



*Instituto de Investigaciones Socio Económicas*

Documento de Trabajo 09/12  
Septiembre 2012

**Escenarios de Emisión de Gases de Efecto  
Invernadero CO2 Asociados al  
Sector Energético en Bolivia**

*por:*  
*Javier Aliaga Lordemann*

## **Escenarios de emisión de gases de efecto invernadero CO<sub>2</sub> asociados al sector energético en Bolivia**

### **Resumen**

En Bolivia existe retraso en el diseño de políticas y medidas puntuales de mitigación climática, sobretodo en el sector energético. En este entendido, el documento realiza una aproximación del perfil de GEI (Gases de Efecto Invernadero) en Bolivia asociado al sector energético para el periodo 2007-2025. La metodología utilizada corresponde a un modelo Bottom-up que se caracteriza por ser un enfoque más detallado del sistema energético, éste analiza las características técnicas del funcionamiento de los diferentes tipos de plantas generadoras de electricidad vigentes en el país. A partir de este modelo se obtuvo las proyecciones del consumo de los principales sectores como la generación de electricidad de las principales fuentes de energía. Posteriormente, con la aplicación de factores de carga ambiental se pudo obtener las emisiones de GEI de las fuentes de energía. En consecuencia, los resultados son una aproximación tanto de la evolución de la Matriz Energética como de su perfil de emisión de GEI.

### **Abstract**

In Bolivia there is a lag in the design of specific policies and climate mitigation, especially in the energy sector. In this manner, the paper presents an approach profile of GHG (greenhouse gas) in Bolivia linked to the energy sector for the period 2007-2025. The methodology used corresponds to a Bottom-up model, characterized for a detail scope of the energy system; it analyzes the technical characteristics of the operation of the various types of existing power plants in the country. With this model was obtained projections of consumption of major sectors such as electricity generation of the main sources of energy. Later, with the implementation of environmental load factors the GHG emissions from energy sources were obtained. Consequently, the results are an approximation of both, the evolution of the energy matrix and its GHG emission profile.

**Palabras Clave:** Gases de Efecto Invernadero (GEI), Escenarios Energéticos.

**Código JEL:** D57, D58, Q51, Q41, Q54

## 1. Introducción

En ASME (2009), se define el Cambio Climático como el aumento de las temperaturas a nivel global, donde el efecto invernadero es provocado por el aumento de emisiones de CO<sub>2</sub> y la reducción de la capa de ozono, los cuales han causado a la fecha cambios en los comportamientos habituales de varios sectores de la población mundial, en especial aquellos dedicados a la producción agrícola.

Al mismo tiempo para el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2007), en su Cuarto Informe de Evaluación (Solomon 2007; Parry 2007; Metz 2007), concluyó que el calentamiento global es inequívoco y que las concentraciones atmosféricas de gases con influencia significativa en los procesos de radiación solar en la tierra han aumentado considerablemente<sup>1</sup>.

Cabe enfatizar que las escalas de tiempo del cambio global se miden en siglos o más. Por ejemplo las emisiones de dióxido de carbono tienen una vida atmosférica promedio estimada de 27 años, lo que significa que casi un tercio de las emisiones de hoy permanecerán en la atmósfera durante los próximos 100 años (Edmunds et al. 2007).

Con el propósito de combatir el Cambio Climático, a nivel global se han diseñado diversas acciones de Mitigación y Adaptación. Entendemos mitigación del cambio climático como las medidas que buscan disminuir la intensidad del forzante radiactivo con el fin de reducir los efectos potenciales del calentamiento global. En este sentido la mitigación se distingue de la adaptación, que implica adecuarse a las situaciones adversas que ha generado el Cambio climático.

De manera creciente, en los países de América Latina y el Caribe se han venido tomando medidas destinadas a un mejor desempeño en el uso de los recursos, la utilización de energéticos más limpios y el incremento de la eficiencia en el empleo de los combustibles tradicionales. Todas estas medidas tienen en algún grado efectos en la disminución de las emisiones de GEI.

En Bolivia existe un enorme retraso en la medición de perfiles de GEI, como resultado de esta carencia se presentan problemas en el diseño de políticas y medidas puntuales de mitigación climática, sobretodo en el sector energético. En este marco el presente documento tiene como objetivo determinar el perfil de GEI de Bolivia asociados al sector energético para el período 2007-2025, y en base a estos en posteriores trabajos poder modelar mediadas de mitigación al cambio climático.

El presente documento está estructurado de la siguiente manera: inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en Bolivia, medición de gases de efecto invernadero, el modelo utilizado, escenarios bases y resultados del modelos, evolución de las Emisiones de GEI 2007-2025, y las conclusiones y las recomendaciones de la investigación

<sup>1</sup> El más importante de estos gases es el CO<sub>2</sub>, que según el IPCC ha subido desde un nivel preindustrial de 280 ppm a más de 380 ppm, un nivel sustancialmente más alto que cualquier nivel durante los últimos 650.000 años. El metano (CH<sub>4</sub>) y las concentraciones de óxido nitroso (NO<sub>x</sub>) se han incrementado sustancialmente de los niveles preindustriales (de 715 ppb a 1730 ppb y 270 ppb a 319 ppb, respectivamente). Para estos gases, la mayoría de los aumentos de concentración se han producido durante los últimos 100 años. Otros gases tales como el ozono y el hexafluoruro de azufre también contribuyen al cambio climático, pero su impacto es menor.

## **2. Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Bolivia**

De acuerdo al Inventario de Gases de Efecto Invernadero en Bolivia<sup>2</sup>, elaborado según las guías recomendadas por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), el gas de efecto invernadero más importante en el país es el dióxido de carbono CO2 el cual principalmente proviene del sector uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y silvicultura y deforestación. Estos sectores han aportado de manera significativa al total de emisiones (31.950,43 Gg de CO2 representando 47,69% en el 2002 y 36.203,36 Gg de CO2 representando 42,43% en el 2004, respecto del total de emisiones de CO2-eq).

A la fecha no se cuenta con un nuevo inventario de GEI para Bolivia, sin embargo es posible determinar suposiciones respecto de las tendencias en el nivel de emisiones, por ejemplo en el sector Forestal. En Aliaga y Leguía (2011), se estima que la deforestación del país se está incrementando y que la misma está provocando la pérdida de cerca de medio millón de hectáreas de bosque por año.

En cuanto el sector LULUCF ha tenido un peso del 77% en el 2002 y 78% en el 2004 respecto de las emisiones totales de CO2. En este grupo el sector energético ha ocupado el segundo lugar con 21% en el 2002 y 20% en el 2004. Según, Aliaga et. al (2011), el precio subsidiado del gas natural para termo generación ha expulsado inversiones en hidroelectricidad y ha conducido a un consumo de recursos energéticos fósiles (emisivos), por encima del nivel adecuado para el tamaño de la matriz energética del país. Adicionalmente, la lenta conversión de vehículos intensivos en consumo de derivados de petróleo a gas natural, también está presionando sobre el factor de emisión del sector energético.

