano	3	Otro Uso
11	Páramo	6	Páramo
12	Humedales	1	Cobertura Boscosa
13	Manglar	1	Cobertura Boscosa
12	No Clasificado, Fronteras	4	Nubes/No datos
15	Uso Mixto	3	Otro Uso
16	Deforestación según FONAFIFO (definida con imágenes 1997-2000-2005)	3	Otro Uso

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

El Mapa 1 es el resultado de las 16 posibles opciones en la dinámica de cambio de uso del suelo para el período 1980-2005. Se aprecia la ubicación de los diferentes bosques por edades o cohortes que han permanecido visibles a las imágenes de satélite desde 1980, así como las áreas donde ha ocurrido la deforestación y aquellas donde se ha dado la regeneración.

**Mapa 1 Cohortes de los Bosques Permanentes en Costa Rica para
Períodos 1980-1990-2000-2005**



Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Se estudió la dinámica del cambio de uso del suelo a partir de 1980 con el fin de fechar las cohortes de uso del suelo y así establecer la edad media de la regeneración retenida en el período 2000-2005. Entre 1980 y el 2000, se utilizaron períodos de 10 años para capturar el cambio neto de cobertura, obviando la regeneración efímera y la pérdida temporal de la cobertura boscosa. Esto con el fin de ser conservadores en las estimaciones de la recuperación de área boscosa, siguiendo la buena práctica del IPCC.

El último período 2000-2005, es de cinco años, por cuanto la proyección del escenario de mitigación “Manteniendo la Potencia del PSA” requiere de la mejor estimación del efecto de las políticas actuales en el cambio de uso de la tierra. Si bien el Programa de Pago por Servicios Ambientales (PSA) se establece desde 1997, su mayor efecto en la cobertura se concentra en la etapa 2000-2005.¹⁸ Así, de continuar con el

18 El programa de Pago de Servicios Ambientales (PSA), que fue diseñado como un mecanismo financiero para promover la conservación de los recursos forestales del país, está amparado en la Ley Forestal 7575 del 16 de abril de 1996. En ella se establece que los servicios ambientales del bosque y las plantaciones forestales son aquellos que inciden directamente en la protección y el mejoramiento del medio ambiente, por lo que los propietarios de tierra deben recibir pagos para compensar los beneficios que sus bosques y plantaciones brindan a la sociedad. El PSA se aplica en Costa Rica actualmente bajo tres modalidades, PSA-Protección, PSA-Reforestación, y PSA-Manejo de Bosques. Cuando estos pagos se orientan a zonas prioritarias cuidadosamente

programa de PSA, se esperaría que se prolongue la tendencia observada en ese período para los siguientes 25 años proyectados (2005-2030).

Por otra parte, el país se dividió en cuatro estratos de dinámica de uso de la tierra claramente diferenciados (Tabla 7). Para cada uno de esos estratos se obtuvo los valores sobre su dinámica de uso de la tierra, reagrupándose posteriormente en 4 estados de cobertura.

Tabla 7 Dinámica de Cambio de Uso del Suelo en el Período 2000-2005 para los Cuatro Estratos del País (Diferenciando la regeneración por su respectiva edad, cohorte)

Periodo 2000-2005			id	Todo el país libre de nubres ('80, '90, '00, '05) (ha)	Resto del país (sin Guanacaste) fuera de Parques Nacionales (ha)	Solo Guanacaste fuera de Parques Nacionales (ha)	Parques Nacionales en el resto del país (sin Guanacaste) (ha)	Parques Nacionales en Guanacaste (ha)
B100	A	B100	1	901,022	587,666	47,210	244,640	21,506
B100	A	OU	2	42,248	37,543	3,478	983	244
OU	A	R22	3	36,269	28,888	4,641	1,232	1,508
OU	A	OU	4	138,186	131,396	4,722	1,330	738
R22	A	R27	5	53,894	36,868	8,572	4,684	3,770
R22	A	OU	6	12,459	10,212	1,928	164	155
OU	A	R22	7	15,569	11,075	2,420	287	1,787
OU	A	OU	8	134,555	123,075	8,682	850	1,948
R27	A	B100	9	408,747	171,801	186,153	33,252	17,541
R27	A	OU	10	50,462	28,296	21,398	404	364
OU	A	R22	11	68,394	30,544	34,876	606	2,368
OU	a	OU	12	263,300	193,199	67,362	844	1,895
R22	a	R27	13	179,972	83,123	78,216	5,446	13,187
R22	a	OU	14	54,058	32,944	20,057	208	849
OU	a	R22	15	84,746	42,509	33,542	923	7,772
OU	a	OU	16	1,182,314	864,212	295,629	1,688	20,785
Totales				3,626,195	2,413,351	818,886	297,541	96,417

Fuente: Elaboración propia. Bosque de viejo crecimiento y Regeneración Tardía (B100), Regeneración Media (R 27 años), Regeneración Temprana (R 22 años) y Otro Uso (OU)

seleccionadas, se logra conservar hábitat de alta biodiversidad, proteger cuencas hidrográficas de importancia socio-económica, y consolidar corredores biológicos que conecten los parques nacionales y las reservas biológicas existentes. El programa se financia principalmente con recursos públicos recolectados mediante un impuesto a los combustibles fósiles. Sin embargo, cada vez hay mayor participación de los beneficiarios directos de los servicios ambientales, principalmente empresas hidroeléctricas, embotelladoras de agua, y empresas de turismo. En general, se parte de dos supuestos: i) es más rentable para el país invertir en la conservación de los ecosistemas forestales que brindan los servicios ambientales, que invertir en obras de infraestructura para corregir los problemas derivados de la pérdida de bosques, y ii) es más conveniente, tanto desde el punto de vista social como económico, invertir en el financiamiento del PSA, que en la compra de tierras para crear áreas de protección absoluta, tales como parques nacionales.

La tendencia de la cobertura boscosa a proyectar en cada estrato entre “n” estados se describe mediante una matriz de transición de 4 x 4 estados (Figura 11). Se considera que la cobertura boscosa está distribuida entre los estados, denominados: Otro uso (OU), Regeneración temprana (R22), Regeneración media (R27), Regeneración y Bosque maduro (B100). Se estimó la proporción t_{ij} de la cobertura del estado j , que se mueve al estado i en un período de cinco años comprendido entre 2000 y 2005. Esta matriz de transición se denomina $T = (t_{ij})$.

Figura 11 Matriz de Transición de Cobertura Boscosa

$$[1,424,898 \quad 163,147 \quad 200,097 \quad 625,209] \cdot X \cdot \begin{bmatrix} & OU & R22 & R27 & B100 \\ OU & 0.921 & 0.729 & 0 & 0 \\ R22 & 0.265 & 0 & 0.735 & 0 \\ R27 & 0.141 & 0 & 0 & 0.869 \\ B100 & 0.060 & 0 & 0 & 0.940 \end{bmatrix}$$

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

La estimación de la emisión anual en miles de toneladas de CO_2 para cada quinquenio se calculó mediante la diferencia de los stocks entre períodos. La estimación del stock para cada año proyectado se realizó considerando que un bosque secundario llega a ocupación total del sitio en 35 años y que tanto para los bosques en Guanacaste como para el resto del país, la biomasa promedio en ocupación total es de 60 y 100 toneladas por hectárea de carbono, respectivamente. A cada cohorte de regeneración se le estimó su stock basado en la proporción de la edad sobre el tiempo total para alcanzar la ocupación total del sitio (edad/35 años) multiplicado por el carbono en ocupación total del estrato.

Escenario “Business as Usual” del Sector Forestal

De acuerdo Tattenbach *et al* (2006) la penetración del Programa de PSA de FONAFIFO nunca ha sido superior a un 25% del área de bosques ubicados fuera de parques nacionales y reservas biológicas. Presentando una demanda insatisfecha constituida por propietarios de bosque “haciendo fila” por falta de cuota, o con fincas de más de 300 ha que no pueden ingresar de un solo golpe al programa, o bien por falta de un título de propiedad. Asimismo, la sostenibilidad del PSA aún no está asegurada, por cuanto sus fondos mayoritariamente provienen de impuestos y de empréstitos, que al final son cubiertos por la sociedad costarricense, cuya voluntad de seguir pagando podría cambiar súbitamente a causa de una crisis económica o energética mundial.

De acuerdo con Obando (2008), por ser el Programa de Pago por Servicios Ambientales implementado por FONAFIFO mayoritariamente de tipo REDD (Reducing emissions from deforestation and degradation), la capacidad de FONAFIFO para levantar fondos externos por venta de “créditos forestales” es limitada.

Esto por los problemas de adicionalidad que tiene Costa Rica en proyectos REDD o bien por la poca participación de los proyectos forestales en los mercados de créditos de carbono (Hamilton et al, 2007).

Debido a lo anterior, se considera que la posibilidad de mantener el nivel actual de penetración del programa de Pago por Servicios Ambientales es baja. Siendo el escenario “Business as Usual” del Sector Forestal más probable, aquél en donde el PSA se encuentre desfinanciado.

En ausencia de PSA, se estima que en todo el país la deforestación de la Regeneración Media (R27) y Temprana (R22) se duplicaría, mientras que la deforestación en los bosques de viejo crecimiento se mantiene igual (B100). En Guanacaste la recuperación de tierras de Otro Uso a Bosque Secundario disminuiría a la mitad y para el resto del país se mantiene igual a lo observado en el período 2000-2005. Las matrices de transición se mantienen iguales para los parques nacionales.

Lo anterior tendría como consecuencia la deforestación de un 3% de territorio nacional durante el período que va del 2000 al 2030 (Tabla 8). Aún así se esperaría estabilizar el área de bosque de ocupación total en alrededor de 2.0 millones de hectáreas, con una ganancia de aproximadamente 600 mil hectáreas, pero con una caída sustancial en las regeneraciones temprana y tardía, que se tornarían muy inestables y una recuperación de áreas en otro uso (OU) de apenas 100 mil hectáreas.

Por su parte los niveles en el stock de carbono secuestrado apenas lograrían aumentar en 40 mil toneladas de dióxido de carbono en los 30 años del período proyectado. Las emisiones se verían reducidas apenas en mil toneladas de dióxido de carbono en el mismo período (Tabla 9).

Tabla 8 Proyección BAU del Uso de la Tierra en Ha (sin el Programa de PSA)

Año	Otro Uso (OU)	Regeneración 22 años (R22)	Regeneración 27 años (R27)	Bosque en Ocupación Total (B100)	Total País
2000	2,710,648	423,345	647,186	1,329,397	5,110,575
2005	2,861,199	235,697	237,792	1,775,886	5,110,575
2010	2,859,921	242,932	128,721	1,879,002	5,110,575
2015	2,851,212	239,369	129,817	1,890,177	5,110,575
2020	2,847,141	236,335	126,024	1,901,075	5,110,575
2025	2,844,911	234,451	123,117	1,908,096	5,110,575
2030	2,843,862	233,232	121,242	1,912,240	5,110,575

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Tabla 9 Stock de Carbono y Emisiones BAU Proyectado (sin el Programa de PSA)

Año	Total País (Ha)	Territorio con Cobertura (%)	Stock Carbono (Miles de Toneladas de CO ₂)	Emisiones (Miles de Toneladas de CO ₂)
2000	5,110,575	47%	700,687	
2005	5,110,575	44%	701,170	(97)
2010	5,110,575	44%	706,217	(1,009)
2015	5,110,575	44%	707,743	(305)
2020	5,110,575	44%	747,681	(138)
2025	5,110,575	44%	746,068	(33)
2030	5,110,575	44%	743,862	35

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

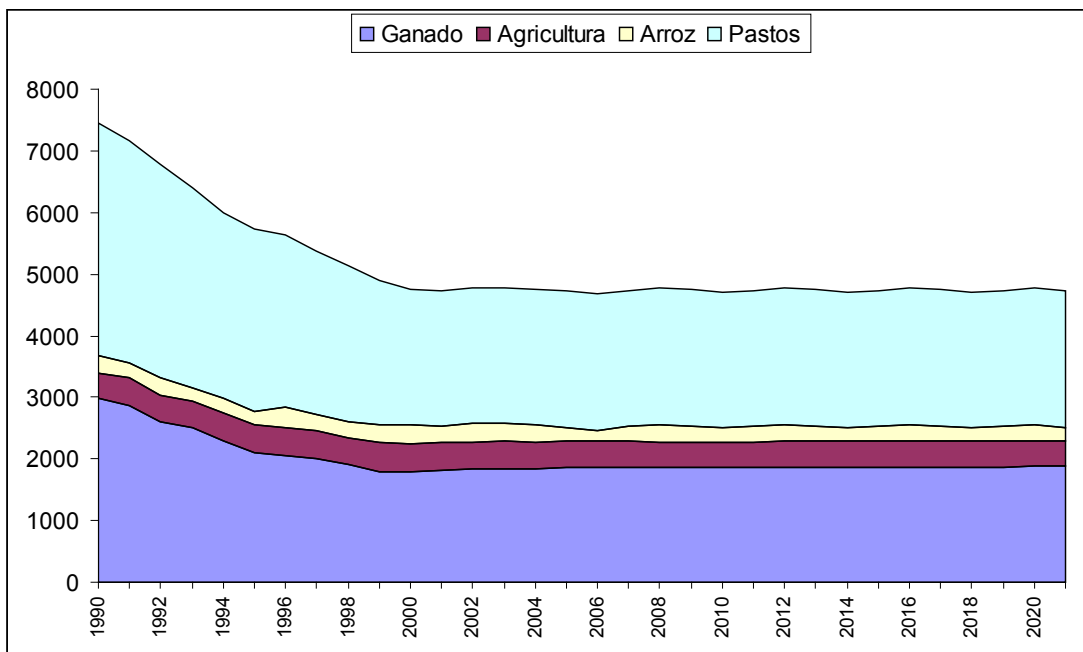
Escenario “Business as Usual” del Sector Agropecuario

Para la estimación de las emisiones del sector agropecuario se consideraron especialmente las emisiones de los gases metano y óxido nitroso, generados principalmente por los componentes ganadero (vacuno), agrícola (separado en arroz y otros agrícolas) y producción de pastos. Con base en el área en que se desarrolla cada componente se estima la emisión de los gases antes citados y posteriormente se establecen las equivalencias en CO₂. Así por ejemplo una tonelada de óxido de nitrógeno produce 0.31 toneladas de CO₂, mientras que una de metano equivale a 0.021 toneladas de CO₂.

Los datos que se examinan son inicialmente a partir de 1990 (con excepción del componente ganadero, para el que se cuenta con información desde 1988). La información analizada procede básicamente de las estadísticas regionales de instituciones como el MIDEPLAN y proyectos ejecutados por el CATIE. Las emisiones del sector agropecuario en un escenario BAU se proyectaron hasta el año 2021.

Los pastos son los mayores productores de CO₂, con valores que van desde las 2000 a las 3700 toneladas, seguidos del ganado que produce de 1800 a 2900 toneladas. Por su parte, la agricultura y el arroz emiten menos CO₂, y sus valores van desde las 200 a las 400 toneladas de CO₂ equivalente. Inicialmente se emiten cerca de 7500 toneladas anuales, situación que disminuye drásticamente en los primeros 10 años, para estabilizarse durante los siguientes 20 años, en alrededor de 4700 toneladas.

