



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



PLAN DE DESARROLLO ENERGÉTICO

Análisis de Escenarios: 2008-2027

La Paz, Julio de 2009



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA
Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Av. Mariscal Santa Cruz- Edif. Centro de Comunicaciones, piso 12
La Paz - Bolivia
www.hidrocarburos.gov.bo

Julio, 2009
La Paz – Bolivia
Impreso en Bolivia

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y LINEAMIENTOS
 - 1.1 Introducción y Alcance
 - 1.2 Lineamientos de Política Sectorial
 - 1.2.1 Plan Nacional de Desarrollo (PND): Políticas energéticas
 - 1.2.2 Estrategia Boliviana de Hidrocarburos
 - 1.2.3 Sector Eléctrico
2. DIAGNÓSTICO ACTUAL
 - 2.1 Balance Energético Nacional
 - 2.1.1 Balance Energético 2000 – 2007
 - 2.1.2 Indicadores Económicos de Energía
 - 2.2 Recursos Energéticos
 - 2.2.1 Hidrocarburos
 - 2.2.2 Hidroenergía
 - 2.2.3 Biomasa
 - 2.2.4 Otras energías no convencionales
 - 2.3 Infraestructura
 - 2.3.1 Hidrocarburos
 - 2.3.2 Electricidad
 - 2.4 Aspectos institucionales y legales
3. DEMANDA DE ENERGÍA
 - 3.1 Proyección del consumo final de energía
 - 3.2 Datos
 - 3.3 Análisis histórico
 - 3.4 Estimación econométrica
 - 3.4.1 Análisis gráfico
 - 3.4.2 Test aplicados
 - 3.5 Proyección de la demanda de energía final
 - 3.5.1 Proyecciones sin considerar objetivos de política
 - 3.5.2 Proyecciones considerando objetivos de política
 - 3.6 Limitaciones
4. ESCENARIOS ENERGÉTICOS
 - 4.1 Metodología para el desarrollo de escenarios
 - 4.2 Situación Actual por Sectores
 - 4.3 Descripción de Escenarios de Desarrollo Energético
 - 4.4 Ventajas y desventajas de los principales energéticos utilizados dentro de los Escenarios de Desarrollo Energético

5. INDICADORES E IMPACTOS
 - 5.1 Identificación y descripción de indicadores
 - 5.1.1 Indicadores para evaluar energéticos
 - 5.1.2 Indicadores para evaluar escenarios
 - 5.2. Análisis comparativo de energéticos y escenarios - impactos
 - 5.2.1 Análisis comparativo de energéticos - Impactos
 - 5.2.1.1 Eficiencia
 - 5.2.1.2 Emisiones
 - 5.2.1.3 Resumen y resultados del análisis de los energéticos en función a indicadores.
 - 5.2.2 Análisis comparativo de escenarios - Impactos
 - 5.2.2.1 Resultados del análisis de escenarios en función a indicadores.
 - 5.2.2.2 Análisis cuantitativo de los impactos (2008 – 2027)
 - 5.3 Resultado final del análisis comparativo
6. ESCENARIO DE DESARROLLO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO
 - 6.1 Metas para corto, mediano y largo plazo
 - 6.2 Impactos a Corto, Mediano y Largo Plazo
 - 6.2.1 Metodología y Modelo para la determinación de impactos
 - 6.2.2 Impactos de corto plazo
 - 6.2.3 Impactos de mediano plazo
 - 6.2.4 Impactos de largo plazo
7. IMPLICACIONES EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA
 - 7.1 Condiciones necesarias para alcanzar el escenario de desarrollo energético de largo plazo
 - 7.1.1 Infraestructura
 - 7.1.2 Estructura productiva y tecnología
 - 7.1.3 Organización institucional y aspectos legales
 - 7.1.4 Condiciones externas
 - 7.2 Medidas de mediano y corto plazo

ANEXO

PRESENTACION

El 25 de enero de 2009, el pueblo boliviano ha aprobado la nueva Constitución Política del Estado, lo que ha iniciado el proceso de consolidación del nuevo Estado plurinacional de Bolivia, que avanza en la construcción de un Estado basado en el respeto e igualdad entre todos, con principios de soberanía, dignidad y equidad en la distribución y redistribución de los ingresos. Asimismo, el texto constitucional determina que los recursos naturales son estratégicos y de interés público para el desarrollo del país y de propiedad del pueblo boliviano.

El Estado plurinacional, en consecuencia, asume el control y la dirección sobre la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales estratégicos, así como la responsabilidad de promover y garantizar su aprovechamiento integral, sustentable y equitativo, así como su industrialización con el mayor valor agregado en el marco de la soberanía energética del país.

Para avanzar de forma decidida en esta dirección, el Gobierno Nacional ha promulgado el Decreto Supremo 28701 de 1 de mayo de 2006 “Héroes del Chaco”, en el que el Estado recupera la propiedad, posesión y el control total y absoluto de los hidrocarburos, iniciándose en el país el proceso de nacionalización de los hidrocarburos que da fin a la política neoliberal donde los recursos naturales estratégicos fueron subastados y controlados por empresas transnacionales, dejando a estas empresas la libre disposición sobre los hidrocarburos producidos y desintegrando la cadena petrolera de la empresa estatal. Con la nacionalización el Estado recupera el control de la cadena de los hidrocarburos a cargo del Estado.

Para impulsar de forma efectiva este proceso, sin embargo, se requiere desarrollar las capacidades del Estado para planificar el desarrollo estratégico del país en el marco de la política energética nacional, para lo cual se tienen que diseñar y establecer los instrumentos que nos permitan identificar nuestras prioridades y lineamientos centrales de intervención.

Uno de esos instrumentos es el documento de “Lineamientos para el Desarrollo Energético: Análisis de Escenarios (2008-2027)” que tiene como propósito reflexionar sobre potenciales escenarios de intervención gubernamental en los sectores estratégicos de hidrocarburos y energía y constituirse en documento de consulta para avanzar en la planificación del sector energético.

Este documento ha sido elaborado por el Viceministerio de Desarrollo Energético con la participación de la Ing. Hortensia Jiménez Rivera, Lic. Susana Anaya Navia, Ing. Virginia Rendón Salas, Lic. Ximena Flores Orellana, y el consultor Ing. Zafar Ullah Khan.

Este documento se sustenta técnicamente en la aplicación de instrumentos como el balance energético nacional, la proyección de demanda de energía, el análisis estadístico y econométrico, acompañado con la identificación del potencial de recursos energéticos del país y la aplicación de la metodología de construcción de escenarios, seleccionando en base a criterios cualitativos y cuantitativos una matriz energética resultado de la combinación de los energéticos producidos y de su consumo en los diferentes sectores productivos. Es de nuestro interés que el mismo pueda contribuir a mejorar la intervención del Estado en el sector energético.

Lic. Oscar Coca Antezana
Ministro de Hidrocarburos y Energía

1. INTRODUCCIÓN Y LINEAMIENTOS

1.1. Introducción y Alcance

Diferentes modelos de desarrollo económico y social de inspiración liberal y neoliberal se han implementado en nuestro país, desde su constitución como República de Bolivia, los que han definido varios ciclos históricos que se caracterizan por diferentes roles asumidos por el Estado y el sector privado.

El modelo privatista neoliberal que se inició en el país en el año 1985, con la implementación de las políticas de estabilización económica y de ajuste estructural, se desarrolló hasta finales de 2005. Las medidas de este modelo estuvieron orientadas hacia la liberalización del comercio, los precios y los capitales, y hacia la orientación exportadora de la economía. Fue el tiempo de las privatizaciones de las empresas estatales y de la instauración de la salvadora mano invisible del mercado. Se suprimió el control de precios, se congelaron los salarios, se eliminaron los aranceles a las importaciones y en una segunda fase se privatizaron las Empresas Públicas, a pesar de que algunas de ellas, como las de electricidad, hidrocarburos, telecomunicaciones y transporte aéreo eran rentables y prestaban un servicio aceptable, al mismo tiempo que se reducía sustancialmente el número de funcionarios y empleados del sector público.