A su vez, las emisiones de CH4 en todos los años analizados provienen principalmente del sector agrícola, principalmente de las emisiones debidas a la fermentación entérica aportando un 80% en el 2002 y 77% en el 2004. Luego se sitúa el sector residuos que aportó al total de metano con el 10% en el 2002 y 10% en el 2004, seguido por el sector energético con el 7% en el 2002 y 6% el 2004.

Finalmente, hidrofluorocarburos (HFCs) y el Hexafluoruro de Azufre (SF6) provienen exclusivamente por el uso de estos gases en el sector de procesos industriales, siendo que la estimación de estas emisiones solo muestra el potencial de las mismas y no las emisiones reales, de acuerdo a la metodología de Grado I del IPCC.

## **3. Medición de Gases de Efecto Invernadero<sup>3</sup>**

### ***3.1 Medición de perfiles energéticos***

La medición de perfiles energéticos, principalmente de consumo, deriva en la cuantificación de gases de este sector. Estos a su vez dependen claramente de la construcción de escenarios energéticos y las diferentes configuraciones (elecciones) tecnológicas que pueda asumir la matriz energética sujeta de estudio. En este sentido, el papel fundamental de la tecnología es determinar la línea de base sobre la cual se definirán medidas de mitigación.

La estimación y pronóstico de la demanda de energía, y en particular de electricidad y consumo de derivados de petróleo dependen de la aproximación que se haga al fenómeno. En

<sup>2</sup> Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Bolivia. 2002-2004.

<sup>3</sup> U.S. Department of Energy. "CO2 Emissions Mitigation and Technological Advanc: An Updated Analysis of Advanced Technology Scenarios". 2009

términos generales el modelaje puede agruparse en modelos tipo top-down y modelos bottom-up. Los primeros responden a un enfoque econométrico y utilizan datos agregados que se basan en el comportamiento histórico observado de los agentes y de los mercados. Por su parte, los modelos bottom-up utilizan un enfoque más detallado o “ingenieril” del sistema energético, tanto por el lado de la oferta (características técnicas de funcionamiento de los diferentes tipos de plantas generadoras de electricidad, que puede llegar al detalle de la unidad de producción), como por el de la demanda (información técnica relativa al desempeño de los principales aparatos consumidores de energía utilizados en los hogares o en el equipamiento industrial), lo que implica la utilización de bases de datos muy detalladas.

La teoría económica dispone de distintas formas de analizar las relaciones entre consumos de energía y variables económicas como la producción y los precios. En este sentido existen metodologías alternativas para analizar estas relaciones. En efecto, por un lado existe el enfoque más asociado a los modelos microeconómicos conocido como “bottom up”, que disponen de una fuerte base de ingeniería y en donde en muchos casos se especifican los requerimientos energéticos de equipos y maquinarias para determinar el consumo energético.

### **3.2. Construcción de escenarios energéticos**

Según la Fundación de Vida Silvestre de Argentina (FVSA), un escenario energético es un modelo construido a partir de datos existentes y de un conjunto de suposiciones que permite estimar de qué forma evolucionará, por ejemplo, la demanda de energía en el futuro si se cumplen las presunciones en que se basa el modelo. Entre las distintas variables que conforman la evolución de la demanda de energía se encuentran: las políticas energéticas, el contexto internacional, los precios de los energéticos, el crecimiento de la población, el aumento de los niveles de confort exigidos, las nuevas prestaciones brindadas por artefactos eléctricos, etc.

El modelaje normalmente determina que el consumo vaya creciendo paulatinamente según ciertos parámetros. Las suposiciones que se hagan sobre cada uno de estos factores conducirán a distintos escenarios con diferentes consumos energéticos. La creación y e implementación de este tipo de modelos requiere de la incorporación de algunos enfoques técnicos relacionados con los gases de efecto invernadero, la trayectoria de emisiones de gases y sus respectivos comportamiento ante cambios planificados para la reducción de emisiones y por último los escenarios tecnológicos.

## **4. El Modelo Utilizado**

Con el objeto de realizar un trabajo de planificación energética integrada, se aplicará un modelo de simulación de tipo bottom up, el cual consiste esencialmente en un modelo energético-ambiental basado en escenarios, del tipo “demand-driven”, para ello se escogió el modelo de planificación de alternativas energéticas, por brindar un soporte integrado y confiable a la elaboración de escenarios adecuados a la realidad energética actual en base a la matriz energética nacional.

Este tipo de modelos constituye una plataforma diseñada para llevar a cabo una planeación energético-ambiental en forma integrada. Asimismo se puede usar para representar una cadena energética específica. Es decir que un modelo de planificación es una herramienta para estudios energéticos-ambientales basados en escenarios.

Una característica del modelo es que frente a un determinado escenario de demanda final de energía, el modelo asignará los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, calculando el uso de recursos, los impactos ambientales y detectando la necesidad de ampliación de determinados procesos de producción de energía e incluso sus costos asociados.

Provee por lo tanto un banco de información, por lo que constituye una herramienta para obtener proyecciones de largo plazo en términos de configuraciones de oferta/demanda y/o de un esquema para identificar y evaluar opciones de política y tecnologías alternativas.

#### 4.1. Estructura del Modelo

##### *La Demanda Energética*

La integración tecnológica del modelo se basa en una estructura macro-energético, sostenida sobre una sub-estructura arborescente que se relaciona con el consumo energético de la economía. Para tal efecto se incorpora un nivel de demanda en términos de la desagregación de los diferentes consumos finales de energía de manera que los mismos sean convergentes con el esquema macro-energético.

En este marco, los consumos energéticos finales (y sus respectivas emisiones de GEI) para cada sector económico evolucionan tal que son convergentes a la velocidad de ajuste de la economía (perfil de crecimiento económico) y el crecimiento vegetativo de la población.

De esta manera se puede generar escenarios alternativos al modificar el perfil demográfico o sectorial de la economía permitiendo examinar cómo evoluciona el consumo total y desagregado de fuentes finales energéticas y emisiones de GEI a través del tiempo en todos los sectores de la economía.

En el modelo todos los cálculos de transformación y recursos están determinados por los niveles de demanda final. Para fines de esta investigación se incluyen sectores de consumo energético directo. Es así que el modelamiento implica la necesidad de definir una forma metodológica coherente de cálculo de demanda energética por sector, y que al mismo tiempo converja con la velocidad de ajuste de la economía.

Definamos en principio un sector (*i*) y una actividad (*j*), de tal manera que se tenga un par (*i,j*) que configure toda la economía en términos de una demanda energética final, donde el Consumo Energético (CE) se calcula como el producto de un nivel de actividad y la Intensidad Energética (IE) anual o uso energético por unidad de actividad.

La IE final es el CE final promedio anual de una rama de energía, masa o volumen. Cuando la fuente es una forma pura de energía, como la electricidad, las unidades deben ser de energía. Cuando se especifican IE para una rama de intensidad energética agregada, la intensidad se puede ingresar solamente en unidades de energía.