Figura 12 Emisiones Totales del Sector Agropecuario y Proyección para el Período 1990-2021 en Escenario BAU (miles de toneladas de CO₂ equivalente)



Fuente: elaboración propia con base en datos del MIDEPLAN y CATIE

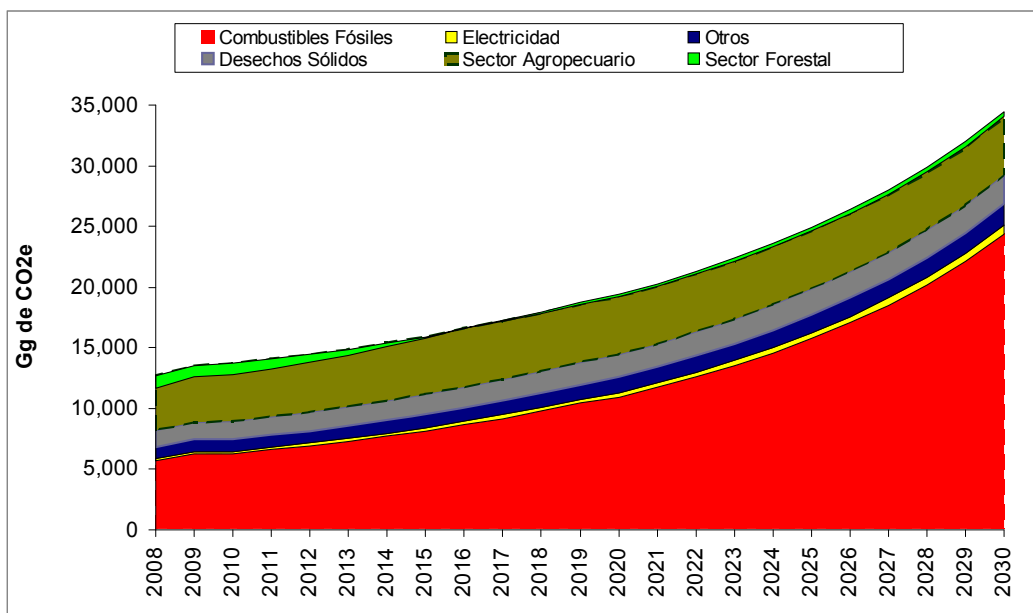
Emisiones Totales Proyectadas en Escenario BAU

Con base en las proyecciones bajo un escenario de tendencia actual (BAU) para los sectores analizados, se estima que en el año 2021 las emisiones totales de CO₂ en un escenario de crecimiento alto alcanzarían 20,255 Gg de CO₂e, mientras que para el 2030 llegarían a 34,479 Gg de CO₂e (Figura 13).¹⁹ Lo anterior debido a la prominencia del uso de combustibles fósiles (principalmente en el sector transporte) como principal fuente de emisiones, ligado al crecimiento económico. El sector agropecuario continuaría con una importante contribución, así como la generación de desechos sólidos.²⁰ Por otra parte, el sector forestal no tendría un impacto importante como mitigador de emisiones, según en el escenario BAU que se describió en una sección anterior.

¹⁹ Si se parte del escenario de crecimiento moderado los valores respectivos serían 19,220 y 29,939 Gg de CO₂e, tal como se indica en la Figura A2 del Anexo. Esto sugiere que las proyecciones de crecimiento y emisiones no cambian significativamente los resultados para el año 2021, en que se esperaría lograr la carbono neutralidad. Para el 2030, por otra parte, crecer con mayores tasas implicaría, dada la situación actual (BAU) de intensidad energética (y de emisiones) del crecimiento económico, mayores niveles de emisiones de GEI.

²⁰ Para el caso de las emisiones del sector agropecuario se supone que las emisiones alcanzadas en el 2021 se mantienen constantes por el resto de la década.

Figura 13 Emisiones Totales Proyectadas, BAU con Crecimiento Alto (2008-2030), Gg CO₂e



Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, MINAET, MIDEPLAN, FONAFIFO, IMN, CATIE y DIGECA (2009)

Las proyecciones muestran un ritmo de crecimiento en las emisiones por el uso de combustibles fósiles debido a su estrecha relación con el patrón de crecimiento económico del país. Si se observan los componentes de las emisiones siguiendo la Identidad Kaya es notable que la intensidad de carbono por uso energético disminuyera su contribución mientras que la intensidad energética del PIB crecería menos que en la década pasada. El crecimiento del PIB por habitante y la población serían los principales *drivers* de las emisiones por uso de combustibles fósiles al 2021. De ahí la necesidad de realizar esfuerzos para desacoplar el crecimiento económico de las emisiones mediante una menor dependencia de combustibles fósiles para satisfacer la demanda de energía.

Tabla 10 Composición de Variación en Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles (Proyección BAU al año 2021)

Cambios en (Distribución %)	2008-2010	2010-2015	2015-2021
Intensidad de Carbono (de la Energía)	16%	14.8%	-6.3%
Intensidad Energética (del PIB)	54.4%	16.8%	16.3%
PIB por habitante	0.7%	42.8%	64.5%
Población	28.8%	25.6%	25.5%
Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles (Millones Ton CO ₂)	+1.07	+2.7	+3.6

Fuente: elaboración propia con datos del ICE, DSE, MINAET, con base en Bacon y Bhattacharya (2007)

4. MEDIDAS DE INTERVENCIÓN Y POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE EMISIONES

La metodología empleada para la estimación de los costos marginales consiste en estimar un flujo de costos netos y uno de emisiones evitadas por cada medida de intervención, con un horizonte de 20 años, que va del año 2010 al 2030. Para el flujo de costos se convierten las cifras en colones del año 2009 y se trabaja en términos reales. Una vez identificado el flujo neto de costos se trae a valor presente con una tasa de descuento del 12%. Para convertir las cifras resultantes de valor actual neto en dólares se usa un tipo de cambio de 591 colones por dólar. Los costos netos estiman los costos de inversión y otros costos asociados a las medidas de intervención y se le restan los beneficios asociados. Estos costos se estiman para cada año para obtener el flujo neto en el periodo de análisis.

En el caso del CO₂ equivalente que se mitiga por cada proyecto de intervención, se estima el monto de emisiones evitadas para cada año, para constituir el flujo proyectado hasta el 2030. Este flujo se trae a valor presente pero a una tasa de descuento de cero, lo que implica que las toneladas de CO₂ equivalente son más valiosas conforme más se eviten emitir en el futuro, lo que describe el nivel de importancia que el problema de cambio climático alcanza con el pasar de los años.

El valor presente del costo neto con relación al valor presente de las emisiones evitadas permite establecer el costo marginal de la tonelada de CO₂ equivalente. Es importante aclarar que cada medida de intervención tiene efecto sobre la línea base. Así, esa línea base ya ha contemplado los efectos de aquellas otras medidas de intervención que se implementen primero en el tiempo, según la secuencia de análisis que se siguió.

En el caso de las medidas en el sector transporte, estudios de la Dirección Sectorial de Energía (DSE) sugieren que se obtendría un mayor impacto cuando se implementan en un orden específico. Para efectos del análisis se sigue el criterio de la DSE, por tanto las medidas analizadas secuencialmente fueron:

1. Restricción vehicular
2. Biocombustibles
3. Vehículos híbridos
4. Agilización de trámites
5. Vehículos Flex Fuel
6. Autos compartidos
7. Trenes eléctricos
8. Transporte público
9. Vehículos eléctricos

10. Ciclovías
11. Descongestionamiento vial
12. Jornada de 4 días
13. Cambio de residencia
14. Conducción eficiente
15. Mejora Infraestructura Vial (PRUGAM)
16. Vehículos de Aire

Para el sector industrial las medidas se implementan en el siguiente orden:

1. Ahorro eléctrico en la industria
2. Calderas eficientes
3. Motores eficientes
4. Lámparas fluorescentes
5. Calentadores solares
6. Aire acondicionado eficiente

Para el sector residencial las medidas entran en el siguiente orden:

1. Educación residencial
2. Lámparas fluorescente
3. Timers para calentadores de agua

Otras medidas evaluadas fueron:

1. Plan de expansión del ICE con base en fuentes renovables
2. Rellenos sanitarios
3. Vivienda popular

En el caso del sector forestal y agropecuario se analizaron las siguientes opciones:

1. Continuación del Pago por Servicios Ambientales (PSA)
2. Implementación del PSA mejorado
3. Sistemas agropastoriles
4. Reducción de agroquímicos

Seguidamente se presenta un breve detalle de las medidas de intervención analizadas con los resultados obtenidos en términos de toneladas de CO₂ mitigadas y el costo marginal por tonelada de CO₂ equivalente. Tal como se indicó anteriormente, en este caso se evalúa la mitigación posible en el escenario BAU con crecimiento económico alto.

Sector Transporte

Restricción Vehicular en San José

Esta medida consiste en prohibir el ingreso de vehículos a la ciudad capital (San José) un día la semana de acuerdo al número de placa del vehículo. De la proyección de la flota vehicular del país, se estima que la restricción impide el ingreso a la zona de restricción a 2,06% de los vehículos, con lo cual se hace una proyección de la flota vehicular total que implica la medida a través de los años. La restricción está vigente 250 días al año y se estima que por vehículo bajo la restricción viajarán un promedio de 1,5 personas. Cada persona que no pueda utilizar su carro se desplazará en autobús, requiriendo de 2 buses de ida y 2 buses de vuelta para llegar a su trabajo y de regreso a casa. Los costos de los autobuses se considerarán dentro de San José (según ARESEP, vigentes a julio del 2009). Para el flujo de costos netos se estima el ahorro de combustible (diesel, gasolina y LPG) en litros por año. Como costo se considera solamente el relacionado con el costo de medio de transporte alternativo, que es el pago de autobuses. Para el flujo de las emisiones evitadas se usa un factor de conversión 0,07 Gigagramos (Gg) por Terajulio (Tj) para el diesel, para la gasolina de 0,077917 Gg por Tj y para el LPG de 0,0631 Gg por Tj. El resultado es que hasta el 2030 el proyecto permite la mitigación de 3,025,631 toneladas de CO₂ a un costo marginal de –US\$29 por tonelada de CO₂ equivalente. Este costo negativo indica que la medida tiene un beneficio neto para la sociedad de US\$29 por cada tonelada de CO₂ equivalente, lo que se conoce como un *non-regret measure*, que en principio ya debería estarse realizando dado su beneficio.

Biodiesel

Esta medida consiste en la mezcla de biodiesel con diesel en una relación 75/25, que se refiere a 75% de diesel y 25% de biodiesel. Esta es una mezcla que va en línea con mejoras tecnológicas de nueva generación, ya que en la actualidad la mayoría de los motores diesel usan una mezcla que no supera el 10%. Se considera que los poderes caloríficos del diesel y biodiesel como equivalentes y todos los vehículos de diesel utilizarán la mezcla propuesta. La forma que se aplica la medida a partir del 2010 es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año y 65% el cuarto año, para alcanzar el 100% de implementación en el quinto año. Se usa la proyección de los precios para el biodiesel y para el diesel, considerándose que el precio del biodiesel es 20% mayor. Con esto parámetros se obtiene el equivalente del consumo en litros de diesel y se aplican las proyecciones de diesel y biodiesel para mezcla. Se calcula un costo de la mezcla como una combinación del costo del diesel y el biodiesel. Se considera el costo incremental que representa el consumo de la mezcla con respecto a haber usado solo diesel. Se considera las emisiones ahorradas usando

como factor para el diesel 0,70 Gg por Tj y para el biodiesel de 0,068 Gg por Tj. Los resultados son 266,905 toneladas de CO₂ a un costo de US\$820 por tonelada de CO₂ equivalente.

Bioetanol

La medida consiste en el uso de bioetanol mezclado con gasolina con una cantidad de bioetanol a mezclar del 7%. Se considerará que el precio del bioetanol costará 9% de más. Se suponen poderes caloríficos de la gasolina y el bioetanol. Todos los vehículos de gasolina utilizarán la mezcla propuesta con 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año y 65% el cuarto año, para alcanzar el 100% de implementación en el quinto año. Se proyecta el costo del bioetanol y de la gasolina hasta el año 2030. Con base en las proyecciones de la flota vehicular se estima el consumo de gasolina y con base a la proporción de la mezcla propuesta se estima la cantidad de gasolina utilizada, la gasolina ahorrada y las cantidades de etanol. Estas cantidades se estiman en términos de litros, para que con la aplicación de los precios proyectados se estime el costo del uso de solo gasolina y el uso de bioetanol. El costo incremental es el resultado de la diferencia de ambos costos. Las cantidades se convierten en terajulios para la estimación de las emisiones de ambos tipos de combustibles. Para las emisiones de CO₂ equivalente en la gasolina se usa el factor 0,077917 Gg por Tj y para el bioetanol 0,06868 Gg por Tj. Los resultados son 1,393,907 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$58 por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos Híbridos

De acuerdo a la DSE, con base en la encuesta del sector transporte el 45% de la flota son automóviles y taxis. Se asume que el 30% de los vehículos considerados tienen un valor similar al Toyota Prius que es el modelo híbrido de esa marca. Se sustituirán tanto vehículos de diésel como de gasolina (automóviles particulares y taxis). Se estima la proporción de este tipo de vehículos con base a la proyección de la flota vehicular. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se usan las proyecciones del precio de la gasolina y el diesel. Como costo del vehículo sustituido se utiliza US\$24,300 de un Tollota Corolla 2009. Como costo del auto híbrido se usa US\$33,000 del Toyota Prius 2009. La diferencia se usa como costo incremental. El consumo de combustible del Corolla es de 13,74 Km/L y del Prius es 20,9 Km/L. Con ello se calcula el ahorro esperado de combustible, lo cual por año implica un ahorro del 9,16%. Se hace la estimación de ahorro de gasolina y diesel tanto usando la proyección de los precios de ambos combustibles, se calcula el ahorro total esperado como beneficio. Al costo incremental se le resta el ahorro total para construir el flujo neto. Se estima el flujo de emisiones considerando para el diesel un factor de 0,07 Gg por Tj y para la gasolina de 0,077917 Gg por Tj. Los resultados son 9,081,852 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$38 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Agilización de Trámites

De la flota de automóviles en el país se estima que un 70% están concentrados en el Gran Área Metropolitana (GAM). Se supone que 25% transitan para realizar diversos trámites en dependencias gubernamentales. Se supone que un 5% de los vehículos pueden evitarse si realizan trámites por teléfono o Internet. Se calcula el costo de las llamadas considerando 10% de intentos fallidos, sumando el costo de uso de Internet de US\$1 por tele-gestión. El resultado es un ahorro de combustibles del 0,88%, lo cual se convierte en litros para que con base en la proyección del precio de la gasolina y el diesel se estime el ahorro esperado. A este ahorro se le resta el costo de la telegestiones. De esta manera se calcula el flujo de ahorro neto esperado. Por su parte, se calcula el ahorro de emisiones con base al ahorro de combustibles esperado considerando para el diesel 0,07 Gg por Tj y para la gasolina 0,077917 Gg por Tj. Los resultados son 917,666 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$91 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos Flex Fuel

Esta medida es una extensión del uso de bioetanol con la tecnología desarrollada para mezclar a utilizar es de 30% bioetanol y 70% gasolina, y que se conoce como Flex Fuel. Se estima que un 13% de la flota se puede sustituir a vehículos para flex fuel. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se supone que el precio del bioetanol costará 9% más que la gasolina. Se considerarán los poderes caloríficos de la gasolina y el bioetanol como equivalentes. Se proyecta el costo del bioetanol y de la gasolina hasta el año 2030. Nuevamente, con base en las proyecciones de la flota vehicular se estima el consumo de gasolina y con base a la proporción de la mezcla propuesta se estima la cantidad de gasolina utilizada, la gasolina ahorrada y las cantidades de etanol. Estas cantidades se estiman en términos de litros, para que con la aplicación de los precios proyectados se estime el costo del uso de solo gasolina y el uso de bioetanol. El costo incremental es el resultado de la diferencia de ambos costos. Las cantidades se convierten en terajulios para la estimación de las emisiones de ambos tipos de combustibles. Para las emisiones de CO₂ equivalente en la gasolina se usa el factor 0,077917 Gg por Tj y para el bioetanol 0,06868 Gg por Tj. Los resultados son 452,772 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$19,5 por tonelada de CO₂ equivalente.