El modelo neoliberal construyó un nuevo bloque de poder económico basado en los nuevos propietarios de las empresas petroleras, agroindustria, minería privada y banca privada. En los veinte años del período privatista neoliberal tres grandes sectores dominaron la economía Boliviana: a) el sector petrolero, constituido casi en su totalidad por empresas extranjeras que abarcan el conjunto del proceso productivo desde la producción hasta la comercialización; b) el sector agroindustrial liderado por los productores medianos y grandes de soya (nacionales y extranjeros, sobre todo brasileros y menonitas); y c) el sector minero – con mayor importancia de la empresa COMSUR-, y la banca privada que desplazó a la banca estatal.

En este esquema, los inversionistas privados adquieren un papel cada vez más importante en estimular el proceso de acumulación de riqueza, siendo que la mayoría de las empresas estatales son privatizadas, cuyos excedentes tienden a no quedarse en el país. Además, también se anuló la capacidad del estado para desarrollar servicios, registros, y procesos de sistematización de información pública.

Como consecuencia de la privatización, Bolivia, quedó desprovista de sus sistemas de información y de la elaboración de su balance energético, lo que no le permitió implementar una planificación energética que tome en cuenta los objetivos nacionales y del sector energético.

A partir de enero de 2006, se implantó una nueva política de hidrocarburos, cuyos fundamentos se plasmaron en el Decreto de Nacionalización de los Hidrocarburos del 1º de mayo de 2006 “Héroes del Chaco” y se consolidaron en la nueva Constitución Política del Estado aprobada por el pueblo boliviano, marcando el inicio de un proceso irreversible y de beneficio del pueblo boliviano, a partir de nuevos términos y condiciones establecidos para las actividades de exploración y explotación, de la recuperación del control y administración de las empresas anteriormente privatizadas y capitalizadas, de la dirección de la cadena de hidrocarburos a cargo del Estado y de la reestructuración de la empresa estatal, así como de las otras instituciones del sector, permitiendo al Estado recuperar su rol planificador.

Los nuevos términos y condiciones establecidos para las actividades de exploración y explotación, la recuperación del control y administración de las empresas anteriormente privatizadas y capitalizadas, la dirección de la cadena de hidrocarburos a cargo del Estado y la reestructuración de la empresa estatal, así como de las otras instituciones del sector, marcan el inicio de un proceso irreversible y de beneficio para el pueblo boliviano, permitiendo al Estado recuperar su rol planificador.

En este nuevo marco de toma de la dirección y control de la propiedad de los recursos naturales por parte del Estado boliviano, es necesario contar con instrumentos para implementar políticas, planes y proyectos de desarrollo que aseguren el uso sustentable de los recursos naturales y la generación de excedentes para impulsar el desarrollo económico y social del país, además de garantizar la seguridad energética en el mercado interno, hacer más competitiva la industria nacional y cumplir con los compromisos de exportación de gas natural.

La planificación energética permite indicar los caminos viables y reales para la toma de decisiones en materia energética, no sólo en el corto plazo para enfrentar las necesidades inmediatas o coyunturales, sino fundamentalmente en el mediano y largo plazo para solucionar los problemas estructurales con una visión hacia el futuro de un país con soberanía energética, un sector productivo fuerte y diversificado y una alta calidad de vida de su población.

Dentro de este rol planificador del Estado, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía ha elaborado el presente documento con el objetivo de identificar el escenario más conveniente de desarrollo energético para Bolivia hasta el año 2027.

En este sentido, el presente documento realiza un diagnóstico de la situación actual del Sector en cuanto a políticas, recursos, producción, consumo, infraestructura y organización institucional. En base a la información energética histórica, se desarrolla una proyección de la Demanda Final de Energía hasta el año 2027. Con el propósito de elegir la mejor forma de cubrir la demanda energética proyectada se plantean cuatro Escenarios de Desarrollo Energético con diferentes características respecto a la participación de los diferentes energéticos dentro de la demanda de los diferentes sectores de consumo, en el marco de los lineamientos de política sectorial establecidos por el Gobierno. Los escenarios planteados son evaluados cualitativamente a través del uso de indicadores económicos, energéticos, sociales y ambientales, y cuantitativamente a través del cálculo de los impactos en cuanto a producción, consumo, emisiones de CO₂ y costo del desarrollo de cada escenario hasta el 2027.

Como resultado de esta evaluación, se identifican las características más ventajosas de cada uno de ellos, las que se agrupan y dan lugar al *Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo* para Bolivia.

Asimismo, se analizó la situación de este escenario respecto a los lineamientos y medidas de largo y corto plazo en relación a los recursos energéticos, costos, sustitución de energéticos, infraestructura y organización institucional.

1.2 Lineamientos de Política Sectorial

1.2.1 Plan Nacional de Desarrollo (PND): Políticas energéticas

La estrategia productiva planteada en el Plan Nacional de Desarrollo establece como sectores estratégicos al Sector Hidrocarburos y al Sector Electricidad, asignándoles el rol de generadores de excedentes para la reinversión en el propio sector y para proveer recursos a los sectores generadores de ingresos y empleo.

Respecto al Sector Hidrocarburos, el PND, plantea como políticas y estrategias energéticas:

- Recuperar y consolidar la propiedad y el control de los hidrocarburos.
- Garantizar la seguridad energética nacional y consolidar el país como centro energético regional, otorgando prioridad al abastecimiento del mercado interno, mediante las siguientes estrategias:
 - Cambio de la matriz energética (masificación del uso del gas) a través del programa de ampliación de las instalaciones de gas natural; a través del programa de sustitución de energéticos: En el sector doméstico, comercial e industrial; para reemplazar el uso de gas licuado de petróleo (GLP), kerosene y biomasa por el gas natural, en el sector transporte; la gasolina, Diesel Oil y GLP por (GNV).; y mediante el desarrollo de sistemas alternativos de transporte y distribución de gas a regiones alejadas de la red ductos (gas natural por módulos).
 - Desarrollo de la infraestructura de almacenaje y transporte por ductos de gas natural y líquidos para el mercado interno.
 - Desarrollo de la infraestructura de gas natural para el mercado externo.
- Exploración, explotación e incremento del potencial hidrocarburífero nacional, mediante el fortalecimiento de YPF para operar en el up-stream; el desarrollo, incremento y cuantificación de reservas; y el desarrollo de campos hidrocarburíferos, nuevos y existentes, para incrementar la producción.
- Industrializar los recursos hidrocarburíferos para generar valor agregado: Industrialización del gas natural (Petroquímica, plantas de GLP) e incremento de la capacidad de producción de hidrocarburos líquidos (refinerías).

Respecto al Sector Electricidad, el PND plantea como políticas energéticas:

- Desarrollar la infraestructura eléctrica de generación y transmisión para satisfacer la demanda interna y de exportación de electricidad.
- Incrementar la cobertura de electrificación urbana y rural para lograr la universalización del servicio de electricidad.
- Soberanía e independencia energética: Desarrollar fuentes de energías renovables que garanticen la independencia energética (hidroelectricidad, geotérmica, biomasa, fotovoltaicos, eólica, etc).