En síntesis la configuración de una canasta (*i,j*) permite que en cada caso los cálculos de demanda estén referenciados con un balance desagregado para diversas medidas de actividad económica o niveles de actividad. Estos “niveles de actividad” se multiplican por las respectivas IE de cada actividad.

Cada nivel de actividad e IE se puede proyectar a futuro en forma individual, utilizando diversas metodologías que involucran tasas de crecimiento y funciones de interpolación, tal que la agregación de las mismas sea convergente a la velocidad de ajuste de la economía. También, se puede desagregar la estructura de datos de demanda en niveles que representen los principales sectores agregados.

$$CE = NA * IE$$

CE = Consumo Energético

NA = Nivel de Actividad

IE = Intensidad Energética

$$\text{Donde, } NA = \sum NA(i,j) \approx y_{(t)}$$

De esta manera NA constituye una medida de la actividad económica para la cual se consume energía. En Aliaga y Rubín de Celis (2011), se verifica que  $\zeta^r$  es equivalente a la velocidad de ajuste de la economía y permite evaluar la convergencia macro-energética hacia un estado estacionario estable.

Al crear una estructura de análisis de demanda, generalmente se crea una jerarquía de ramas, en las cuales los niveles de actividad se describen en términos absolutos (cantidad de hogares) en un nivel de la jerarquía, y en términos proporcionales (participación porcentual o saturación porcentual) en los otros niveles de la jerarquía.

De esta manera la actividad total muestra el resultado de multiplicar cada una de las cadenas de ramas de NA, tal que las mismas tengan un comportamiento asociado a la velocidad de ajuste de la economía para una IE final. Definimos esta última como el promedio anual de consumo energético final de una rama por unidad de nivel de actividad. Una IE final se especifica en general para una rama inferior de tecnología, pero también se pueden definir en el nivel inmediatamente superior como IE agregada.

En el modelo se tienen IE finales para el consumo final, junto con las participaciones de la fuente energética y las eficiencias para cada nivel de fuente. Las participaciones de la fuente representan la energía final total consumida, mientras que las participaciones de la actividad reflejan la cantidad de "actividades". Por su parte las eficiencias porcentuales que se usan para calcular la intensidad útil general para el consumo final y las participaciones en el Año Base.

En el contexto de nuestro modelo se contempla la Intensidad Energética Final. Sin embargo conviene definir la IE útil con el propósito de entender el concepto de eficiencia energética implícito en el modelo. Definamos ramas de intensidad energética agregada, como una medida del servicio energético provisto por unidad de actividad. Dado que las IE de energía se calculan para el año base sobre la base de las participaciones de fuentes y eficiencias, la eficiencia se refiere a la eficiencia térmica porcentual promedio anual definida como:

$$\text{Eficiencia} = 100 * \frac{\text{energía útil distribuida}}{\text{energía final consumida}}$$

La energía final consumida es una fuente, mientras que la energía útil distribuida es un servicio como ser refrigeración (no contemplado en el modelo, debido a la carencia de datos). Para poder especificar eficiencias, se debe asegurar que la rama de consumo final se exprese en términos de IE agregada.

Por su parte las participaciones de fuentes son la participación porcentual de energía final en un consumo final, consumida por una de las ramas que se encuentran debajo de aquella. Así no todas las eficiencias son del 100%, por lo tanto la fuente no es idéntica a la participación del nivel de actividad.

Como es evidente el acople del modelo difiere según se esté realizando un análisis de demanda de energía útil o final. Como ya mencionamos la demanda de energía final se calcula como el producto del nivel de actividad total y la intensidad energética para cada rama tecnológica determinada. Así la demanda energética se calcula para el año base y para cada año futuro en cada escenario.

$$D(b,s,t) = TA(b,s,t) * EI(b,s,t)$$

Dónde:

D = es la Demanda energética

TA = es la Actividad total

EI = es la Intensidad energética

b = es la Rama

s = es el escenario

t = Año (desde el año 0 hasta el año final)

Todos los escenarios evolucionan a partir de los mismos datos de año base. De esta manera la demanda energética calculada para cada rama tecnológica se identifica con una fuente en particular ya que al calcular todas las ramas tecnológicas, el modelo calcula la demanda energética final para cada fuente.

$$D(b,0) = TA(b,0) * EI(b,0)$$

Resulta claro que el nivel de actividad total para una tecnología es el producto de los niveles de actividad en todas las ramas desde la rama de tecnología hacia arriba, hasta la rama de demanda original.

$$TA(b,s,t) = A(b_1,s,t) * A(b_2,s,t) * A(b_3,s,t) * \dots * A(b_n,s,t)$$

Dónde:

A (b) = es el nivel de actividad en una rama b

b1 = es la rama b de origen

b2 = es la rama de la cual depende la anterior

Alternativamente, en una demanda de energía útil, las IE no se especifican, es necesario definirlas en un nivel superior de la rama, para una intensidad energética agregada. En el año base se especifican las IE finales para la rama de IE agregada, y las participaciones y eficiencias para cada rama de tecnología. Estos datos se usan para calcular la IE útil para la rama de IE agregada y las participaciones de actividades para cada tecnología.

$$UE(b,0) = EI(AG,0) * FS(b,0) * EFF(b,0)$$

Dónde:

b = 1...B

EI (AG,0) = es la IE final en la rama de intensidad energética integrada

UE = es la IE útil en una rama "b" de tecnología

FS = es la participación de la fuente

**Medio Ambiente:** lista de cargas ambientales asociadas con una tecnología, por ejemplo cuánto CO<sub>2</sub> es emitido por unidad de fuente consumida, producida o perdida.

En base a la anterior información se aplican factores de carga ambiental, que se especifican como valores numéricos o fórmulas que dependen de las composiciones químicas de las fuentes que se consumen o producen. En general, una carga será un factor de emisión (ej. Kg. de contaminante por GJ de energía consumida). Para el caso de vehículos (se especifica una intensidad energética por Km/vehículo) se especifican por unidad de energía producida.

Para tecnologías de oferta energética muy específicas, se pueden convertir los factores de emisión entre cargas por unidad de energía consumida (ej. Kg/VGJ o Kg./Tonelada) y cargas por unidad de energía producida (ej., Kg./GWh de electricidad). Se debe tener en cuenta que esta facilidad requiere especificar la eficiencia de la tecnología de oferta.

En resumen para ingresar un factor de emisión, se necesita especificar una carga usando una fórmula matemática que refuerce la composición química de la fuente. En este caso la fórmula será:

$$\begin{aligned} \text{Carga (Kg. CO}_2\text{/Kg. de fuente consumida)} \\ = \text{Contenido de Carbono} * \text{Fracción de Oxidación} * (\text{CO}_2/\text{C}) \end{aligned}$$

Los términos Contenido de Carbono y Fracción de Oxidación son valores, mientras que los términos CO<sub>2</sub> y C son constantes.