Autos Compartidos

Se considerará que el 12% de la población que trabaja hará *Car Pooling*, de acuerdo a los datos de la población de Maryland, Estados Unidos de América, en los que se basan las estimaciones de la DSE. Se considerará que el 12% de los vehículos particulares diesel se adherirán a este régimen. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. La cantidad de personas promedio que viajan en cada vehículo es de 1,5. El desplazamiento promedio de las personas que utilizan automóvil es de 10 Km hasta su trabajo. El consumo promedio de combustible de los vehículos particulares es de 10,57 Km/L. Con estos parámetros se estima la cantidad de combustible ahorrado en litros, para que con la aplicación del precio proyectado del

diesel y la gasolina, estimar el flujo de ahorro. Para el cálculo de la emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj y para la gasolina 0,077917 Gg por Tj. Los resultados son 10,429,920 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$73 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Trenes Eléctricos

Se considera que el proyecto de los trenes eléctricos inicia en el 2014. La porción de automóviles, taxis y buses sustituidos por el tren es 5%, mientras que la porción de la carga total del país que será transportada por tren será del 50%. Adicionalmente, la totalidad de los trenes diesel se sustituye. La inversión calculada para el TREM es de US\$345,000,000 según cifras oficiales. La inversión calculada para el Tren Eléctrico Interportuario es de US\$1,500,000,000. Con estos parámetros se estima el ahorro de combustibles por la flota desplazada, con base en la proyección de la flota vehicular del país. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Se estima el costo de la energía que demandarán los trenes eléctricos y se considera la proporción de electricidad de origen térmico. Adicionando los costos de inversión, se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 10,188,960 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$73 por tonelada de CO₂ equivalente.

Integración del Transporte Público

Se supone que el transporte público se integra en ejes que optimizan los recorridos y evitan duplicaciones, y además se conecta con otros proyectos de transporte (como el TREM). Se propone disminuir un 5% la cantidad de vehículos que ingresan a San José, que equivale al 23.36% de la parque automotor del país. El desplazamiento promedio de las personas que utilizan automóvil es de 10 Km hasta su trabajo. El consumo promedio de combustible de los vehículos particulares es de 10,57 Km/L. Cada persona que no utilice su carro se desplazará en transporte público. Se tomará que en cada carro viajan 1,5 personas. Se considerará que cada persona requeriría de 2 viajes de ida y 2 de vuelta para llegar a su trabajo. Los costos de los autobuses se considerarán dentro de San José (según ARESEP vigentes a julio del 2009). Con estos parámetros se estima el ahorro de combustible en 4,67%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión, se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 3,685,342 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$78 por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos Eléctricos

De acuerdo con la DSE, con base en la encuesta del sector transporte el 43,9% de la flota son automóviles. Se sustituirá 15% de la flota de particulares y taxis. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El costo promedio de un vehículo compacto 2009 es de US\$16,000. El costo de un vehículo

eléctrico Reva i 2009 es de US\$17,500. Con estos parámetros se estima el costo incremental y el ahorro de combustible. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 9,081,852 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$38 por tonelada de CO₂ equivalente.

Ciclovías

Se considerará que el 5% de las personas que se movilizan en automóviles particulares y que utilizan el transporte público cambian su modo de transporte por bicicletas, según supuestos de la DSE, basados en los resultados obtenidos en varios países alrededor del mundo. El costo de construcción de ciclovías es de US\$350 por Km. La distancia en áreas aplicables es de 800 Km. El costo total de construcción es de US\$280,000,000. Se considera que el ahorro de combustibles es del 5%. Con estos parámetros se estima el flujo de ahorro de combustible. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 4,383,263 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$18 por tonelada de CO₂ equivalente.

Descongestionamiento Vial en San José

En este proyecto se toman medidas de ingeniería vial, ordenamiento del tránsito y sumado con las otras medidas de intervención antes mencionadas, se logra un descongestionamiento de la ciudad de San José. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se considera para un vehículo un rendimiento con congestión de 23,23 L/100 Km y un rendimiento sin congestión de 15.43 L/100 Km. Con estos parámetros se estima un ahorro en combustibles del 10,84%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 3,685,342 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$317 por tonelada de CO₂ equivalente.

Jornada de Cuatro Días

De 200 mil empleados públicos que se han estimado, se parte que 50 mil labora en la Gran Área Metropolitana (GAM). De estos empleados 40% usan vehículo particular para desplazarse a sus lugares de trabajo. Se considera 1.5 personas por vehículo. Se supone que la jornada de estos empleados se hace de 4 días en oficina y 1 día desde el hogar en la modalidad de tele-trabajo. Con esto supuestos, el combustible ahorrado será 0,64%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917

Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 401,670 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$73 por tonelada de CO₂ equivalente.

Cambio de Residencia

Se considera que se promociona y se incentiva el cambio de residencia de los trabajadores en el GAM que se transportan en vehículo particular de manera que su nueva residencia esté a un radio promedio de 10 Km del lugar de trabajo. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se estima que con esta medida el ahorro de combustible será del 3,5%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 2,182,574 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$86 por tonelada de CO₂ equivalente.

Conducción Eficiente

Se supone que se invierte US\$150 mil por año, por seis años, para impulsar una campaña de educación e información sobre conducción eficiente entre los taxis, autobuses y vehículos de carga (pesada y liviana). La campaña tendrá efecto en ahorro tanto de diesel como de gasolina. De estos vehículos, se supondrá que el 5% de ellos van a conducir eficientemente, siendo la proporción mayor para taxis (16,8%) y en los autobuses y vehículos de carga pesada (9,9%). La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Con la campaña se logra un ahorro de 0,84%, que se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 226,249 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$57 por tonelada de CO₂ equivalente.

Mejora Infraestructura Vial (PRUGAM)

En este caso se consideraron cinco proyectos de mejora vial contemplados dentro del PRUGAM, a saber, el Anillo Periférico Norte y Sur, la Radial a Heredia, la ruta Coris-Cartago-San José, y las mejoras en la ruta Cartago-San José. Se escogieron estos proyectos con base en los análisis oficiales presentados por MOPT y ENGEVIX (2009). Se utilizaron los flujos de inversión estimados y los beneficios incrementales del periodo 2014-2030. Con base en estos resultados y los ahorros en combustible asociados se estimó el potencial de mitigación de ese conjunto de proyectos. Las inversiones ascienden a más de US\$120 millones. Se estima un potencial de mitigación de 867,111 toneladas de CO₂ a un costo de –US\$166 por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos de Aire

De acuerdo a la DSE, con base en la encuesta del sector transporte, el 43,9% de la flota son automóviles. Se sustituirá el 15% de los vehículos que todavía no estén incluidos en las medidas de intervención anteriores, y se considerará que la alternativa es para autos compactos. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se hace una proyección del costo del aire comprimido. El costo promedio de un vehículo compacto 2010 es de US\$10,000. El costo de un vehículo de aire MDI City CAT 2010 es de US\$12,000. Con estos parámetros se estima el ahorro en combustibles y costo incremental. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 3,766,978 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$35 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Sector Industrial

Ahorro Eléctrico en la Industria

Se impulsa una campaña de US\$100 mil anuales para proveer programas de capacitación y asistencia técnica para promover el ahorro de energía eléctrica en el sector industrial. Con estos programas se estima un ahorro en energía del 6%. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 330,752 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$785 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Calderas Eficientes

Esta medida parte del estimado que en el país hay instaladas 600 calderas en diferentes aplicaciones, de las cuales el 100% lograrán ahorros en bunker con la aplicación de tecnología eficiente. La forma que se aplica la medida es 5% del total el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Cada caldera eficiente tiene un costo de US\$250,000. Se hace una proyección del precio del bunker hasta el año 2030. Se calcula el ahorro de bunker y su equivalencia de colones. Se construye un flujo neto de ahorro considerando el costo de la inversión. Para las emisiones se toma un factor de 0,0032568052 Gg por Tj. Los resultados son 48,286 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$2,005 por tonelada de CO₂ equivalente.

Motores Eficientes

Se considera una población de motores eléctricos de 35,000. Se asume que el 50% de los motores estándar

instalados pueden cambiarse por modelos de la misma potencia pero con alta eficiencia. La forma que se aplica la medida es 10% del total el primer año, 25% el segundo año, 55% el tercer año, 85% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El costo de los motores eficientes es de US\$400. El consumo de motores que se pueden reemplazar implica un ahorro del 4% en la energía consumida por ese rubro. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 15,826 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$78 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Lámparas Eficientes en Industria

Con esta medida se cambian lámparas incandescentes de 2,700 lúmenes de una potencia de 100W y un precio de US\$1, por luminarias compactas fluorescentes con potencia de 25W a un precio de US\$5. La vida útil de la luminaria compacta es de 5 años, por lo que se reinvierte en su reemplazo en ese momento. Con esta medida se estima un ahorro del 10% de la energía utilizada para iluminación por la industria. La forma que se aplica la medida es 20% del total el primer año, 40% el segundo año, 60% el tercer año, 80% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se hace una proyección del costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 15,581 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$705 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Calentadores Solares para la Industria

Con esta medida se instalan calentadores solares en un 40% de la población industrial. La inversión es de US\$5,000 por calentador y se estima un ahorro de 4,20% de ahorro en energía eléctrica. La forma que se aplica la medida es 5% del total en el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 4,603 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$248 por tonelada de CO₂ equivalente.

Aire Acondicionado Eficiente en la Industria

Con esta medida se realiza un cambio de aires acondicionados con potencia de 1,000W a un costo de US\$570,000 por aires acondicionados de 800W a un costo de US\$700,000. Estos equipos se supone son usados 12 horas diarias. Se logra una participación del 50% de la industria con un ahorro total del 20% de la energía usada para aire acondicionado. La forma que se aplica la medida es 5% el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como

parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 4,855 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$8,8 por tonelada de CO₂ equivalente.

Sector Residencial

Educación Residencial

Se impulsará una campaña de US\$100,000 al año en capacitación y educación para uso eficiente de la energía y conservación. Se estima un ahorro de 7% en el consumo eléctrico. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 230,861 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$832 por tonelada de CO₂ equivalente.

Lámparas Eficientes en Residencias

Al igual que el caso industrial, se cambian lámparas incandescentes de 2,700 lúmenes de potencia de 100W y un precio de US\$1, por luminarias compactas con potencia de 25W a un precio de US\$5. La vida útil de la luminaria compacta es de 5 años, por lo que igualmente se reinvierte en su reemplazo en ese momento. Se asume que el 40% de las bombillas incandescentes en hogares son cambiables, pues pasan encendidas al menos 5 horas al día. Se parte de que se cambian en promedio 3 bombillas por hogar en el país. Con base en la proyección de hogares en el país, se calcula el ahorro estimado en energía para iluminación de 30%. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 80,075 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$820 por tonelada de CO₂ equivalente.

Timers para Calentadores

Con esta medida en el 21% las casas del país, las cuales cuentan con calentadores de agua, se instalan temporizadores lo que implica un ahorro del en el consumo eléctrico por ese motivo. La aplicación de la medida es de 20% de los hogares meta para el primer año, 40% en el segundo año, 60% en el tercer año, 80% en el cuarto año, para tener el 100% de los hogares meta en el quinto año. El costo de los timers es de US\$85. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 10,046 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$1,206 por tonelada de CO₂ equivalente.

Otras Medidas

Plan de Expansión del ICE con Base en Fuentes Renovables

Con esta medida se consideran las evaluaciones realizadas en el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica al año 2025 del ICE (ICE, 2007). Se toman en cuenta los costos incrementales del escenario con mayor dependencia en fuentes renovables, en comparación con el escenario con mayor dependencia en fuentes térmicas. Asimismo, se toma en cuenta la reducción de emisiones que una expansión eléctrica más renovable podría generar. Las estimaciones del ICE se proyectan hasta el año 2030. Las inversiones relacionadas con esta medida son fundamentales para aspirar a un ritmo de crecimiento menos intensivo en fuentes fósiles. La opción de expansión eléctrica más renovable genera costos por tonelada de US\$26 y un total de 44.5 millones de toneladas de CO₂ mitigadas.

Rellenos Sanitarios

En este caso se parte de las estimaciones realizadas por DIGECA (2009) sobre el potencial de mitigación de emisiones con el manejo de rellenos sanitarios de gran escala en la gran área metropolitana del país. Las estimaciones se proyectan hasta el 2030, suponiendo nuevos proyectos. Adicionalmente se utilizan parámetros del inversión y costos reportados por Bitrán & Asociados (2006). Adicionalmente se evalúa la opción de cogeneración eléctrica en los rellenos sanitarios mediante el uso del metano. Esta medida presenta un potencial de mitigación de 14.1 millones de toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$29 por tonelada de CO₂ equivalente

Vivienda Popular

En este caso se evalúa la posibilidad de construir viviendas de interés social que se construyen con una menor huella energética, principalmente porque utilizan menos cemento y acero en su construcción (y respectivo transporte). El análisis se basa en el trabajo realizado por el Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC) reportado por Solano (2005). Se hacen estimaciones hasta el año 2030, construyendo 15,000 viviendas anualmente. Se proyecta el ahorro energético en comparación con opciones tradicionales de vivienda para familias de menores ingresos, comparado con las inversiones incrementales requeridas para impulsar un proyecto de este tipo. Las estimaciones indican un potencial de mitigación de 299,403 toneladas a un costo de -US\$1,968 por tonelada de CO₂ equivalente

Sector Forestal y Agrícola

Para la estimación del potencial de mitigación en el sector forestal se analizaron dos escenarios, uno con el PSA tal como funciona en la actualidad y otro con un PSA *mejorado*. La comparación de escenarios mostró diferencias importantes en las recuperaciones de cobertura boscosa. Del 47% de cobertura actual, podría aumentar a un 54% de mantenerse como hasta ahora ha funcionado el programa y a un 65%

si se pudiera aumentar la potencia del programa de PSA. Esto significa diferencias de hasta un 21% de mejoras en cobertura si se puede potenciar el PSA con respecto al escenario BAU (en ausencia de PSA) o del 11%, en referencia a mantener el PSA como funciona hoy día.

En términos de hectáreas la diferencia entre los escenarios propuestos, evidencian que el no contar con PSA implica crecer de 1.3 hasta 1.9 millones de hectáreas en bosque de ocupación total (B100), al término del período proyectado (2005-2030), mientras que si se mejora la potencia del PSA se podrían alcanzar los 2.7 millones de hectáreas. De mantenerse la potencia del PSA se lograrían 2.4 millones de hectáreas de bosques en ocupación total (B100) al cabo del año 2030.

Por su parte, las ganancias en conversión de áreas de otro uso (OU) a cobertura boscosa, sea esta regeneración temprana (R22), tardía (R27) o bosque maduro (B100), alcanzaría más del millón de hectáreas en caso de mejorar la potencia del PSA, pero apenas 400 mil hectáreas si se mantiene el PSA actual y sólo se ganaría un poco más de 100 mil hectáreas si no existiera el programa de PSA.