1.2.2 Estrategia Boliviana de Hidrocarburos

En el marco del PND, la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) plantea las siguientes prioridades y políticas:

- En exploración, la tarea mayúscula y medular será reactivar las inversiones a objeto de realizar actividad exploratoria en el total del área con potencial de hidrocarburos a fin de incrementar las reservas nacionales.
- Garantizar la explotación racional y eficiente de reservas para cumplir con la provisión de hidrocarburos en el mercado interno y con los compromisos externos
- Incrementar los niveles de producción hidrocarburífera en el marco de los 44 Contratos de Operación y los nuevos Contratos para la Exploración y Explotación en áreas reservadas a favor de YPFB.
- La política fundamental en el mercado interno es la masificación del uso del gas natural a objeto de garantizar la seguridad energética nacional y lograr el cambio de la matriz energética.
- La industrialización del gas natural permitirá cambiar el patrón primario exportador del sector, utilizando el gas natural como materia prima para la obtención de productos con alto valor agregado y con niveles crecientes de demanda. Este proceso será implementado a través de la EBH, por sí sola o mediante asociación estratégica con otras empresas.
- Reactivar e invertir en las actividades de refinación y extracción de licuables para satisfacer el crecimiento en el consumo de combustibles líquidos en el mercado interno, tomando en cuenta la política sustitución de estos combustibles por Gas Natural y gas natural vehicular (GNV).
- La política de abastecimiento de combustibles líquidos tiene por objeto incrementar los niveles de producción y alcanzar, en el mediano y largo plazo, la sustitución en forma progresiva de la importación de diesel, así como exportar los excedentes de otros combustibles de manera de generar mayores ingresos y divisas.
- La consolidación y ampliación de los mercados externos permitirá a Bolivia ser Centro Gasífero Regional.
- El desarrollo del sistema de transportes por gasoductos, oleoductos y poliductos, permitirá satisfacer la demanda interna y externa tomando en cuenta el desarrollo de los mismos.
- Las acciones orientadas a garantizar el suministro de energéticos deben estar estrechamente relacionadas con una adecuada gestión ambiental, que restituya los principios de respeto y garantía en el ejercicio de los derechos fundamentales de los Pueblos Indígenas Originarios y Comunidades Campesinas, su integridad territorial y sus usos y costumbres, mediante un proceso de consulta y participación oportuna y transparente.
- Una gestión eficiente y eficaz, una estructura institucional acorde a la nueva visión y la normativa adecuada contribuirá a los objetivos establecidos.

1.2.3 Políticas del Sector Eléctrico

En el Sector Eléctrico se plantea como visión sectorial el “*controlar la Industria Eléctrica para lograr la universalización del acceso al servicio de electricidad, un abastecimiento seguro, sustentable, alcanzando un mayor desarrollo socioeconómico y bienestar común producto de esta universalización*”.

Dentro de esta visión, se asigna al Estado el rol de:

- Desarrollar una planificación centralizada,
- Garantizar el suministro del servicio básico de electricidad
- Establecer tarifas socialmente justas y económicamente eficientes,
- Definir los mecanismos de cumplimiento obligatorio de la planificación centralizada,
- Lograr la universalización del servicio.

A corto plazo, según los planes de desarrollo del Sector Eléctrico, el año 2009 se llegará a cubrir la demanda mediante la conversión de algunas plantas de gas existentes a plantas de ciclo combinado y mediante la compra de electricidad excedente de plantas industriales con autogeneración.

Asimismo, en función a las políticas para incrementar la capacidad de generación y transmisión, para incrementar la cobertura y generar electricidad en base a energías alternativas como la geotermia y biomasa se tiene planificada la instalación de plantas eléctricas durante período 2009 – 2019.

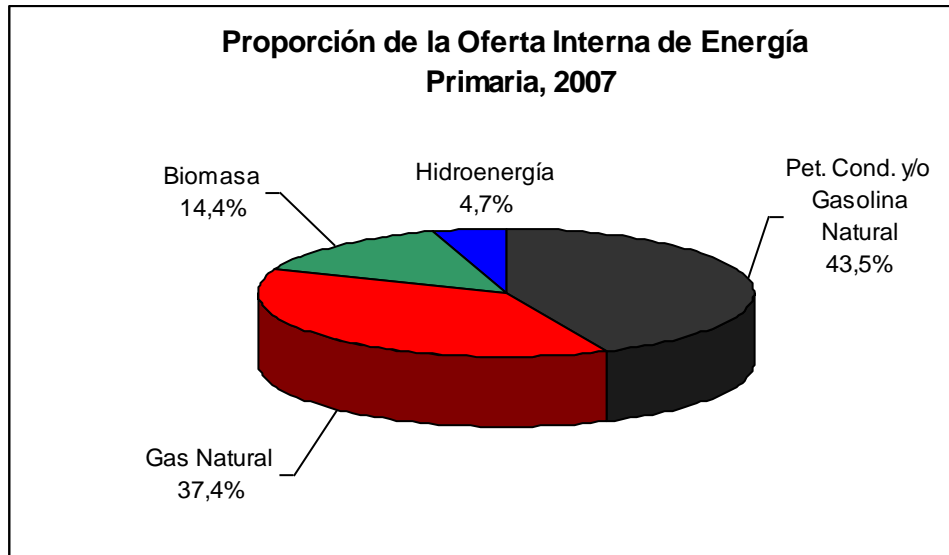
2. DIAGNÓSTICO ACTUAL

2.1 Balance Energético Nacional

El balance energético proporciona una visión de las relaciones físicas del sistema energético en un período de tiempo histórico determinado, mostrando cómo la energía se produce, se exporta o importa, se transforma y es consumida por sectores económicos. Asimismo, hace posible calcular ciertas relaciones de eficiencia y hacer un diagnóstico de la situación energética de un país o de una región.

La estructura energética del país, así como el flujo energético que se visualiza en el Balance Energético Nacional (BEN) para la gestión 2007, muestran a Bolivia como un país productor de hidrocarburos y exportador de gas natural, encontrándose la oferta interna de energía primaria compuesta principalmente por Gas Natural y Petróleo Condensado, representando éstos el 81% como se aprecia en el Gráfico N° 1. El gas natural constituye la mayor fuente de Energía Primaria en Bolivia, y más del 80% del gas natural que se produce es exportado.

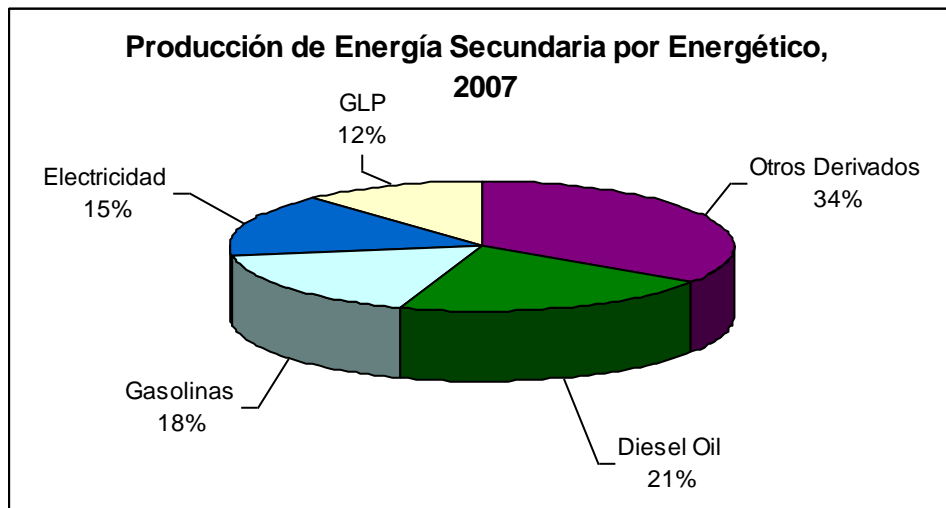
Gráfico N°1



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007

La Oferta de Energía Secundaria está constituida por los diferentes energéticos que se han generado mediante el procesamiento de la energía primaria en los diferentes centros de transformación. Durante la gestión 2007, en la producción de Energía Secundaria, los energéticos de mayor participación, como se muestra en el Gráfico N° 2, son “otros derivados de petróleo” (jet fuel, kerosene, gasolinas blancas, etc) con el 34%, el Diesel Oil con el 21%, las Gasolinas con 18%, la electricidad con 15%, y el GLP con 12%.