En el sector energético el modelo admite hasta tres tecnologías de control de contaminación. Estas incluyen tecnologías tales como filtros para SOx o filtros de partículas diseñados para reducir las emisiones de alguna tecnología energética.

Cuando no figura ningún control de contaminación, esto se debe a que la tecnología energética no tiene controles de reducción de contaminación, o bien a que los controles están integrados a la tecnología energética de manera que el factor de reducción de contaminación debido al control no se puede distinguir fácilmente (por ejemplo, autos con conversores catalíticos).

## 5. Escenario Base y Resultados del modelo

### 5.1. Escenario Base

El escenario base describe las características del sistema energético sobre las cuales evolucionará la Matriz Energética del país en un horizonte de planeación comprendido entre 2007 (año base) y el 2025. A continuación se presentan los supuestos sobre los que se basa este escenario, ordenados por sectores de consumo.

#### Sector Residencial:

- a) La electrificación de los hogares urbanos pasará de 86,7% a 97% en 2025, mientras que los hogares rurales pasan de 33% al 97%, según lo indicado en el “Plan de Desarrollo Energético del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
- b) Las intensidades energéticas (Ktep/hogar), como se modela habitualmente crecerán acorde a la evolución del PIB/hogar.

- c) Se mantiene la tendencia de penetración de Gas Natural y sustitución de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y a la Leña y Kerosene del período 1999 - 2007.

**Sector Comercial y Servicios:**

- a) Disminuye la participación de la electricidad en el consumo neto como consecuencia de cambios estructurales de las actividades del sector (se mantiene la tendencia de los últimos 10 años).
- b) Se supone una penetración moderada a lenta del Gas Natural sustituyendo a GLP.

**Sector Industrial:**

- a) Una penetración moderada del Gas Natural debido a que la mayoría de las nuevas industrias utilizarán esta fuente.
- b) También habrá un aumento de participación de la electricidad, debido a cambios en la estructura productiva del sector.

**Sector Transporte:**

- a) Se supone una mejora de 8% de la intensidad energética como consecuencia de la renovación del parque vehicular.
- b) Continuarán las tendencias respecto a la sustitución de Gasolina por Gas Natural Comprimido (GNC).
- c) Una reducción del 5% de las intensidades energéticas netas en otros sectores, como consecuencia de mejoras tecnológicas.

**Abastecimiento Energético:**

- a) Las pautas de abastecimiento del país serán las establecidas en el documento “Plan de Desarrollo Energético 2008-2027” del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
- b) Suponemos que la generación de electricidad se mantendrá con una participación de 39% de generación hidroeléctrica y un 61% de generación térmica (mientras no se elimine el subsidio al gas natural para generación termoeléctrica).
- c) Se mantiene la participación de generación consumiendo Diesel, para la atención a sistemas aislados donde no llegan las redes de gas.
- d) Las proyecciones de producción de Gas Natural y Petróleo y de procesamiento corresponden a la “Estrategia Boliviana de Hidrocarburos” de 2007.

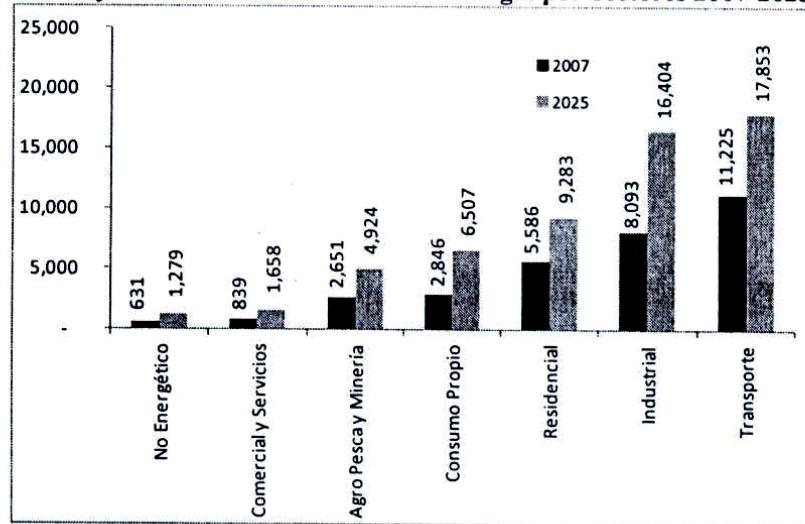
## 5.2. Resultados del Modelo

### Consumo Neto Total

El Consumo Neto Total (CNT) de energía para Bolivia crece a una tasa media de 3.61% a partir del año 2007, hasta el año 2025, llegando a un valor 57,908 Kbep en 2025. Desagregando por sectores el CNT, se esperan los siguientes resultados (Véase Gráfico I):

- a) El sector Industrial tendrá una tasa media superior al 5.1 % durante todo este período, llegando a duplicarse durante el período analizado. Existirá dentro de este sector un marcado incremento en Gas Natural.
- b) El sector Residencial solo presentará un crecimiento de su consumo de energía a tasas del 3,8%.
- c) El sector Agro Pesca y Minería duplicará su consumo respecto del año base, sobre todo por el consumo de energía esperado en la mina San Cristóbal.
- d) El sector Transporte, crece de forma uniforme pasando de un consumo de 11,225 Kbep en 2007 a un consumo de 17,853 Kbep en 2025.

**Gráfico I: Proyección del Consumo Neto de Energía por Sectores 2007-2025 (kBep)**



Fuente: resultados del modelo.

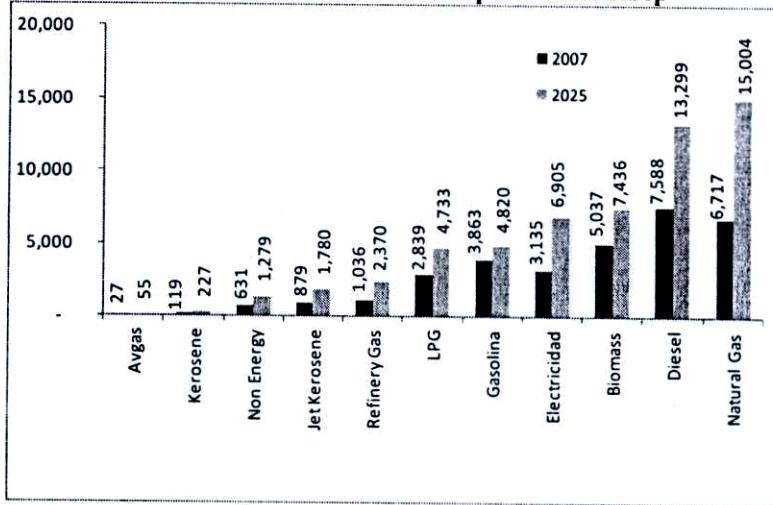
### Consumo Neto Total por Fuentes en Kbep

Respecto de la evolución del consumo neto total por fuentes, se estima que el Gas Natural será la principal fuente en crecimiento, llegando a tener una tasa promedio de 26%. Por el contrario, las principales fuentes en decrecimiento en el consumo serán el GLP, las Biommasas y la Gasolina. Ambos resultados dependen de que se cumplan las previsiones de penetración de Gas Natural en los diferentes sectores de la economía (Véase Gráfico II).