En cuanto a stock de carbono, aumentando la potencia del PSA (*PSA mejorado*) se obtendrían 300 mil toneladas más de dióxido de carbono, al final del año 2030, mientras que mantener el PSA solo agregaría 150 mil toneladas. Sin PSA en ejecución, el incremento en la capacidad de fijar carbono por parte de los bosques del país subiría sólo en 43 mil toneladas durante el período analizado, como se indicó anteriormente.

Para un escenario donde se mantiene la potencia, el costo de la tonelada de dióxido de carbono alcanzaría US\$3.39. En la determinación de dicho costo se considera un precio del PSA 20% mayor al actual (US\$76.80), esto para cubrir eventuales aumentos en la renta de la tierra. Así como también se considera que solamente la mitad del PSA es para producir reducción de emisiones; el 50% restante corresponde a la generación de otros servicios ambientales como agua, conservación de biodiversidad y belleza escénica.

El costo por tonelada de dióxido de carbono secuestrado en el esquema de *PSA mejorado* sería de US\$2.40. Esto considerando un precio del PSA del doble del valor actual (US\$128), dado que dicho pago estaría dirigido a mejorar la retención de la regeneración, donde es muy probable que la renta de la tierra sea mayor. Es importante aclarar que el escenario de PSA mejorado no es posible sin que el esquema actual se mantenga (escenario manteniendo el PSA). Por lo tanto el costo total por tonelada de dióxido de carbono de implementar ambas medidas (mantener y mejorar el PSA) sería entonces de US\$ 5.79.

Manteniendo la Potencia del PSA

Para este escenario básicamente se asume que la penetración del Programa de PSA se mantiene constante para el período 2000-2030, al nivel observado durante el quinquenio 2000-2005. De acuerdo al FONAFIFO²¹ para finales del 2005 se habían reclutado poco más de 251,000 ha en el PSA, lo que implica una penetración del 13%. Para garantizar que se conserve este grado de penetración durante el período 2005-2030 se asumió un crecimiento en área y en el presupuesto del programa conforme aumenta la cobertura boscosa por regeneración y deforestación evitada.

En la Tabla 11 se observa el comportamiento del uso del suelo si se mantiene la potencia actual del PSA para el período 2000-2030. Se obtiene una recuperación aproximada de 1 millón de hectáreas de bosque de ocupación total (B100), mientras que las áreas de otro uso (OU) darían paso a recuperaciones en el orden de las 400.000 hectáreas.

Tabla 11 Proyección del Uso de la Tierra Ha manteniendo el Programa de PSA

Año	Otro Uso (OU)	Regeneración 22 años (R22)	Regeneración 27 años (R27)	Bosque en ocupación total (B100)	Total País
2000	2,710,648	423,345	647,186	1,329,397	5,110,575
2005	2,646,169	288,886	329,599	1,845,922	5,110,575
2010	2,562,003	275,216	224,042	2,049,314	5,110,575
2015	2,489,613	261,304	212,200	2,147,457	5,110,575
2020	2,430,705	250,167	200,574	2,229,129	5,110,575
2025	2,382,211	241,500	191,383	2,295,481	5,110,575
2030	2,342,024	234,667	184,296	2,349,589	5,110,575

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

En la Tabla 12 se muestran los stocks de carbono y las emisiones de acuerdo con las proyecciones del uso del suelo, donde resalta que el crecimiento en la cobertura del país va de un 47% hasta un 54%. Además se obtendría una mejora en el stock de carbono de alrededor de 150 mil toneladas de dióxido de carbono y se reducirían las emisiones de 10 mil toneladas de dióxido de carbono en el 2005 a menos de 3 mil toneladas en el 2030.

21 Distribución de las hectáreas contratadas en pago por servicios ambientales, por año y por modalidad en: http://www.fonafifo.com/paginas_espanol/servicios_ambientales/sa_estadisticas.htm

Tabla 12 Stock de Carbono y Emisiones Projectadas Manteniendo el Programa de PSA

Año	Total País (Ha)	Territorio con Cobertura (%)	Stock Carbono (miles de toneladas de CO ₂)	Emisiones (miles de toneladas de CO ₂)
2000	5,110,575	47%	700,687	
2005	5,110,575	48%	752,245	(10,312)
2010	5,110,575	50%	783,761	(6,303)
2015	5,110,575	51%	806,009	(4,450)
2020	5,110,575	52%	824,507	(3,700)
2025	5,110,575	53%	839,892	(3,077)
2030	5,110,575	54%	852,761	(2,574)

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Mejorando la Potencia del PSA

Para este escenario se considera que la probabilidad de mejorar la capacidad de absorción de carbono es limitada en Parques Nacionales, por cuanto el efecto antropogénico en estas áreas es mínimo o nulo. Asimismo, se considera que dadas las bajas tasas de deforestación en Guanacaste, la ganancia marginal de disminuir la deforestación no sería costo efectiva. Por lo tanto, se considera que la mejora del programa sería factible si se realiza en el resto del país (excluyendo Parques Nacionales y Guanacaste). Se considera que una reducción de la deforestación antropogénica de la regeneración (es decir, la producida por el hombre) en un 50 % y la duplicación de la tasa de recuperación de cobertura a partir de otro uso, son viables. Esto, por cuanto ya sucedió en Guanacaste.

El incremento en la penetración del programa de PSA, necesario para disminuir en un 50% la deforestación antropogénica en la regeneración, se estimó mediante un modelo econométrico preliminar, ajustado para los bosques fuera de Parques Nacionales y fuera de Guanacaste. Dicho modelo econométrico relaciona la deforestación “d” en función de un índice de renta de la tierra “C” y la penetración del programa de PSA “P”. El ajuste de dicho modelo es bueno (0.845 R²), siendo ambos coeficientes significativos (0.000003 para C y de 0.042445 para P). Para una mayor explicación de la construcción de este tipo de modelo revisar Tattenbach et al (2006).

$$d = 0.1496388 * C - 0.3647466 * P$$

Se considera que la recuperación de cobertura boscosa se produciría a partir de la conversión de pastizales degradados. Es importante aclarar que la recuperación de cobertura a partir de otro uso se espera que sea inducida vía proyectos de reforestación, ya que no se considera viable realizar la misma vía regeneración natural, dado que es actividad de baja renta. Esto implicaría el establecimiento de 256,000 ha de plantaciones forestales, a una tasa de reforestación anual de 12,800 ha.

La Tabla 13 describe el comportamiento del uso del suelo en caso de lograr una mejora en la potencia del PSA. Se observa que podrían recuperarse alrededor de 1.0 millón de hectáreas de terrenos que actualmente están en otro uso (OU), pasando a sitios en recuperación muy estables. Además podría recobrase una alta cuota en el bosque de ocupación total (B100) con más de 1.4 millones de hectáreas rescatadas en 25 años.

Tabla 13 Proyección de Uso de la Tierra Ha Mejorando el Programa de PSA

Año	Otro Uso (OU)	Regeneración 22 años (R22)	Regeneración 27 años (R27)	Bosque en Ocupación Total (B100)	Total País
2000	2,710,648	423,345	647,186	1,329,397	5,110,575
2005	2,452,616	448,165	352,592	1,857,202	5,110,575
2010	2,246,847	403,342	373,044	2,087,343	5,110,575
2015	2,085,787	367,879	335,130	2,321,779	5,110,575
2020	1,956,797	340,388	305,272	2,508,119	5,110,575
2025	1,853,387	318,595	282,188	2,656,404	5,110,575
2030	1,770,392	301,274	263,934	2,774,975	5,110,575

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

El crecimiento en la cobertura del territorio nacional pasaría de un 47% en el año 2000 hasta lograr un 65% en el 2030, recuperándose más del 20% del territorio del país, según se desprende de la Tabla 14. Esto significa una mejora en el stock de dióxido de carbono de alrededor de 300 mil toneladas para el período y se lograría una reducción en emisiones que va de casi 20 mil toneladas en el 2005 hasta llegar a un poco más de 6 mil en el año 2030, con una caída del 70% en emisiones.

Tabla 14 Stock de Carbono y Emisiones Proyectadas Mejorando el Programa de PSA

Año	Total País (Ha)	Territorio con Cobertura (%)	Stock Carbono (Miles de Toneladas de CO2)	Emisiones (Miles de Toneladas de CO2)
2000	5,110,575	47%	700,687	
2005	5,110,575	52%	799,595	(19,782)
2010	5,110,575	56%	869,381	(13,957)
2015	5,110,575	59%	929,262	(11,976)
2020	5,110,575	62%	977,212	(9,590)
2025	5,110,575	64%	1,015,684	(7,694)
2030	5,110,575	65%	1,046,613	(6,186)

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

En la estimación de costos del PSA *mejorado* para el período de 2010 al 2030, se consideró que para mejorar la retención de la regeneración se requeriría duplicar el pago actual (US\$128/ha/año), dado que es muy probable que la renta de la tierras regeneradas sea mayor. En el caso de la reforestación se consideró un pago por servicios ambientales de US\$900 /ha.

Esta evaluación muestra en la Tabla 15, que los montos por evitar la deforestación, sumado a los costos por reforestar o regenerar áreas, ascienden a casi US\$488 millones, es decir US\$24 millones anuales y un costo de US\$2.40 por tonelada de dióxido de carbono, asumiendo que un 50% del PSA es para capturar carbono, y el restante produce otros servicios ambientales como biodiversidad, agua y belleza escénica.

También significaría evitar la emisión de más de 100 millones de toneladas de dióxido de carbono durante el período citado. Y además se generaría anualmente una reforestación de más de 12 mil hectáreas, con un crecimiento en el stock de carbono de 10 toneladas por hectárea. En términos de áreas recuperadas, representa que adicionalmente a las 100 mil hectáreas que hoy día se recobran bajo el actual esquema de PSA, se rescatarían 256 mil hectáreas más bajo el escenario de PSA mejorado, lo que entonces sumarían más de 350 mil hectáreas restablecidas.

Tabla 15 Impacto en Mitigación y Costos Asociados con el Mejoramiento del Programa de PSA

Variable Analizada	Unidad	Valor
Costo Total 2010-2030	US\$	488,210,639
Precio PSA	US\$/ha	128.0
PSA Deforestación Evitada	US\$	257,383,860
PSA Reforestación/Regeneración	US\$	230,826,779
CO ₂ evitado total	TON CO ₂	101,814,496
Costo PSA Ton CO ₂	US\$/ha	4.80
Costo del Carbono Ton CO ₂	US\$/ha	2.40
De Otro Uso a Cobertura PSA ACTUAL	ha	96,401
De Otro Uso a Cobertura PSA MEJORADO	ha	352,876
Área a Reforestar	ha	256,474
Tasa de Reforestación anual	ha	12,824
Costo PSA Reforestación/ha	US\$/ha	900
Crecimiento anual CO ₂	Ton/ha/año	10
Producción anual CO ₂	CO ₂ anual	134,344

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Mitigación en el Sector Agropecuario

De acuerdo con las emisiones de metano estimadas para cada uno de los sistemas de producción (carne, leche, doble propósito), existe mayor potencial de reducción en la ganadería de carne. Ello se basa en el manejo tradicional de las pasturas, el número y tipo de animal presente en este sistema de producción y los bajos índices productivos que presenta actualmente este sistema de producción.

Bajo este supuesto, si se incrementa el área de pastos mejorados, se ajustan los ciclos de pastoreo a la disponibilidad de forraje y se pastorea cuando el mismo tenga la mejor calidad nutritiva, es totalmente factible obtener reducciones significativas en las emisiones de metano al mismo tiempo que se mejora la respuesta animal en términos de ganancia de peso.

Adicionalmente, debe considerarse el incremento de la eficiencia en la conversión de alimento producto del mejoramiento genético de los animales. La eficiencia de conversión de alimento se refiere a la cantidad de energía consumida en relación con la utilizada por el animal, en consecuencia si esta relación se mejora se reduce la pérdida de energía como metano.

Otra de las posibilidades reales para reducir la generación de GEI se encuentra en el óxido nitroso, principalmente aquellas provenientes de la aplicación de fertilizantes nitrogenados en las pasturas. La fertilización es una práctica común en la ganadería de leche, actividad que por ser intensiva requiere disponer de pastos, que además de soportar altas cargas, posea alta calidad nutritiva y gran producción de forraje.

La utilización de nuevas fuentes nitrogenadas y formas de aplicación deben ser exploradas para determinar el verdadero potencial de reducción, que según estimados iniciales pueden ser muy significativos, sin que por ello se produzcan reducciones de materia seca y calidad de las pasturas y consecuentemente no afectaría negativamente la producción de leche.

Al igual que con el sector lechero, el mayor problema de emisiones de GEI en el sector agrícola es el óxido nitroso, el cual se origina por la aplicación de fertilizantes conteniendo nitrógeno. La opción de mitigación debe orientarse a la reducción de la cantidad de nitrógeno aplicada, utilizar diferentes fuentes nitrogenadas, así como métodos de aplicación y ajustar las fertilizaciones de acuerdo con las curvas de absorción del cultivo. Es decir, realizar la aplicación en cantidad de acuerdo con el estado fenológico del cultivo, donde más es requerido el nitrógeno, ya que la eficiencia de absorción y de utilización es mayor que en cualquier otra etapa del cultivo.

Bajo el proyecto “Integrated Silvopastoral Approaches to Ecosystem”²² el CATIE y FONAFIFO desarrollaron un Pago por Servicio Ambiental dirigido a solventar las barreras de adopción de sistemas de pasturas mejoradas, bancos forrajeros, disminución de uso de fertilizantes nitrogenados y la incorporación de componentes forestales en el sistema de producción de las fincas. Mediante este pago, relativamente pequeño, otorgado por un período de tiempo limitado y al principio de la adopción de los sistemas silvopastoriles sería suficiente para cambiar a favor el balance entre éstos y los sistemas ganaderos convencionales. Este Proyecto Silvopastoril se implementó en fincas ganaderas del cantón de Esparza en la Región Pacífico Central (96 fincas con 3124.5 ha). Entre los beneficios de dicho pago se encuentra el incremento de áreas de bosques, de pasturas mejoradas con alta densidad de árboles y de cercas vivas.

A partir de los datos analizados y proyectados para cada componente del sector agropecuario y en combinación con los valores obtenidos en el Proyecto Silvicultural anteriormente descrito, sobre reducciones de emisiones en pastos mejorados, así como la capacidad de captura del componente silvopastoril, se calcularon las emisiones de dióxido de carbono equivalente por hectárea, asociadas a esos diferentes componentes del sector. A partir de esta información se calculó la capacidad total de reducción del sector agropecuario, que multiplicada por una base a reducir de 400 mil toneladas de CO₂, permite calcular el área necesaria para someter al PSA agropecuario.

Usando un precio base de pago por servicios ambientales de US\$300 por hectárea por año durante 4 años, se estimó un costo anual del programa, el cual permite establecer un precio para cada tonelada de CO₂ equivalente incluida en el programa. Con base en una área mayor a las 1.2 millones de hectáreas de pastizales, más la producción anual de CO₂ equivalente para el 2010 se obtuvieron las emisiones de toneladas de CO₂ equivalente por hectárea de 1,8 para los pastizales y de 1,5 para el ganado. Las emisiones para el componente silvopastoril se calcularon a partir de los índices conocidos de 0.36% de reducción de óxido nitroso y de 0.20% de metano para pastos mejorados, que son multiplicados por los valores de emisiones antes descritos.

La diferencia entre las emisiones asociadas a los pastizales y al ganado, menos las emisiones del componente silvopastoril, permiten establecer una reducción de óxido nitroso de 0.65, que sumado a la reducción de 0.30 por concepto de pasto mejorado, más el valor de 1.50 conocido del componente silvopastoril, revela un total de 2.45 CO₂ equivalente por hectárea.