Gráfico N° 2



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007

Respecto al Consumo Final de energía, como se muestra en el Gráfico N°3, el energético de mayor consumo es el Diesel Oil, representando el 27% del total, siendo los sectores de

mayor consumo de este energético el Sector Transporte, Agricultura, Pesca y Minería y el Sector Industrial.

El Gas Natural es el energético cuyo consumo representa un 18% del total y el sector de mayor consumo de este energético es el Sector Industrial, seguido de los Sectores Transporte, Residencial y Comercial.

La Biomasa es uno de los energéticos de mayor consumo, representando un 17% del consumo total de energía; los sectores de mayor consumo de este energético son el Industrial y el Residencial.

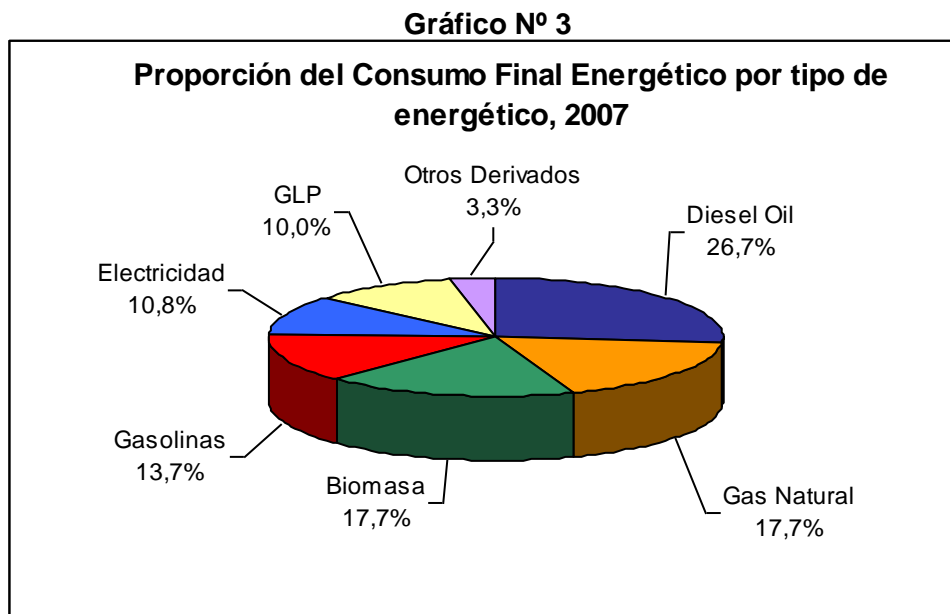
El consumo de gasolina especial representa el 13,5% del total y es utilizado en su totalidad por el Sector Transporte.

La electricidad, a pesar de ser consumida por la mayor parte de los sectores: Residencial, Industrial, Comercial y Agricultura, Pesca y Minería, sólo representa un 11% del consumo de energía final.

El consumo de GLP representa el 10% del consumo total, siendo este energético mayormente consumido por los sectores residencial, industrial y comercial.

Otros derivados de petróleo como el kerosene y jet fuel, representan sólo un 3,5% del consumo final de energía.

Como se puede observar, el 71,5% del Consumo Final está constituido por hidrocarburos.

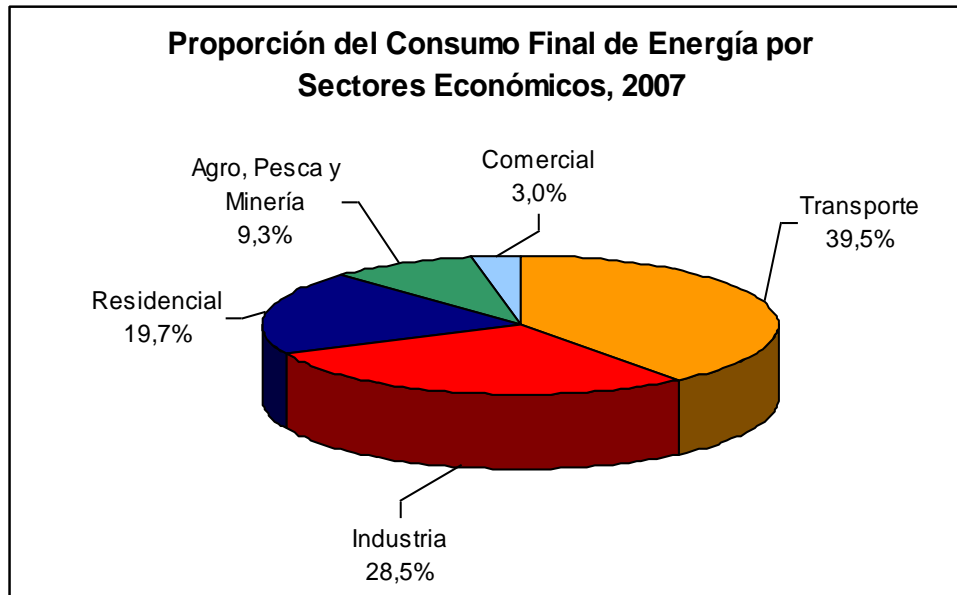


Fuente: Balance Energético Nacional, 2007

En la actualidad, la producción interna cubre la demanda de GLP, Jet Fuel y Gasolinias; sin embargo, la demanda de Diesel Oil no llega a satisfacerse por la producción nacional por lo que es necesario importar este combustible. En 2007, la importación de Diesel Oil alcanzó un volumen de 8806 BPD, representando un 42% del consumo total.

Respecto al consumo final de energía por sectores, en el año 2007 se observa que el sector transporte es el mayor consumidor de energía: 39,5%, seguido del sector industrial con 28,5%, como se muestra en el Gráfico N° 4.

Gráfico N° 4
Consumo final por sectores socioeconómicos



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007

2.1.1 Balance Energético 2000 - 2007

A objeto de observar la evolución de la producción, consumo, importaciones y exportaciones de energía a lo largo del período 2000 – 2007, a continuación se presenta un cuadro resumen de los Balances Energéticos correspondientes a dicho período.