Desagregando el consumo por fuentes, se obtienen los siguientes resultados:

- a) El consumo neto de Diesel aumenta sustancialmente en todos los años, debido a los problemas que presenta el país en cuanto a la producción de hidrocarburos líquidos, esta situación ha obligado a importar de manera creciente este recurso energético.
- b) El crecimiento en el consumo eléctrico es estable, aunque empieza a incrementarse ligeramente a partir del año 2015, el mismo constituye cerca de un 10% de la composición de la matriz Energética de Bolivia en todo el período de simulación.
- c) La gasolina crece de manera relativamente lenta en el periodo de simulación, este resultado depende de la velocidad de penetración del Gas Natural.
- d) El Gas Licuado de Petróleo (GLP), presenta un crecimiento alto cercano al 70% entre 2007 y 2025.
- e) El Gas Natural (tomando en cuenta los supuestos de proyección, planteados por el Gobierno de Bolivia), presentará una altísima penetración en la Matriz Energética cercana al 150%.

**Gráfico II: Consumo neto total por fuentes Ktep**

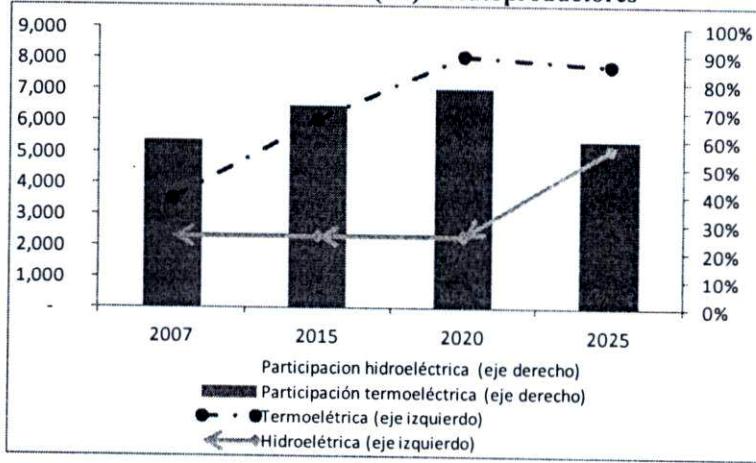


Fuente: resultados del modelo.

### Abastecimiento de Electricidad

La generación bruta total de Electricidad crecerá en todo el periodo de simulación, pasando de 5,835 GWH a 12,862 GWH en 2025. La tasa de crecimiento de auto-productores de electricidad será de 4%, mientras que la de Centrales Eléctricas será de 4,5%. En cuanto a la generación por tipo de central, se ha simulado por participación de procesos, en este sentido las nuevas centrales Hidroeléctricas comenzarán a operar plenamente a partir de 2021. Como era de esperar (dado el precio subsidiado para termo generación) todos los requerimientos faltantes de generación serán cubiertos por nuevas plantas de ciclo combinado utilizando Gas Natural (Véase Gráfico III).

**Gráfico III: Generación bruta de Electricidad 2007-2025**  
**Centrales Eléctricas (SP) + Autoproductores**

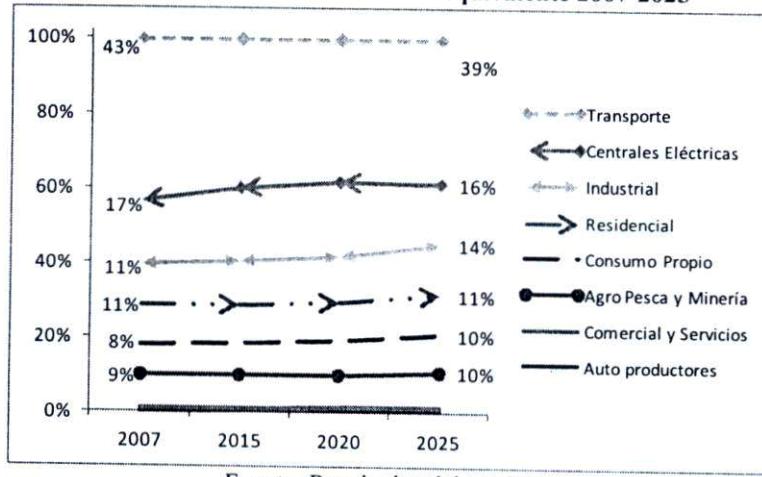


Fuente: resultados del modelo.

## 6. Evolución de las Emisiones de GEI 2007-2025

En este acápite se presenta la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes del sector energético de Bolivia para el período 2007-2025. A efectos de estimar dichas emisiones se aplican factores de emisión específicas utilizados oficialmente en Bolivia para la elaboración del inventario nacional de gases de efecto invernadero GEI del IPCC (Ver Anexo I). Una vez incorporados dichos factores, junto a la información referida a los consumos finales de energía, se obtienen las emisiones para el año base y el periodo de proyección según los escenarios formulados (Véase Gráfico IV).

**Gráfico IV: Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente 2007-2025**



Fuente: Resultados del modelo.

En términos de emisiones totales del sector energía, expresadas en Gg de CO<sub>2</sub> equivalente<sup>4</sup>, se aprecia que habrá un crecimiento de las emisiones desde los 10,412 Gg

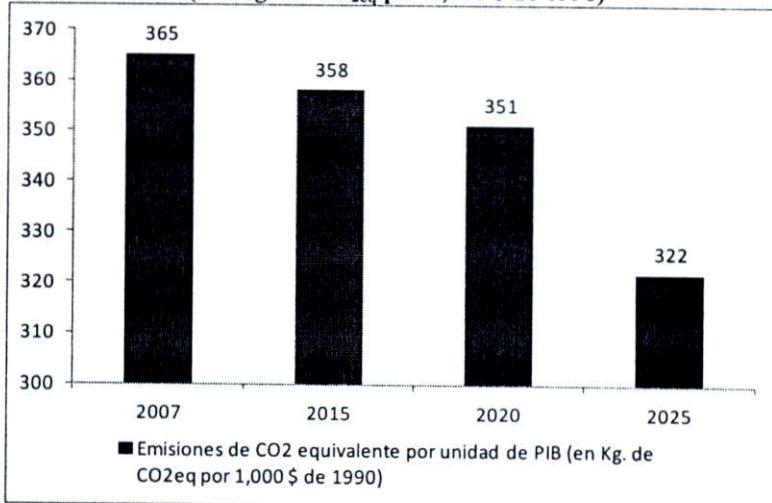
<sup>4</sup> Utilizando los siguientes potenciales de calentamiento: CO<sub>2</sub> = 1; CH<sub>4</sub> = 23 y N<sub>2</sub>O = 296.