Estimándose una reducción de 400 mil toneladas de CO₂ equivalente, comparada con un valor de reducción de 2.45 descrito anteriormente, resultan 163,104 hectáreas a someter al PSA agropecuario para lograr la reducción propuesta. Tal cantidad de hectáreas a razón de US\$300 por hectárea por año, por un período de 4 años, significa que el costo anual del programa de PSA agropecuario asciende a casi US\$10 millones al año. Esto significa que el costo por tonelada de CO₂ equivalente es de US\$24.47 (Tabla 16).

22 CATIE, 2008. Project: Integrated Silvopastoral Approaches to Ecosystem. Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza. Final Evaluation by the Project Executors and Beneficiaries: Main Lessons Learned.

Tabla 16 Estimación de Mitigación de Emisiones y Costos Asociados en el Sector Agropecuario

Variable Estimada	Unidad	Valor
Área total de pastos en CR	Área (ha)	1,227,000
Reducción en N ₂ O por pasto mejorado	%	0.36
Reducción Metano pasto mejorado	%	0.20
Captura componente silvopastoral	%	(1.50)
Emisiones asociadas a los pastizales	CO ₂ e/ha	1.80
Emisiones asociadas al ganado	CO ₂ e/ha	1.52
Emisiones Nama PSA Silvopastoral N ₂ O	CO ₂ e/ha	1.15
Emisiones Nama PSA Silvopastoral Metano	CO ₂ e/ha	1.22
Reducción en N ₂ O por pasto mejorado	CO ₂ e/ha	(0.65)
Reducción en Metano por pasto mejorado	CO ₂ e/ha	(0.30)
Total de Reducción	CO ₂ e/ha	(2.45)
Área a Someter a PSA Agropecuario	Área (ha)	163,104
Precio del PSA Agropecuario	US\$/ha/año	300
Costo total Programa	US\$	195,725,396
Costo anual del Programa	US\$	9,786,270
Reducción total de emisiones del programa	Ton CO ₂ e/año	400,000
Precio de la tonelada del programa	US\$/Ton CO ₂ e	24.47

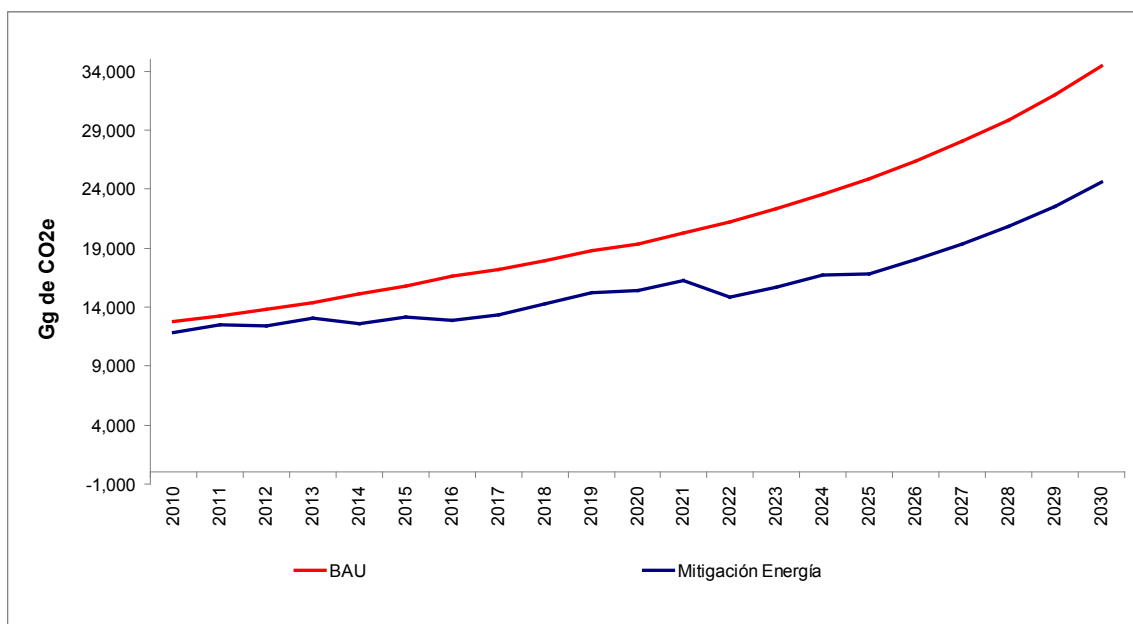
Fuente: elaboración propia con datos de MIDEPLAN y CATIE

Potencial Total de Mitigación

Las medidas de mitigación relacionadas con el uso de energía (transporte, industria, residencial, vivienda y generación eléctrica) y el manejo de desechos sólidos que fueron evaluadas indican un potencial agregado de mitigación de 4,027 Gg de CO₂e en el 2021 y 9,856 Gg de CO₂e en el 2030. Como resultado, si se implementaran estas medidas las emisiones totales del país alcanzarían 16,228 Gg de CO₂e en el 2021 y 24,263 Gg de CO₂e en el 2030 (Figura 14).²³ Si bien se daría una importante contribución con la mitigación, es claro que las medidas evaluadas vendrían a compensar solo en parte la tendencia a la alza en las emisiones totales del país de las próximas dos décadas.

²³ Los resultados de escenarios bajo un ritmo de crecimiento moderado se encuentran en el Anexo, en las Figuras A3, A4 y A5.

Figura 14 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación en el Uso de Energía y Manejo de Desechos Sólidos (2010-2030), Gg CO₂e

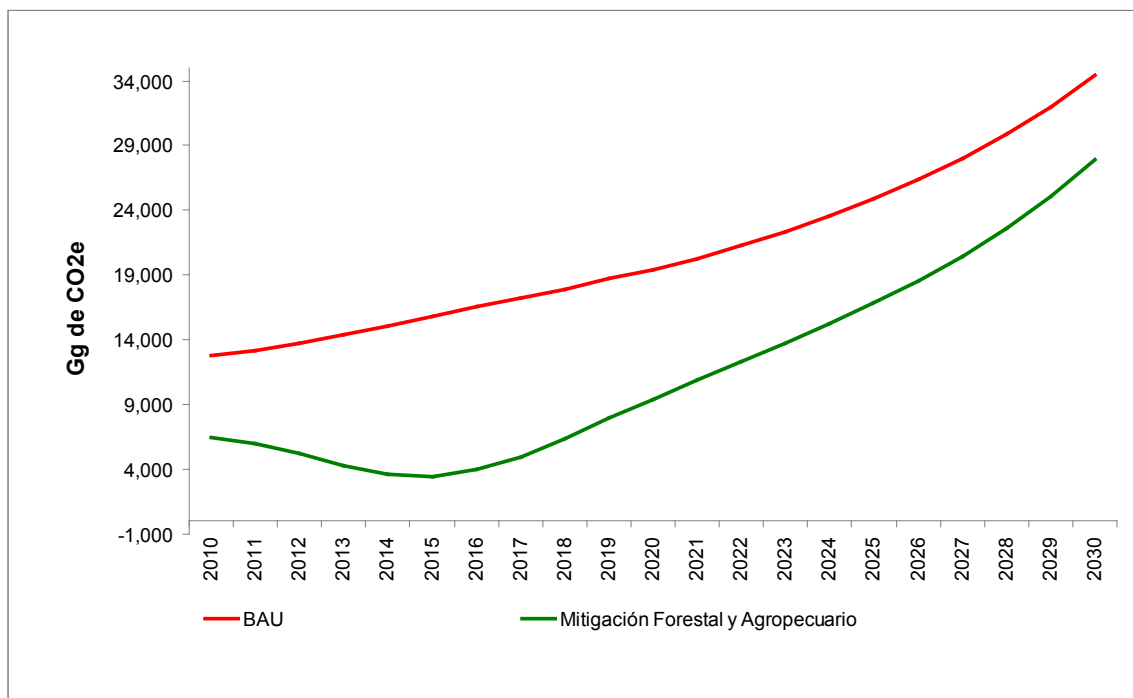


Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, y estimaciones propias

Por otro lado, las medidas analizadas para el sector forestal y agropecuario indican un mucho mayor potencial de mitigación de emisiones (Figura 15). De ser implementadas, las emisiones totales para el año 2021 alcanzarían 10,883 Gg de CO₂e en el 2021 (reducción de 9,373 Gg de CO₂e) y 27,893 Gg de CO₂e en el 2030 (reducción de 6,586 Gg de CO₂e). Es claro que por sí mismas, las intervenciones en el sector de uso y cambio de uso del suelo no podrían compensar las emisiones que el país experimentaría si sus patrones de crecimiento y uso de energía se mantienen como en el presente.

Al analizar el impacto agregado de todas las posibles medidas de mitigación evaluadas en este estudio, se estima que su impacto total sería de una reducción de 315 millones de toneladas de CO₂e en el periodo 2010-2030. Más de un 80 por ciento de ese potencial de mitigación se concentraría en cinco medidas: expansión hidroeléctrica y de otras fuentes renovables, trenes eléctricos, mejoras de infraestructura vial, rellenos sanitarios y el sector forestal. Adicionalmente, las medidas para hacer un sector transporte menos intensivo en el uso de combustibles fósiles también contribuirían de manera significativa a reducir las emisiones de GEI.

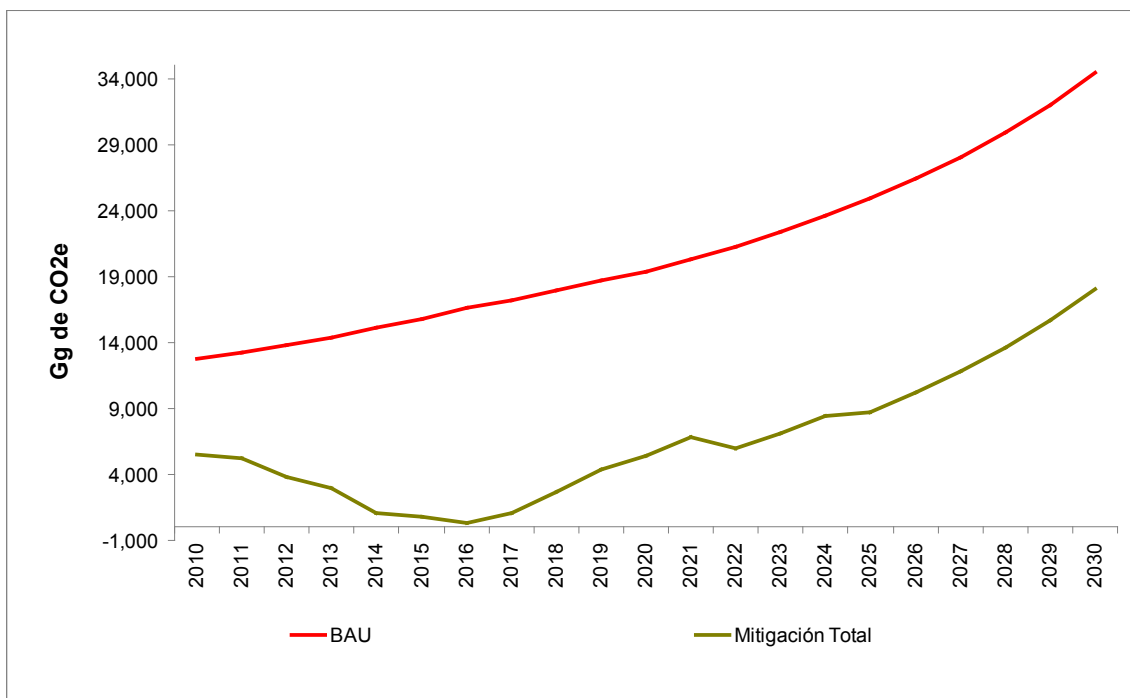
Figura 15 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación del Sector Forestal y Agropecuario (2010-2030), Gg CO₂e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

Si todas las medidas analizadas se realizaran, las emisiones totales en el 2021 alcanzarían 6,856 Gg de CO₂e en el 2021 (con una reducción total de 13,399 Gg de CO₂e respecto a la línea base) y 18,037 Gg de CO₂e en el 2030 (reducción de 16,442 Gg de CO₂e). Estos niveles proyectados indican que en el año 2021, si el país llevara a cabo al menos las medidas de mitigación indicadas, en el año 2021 (luego de más de una década de crecimiento) se tendría un nivel de emisiones similar al de mediados de la década de los 90. Por otro lado, las medidas analizadas contribuirían con la reducción de un 47 por ciento de las emisiones totales en el escenario BAU para el año 2030.

Figura 16 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación Totales (2010-2030), Gg CO₂e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

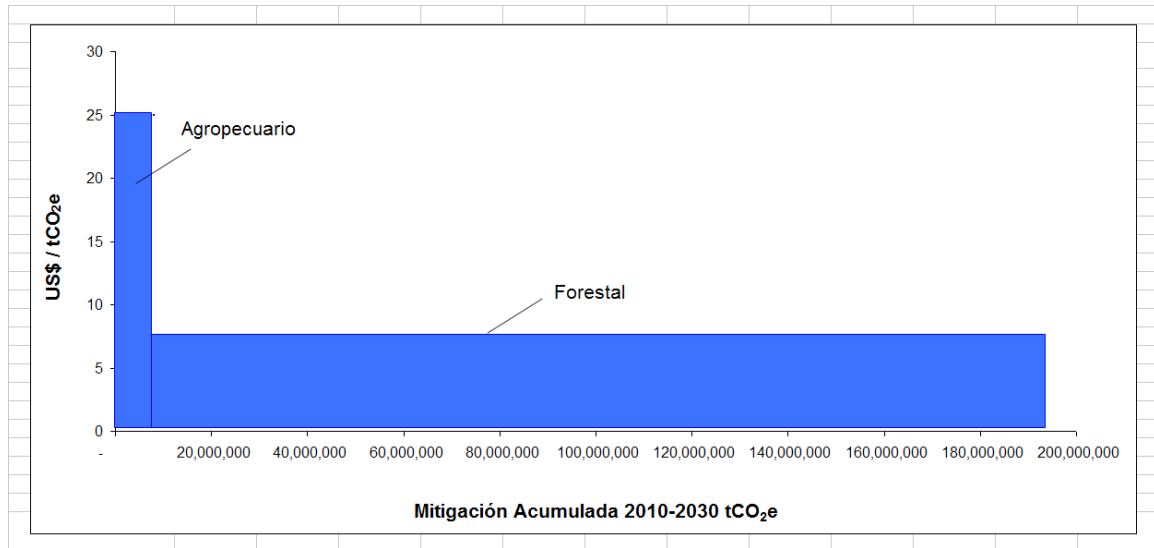
Costos Totales de Mitigación

Se analizó una cantidad diversa de opciones de mitigación, con variados costos y contribuciones en reducción de emisiones. Una conclusión importante es que pese a que Costa Rica es una economía menos carbono intensiva que otras naciones desarrolladas y en vías de desarrollo, las inversiones requeridas para reducir la dependencia en combustibles fósiles y crecer con menos emisiones de GEI son cuantiosas. En la Tabla 17 se observan los resultados obtenidos con las medidas de intervención estudiadas. Se han ordenado las medidas colocando primero aquellas que implican menor costo por tonelada de CO₂ equivalente (muchas con un costo negativo, lo que indica un beneficio neto) hacia las más costosas.²⁴

Se estima que las inversiones totales requeridas para impulsar las medidas de mitigación ascienden a US\$7,8 mil millones, que equivalen a un 30% del Producto Interno Bruto del país en el año 2009. Destaca el costo por tonelada de CO₂ en el caso de las medidas del sector forestal, cercano a US\$7, con una mitigación estimada de 185 millones de toneladas en el periodo 2010-2030. Las posibilidades en el sector agropecuario son más costosas, cercanas a US\$25 por tonelada de CO₂ (Figura 17).