Cuadro N° 1
Balance Energético 2000-2007

KBEP		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TC PROMEDIO
ENERGÍA PRIMARIA	Crudo	11.457	12.906	13.059	14.218	14.432	18.229	17.510	17.710	6,8%
	Gas	23.082	32.621	41.597	46.276	62.519	76.168	81.227	86.421	21,4%
	Biomasa	5.215	5.208	5.202	5.195	5.276	5.339	5.465	5.524	0,8%
	Hidroenergía	1.488	1.649	1.706	1.539	1.664	1.521	1.669	1.796	3,1%
	Variación de existencias	173	-131	-226	675	-297	115	102	-38	8,0%
	Exportaciones	13.901	24.348	29.961	34.123	52.109	64.152	67.314	72.676	28,7%
	No aprovechado	1.561	1.038	1.680	1.571	867	783	533	458	-11,2%
OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA		25.953	26.867	29.697	32.209	30.617	36.438	38.126	38.280	5,9%
TOTAL TRANSFORMACIÓN		-18.563	-18.046	-19.806	-20.781	-22.658	-24.202	-24.816	-26.540	5,3%
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PRIMARIA		7.346	7.312	7.607	7.820	8.242	8.735	9.335	10.063	4,6%
ENERGÍA SECUNDARIA	Refinerías de Petróleo	10.111	13.758	14.537	11.926	16.365	17.081	17.448	17.839	10,0%
	Plantas de Tratamiento de Gas Natural	1.888	1.815	1.992	1.951	2.014	2.251	1.831	2.071	1,9%
	Centrales Eléctricas/Autoproductores	2.399	2.422	2.543	2.623	2.738	2.960	3.142	3.386	5,1%
	TOTAL TRANSFORMACIÓN	14.399	17.995	19.072	16.500	21.117	22.292	22.420	23.296	7,9%
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA		13.282	13.070	13.428	14.107	15.182	15.807	17.025	18.334	4,8%
EXPORTACIONES		15.614	27.002	32.751	37.146	54.737	67.854	70.932	76.105	27,3%
Gas Natural		12.608	23.407	29.286	33.132	50.313	62.535	65.789	71.637	30,6%
Pet./Cond. y/o Gasolina Natural		1.293	941	675	991	1.796	1.617	1.526	1.038	3,6%
Crudo Reconstituido		1.713	2.654	2.790	3.023	2.628	3.465	3.618	3.372	12,1%
Gasolina Especial, gasolina blanca, aceites, grasas		0	0	0	0	0	237	0	0	---
IMPORTACIONES		2.112	2.248	1.775	2.238	1.759	2.405	2.762	3.270	8,6%
Diesel Oil		2.033	2.206	1.722	2.184	1.702	2.405	2.761	3.219	9,1%
Gasolina Especial, Aceites y Grasa		79	41	53	54	58	0	1	51	---
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA		20.628	20.382	21.035	21.928	23.424	24.542	26.360	28.396	4,7%
Sector Transporte		7.422	7.225	7.388	7.871	8.561	9.004	10.004	11.226	6,2%
Sector Industrial		6.573	6.427	6.646	6.778	7.096	7.350	7.724	8.093	3,0%
Sector Residencial		4.399	4.484	4.648	4.762	5.053	5.247	5.431	5.587	3,5%
Sector Comercial		574	593	633	657	692	746	801	839	5,6%
Sector Agricultura, pesca y minería		1.660	1.654	1.720	1.859	2.022	2.194	2.398	2.651	7,0%

Fuente: Balance Energético Nacional, Serie 2000 – 2007.

La oferta total de energía primaria durante el período 2000 al 2007 se ha incrementado a una tasa de crecimiento promedio anual del 5,9%. El gas natural es el energético cuya producción se ha incrementado en mayor proporción a los demás, principalmente a partir del año 2001, año en el que los volúmenes de gas natural enviados al Brasil empiezan a aumentar alcanzando sus niveles máximos a partir de 2005.

La transformación total de energía secundaria, se ha incrementado a una tasa promedio anual de 7,9%, siendo los derivados de petróleo los energéticos que representan una mayor proporción dentro de dicha transformación.

Las importaciones de energía, que corresponden principalmente a diesel oil, se han incrementado las últimas gestiones debido a la limitación en su producción en el país y al aumento permanente de la demanda.

Para el período analizado, el sector transporte se constituye en el sector de mayor consumo final de energía, el segundo sector de mayor consumo es el sector industrial. Para la gestión 2007, el consumo de energía del sector transporte representa el 39,5% del consumo total de energía y el del sector industrial, el 28,5 %.

Los balances de los diferentes años muestran un sector energético bastante estático, excepto por la producción de gas natural que es el único energético que ha tenido un incremento importante en su producción. En general, el consumo energético en todos los sectores ha crecido moderadamente, esto se observa principalmente durante el período 2000 - 2005, período en el cual la mayor parte del incremento en la producción energética ha sido destinada a la exportación y no así al consumo del mercado interno que ha crecido a una tasa promedio anual de 3,6% durante dicho período. Durante los años 2006 y 2007 se observa un mayor incremento del consumo energético total, con una tasa de crecimiento promedio de 7,7%.

2.1.2 Indicadores Económicos de Energía

Un análisis de los indicadores económicos y energéticos de Bolivia entre los años 2000 y 2007 muestra que el crecimiento económico no ha estado a la par con el crecimiento energético durante el período, pero sí ha excedido el crecimiento poblacional. En términos globales, durante el período, se observa una mejora considerable en la producción y exportación de energía..

Cuadro Nº 2
INDICADORES ECONÓMICOS Y ENERGÉTICOS
2000 – 2007

Principales Indicadores	Unidades	2000	2004	2005	2006	2007	Tasa de Crecimiento Promedio
Población	Miles de Habitantes	8.428	9.201	9.406	9.615	9.828	2,22
PIB a precios de Mercado	Miles de Bs de 1990	22.356.265	24.928.062	26.030.240	27.278.913	28.524.027	3,55
PIB per Cápita	Bs de 1990	2.653	2.709	2.767	2.837	2.902	1,30
Producción de Energía Primaria	Kbep	41.241	86.475	101.258	105.871	111.451	15,62
Exportación de Energía	Kbep	15.614	54.737	67.790	70.932	76.098	27,25
Importación de Energía	Kbep	2.112	1.759	2.405	2.762	3.270	8,57
Oferta Total de Energía Primaria	Kbep	25.952	33.201	36.438	38.125	38.280	5,76
Consumo de Electricidad Sector Residencial	Kbep	861	960	1.020	1.081	1.136	4,05
Consumo de Energía Total	Kbep	20.738	26.405	27.356	28.751	30.430	5,92
OPEP per cápita	Bep/hab	3,08	3,61	3,87	3,97	3,90	3,47
Intensidad Energética	Bep/MBs de 1990	0,93	1,06	1,05	1,05	1,07	2,29
Consumo de Electricidad per cápita	Bep/hab	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	1,79
Consumo de Energía Total per cápita	Bep/hab	2,46	2,87	2,91	2,99	3,10	3,62
Porcentaje de energía renovable en el total de energía primaria	%	16,25	8,02	6,78	6,74	6,57	-11,85
Porcentaje de importación sobre el consumo final de energía	%	10,19	6,66	8,79	9,61	10,75	3,85
Porcentaje de la exportación / producción de energía primaria	%	37,86	63,30	66,95	67,00	68,28	9,36

Fuente: Balance Energético Nacional 2000-2007

La población total de Bolivia ha aumentado de 8,43 millones de habitantes en 2000 a 9,83 millones en 2007, un incremento anual promedio del 2,22%. Durante el mismo período, el PIB ha aumentado de 2.653 miles de Bs a 3.385 miles de Bs, a una tasa de crecimiento anual del 3,55%.

Tanto la producción primaria de energía, como las exportaciones han mostrado una gran tendencia de crecimiento. La producción de energía primaria aumentó de 41.241 KBep a 111.451 kBep en 2007, una tasa de crecimiento anual del 15,62%.

Durante el período 2000 - 2007, como se muestra en el Cuadro N°1, la producción de petróleo aumentó a una tasa anual de crecimiento del 6,8%, la generación de electricidad aumentó a una tasa anual del 5,1%, mientras que el mayor incremento fue de la producción de gas natural que aumentó de 23.082 KBep en 2000 a 86.421 KBep en 2007, registrando una tasa de crecimiento anual promedio del 21.4%. El 54,6% del gas producido en 2000 fue exportado, porcentaje que aumentó a 82,9% en 2007. Las exportaciones de gas natural, en términos de dólares, representaron el 67% del total de las exportaciones nacionales en 2005¹, lo cual indica que ésta es una fuente esencial de ingresos por exportaciones para Bolivia.

Las exportaciones netas de energía (es decir, exportaciones menos importaciones) han aumentado de 13.502 KBep en 2000 a 72.835 KBep en 2007, a una tasa de crecimiento anual del 29,64%. El consumo final de energía y de electricidad han aumentado de manera más modesta entre 2000 y 2007, a tasas anuales de crecimiento del 4,71% y 4,85%, respectivamente, asimismo, el consumo de gas natural ha aumentado a una tasa de 10,5%. Esta situación confirma que la mayor parte del incremento en producción energética ha tenido como destino a la exportación de gas natural.