$\text{CO}_{2\text{eq}}$  del año base a 18,584 Gg  $\text{CO}_{2\text{eq}}$  en el 2025, lo que implica una tasa promedio de 3.29% a.a.

En el año base (2007), el 43.1% de las emisiones del sector energía ocurrían en el Transporte, para el año 2025 estas emisiones representarán el 38.5%, y ello se debe principalmente a un menor crecimiento relativo del consumo de energía en relación a los restantes sectores y, en menor medida, a la sustitución de Gasolina por GNC.

La evolución de las emisiones por unidad de PIB, muestra un proceso de “descarbonización” de la economía boliviana, equivalente a 11,5% entre 2007 y 2025 como resultado de las mejoras de eficiencia tendenciales modeladas en los sectores del consumo final (Véase Gráfico V).

**Gráfico V: Emisiones de  $\text{CO}_2$  equivalente por unidad de PIB  
(En Kg. de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$  por 1,000 \$ de 1990)**



Fuente: Resultados del modelo.

En cuanto a las emisiones en la generación total de Electricidad por GWh producido, crecerán hasta el año 2020 debido a que la expansión hasta ese año será con centrales térmicas convencionales. A partir de 2021 ingresarían los nuevos proyectos hidroeléctricos, produciendo una disminución importante de este indicador, que irá aumentando hasta 2025 pero quedando este año aún un 21% por debajo del año base.

## 7. Conclusiones y recomendaciones

- Los resultados obtenidos son útiles y constituyen una buena aproximación a la evolución del sistema energético de Bolivia.
- Es necesario identificar claramente los procesos de sustitución entre fuentes energéticas, para poder estimar el mercado potencial del gas y, además, orientar las acciones de eficiencia energética.
- La Matriz Energética Boliviana muestra un patrón de exportación neta de energía, dado que prevalece un déficit estructural respecto al total de requerimientos de consumo de hidrocarburos líquidos.

- La estructura de la ME muestra una enorme dependencia respecto de la producción de energías primarias fósiles; se evidencia que la hidroenergía tiene una participación baja en la estructura de producción primaria y un desbalance preocupante entre la producción y consumo de biomasa.
- La capacidad de reestructurar la ME hacia fuentes más renovables, depende de la eliminación gradual del subsidio al gas natural para la generación de electricidad.
- El Gas Natural pasará de representar el 21% del consumo neto total de energía del país en el año base, al 61% en 2025. Dado que ésta es una energía más limpia y abundante en el país (en comparación con los demás combustibles), es necesario que se fomenten medidas de sustitución energética, especialmente en el sector doméstico, con el consumo de gas para la cocina sustituyendo el GLP, y en el sector de transporte, para sustituir gasolina y diesel por gas natural vehicular.
- Las medidas de mitigación consideradas, además del ahorro de energía que producirán, reducirán al año 2025 en 1,919 Gg de CO<sub>2</sub> equivalente, un 10.3%, las emisiones de gases de efecto invernadero. El 78% de esa reducción ocurrirá en la generación eléctrica y un 16% en el sector Residencial.
- El sector Transporte es el principal consumidor de energía del país, en 2007 consume el 35% del consumo neto total y el 40% del consumo final. Es por lo tanto necesario establecer una regulación clara para evitar la importación de vehículos en mal estado, que son los que más combustible consumen y generan mayores emisiones de GEI.
- En el sector Industrial, los ahorros de energía como consecuencia de la eficiencia energética serán en 2025 del 26% en ES-2; no obstante, la reducción de emisiones será de sólo el 1%. Ello es debido a la mayor penetración del Gas Natural.

## **5. Bibliografía**

- ASME, (2009). *Reducing carbón Dioxide emissions Technology and policy recommendations and goals for In the energy sector.* Washington DC.
- Calvin, Clarke, Edmonds, Kyle, Kim, Placet, Smith y Wise (2008). *CO2 Emissions Mitigation and Technological Advance: An Updated Analysis of Advanced Technology Scenarios (Scenarios Updated January 2009).* Washington. Pacific Northwest National Laboratory
- Fundación Vida Silvestre Argentina, (2006). *Reducir emisiones ahorrando energía: escenarios energéticos para la Argentina (2006-2020) con políticas de eficiencia - 1a ed.* Buenos Aires.
- Intergovernmental panel on climate change. (1996). *Technologies, Policies and Measures for Mitigating Climate Change.*
- Organización de las Naciones Unidas Para el Desarrollo Industrial. (2011). *Informe sobre el Desarrollo Industrial 2011: Eficiencia Energética Industrial para la Creación Sostenible de Riqueza.*
- Ministerio de Medio Ambiente y Agua. (2009). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Bolivia 2002-2004.* La Paz: Digital S.RL.
- Somoza Cabrera, José. (2006). *Modelos para la Estimación y Proyección de la Demanda de Electricidad en el Sector Residencial Cubano: Ensayo para la obtención de los créditos correspondientes a la Suficiencia Investigativa.* Programa de Doctorado Universidad de Oviedo-Universidad de La Habana. Cuba (Inédito).