24 En la Tabla A6 del anexo se describen los resultados para el escenario de crecimiento moderado.

Figura 17 Curva de Costos Marginales de Abatimiento Sector Agropecuario y Forestal



Fuente: elaboración propia con datos del IMN, FONAFIFO, MIDEPLAN y CATIE

En el caso de las medidas relacionadas con el uso de energía y la producción de desechos sólidos, existe una amplia gama de costos y posibilidades de mitigación. Cerca del 96% de la mitigación estimada tendría costos entre US\$-166 y US\$73 por tonelada de CO₂ (Figura 18).

Tabla 17 Opciones de Mitigación: Costos y Potencial de Abatimiento (2010-2030)

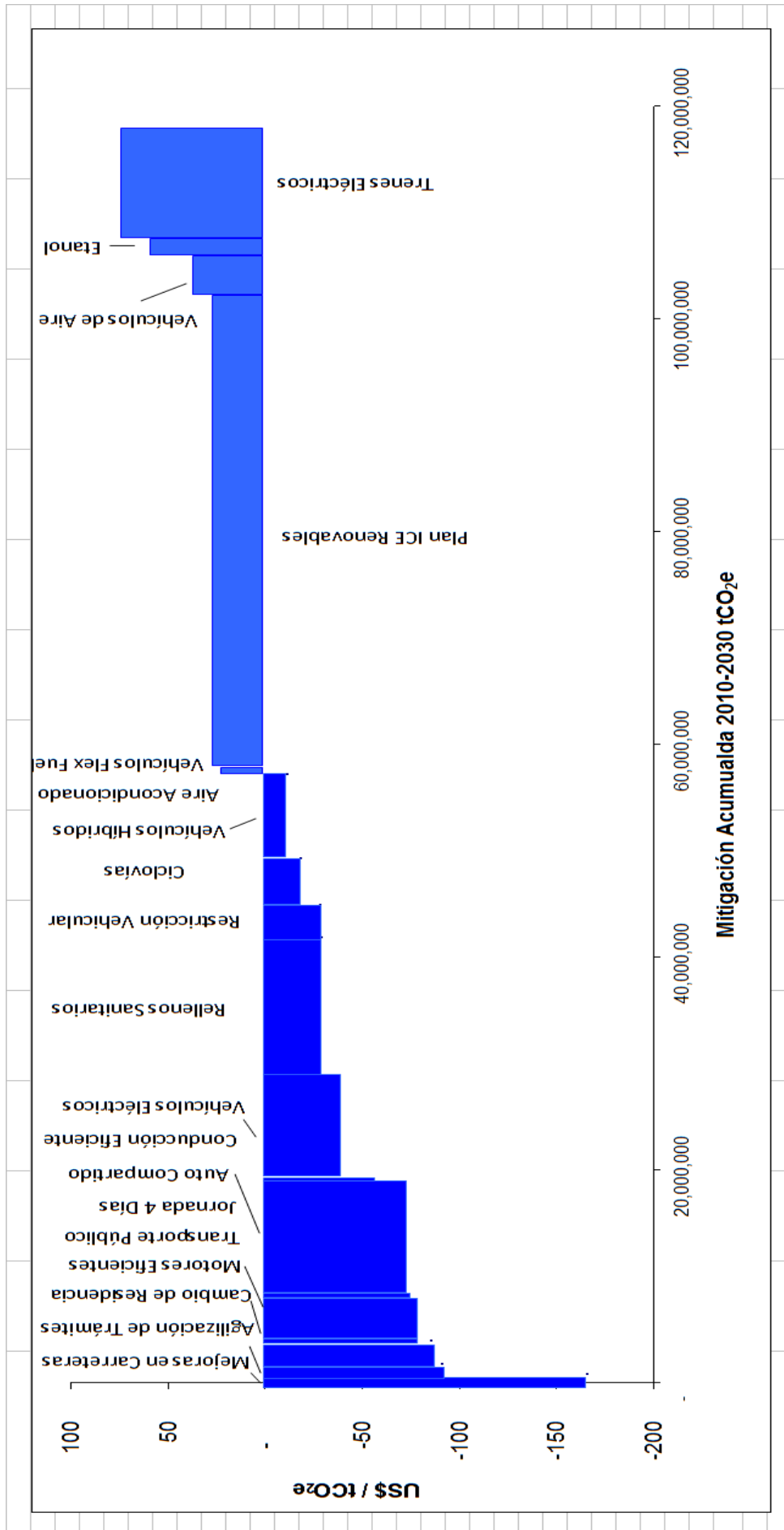
Intervención	Descripción	US\$ por tCO ₂ e Mitigada	Mitigación tCO ₂ e	Mitigación Acumulada tCO ₂ e	Mitigación Promedio por Año tCO ₂ e
Vivienda Popular	Construcción de viviendas accesibles para familias de bajos niveles de ingresos. Las viviendas se construyen con madera y materiales con una menor huella energética (sustitutos de cemento y acero principalmente).	- 1,968.4	299,403	299,403	14,970.2
Educación Residencial	Campaña de educación y creación de habilidades en los hogares para la conservación de energía, la eficiencia energética y la adquisición de electrodomésticos eficientes.	- 832.0	230,861	530,264	11,543
Lámparas Fluorescentes (Residencial)	Sustitución de bombillas tradicionales por bombillas compactas fluorescentes en oficinas y plantas que requieren más de cinco horas diarias de iluminación artificial.	- 819.6	80,075	610,339	4,003.7
Eficiencia Energética (Industria)	Entrenamiento y capacitación en conservación de energía, eficiencia energética y adopción de tecnologías eficientes y mejores estándares de producción en las empresas.	- 784.7	330,752	941,091	16,537.6
Lámparas Fluorescentes (Industria)	Sustitución de bombillas tradicionales por bombillas compactas fluorescentes en hogares.	- 705.3	15,581	956,672	779.0
Descongestionamiento Vial	Grupo de medidas diversas para reducir el congestionamiento vial en el área metropolitana, que incluyen mejoras de infraestructura, ingeniería de tránsito, y cambios en el sistema de transporte público.	- 317.1	3,685,342	4,642,014	184,267.1
PRUGAM (Mejoras Infraestructura Vial)	Implementación de cinco proyectos de desarrollo de infraestructura en el anillo periférico de San José.	- 165.9	867,111	5,509,125	43,355.6
Agilización de Trámites	Diversificación de vías alternas y mejor conexión entre áreas comerciales y residenciales.	- 91.2	917,666	6,426,791	45,883.3
Cambio de Residencia	Sustitución de trámites públicos en dependencias de gobierno por trámites vía digital.	- 85.7	2,182,574	8,609,365	109,128.7
Motores Eficientes	Planeamiento urbano e incentivos para ubicación residencial cercana a lugares de trabajo.	- 77.8	15,826	8,625,192	791.3
	Sustitución del 50% de motores industriales de				

Intervención	Descripción	US\$ por tCO ₂ e Mitigada	Mitigación tCO ₂ e	Mitigación Acumulada tCO ₂ e	Mitigación Promedio por Año tCO ₂ e
	combustible fósil con tecnologías eficientes.				
Transporte Público	Integración de rutas de transporte público para reducir ineficiencias.	- 77.8	3,685,342	12,310,534	184,267.1
Jornada de 4 Días	Tele trabajo por un día a la semana en funcionarios del sector público.	- 73.1	401,670	12,712,204	20,083.5
Autos Compartidos	Fomento de autos compartidos (12% de vehículos en el área metropolitana).	- 72.6	10,429,920	23,142,124	521,496
Conducción Eficiente	Entrenamiento de conductores de camiones y autobuses para mejorar prácticas de manejo y mantenimiento de vehículos.	- 56.6	226,249	23,368,373	11,312.5
Vehículos Eléctricos	Uso de vehículos eléctricos (10% de flota total).	- 38.2	9,081,852	32,450,225	454,092.6
Rellenos Sanitarios	Captura y uso de metano para generación eléctrica en cinco de los principales botaderos de basura.	- 29.2	14,126,206	46,576,431	706,310.3
Restricción Vehicular	Restricción de vehículos un día a la semana.	- 29.0	3,025,631	49,602,061	151,281.5
Ciclovia	Construcción de vías para el uso de bicicletas.	- 18.5	4,383,263	53,985,324	219,163.1
Vehículos Híbridos	Uso de vehículos híbridos (10% de flota total).	- 11.4	7,921,688	61,907,012	396,084.4
Aire Acondicionado	Uso de aires acondicionados eficientes en industria y comercio.	- 8.8	4,855	61,911,867	242.7
Vehículos Flex Fuel	Uso de vehículos flex fuel (5% de flota total).	19.5	452,772	62,364,639	22,638.6
Plan Expansión ICE Fuentes Renovables Vehículos de Aire	Generación de electricidad con fuentes renovables (92%) hasta el año 2025.	26.2	44,500,000	106,864,639	2,225,000
	Uso de autos de aire comprimido (15% de flota de autos compactos).	35.1	3,766,978	110,631,617	188,348.9
Etanol	Mezcla de etanol con combustible (4%).	57.7	1,393,907	112,025,524	69,695.3
Trenes Eléctricos	Uso de trenes eléctricos para transporte en el área metropolitana y para el transporte de carga interoceánico.	73.2	10,188,960	122,214,484	509,448.0
Calentadores Solares	Uso de calentadores solares en la industria.	248.2	4,603	122,219,088	230.2
Biocombustibles	Mezcla de biodiesel (15% del diesel).	819.9	266,905	122,485,993	13,345.3
Timers en Calentadores	Contadores para calentadores de agua en hogares.	1,206.3	10,046	122,496,039	502.3

Intervención	Descripción	US\$ por tCO ₂ e Mitigada	Mitigación tCO ₂ e	Mitigación Acumulada tCO ₂ e	Mitigación Promedio por Año tCO ₂ e
Calderas Industriales	Uso de calderas eficientes en la industria.	2,004.9	48,286	122,544,324	2,414.3
Sector Forestal	Mantenimiento y mejoramiento del Sistema Nacional de Áreas Protegidas. Expansión del programa de Pago por Servicios Ambientales.	7.0	185,000,000	307,544,324	9,250,000
Sector Agropecuario	Reducción de gases de efecto invernadero con uso de pastos mejorados, sistemas agropastoriles, reducción de fertilizantes y agroquímicos.	25.0	8,000,000	315,544,324	400,000

Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, Fundecor y estimaciones propias

Figura 18 Curva de Costos Marginales de Abatimiento, Sector Energético, Industrial, Residencial y Desechos Sólidos



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, y estimaciones propias

5.

LECCIONES APRENDIDAS

El proyecto NEEDS genera importantes enseñanzas que contribuirán con la futura implementación de las medidas de mitigación evaluadas. Asimismo, será un insumo valioso para la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC). Más aún, servirá como punto de partida para el análisis detallado de proyectos y políticas nacionales y sectoriales para la mitigación del cambio climático y la consecución de la Carbono Neutralidad.

Un punto central tiene que ver con la participación de los diversos sectores del país en el proceso del proyecto. La validación y la discusión amplia por parte de representantes del sector público, privado, la academia y en general de la sociedad civil son fundamentales para lograr un producto final de alta calidad y valor práctico para la recomendación de acciones concretas.

Como inicio formal del proceso del proyecto NEEDS se realizó un taller de lanzamiento de la iniciativa, con la participación de representantes del sector público y privado, la academia, diversos sectores de la sociedad civil y organismos internacionales. El objetivo central fue difundir el Proyecto NEEDS Costa Rica, compartir opiniones y perspectivas sobre el mismo, lograr retroalimentación de actores clave de diversos sectores del país y sentar las bases para el arranque formal del proyecto. Al finalizar del estudio, se realizó otro taller de presentación y discusión de los resultados del trabajo. Este contó con una amplia participación de representantes de diversos sectores. El interés en el proyecto ha sido amplio. En términos generales se pueden señalar estos resultados de la consulta:

- Un consenso general de los participantes del sector público, privado y la sociedad civil, sobre la importancia del Proyecto NEEDS, y la necesidad de dar seguimiento a las acciones de mitigación evaluadas. Se consolidó una red de actores clave de diversos sectores, cuya retroalimentación será de gran ayuda en el proceso de impulso a las medidas de mitigación propuestas.
- La creación del portal de Internet <http://conocimiento.incae.edu/~operac/needsminaet/>, de manera que más personas puedan tener acceso a los resultados del proyecto NEEDS. Así se asegura tanto su difusión como la discusión en torno a sus conclusiones, lo que vendría a motivar nuevas investigaciones y análisis.
- La identificación de acciones en el sector privado y organizaciones de la sociedad civil que brindan nociones importantes sobre cómo integrar las acciones privadas dentro de las diversas opciones de mitigación analizadas.
- Retroalimentación sobre posibles mecanismos de financiamiento con diversas organizaciones públicas y privadas, nacionales e internacionales, para identificar fuentes financieras y técnicas para la ejecución de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC).

Por otro lado, se presentó y validó la metodología y los resultados del potencial de captura de carbono en el sector forestal con el Instituto Meteorológico Nacional (IMN) y el Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (FONAFIFO), organizaciones a cargo del sector uso de la tierra, forestal y agropecuario de la Comunicación Nacional a la UNFCCC, para validar y comparar el enfoque utilizado en NEEDS. Asimismo, se realizaron reuniones técnicas con personeros de la Dirección Sectorial de Energía (DSE), el Consejo de Concesiones (para efectos del proyecto TREM), el PRUGAM, el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) y otras organizaciones del sector público, con el fin de recopilar información y tener la visión de políticas y estrategias futuras del sector de uso de la energía. Adicionalmente, se mantuvo una comunicación directa con el MINAET, el IMN y la Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC) durante todo el proceso. Esta última en su calidad de Punto Focal Nacional ante la UNFCCC y gestora del proyecto.

Lo anterior es un punto central, ya que un proyecto como NEEDS requiere numerosa información cuantitativa y cualitativa que normalmente no es de fácil acceso. Los datos requeridos y los estudios de base se encuentran dispersos a lo largo de las organizaciones públicas y privadas, lo que demanda un gran esfuerzo de recolección y procesamiento. De ahí que es necesario asegurar la coordinación con todas las organizaciones pertinentes y abrir canales de comunicación permanente.

En este sentido el proyecto NEEDS hizo evidente cómo esa coordinación estrecha es fundamental, no solamente para la realización del estudio, sino más importante aún para la futura implementación de las medidas de mitigación que fueron evaluadas. Los esfuerzos para mitigar las emisiones de GEI estarán enmarcados dentro de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC). Esta busca fortalecer la creación de capacidades, la sensibilización y educación de la población, así como crear los mecanismos de financiamiento necesarios para impulsar la agenda nacional de acciones y políticas ante el cambio climático. Las medidas de mitigación que se evaluaron están alineadas con sectores clave de la economía. Estas son la base para continuar con una estrategia de desarrollo sostenible de largo plazo que fortalezca el desempeño competitivo del país y contribuya con la mitigación del cambio climático.