En el año 2000 el 54 % del gas producido fue exportado, porcentaje que aumentó a 82,9% en 2007. Las exportaciones de gas natural, en términos de dólares, representaron el 67% del total de las exportaciones nacionales en 2005², lo cual indica que ésta es una fuente esencial de ingresos por exportaciones para Bolivia.

A continuación, se presenta algunos indicadores compuestos que permiten evaluar el comportamiento de la oferta y el consumo energético, principalmente, en función a algunas variables económicas, sociales y ambientales.

¹ Anuario Estadístico 2007, Instituto Nacional de Estadística

² Anuario Estadístico 2007, Instituto Nacional de Estadística

**Cuadro N°3
INDICADORES DERIVADOS
2000 – 2007**

	2000	2004	2005	2006	2007	Tasa de crecimiento promedio de 2000 a 2007
Oferta Total de Energía Primaria / población (Bep/cápita)	3,08	3,32	3,86	3,96	3,89	3,64%
Intensidad Energética (Bep/miles de Bs de 1990)	0,93	1,06	1,05	1,05	1,07	2,31%
Consumo de electricidad / población (kWh/cápita)	422,58	430,77	453,51	476,00	503,62	2,58%
Consumo final de energía / población (Bep/cápita)	2,45	2,54	2,60	2,74	2,89	2,44%
PIB / población (Bs/cápita)	2653,0	2958,0	3089,0	3237,0	3385,0	3,55%
Emisiones de CO₂ / población (Gg / mil habitantes)	0,96	1,04	1,3	1,33	1,33	5,48%

Fuente: Balance Energético Nacional 2000 – 2007

La Oferta Interna de Energía Primaria por habitante ha aumentado de 3,08 Bep/capita en el año 2000 a 3,89 en el año 2007, un incremento promedio anual del 3,64%. El consumo final de energía per cápita y el consumo de electricidad per cápita han aumentado a tasas anuales de crecimiento del 2,44% y 2,58% respectivamente. Como se ha mencionado anteriormente, el beneficiario de la mayor producción de energía ha sido el mercado de exportación.

El PIB per capita ha aumentado de Bs 2.653 en 2000 a Bs 3.385 en 2007, presentando una tasa de crecimiento anual modesta del 3,55%. La intensidad de energía, definida como la cantidad de energía que se requiere para producir una unidad de PIB, aumentó de 0,93 Bep / PIB (Bep de energía primaria producida por cada mil bolivianos de PIB producidos) en 1990 a 1,07 en 2007.

Según las estadísticas de OLADE para 26 países de Latinoamérica y el Caribe, el año 2007, los principales indicadores para los países de la región son los siguientes:

Cuadro N°4
Comparación de Indicadores para países de la región, 2006

DETALLE	UNIDADES	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	VENEZUELA
PIB	En Millones de Dólares de 2000	340.348	10.194	764.552	121.732	21.556	70.473	146.636
Población	En Miles de Habitantes	38.971	9.627	190.128	45.518	13.404	27.574	27.007
Consumo Final de Energía per Cápita	BEP / Hab.	13,13	2,37	7,83	4,57	5,54	3,68	18,78
PIB per Cápita	Miles de Dólares / Hab.	8,73	1,06	4,02	2,67	1,61	2,56	5,43
Intensidad Energética	BEP/103 US\$	1,50	2,23	1,95	1,71	3,44	1,44	3,46
Reservas de Petróleo	Millones de Barriles	2.000	440	12.200	1.500	4.700	1.100	80.000
Reservas de Gas Natural	TCF	14,65	25,80	12,28	4,34	n.d.	12,00	152,32
Capacidad Instalada de Electricidad	MW	28.361	1.433	96.295	13.277	3.956	6.659	22.216
Participación Hidro de la Capacidad	En Porcentaje	35,0	33,7	76,5	67,4	45,5	47,0	65,7
Potencial Hidroeléctrico	MW	44.500	39.850	260.000	93.085	23.745	61.832	46.000
Relación Reservas / Producción de Petróleo	En años	7,5	17,3	18,5	7,4	23,4	25,6	75,6
Relación Reservas / Producción de Gas Natural	En años	9,0	53,8	30,2	16,9	n.d.	>100	>100
Emisiones de Dióxido de Carbono	Gigagramos	148.177	11.367	370.049	58.504	27.912	31.052	141.446

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía

Bolivia representa el 1,7 % de la población total de la zona y contribuye al 0,4% del PIB; representa el 0,5% de la capacidad instalada de electricidad total y el 0,7% del consumo final de energía. Bolivia representa el 7,7% de las reservas probadas de gas de la región y el 6% del potencial hidroeléctrico.

Tanto el PIB per cápita como el consumo de energía per cápita de Bolivia son bajos en comparación con el promedio regional. Como sucede a veces con países ricos en recursos energéticos, la intensidad energética es más alta que el promedio, en Bolivia es de 2,6, en comparación con el promedio regional de 1,5. Venezuela, otro país rico en energía, registra un índice de 2,2.

2.2 Recursos Energéticos

2.2.1 Hidrocarburos

Las reservas probadas de hidrocarburos, según la última certificación realizada el 2005, alcanzan 26,7 TCF y 465,2 MMBbls de Gas Natural y Petróleo, respectivamente, situando al país como el segundo país en la región con mayores reservas de Gas Natural y el primero con reservas de Gas Natural libres. La relación Reservas/Producción de gas natural llega a 55 años, siendo una de las mayores de la región.

Las reservas probadas, actualmente, alcanzan a 25,29 TCF (26,74 certificadas al año 2005, menos la producción de los años 2005, 2006 y 2007) y las reservas probables se encuentran en un nivel de 22,03 TCF. Bajo el supuesto de que la estimación de reservas considera el factor de recuperación y se recuperen las reservas probadas y el 50% de las reservas probables, se puede disponer aproximadamente de 36,31 TCF entre P1 y P2 recuperables³.

Suponiendo que hasta el año 2027, serán necesarios 17,78 TCF para cubrir los compromisos de exportación actuales, los proyectos de expansión del consumo interno y de industrialización, quedan 18,53 TCF remanentes disponibles para la exportación bajo nuevos contratos.

Según datos del 2008, se produce alrededor de 40 MMmcd de Gas Natural netos, entregados al gasoducto para la comercialización, de los cuales se destina al mercado interno aproximadamente 6,3 MMmcd, siendo el saldo exportado al Brasil (31,1 MMmcd) y a la Argentina (2,6 MMmcd).

Para abastecer los mercados anteriormente citados y otros, la proyección de la producción de Gas Natural para el período 2008 – 2017 contempla la producción de 40,1 MMmcd para el año 2008; de 66,2 MMmcd para el 2012; y 103,7 MMmcd para el 2017.

Una parte importante del gas natural destinado al mercado interno es utilizado en la generación de electricidad, durante la gestión 2008 el consumo de gas natural en el sector eléctrico alcanzó alrededor de los 4 MMmcd de gas natural.

Respecto a la producción de combustibles líquidos y GLP, se cuenta con proyectos para incrementar la capacidad de refinación y de plantas de GLP que permitirán un importante aumento en la producción de GLP y combustibles líquidos, como diesel oil y gasolinas, de tal manera que a partir del año 2010 se contará con volúmenes excedentes de GLP para poder exportarlos⁴.

Por otra parte, el crudo reducido que no es procesado se exporta como Crudo reconstituido. De acuerdo a las proyecciones de producción de crudo, el mayor volumen de crudo reconstituido con posibilidades de ser exportado, se encuentra entre los años 2011 y 2013, alcanzando un máximo de 13.676 bpd.

³ Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2007.

⁴ Ídem.