## ANEXOS

Name	Grouping	State	Fuel Type	Net Energy Content	Energy Units...per Physical Unit	Net/Gross Heating Value Ratio	Density (kg/liter)	Carbon Content	Sulfur Content	Nitrogen Content	Ash Content	Moisture Content	Methane Content	Fraction Oxidized	Sulfur Retention	Notes	Author	Year	Author	
Charcoal	Biomass	Solid	Secondary Fuel	28.88	Gigajoule	Tonne	0.9	0.25	88	0	1.4	1	5	0	100	0	Charcoal - Solid residue consisting mainly of carbon obtained by the destructive distillation of wood in the absence of air (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999) Sources: energy content from U.N., 1990; density from Leach and Gowen, 1987; moisture content from SEI, 1999; ash data from Smith, 1987. Net/gross heating value ratio assumed same as coal. Fraction oxidized assumed same as coal.	UN (1990)	SEI (1999)	Smith, K. (1987)
Coal Bituminous	Solid Fuel	Solid	Fossil Resource	29.31	Gigajoule	Tonne	0.95	1.33	74.6	2	1.5	8	5	0	98	30	Coal is generally classified according to rank. Rank classifications are based on a coals' content of fixed carbon, volatile carbon compounds, water, and ash, its heating value, and its coking properties. In the cokification process, coal first takes the form of peat, then lignite, then through bituminous (brown coal), finally to anthracite (hard coal) and graphite. Bituminous Coal - A soft coal, containing more than 10% sulfur, volatility greater than anthracite and a caloric value greater than lignite. In the United States, it is often referred to as soft coal. It is the most common type of coal in the United States, and is used to generate electricity (steam coal) and to make coke for the steel industry. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington	Leach and Gowen (1987)	Schmidt, R. (1979)	ORNL (1989)
Crude Oil	Crude Oil	Liquid	Fossil Resource	41.87	Gigajoule	Tonne	0.95	0.874	83.5	1	1	0.05	0	0	99	0	Crude Oil - Mineral oil consisting of a mixture of hydrocarbons of natural origin, yellow to black in color, of variable specific gravity and viscosity, including crude mineral oils extracted from bituminous minerals (shale, bituminous sand, etc.). Data for crude petroleum include lease (lease condensate), straight-run, and cracked (distilled) gaseous hydrocarbons produced in lease separation facilities. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999) Energy contents of crude oil vary. Default values used in TED are for Saudi Arabian crude oil, the world's largest producer. Additional values are shown below (IEA, 1999) and detailed listings for most countries can be found in the IPCC Guidelines for GHG Inventories (IPCC, 1996) ( <a href="http://www.ies.org/ipcc/nv1.htm">http://www.ies.org/ipcc/nv1.htm</a> )	Smith, K. (1987)	EPA (1985)	IEA (1999)
Diesel	Oil Products	Liquid	Secondary Fuel	43.33	Gigajoule	Tonne	0.95	0.87	86.5	0.4	0.59	0	0	0	99	0	Diesel oil (distillate fuel oil) - Light fuel oil distilled during the refining process and used primarily for space heating, on-and-off highway diesel engine fuel (including railroad engine fuel and fuel for marine machinery), and electric power generation. Included are products known as No. 1, No. 2, and No. 4 fuel oil. No. 2 fuel oil is used in atomizing-type burners for domestic heating or for moderate commercial industrial burner units. Diesel fuels are used in compression-ignition engines. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999) Sources: energy content, net/gross heating, and fraction oxidized from IPCC, 1996; sulfur and ash content from Grubb, 1989; carbon content from Grubb, 1989; sulfur and ash content from EPA, 1985.	IPCC (1996)	UN (1990)	Grubb (1989)
Electricity	Electricity	Energy	Electricity	1	Gigajoule	Gigajoule	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	All data by definition.			
Gasoline	Oil Products	Liquid	Secondary Fuel	44.8	Gigajoule	Tonne	0.95	0.74	84.6	0.044	0.6	0	0	0	99	0	(Motor) Gasoline - Light hydrocarbon oil used in positive ignition engines other than aircraft, distilled between 35°C and 205°C and adjusted to reach a sufficiently high octane number of generally between 80 and 100 RON. Treatment may be by reforming, blending with an aromatic hydrocarbon, or the addition of benzole or other aromatic hydrocarbons. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999) Sources: energy content, net/gross heating, and fraction oxidized from IPCC, 1996; sulfur and ash content from Grubb, 1989; sulfur and ash content from EPA, 1985; nitrogen content from Oslo Institute, 1990; % carbon stored in non-energy usage from U.S. EPA State Inventory Tool.	IPCC (1996)	UN (1990)	EPA (1985)
Hydro	Hydropower	Energy	Renewable Resource	1	Gigajoule	Gigajoule	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Hydropower - Electricity generated by an electric power plant whose turbines are driven by falling water. Includes electricity generated from large dams, run-of-river, microhydro and smaller hydropower stations at low head.			
Kerosene	Oil Products	Liquid	Secondary Fuel	44.75	Gigajoule	Tonne	0.95	0.8100001	85	0.035	0.98	0	0	0	99	0	Kerosene - Medium oil distilling between 150 and 300°C, at least 65% in volume distils at 250°C. Its specific gravity is around 0.80 and the flash point above 38°C. It is used as an illuminant and as a fuel in certain types of spark-ignition engines, such as those used for agricultural tractors and stationary engines. Other names for this product are burning oil, kerosene, paraffin, kerosene oil, kerosene fuel, kerosene oil, kerosene fuel, kerosene oil fraction oxidized from IPCC, 1996; density from UN, 1990; carbon content from Grubb, 1989; sulfur and ash content from EPA, 1985; nitrogen content from Oslo Institute, 1990; % carbon stored in non-energy usage from U.S. EPA State Inventory Tool.	IPCC (1996)	UN (1990)	
LPG	Oil Products	Liquid	Secondary Fuel	47.31	Gigajoule	Tonne	0.95	0.54	82	0.00016	0	0	0	0	99.5	0	Liquefied petroleum gas (bottled gas) - Hydrocarbons which are gaseous under conditions of normal temperature and pressure but are liquefied by compression or cooling to facilitate storage, handling, and transportation. They are (i) extracted by stripping of natural gas at crude petroleum and natural gas sources; (ii) extracted by stripping of imported natural gas in installations of the importing country; (iii) produced by reforming and cracking of refinery residues in the course of processing crude petroleum or its derivatives. It comprises propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ), butane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ), or a mixture of these two hydrocarbons. Also included is ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) from petroleum or natural gas producers' separation and stabilization plants. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group)	IPCC (1996)	UN (1990)	
Natural Gas	Natural Gas	Gas	Fossil Resource	34.2	Megajoule	Cubic Meter	0.9	0.00071151	73.4	0.01	0.03	0	0	0	99.5	0	Natural gas - A mixture of hydrocarbon compounds and small quantities of non-hydrocarbons existing in the gaseous phase, or in solution with oil in natural underground reservoirs at reservoir conditions, or in small quantities associated (i.e. that originating from fields producing both liquid and gaseous hydrocarbons) with non-associated natural gas (i.e. that originating from fields producing only hydrocarbons in gaseous form). Methane recovered from coal mines and sewage gas are also included as well as natural gas liquefied for transportation. Excluded is natural gas used for repressuring and re-injection, as well as gas flared, vented or otherwise wasted, and shrinkage occurring to processing for the extraction of natural gas liquids. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and WRI)	Read (1994)	ORNL (1989)	IEA (1999)
Non Energy	Non Energy	Energy	Fossil Resource	1	Gigajoule	Gigajoule	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Residual fuel oil - the heavier oils that remain after the distillate fuel oils and lighter hydrocarbons are distilled away in refinery operations. It comprises all fuel (including those used in aircraft, ships, motor vehicles, etc.) that has a specific gravity higher than 0.90. It is commonly used to heat homes and large-scale heating installations as a fuel in furnaces or boilers. Also known as mazout. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999) Sources: energy content, net/gross heating, and fraction oxidized from IPCC, 1996; density from U.N., 1990; carbon content from Grubb, 1989; sulfur and ash content from EPA, 1985; nitrogen content from Oslo Institute, 1990; % carbon stored in non-energy usage from U.S. EPA State Inventory Tool.	IPCC (1996)	UN (1990)	
Residual Fuel Oil	Oil Products	Liquid	Secondary Fuel	40.19	Gigajoule	Tonne	0.95	0.95	84.4	2	1	0.075	0	0	99	0	All data by definition.			
Wind	Renewables	Energy	Renewable Resource	1	Gigajoule	Gigajoule	1	0	0	0	0	0	0	0	100	0	Wood - All wood in the rough used for fuel purposes. Production data include the portion used for charcoal production, using a factor of 6 to convert cubic meters to metric tons (1 cubic meter is equivalent to 6 metric tons). Their flash point is always above 50°C and their specific gravity higher than 0.90. It is commonly used to heat homes and large-scale heating installations as a fuel in furnaces or boilers. Also known as mazout. (Adapted from U.N., 1996; IEA, 1999 and Washington Energy Policy Group, 1999) Note: the energy content of wood varies depending on biomass source and moisture content. Typical values are as follows (from Leach and Gowen, 1987) Sources: energy content, net/gross heating, and fraction oxidized from IPCC, 1996; density from U.N., 1990; carbon content from Grubb, 1989; sulfur and ash content from EPA, 1985; nitrogen content from Oslo Institute, 1990; % carbon stored in non-energy usage from Bejer Institute, 1984; approximate net/gross heating value ratio from Leach and Gowen, 1987; other data from Smith, 1987. Fraction oxidized assumed same as coal.	Leach and Gowen (1987)	Smith, K. (1987)	Bejer Institute (1984)
Wood	Biomass	Solid	Biomass Resource	15.5	Gigajoule	Tonne	0.9	0.71	43.8	0	0.065	0.8	20	0	100	0	All data by definition.			