Un primer análisis de las medidas de mitigación evaluadas desde la perspectiva del involucramiento necesario por parte de los Ministerios claramente muestra cómo el trabajo interinstitucional será un insumo imprescindible para alcanzar las metas de mitigación hacia la Carbono Neutralidad (CN). Numerosos arreglos institucionales a nivel del MINAET y otras organizaciones de Gobierno serán necesarios para consolidar el marco institucional que logre impulsar las medidas de mitigación analizadas (Tabla 18). Una conclusión central de NEEDS es que las medidas de mitigación propuestas requieren de un enfoque de transversalidad. Los esfuerzos de implementación de la ENCC ya han avanzado en ese sentido.

Sin embargo, a nivel de Gobierno, será clave contar con una estrecha coordinación y cooperación interinstitucional, con un enfoque “sombrija” de la CN que asegure la cobertura e integración de los diversos esfuerzos de políticas necesarios, y que además cuente con el apoyo político al más alto nivel. La ENCC requiere un grado de prioridad uno en el Estado y la estructura de la administración pública.

Tabla 18 Involucramiento Institucional para las Medidas de Mitigación

Intervención	MINAET	Sector Eléctrico	Obras Públicas y Transporte	Educación Pública	Vivienda	Salud	Hacienda
Vivienda Popular		X			X	X	
Educación Residencial		X		X	X		
Lámparas Fluorescentes (Residencial)	X	X		X	X		
Eficiencia Energética (Industria)	X	X					X
Lámparas Fluorescentes (Industria)	X	X					
Descongestionamiento Vial	X		X	X		X	
PRUGAM (Mejoras Infraestructura Vial)			X				
Agilización de Trámites			X	X			X
Cambio de Residencia		X	X		X	X	
Motores Eficientes	X	X					
Transporte Público	X		X	X	X	X	X
Jornada de 4 Días		X	X	X			
Autos Compartidos			X				
Conducción Eficiente			X	X			
Vehículos Eléctricos	X	X	X				X
Rellenos Sanitarios	X	X				X	
Restricción Vehicular			X				
Ciclovías			X	X	X	X	
Vehículos Híbridos	X	X	X				X
Aire Acondicionado	X	X					
Vehículos Flex Fuel	X	X	X				X
Plan Expansión ICE		X					X
Fuentes Renovables		X					X
Vehículos de Aire		X	X				X
Etanol	X	X					X
Trenes Eléctricos		X	X				X
Calentadores Solares	X	X					X
Biocombustibles	X	X					X
Timers en Calentadores		X					
Calderas Industriales		X					X
Sector Forestal	X						X
Sector Agropecuario	X					X	X

Fuente: elaboración propia

Otro tema clave es el financiamiento de las medidas de mitigación evaluadas. La estrategia debería apostar al acceso a mecanismos e instrumentos financieros existentes, así como ayuda para el desarrollo, que se complemente con soluciones financieras innovadoras para hacerle frente a las metas de mitigación y los requerimientos de adaptación. Es posible lograr una mayor disponibilidad de fondos mediante la inclusión del sector privado en los esfuerzos impulsados por organismos internacionales, teniendo en cuenta las enormes necesidades financieras que demandan las acciones frente al cambio climático.

Costa Rica ha realizado importantes inversiones con recursos nacionales para lograr un crecimiento económico menos intensivo en carbono durante décadas recientes. Esto principalmente por la histórica política de generación eléctrica con fuentes renovables y el decidido esfuerzo por revertir la deforestación y lograr que un gran porcentaje del territorio nacional mantenga sus bosques, con el impulso de áreas protegidas, parques nacionales y la participación del sector privado a través del sistema de Pago por Servicios Ambientales.

Estas experiencias ya están consolidadas. Las lecciones aprendidas de las mismas abundan. Hacia futuro, el país deberá tener la capacidad de atraer mayores inversiones privadas tanto locales como internacionales, así como recursos de la banca internacional de desarrollo y diversos países cooperantes, para fortalecer las políticas y los programas que ya existen y han mostrado éxito, de manera que los recursos financieros de diversas fuentes estén claramente alineados hacia la meta de la carbono neutralidad. Esto con el apoyo a medidas de mitigación públicas y privadas, y el desarrollo de una plataforma productiva y de exportación que fundamente su desempeño competitivo en el uso sostenible de los recursos naturales y el combate al cambio climático.

La Inversión Extranjera Directa (IED) puede contribuir de manera importante. Esto si se canalizan recursos externos hacia sectores e industrias ambientalmente amigables, así como a la energía renovable y el transporte eficiente. De esta manera, se podría consolidar un clima de negocios que favorezca el desarrollo de actividades productivas tanto nacionales como de capital extranjero que contribuyan con el uso sostenible de los recursos naturales y que precisamente basen su competitividad en ese uso sostenible del capital natural del país. Asimismo, la consolidación de un ambiente de negocios Carbono Neutral en Costa Rica aseguraría la canalización de recursos del sector privado hacia las diversas áreas de negocio involucradas, desde la generación de energía con fuentes renovables y la conservación de bosques, hasta el crecimiento de industrias de tecnologías y materiales avanzadas. El fomento de clusters de empresas alineadas con la carbono neutralidad debería ser un componente central de las políticas de desarrollo productivo en el país.

6.

CONCLUSIÓN

El estudio identificó un grupo de medidas de mitigación que reduciría significativamente el nivel de emisiones del país en el año 2021. Las proyecciones realizadas indican que el país podría seguir un ritmo de crecimiento económico alto a la vez que mitigar una cantidad importante de las emisiones, comparadas con la línea base estimada.

El sector forestal ofrece opciones competitivas con un alto potencial de abatimiento. Por otra parte, se requieren acciones diversas en el sector transporte (con costos variados) para lograr consolidar una economía menos carbono intensiva. Dado que este sector es el principal contribuyente con las emisiones totales del país (históricas y proyectadas), la carbono neutralidad dependerá en buena medida de los proyectos de mitigación que se impulsen.

Asimismo, el país requiere continuar con sus esfuerzos por mantener la generación de electricidad basada en fuentes renovables. Tanto a nivel industrial como residencial, el uso de tecnologías modernas vendría a reducir el consumo energético y contribuir con la reducción de emisiones. Un enfoque nacional a nivel de sectores sería la clave de una estrategia de mitigación que busque la carbono neutralidad en el 2021. El potencial con un tratamiento eficiente de los desechos sólidos es igualmente importante, dado que en su mayoría no son manejados de manera eficiente, además del desaprovechamiento de su potencial de cogeneración eléctrica.

Las estimaciones realizadas indican que la carbono neutralidad requiere inversiones cuantiosas. Adicionalmente, se necesitan esfuerzos institucionales, cambios de política y nuevas estrategias empresariales. Un norte común en torno a una economía menos carbono intensiva es clave para impulsar las medidas evaluadas. El financiamiento requerido demandará esfuerzos públicos y privados, para superar diversas barreras de política, distorsiones de mercado e intereses creados que limitan la asignación de recursos hacia tecnologías avanzadas que contribuyan con la mitigación de emisiones. Adicionalmente, la coordinación interinstitucional se presenta como una condición imprescindible para abordar la Carbono Neutralidad desde su dimensión transversal en el campo económico, social, ambiental y político.

7.

REFERENCIAS

Alvarado, Fernando et al (2009). Memoria Estadística del Sector Energía 1989-2008. San José: DSE, 2009.

Bacon, R. y S. Bhattacharya (2007). “Growth and CO₂ Emissions. How do Different Countries Fare?” Environment Department Papers 113. The World Bank. Noviembre 2007.

Bitrán & Asociados (2006). Captura de Gases de Efecto Invernadero de Rellenos Sanitarios para su Aprovechamiento Económico. Septiembre 2006.

CATIE (2009). Integrated Silvopastoral Approaches to Ecosystem. Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza. Final Evaluation by the Project Executors and Beneficiaries: Main Lessons Learned. 2009.

CONACE (2001). Programa Nacional de Conservación de Energía 2001-2006. San José, Costa Rica: CONACE.

DIGECA (2009). Evaluación del Potencial de Reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Producción de Energía a partir de Vertederos en Ciudades de Costa Rica. CEPAL y MINAET. Abril 2009.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Diagnóstico V Plan Nacional de Energía 2008-2021, San José, Costa Rica: Febrero de 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). V PLAN NACIONAL DE ENERGÍA 2008-2021. San José, Costa Rica, Marzo de 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Balance Energético Nacional 2007. San José, Costa Rica, Diciembre 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Plan de contingencia. Medidas Mandatarias para Reducir el Consumo de Combustibles. San José: Junio 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Memoria Estadística del Sector Energía De Costa Rica 2000 – 2001. Costa Rica, julio de 2002.

Francois, J., L. Rivera y H. Rojas-Romagosa (2009). "Economic Perspectives for Central America after CAFTA: A GTAP-based Analysis." CPB Discussion Paper 99. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, 2008.

Hamilton, K. et al. (2007). State of the voluntary carbon market 2007. Ecosystem Market Place.

Instituto Costarricense de Electricidad, ICE. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2008-2021. Septiembre 2007.

Kaya, Y. (1990). "Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios." Paper presented to IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group. 1990.

Lawrence Berkley National Laboratory, LBNL. Guidance for Mitigation Assessments: Version 2.0. March 1995.

Ministerio de Planificación, MIDEPLAN. Costa Rica: Estadísticas Regionales 2001-2008. 2009.

MINAET e IMN. Costa Rica 2009. Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. MINAET, IMN, GEF, PNUD. 2009.

MINAET. Contexto Energético y Política Energética Sostenible. San José: Abril 2008.

MINAET. Plan de Acción del Sector Eléctrico Nacional (SEN). Mayo 2007.

MINAET. Política de Precios de la Energía. San José, Agosto 2006.

Ministerio de Ambiente y Energía. Programa Nacional de Conservación de la Energía. San José, Costa Rica: 1994.

Monge-González, R., L. Rivera y J. Rosales (2010): *Productive Development Policies in Costa Rica: Market Failures, Government Failures and Policy Outcomes*. IDB Working Paper Series 157. Marzo.

MOPT y ENGEVIX. Estudio de Factibilidad Técnico, Legal, Financiero y Ambiental para Financiamiento y Gerenciamiento para la Concesión del Proyecto Tren Eléctrico Metropolitano Costa Rica. Varios Tomos. Agosto 2009.

Obando, V. G. (2008). Deforestación, desabastecimiento de madera y proclama de carbono-neutralidad. *Ambientico* 214 (180): 5-7.

PRUGAM. Plan Regional Urbano de la Gran Área Metropolitana de Costa Rica 2008-2030. Varios Tomos. 2008.

Ramírez, Fernando et al (2006). Encuesta de oferta y consumo energético nacional a partir de la biomasa en Costa Rica San José: DSE, 2006.

Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2009). “Análisis de Impacto sobre la Sostenibilidad (AIS) ante un Acuerdo de Asociación entre la Unión Europea y Centroamérica.” En S. Heieck et al, editores, Política Comercial en Centroamérica: Perspectivas del Acuerdo de Asociación con la Unión Europea y Retos para las Pequeñas y Medianas Empresas. Alajuela, C.R.: INCAE Business School, 2009.

Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2010): *Human Capital Formation and the Linkage between Trade and Poverty: The Cases of Costa Rica and Nicaragua*. División de Comercio Internacional e Integración de la CEPAL. En prensa.

Solano, G. Análisis Técnico, Económico y Energético de Sistemas de Construcción para Viviendas de Interés Social. Escuela de Ingeniería en Construcción, TEC. 2005

Tattenbach, F., G. Obando y J. Rodríguez (2006). Mejora del Excedente Nacional del Pago por Servicios Ambientales. Informe de Consultoría para Fonafifo. Fundecor.

Villa de la Portilla, Gloria. Ponencia titulada “Políticas de Eficiencia Energética en Costa Rica para Seminario Crisis Alimentaria y Energética: Oportunidades y Desafíos para América Latina y el Caribe.” Santiago de Chile, Septiembre del 2008.

8.

ANEXOS

**Anexo 1 Tabla A1 Proyectos Desarrollados bajo
el Mecanismo de Desarrollo (MDL) Limpio en Costa Rica**

Fecha de Registro	Título	Comprador	Periodo de CERs	Reducciones Anuales TM CO₂e
13 Oct 05	Rio Azul landfill gas and utilization project in Costa Rica	Países Bajos	Agosto 2004-Agosto 2014	156,084
03 Mar 06	Cote small-scale hydropower plant	Canadá, Países Bajos, Finlandia, Francia, Suecia, Alemania, Reino Unido, Japón, Noruega	Abril 2003-Marzo 2010	6,431
09 Mar 07	La Joya Hydroelectric Project (Costa Rica)	España	Septiembre 2006 - Septiembre 2013	38,273
23 Mar 07	Tejona Wind Power Project (TWPP)	Países Bajos	Enero 2003 - Diciembre 2012	12,600
30 Nov 07	Switching of fuel from coal to palm oil mill biomass waste residues at Industrial de Oleaginosas Americanas S.A. (INOLASA)	Alemania	Noviembre 2007-Noviembre 2014	38,212
05 Jun 08	CEMEX Costa Rica: Use of biomass residues in Colorado cement plant	Reino Unido	Enero 2009-Diciembre 2018	42,040

Fuente: UNFCCC, <http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>, accesado el 20 de noviembre del 2009

Anexo 2 Tabla A2 Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2000

Sector	Emisiones totales (Gg)								Total CO ₂ equiv
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	CO	NO _x	NMVOC	SO ₂	
Energía	4.717,2	1,7	0,17	NA	165,8	21,5	27,6	3,8	4805,6
Procesos industriales	387,5	NA	NA	0,043	NA	NA	24,4	0,22	449,8
Agricultura	NA	99,59	8,12	NA	1,41	0,029	NA	NA	4608,6
Cambio de Uso de la tierra	-3262,2	4,4	0,03	NA	17,2	0,5	NA	NA	-3160,5
Manejo de desechos	NA	58,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1236,9
Total	1842,5	164,6	8,3	0,043	184,4	22,0	52,0	4,0	-----
Total CO ₂ equivalente	1842,5	3456,4	2.573	62,3	ND	ND	ND	ND	7940,48

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Anexo 3 Tabla A3 Participación Sectorial en las Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2000

Sector	Porcentaje de emisiones
Energía	60.6%
Procesos Industriales	5.6%
Agricultura	58%
Cambio de Uso de la Tierra	- 39.7 %
Manejo de Desechos Sólidos	15.5%
Total	100%

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Anexo 4 Tabla A4 Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2005

Sector	Emisiones totales (Gg)								
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	CO	NO _x	NMVOC	SO ₂	Total CO ₂ equiv
Energía	5.492,7	4,9	0,3	NA	246,4	25,1	37,6	4,5	5.688,6
Procesos industriales	496,6	NA	NA	0,121	NA	NA	31,4	0,38	672,5
Agricultura	NA	100,4	8,05	NA	1,07	0,025	NA	NA	4.603,9
Cambio de Uso de la tierra	-3.667,7	6,93	0,05	NA	60,6	1,72	NA	NA	-3.506,7
Manejo de desechos	NA	62,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1.320,9
Total	2.321,6	112,2	8,4	0,121	308,1	26,8	69	4,9	
Total CO ₂ equivalente	2.321,6	2356,8	2604	175,9	ND	ND	ND	ND	8.779,2