2.2.2 Hidroenergía

Este recurso es utilizado en la generación de electricidad. El potencial hidroenergético aprovechable alcanza a 39.850 MW⁵, habiendo sido desarrollado sólo el 1,2% de este potencial. La mayor parte de este potencial se halla localizado en la zona Noreste de Bolivia y para su desarrollo se requiere de grandes inversiones.

La electricidad generada en Bolivia en el año 2007 provino principalmente de generación térmica (más del 59% de la generación total), fuentes hidroeléctricas (39% del total) y biomasa (2% de la generación total).

El país tiene una cobertura eléctrica de aproximadamente el 76,21%⁶. El año 2007, la potencia instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los Sistemas Aislados (SA) alcanzó un total de 1.499,3 MW, de lo cuales 1.013,9 MW corresponden a centrales termoeléctricas, 485,4 MW generados en plantas hidroeléctricas⁷, y una pequeña capacidad en base a biomasa.

2.2.3 Biomasa

La biomasa (incluyendo leña, carbón, desperdicios forestales / vegetales / animales) es una fuente importante de energía en el área rural y en el sector industrial de Bolivia. La biomasa es utilizada para cocinar en el sector doméstico, para la generación de electricidad y en industrias que producen ladrillos, yeso, alfarería, arroz, etc. Sin embargo, el consumo de la biomasa está relacionado a la baja eficiencia, riesgos para la salud y la deforestación.

Según un estudio del ESMAP⁸, la demanda anual del sector industrial rural es de aproximadamente medio millón de toneladas de leña por año. La demanda para cocinar en el área rural es atendida en un 70% por la biomasa (mayormente leña y desperdicios animales) y en un 30% por GLP. El estudio del ESMAP indica que en la cocina doméstica, 1 KBEP de energía útil es proporcionado por 25 kg de leña ó 33 kg de estiércol ó 1,41 kg de GLP.

La biomasa ofrece el beneficio de proporcionar combustible a industrias rurales, así como a la generación de electricidad en lugares remotos donde no existe infraestructura convencional de energía. También proporciona empleo rural y podría tener un impacto reducido sobre el medioambiente siempre y cuando su uso se realice a través de maquinaria eficiente y exista reforestación en las áreas de uso.

2.2.4 Otras energías no convencionales

El occidente del país cuenta con potencial geotérmico, todavía no contabilizado, los estudios realizados sobre Laguna Colorada estiman un potencial de generación eléctrica de 120 MW.

⁵ Inventario de potencial hidroenergético de Bolivia 1987 (ENDE)

⁶ INE, Datos Estadísticos 2005.

⁷ Superintendencia de Electricidad, Anuario Estadístico, 2007

⁸ Energy Sector Management Assistance Program.

Según el documento Mapa Eólico República de Bolivia elaborado por la Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), el país tiene extensas regiones con velocidades de viento mayores a los 12 Km/h, que es el mínimo establecido para ser considerado como potencial.

Actualmente existe cierto uso de energía solar aún no cuantificado para el calentamiento de agua y uso de paneles fotovoltaicos.

2.3 Infraestructura

2.3.1 Hidrocarburos⁹

Actualmente se cuenta con siete refinerías, de las cuales seis se encuentran en funcionamiento, las dos principales son Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel operadas por YPFB Refinación S.A. El total de la capacidad instalada en refinación alcanza 69.900 bpd siendo utilizada cerca del 94% (2007).

La infraestructura del transporte por ductos está siendo utilizada por sobre el 70% de su capacidad, el 51% del total de la infraestructura la representan los gasoductos, el 31% los oleoductos y el 18% los poliductos.

Asimismo, se cuenta con seis plantas de procesamiento para producir GLP. La capacidad total de procesamiento de estas plantas alcanza actualmente 13,85 MMmcd, habiendo sido utilizada, el año 2007, cerca del 90% de esta capacidad para cubrir la demanda del mercado interno.

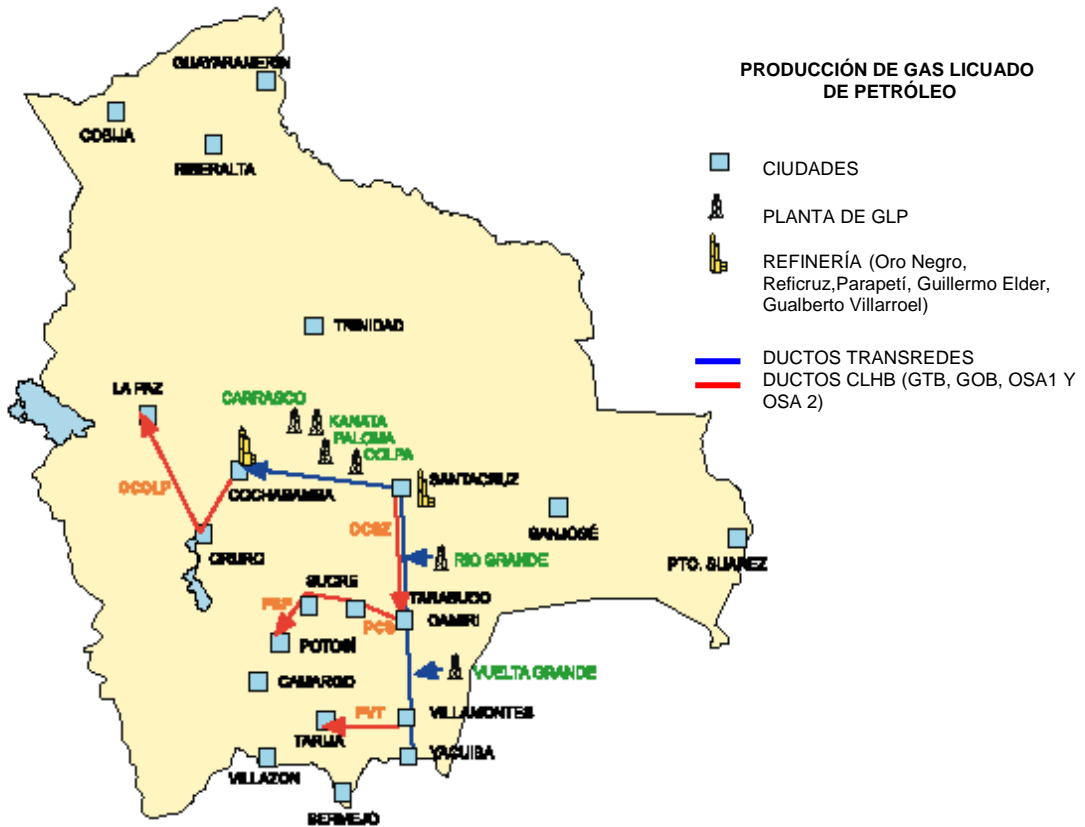
La infraestructura para el transporte de gas natural es un factor determinante para viabilizar el acceso a nuevos mercados externos. La red de gasoductos en la subregión del Cono Sur, junto con el GNEA (Gasoducto del Noreste Argentino) y pequeños ramales permitirían conectar la cuenca de Tarija con los principales mercados de Argentina y mercados nuevos como Paraguay y Uruguay.

Actualmente se cuenta con una capacidad de almacenaje de GLP de 17.617,24 m³ y de 59.519 m³ de Diesel Oil, distribuidas a lo largo de los diferentes distritos comerciales. Las diferentes regiones pertenecientes a los distritos, cuentan con su propia logística de distribución, utilizando como medios de transporte para el abastecimiento ductos, cisternas o, en el caso del GLP, camiones de transporte del producto engarrafado.

Se tienen programadas una serie de inversiones para optimizar la infraestructura operativa de almacenaje, de tal forma de satisfacer la demanda y contar con un stock de seguridad.

⁹ Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2007.