Anexo 1: Factores de Emisión (IPCC para Bolivia).

Anexo 2: Factores de Emisión

Effect	Abbreviation	Category	Unit	(100P)	(500)	Notes
Carbon Dioxide Biogenic	CO2 BIO	GHGs and local air pollutants	Tonne	0	0	Carbon Dioxide (Biogenic). Biogenic emissions of carbon dioxide, result from biomass combustion, and do not constitute net additions of CO2 to the atmosphere, under conditions of sustainable biomass harvesting. Under these conditions, the CO2 released upon combustion of biomass-derived fuels can be recaptured during photosynthesis in the next biomass growth cycle. Non-sustainable harvesting of biomass, leading to soil and land degradation and, in extreme cases, to deforestation and desertification, will cause net additions of CO2.
<b>Anexo 3:</b> Carbon Dioxide Non Biogenic	CO2 Non-Bio	GHGs and local air pollutants	Tonne	1	1	Carbon dioxide (CO2) is the most common greenhouse gas produced by anthropogenic activities, accounting for about 60 per cent of the increase in radiative forcing since pre-industrial times (IPCC, 1992). By far the largest source of CO2 emissions is from the oxidation of carbon when fossil fuels are burned, which accounts for 70-90 per cent of total anthropogenic CO2 emissions. When fuels are burned, most carbon is emitted as CO2 immediately during the combustion process. Some carbon is released as carbon monoxide, methane or non-methane hydrocarbons, which oxidise to CO2 in the atmosphere within a period from a few days to 10-11 years. [IPCC 1996] Carbon dioxide is not directly toxic to most plants and animals, thus its principal environmental impact is on climate. CO2 emissions from f
Calculo de Carbon Monoxide las	CO	GHGs and local air pollutants	Kilogramme	0	0	Carbon monoxide (CO) is produced, in concentrations that vary widely across different types of combustion devices, when carbon-based fuels (both fossil and biomass fuels) are burned. CO results when combustion of these fuels is incomplete, that is, when the carbon in a fuel is not completely oxidized to carbon dioxide. As a consequence, emissions of carbon monoxide are primarily a function of combustion conditions; inefficient combustion generally increases CO emissions. Motor vehicles tend to be the major source of CO emissions in most areas, with older vehicles being the primary culprits. Carbon monoxide is created in oxygen-starved, fuel-rich combustion conditions, such as by low speed and idling vehicles in congested urban areas. Household biomass- and coal-burning stoves ar
Methane	CH4	GHGs and local air pollutants	Kilogramme	23	7	Methane (CH4) is emitted as a by-product of fuel combustion, through leakage from natural gas, oil and coal extraction, transmission, and distribution facilities, and from other agricultural and natural (non-man-made) sources. In general, fuel combustion is a relatively minor contributor to overall CH4 emissions relative to the other sources of the gas. Methane is relatively non-toxic to humans and animals, but in high enough concentrations it can cause suffocation (for example, through major methane leaks in a closed building, or methane seepage into a coal mine). Methane is, however, a powerful greenhouse gas, contributing to global warming both directly and (to a lesser and still uncertain extent) through its interactions with both tropospheric ozone and stratospheric water vapo
Emisiones Nitrogen Oxides NOx de CO2	NOx	GHGs and local air pollutants	Kilogramme	0	0	Nitrogen Oxides (NOx), comprise a group of molecules that can contribute to local air pollution, acid deposition, and global climate change. They are among the most frequently reported atmospheric emissions, and the most commonly regulated. Nitric oxide (NO) is generally produced during high-temperature combustion. It is photochemically oxidized to nitrogen dioxide (NO2) in the atmosphere. Nitrous oxide (N2O), a potent greenhouse gas, is produced at much lower levels, and is discussed below. The nitrogen in nitrogen oxide combustion products is derived from nitrogen present in various compounds in the fuel and from molecular nitrogen (N2) that makes up nearly four-fifths of molecules in the air. Higher combustion temperatures (which generally promote more complete combustion) tend t
Nitrous Oxide	N2O	GHGs and local air pollutants	Kilogramme	296	156	Nitrous oxide (N2O) is a very powerful greenhouse gas (on a weight basis) but, as indicated above, although the quantities emitted are subject to large uncertainty, they appear to be a small (but highly variable) fraction of total nitrogen oxide emissions. The process of N2O formation during and after combustion is still poorly understood. Unlike the other nitrogen oxides, nitrous oxide has a lifetime in the atmosphere of approximately 150 years (USEPA, 1990c). A recent systematic error in the measurement of nitrous oxide emissions has left the actual magnitude of N2O emission factors in some doubt. Until about 1988, measurements of nitrous oxide, or N2O --an important greenhouse gas-- were made by taking grab samples from the exhaust stacks of equipment such as boilers, and evaluatin

	GgCO <sub>2</sub> eq.				%			
	2007	2015	2020	2025	2007	2015	2020	2025
Residencial	1.144	1.484	1.716	1.963	11,00%	10,60%	10,30%	10,60%
Comercial y Servicios	57	87	112	144	0,50%	0,60%	0,70%	0,80%
Industrial	1.176	1.669	2.075	2.579	11,30%	11,90%	12,50%	13,90%
Transporte	4.490	5.558	6.319	7.164	43,10%	39,80%	37,90%	38,50%
Agro Pesca y Minería	961	1.265	1.503	1.785	9,20%	9,00%	9,00%	9,60%
Consumo Propio	814	1.161	1.468	1.856	7,80%	8,30%	8,80%	10,00%
Auto productores	20	51	81	120	0,20%	0,40%	0,50%	0,60%
Centrales Eléctricas	1.750	2.704	3.384	2.975	16,80%	19,30%	20,30%	16,00%
<b>Total</b>	<b>10.413</b>	<b>13.979</b>	<b>16.658</b>	<b>18.584</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>