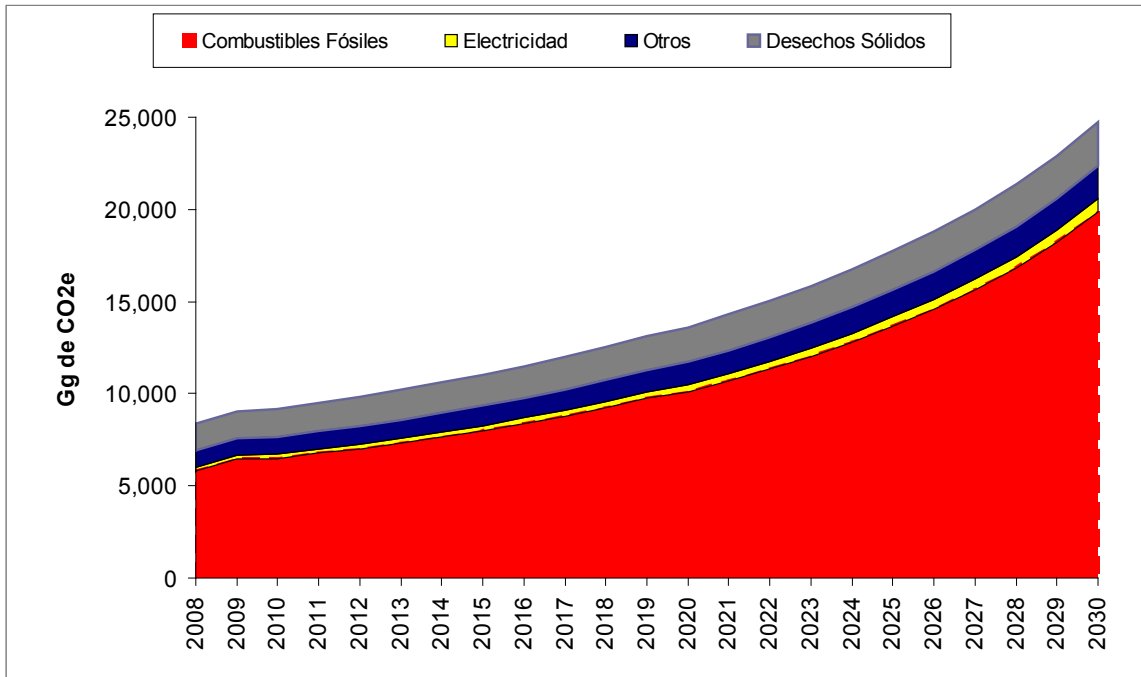
Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Anexo 5 Tabla A5 Participación Sectorial en las Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero Año 2005

Sector	Porcentaje de emisiones
Energía	64.8 %
Procesos industriales	7.7%
Agricultura	52.4%
Cambio de Uso de la tierra	- 39.9 %
Manejo de desechos	15%
Total	100%

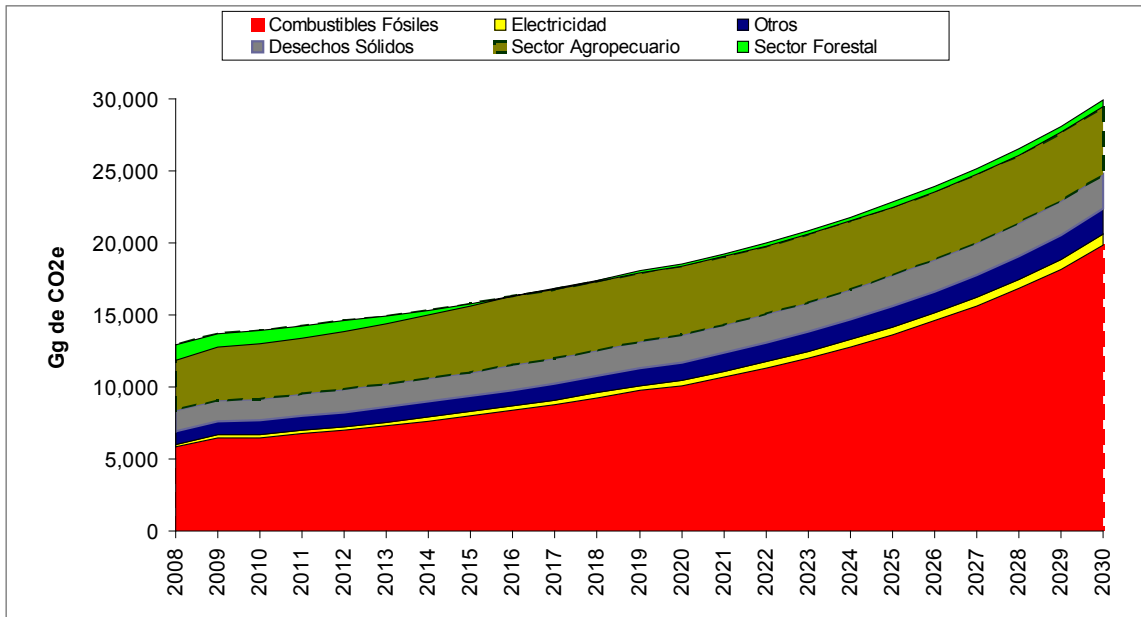
Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Anexo 6 Figura A1 Emisiones de CO₂ en Escenario BAU Proyectadas al Año 2030 Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos. Escenario de Crecimiento Moderado (Gg CO₂e)



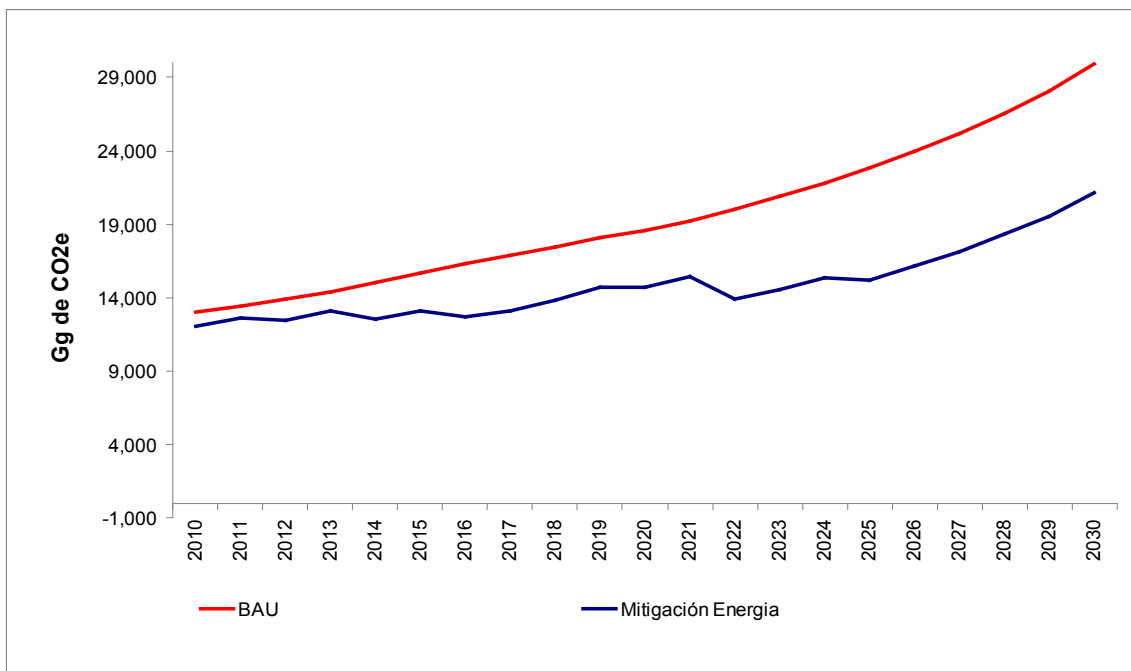
Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, y MINAET, y DIGECA (2009)

Anexo 7 Figura A2 Emisiones Totales Proyectadas, BAU con Crecimiento Moderado (2008-2030), Gg CO₂e



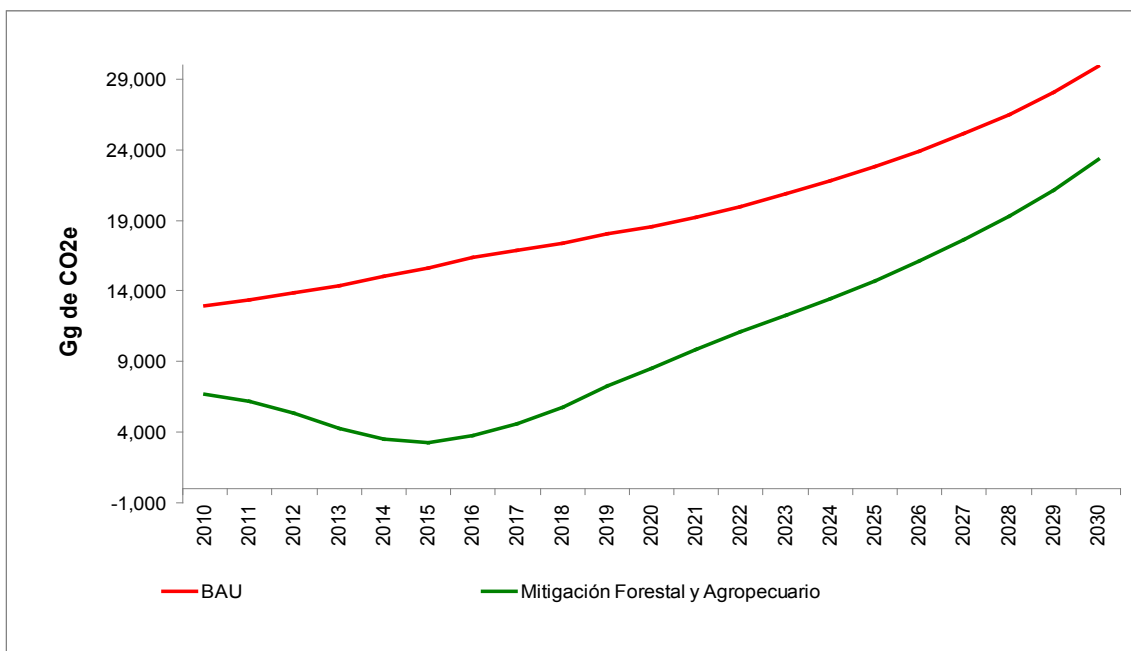
Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, MINAET, MIDEPLAN, FONAFIFO, IMN, CATIE y DIGECA (2009)

Anexo 8 Figura A3 Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación en el Uso de Energía y Manejo de Desechos Sólidos (2010-2030), Gg CO2e



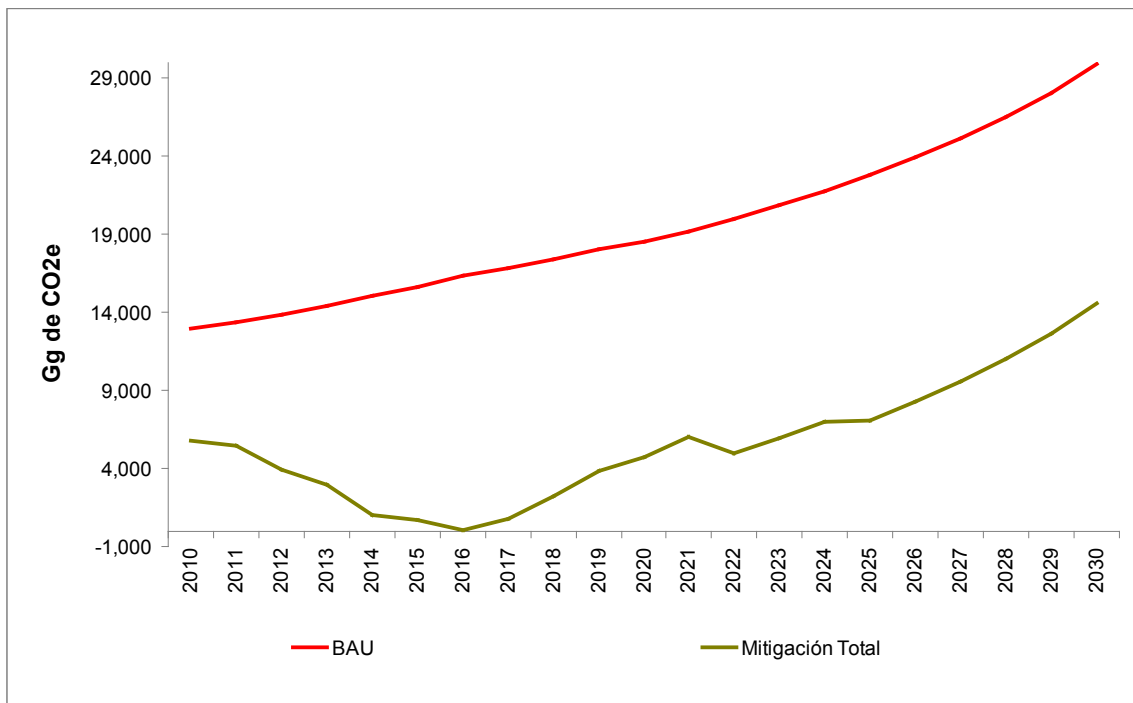
Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, y estimaciones propias

Anexo 9 Figura A4 Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación del Sector Forestal y Agropecuario (2010-2030), Gg CO2e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

Anexo 10 Figura A5 Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación Totales (2010-2030), Gg CO₂e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

Anexo 11 Tabla A6 Opciones de Mitigación: Costos y Potencial de Abatimiento en Escenario de Crecimiento Moderado (2010-2030)

Intervención	US\$ por tCO ₂ e Mitigada	Mitigación tCO ₂ e	Mitigación Acumulada tCO ₂ e	Mitigación Promedio por Año tCO ₂ e
Vivienda Popular	-1,968.4	299,403	299,403	14,970.2
Educación Residencial	-832.0	230,861	530,264	11,543.0
Luminarias Fluorescentes (Residencias)	-819.6	80,075	610,339	4,003.7
Ahorro eléctrico (Industria)	-785	330,752	941,091	16,538
Luminarias Fluorescentes (Industria)	-705	15,581	956,672	779
Descongestionamiento Vial PRUGAM (Mejora Infraestructura Vial)	-347	2,989,723	3,946,395	149,486
Agilización de Trámites	-166	867,111	4,813,506	43,356
Cambio de Residencia	-99	743,469	5,556,975	37,173
Motores Eficientes	-92	1,769,334	7,326,309	88,467
Transporte Público	-79	2,989,723	10,316,032	149,486
Jornada de 4 Días	-78	15,826	10,331,858	791
Autos Compartidos	-77	325,619	10,657,477	16,281
Conducción Eficiente	-76	8,458,755	19,116,232	422,938
Vehículos Eléctricos	-58	198,776	19,315,008	9,939
Rellenos Sanitarios	-41	7,325,408	26,640,416	366,270
Restricción Vehicular	-29	14,126,206	40,766,622	706,310
Ciclovías	-22	2,512,217	43,278,839	125,611
Vehículos Híbridos	-19	6,388,657	49,667,496	319,433
Aire Acondicionado	-10	3,594,583	53,262,079	179,729
Vehículos Flex Fuel	-9	4,855	53,266,934	243
Plan Expansión ICE Fuentes Renovables	21	364,825	53,631,759	18,241
Vehículos de Aire	26	44,500,000	98,131,759	2,225,000
Etanol	37	3,035,281	101,167,040	151,764
Trenes Eléctricos	61	1,142,758	102,309,798	57,138
Calentadores Solares	87	9,278,427	111,588,225	463,921
Biodiesel	248	4,603	111,592,828	230
Timers en Calentadores	853	239,695	111,832,523	11,985
Calderas Eficientes	1,206	10,046	111,842,569	502
Sector Forestal	2,005	48,226	111,890,795	2,411
Sector Agropecuario	7	185,000,000	296,890,795	9,250,000
	25	8,000,000	304,890,795	400,000

Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, Fundecor y estimaciones propias