Gráfico N°5
Ubicación de Refinería, Plantas de GLP y Ductos Troncales



Fuente: Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2008

2.3.2 Electricidad

En el territorio boliviano, se cuenta con 24 centrales hidroeléctricas y 9 centrales termoeléctricas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y 26 centrales (hidroeléctricas y termoeléctricas) dentro del Sistema Asilado (SA).

La longitud de las líneas de transmisión del SIN alcanza 4.581,45 Km al año 2007 de los cuales 2.400 Km pertenecen al Sistema Troncal de Interconexión (STI) que abarca las instalaciones de Alta Tensión en 69 KV, 115 KV y 230 KV.

Gráfico N° 6
Principales Sistemas Eléctricos de Bolivia



Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga

2.4 Aspectos institucionales y legales

De acuerdo a la nueva Constitución Política del Estado (CPE), el Estado debe “promover y garantizar el aprovechamiento responsable y planificado de los recursos naturales, e impulsar su industrialización” (Art. 9-6), “ejercer, en nombre y representación del pueblo boliviano, la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización” (Art. 359.I), siendo “YPFB, como brazo operativo del Estado, la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización” (Art. 361.I).

Asimismo, la CPE establece que “el Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizará la soberanía energética” (Art. 360).

Respecto al sector eléctrico, la nueva Constitución señala que “es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva eléctrica en las etapas de generación, transmisión y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social” (Art.378.I).

Por otra parte, la Constitución Política del Estado establece la prioridad de abastecer el mercado interno y exportar los excedentes que incorporen la mayor cantidad de valor agregado, tanto para el sector hidrocarburos como para la generación de electricidad (Art. 367 y Art.379.I).

Los diferentes logros alcanzados a través de la implementación de los procesos de Nacionalización, se han constituido en los primeros pasos hacia la visión de un sector energético en el cual las instituciones del Estado recuperan su rol determinante en la definición de la política y en la planificación y las empresas recuperan su rol operativo en la cadena de producción de energía.

La nueva estructura corporativa planteada para la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)son algunos de los avances hacia la nueva visión del Sector; así como, el establecimiento de una nueva naturaleza jurídica para la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) como una empresa pública nacional estratégica y corporativa con una estructura central y nuevas empresas de su propiedad.

3. DEMANDA DE ENERGÍA

3.1 PROYECCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

La planificación energética a largo plazo, si bien involucra un grado de incertidumbre en un contexto mundial de cambios cada vez menos predecibles, es una herramienta indispensable para determinar los principales lineamientos y objetivos a seguir. Dicha planificación requiere como insumo relevante el análisis del comportamiento del consumo de energía en el pasado y el desarrollo de una prospectiva energética a partir de la cual, definir el consumo sectorial y consumo por energético.

En este sentido, en base a los datos históricos de consumo de diferentes energéticos, se ha realizado una proyección de la demanda energética hasta el año 2027. Debido a las características estadísticas de los datos históricos utilizados, su relación en el largo plazo y los instrumentos econométricos disponibles, el método de estimación econométrica empleado es el Modelo del Vector de Corrección de Error (VEC) bivariante que captura la interrelación de largo y de corto plazo entre el consumo energético y el Producto Interno Bruto (PIB).

La especificación del VEC exige en primera instancia la verificación de que las variables involucradas sean no estacionarias, pero que exista una combinación lineal entre ellas, que resulte estacionaria. Mediante los test de Dickey Fuller Ampliado y de Phillips se comprobó esta hipótesis. Posteriormente, se realizaron los test de Engle Granger y el de Johansen para verificar la presencia de una relación de cointegración entre estas dos variables, que implica la existencia de una relación de equilibrio de largo plazo entre las

mismas, lo que significa que sus tendencias están vinculadas y que no pueden moverse una independientemente de la otra¹⁰.

3.2 DATOS

El PIB y el consumo final energético se utilizaron como datos para construir las series que fueron empleadas en la estimación del Vector de Corrección de Error, ambos fueron expresados en logaritmos y en términos per cápita. Los datos empleados son de frecuencia anual y corresponden al periodo 1980-2007.

La información correspondiente al PIB para dicho periodo fue extraída de las publicaciones del Instituto Nacional de Estadística (INE). Los datos de población, tanto para el periodo histórico (1980-2007) como para el periodo proyectado 2008-2027, tienen como fuente la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Los datos correspondientes a consumo de gas natural y derivados de petróleo para el período 1980-1997 fueron extraídos de los Informes Anuales de la Unidad de Comercialización de YPF; aquellos datos correspondientes al período 1998-1999 fueron extraídos de los Anuarios Estadísticos de la Superintendencia de Hidrocarburos, en el caso de los derivados de petróleo, y de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos en el caso del gas natural. Finalmente, para el período 2000-2007, se utilizaron datos del Balance Energético elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Las series de consumo final de derivados de petróleo excluyen el consumo propio y, para el caso del diesel, se excluyen también los volúmenes empleados como insumo en el sector termoelectricidad.

La demanda final de gas natural excluye los volúmenes destinados a consumo propio y los empleados como insumo en las termoeléctricas.

Los datos de consumo eléctrico para el período 1980-2007 fueron extraídos del Anuario Estadístico 2007 publicado por la Superintendencia de Electricidad.

En el caso de los datos de consumo de biomasa, se utilizaron diferentes fuentes. Para el periodo 1996-1999, se utilizaron los datos del Balance Energético Nacional 1996-2000 elaborado por el Proyecto ESMAP del Banco Mundial; asimismo, para el período 2000 - 2007, se utilizaron los Balances Energéticos elaborados por el Viceministerio de Desarrollo Energético del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. El consumo de biomasa para el período 1980-1995, se derivó en base a la tasa de crecimiento del periodo 1996-2007.

Para el periodo 1980-1999, la serie de consumo energético final total se obtuvo de la agregación de los consumos de cada energético. Para el periodo 2000-2007, la serie de consumo energético final total corresponde a los datos del Balance Energético elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

¹⁰ Enders (1995)

3.3 ANÁLISIS HISTÓRICO

La serie histórica para el periodo 1980-2007 presenta una tasa de crecimiento del consumo energético del 2,7% comparada con una de 2,4% de incremento en el PIB, mostrando que el primero estaría creciendo 1,14 veces más rápido que el segundo, aunque esta razón habría cambiado a lo largo del periodo en función a los periodos de expansión y contracción que ha experimentado la economía.

En el primer decenio, 1980-1989, se registró una tasa promedio de crecimiento negativa del PIB de -0.3%, debido a la crisis económica que se inició a principios de dicha década y que derivó en el proceso recesivo e hiperinflacionario de mediados de los ochenta. Paralelamente, y como lo comprueba la presencia de cointegración entre la producción y el consumo energético, este último también registró una baja tasa de crecimiento del 0,4%. Por lo tanto, en el periodo 1980-1989, el consumo energético en promedio creció más que la producción.

Para el periodo 1990-1999, el promedio en el crecimiento del consumo de energía aumentó de forma significativa a 4,2% comparado con un crecimiento promedio de 4% de la producción interna.

Sin embargo, entre 1999 y 2001, se presenta un proceso contractivo en la demanda de energía que no responde únicamente al proceso recesivo que se experimentó en la economía nacional como consecuencia de la crisis asiática de 1997, sino también responde a la política de precios implementada.

Mediante D.S. 24914 de 5 de diciembre de 1997 que aprueba el Reglamento sobre el Régimen de Precios, se define la metodología de cálculo ajustando los precios de los productos derivados del petróleo en el mercado interno a los precios de productos con características técnicas y calidad similares en el mercado internacional. Sin embargo, debido al incremento sostenido de los precios internacionales, mediante decretos supremos, se establecen diferentes mecanismos para congelar los precios de referencia de la gasolina Especial y del Diesel Oil, estableciéndose en octubre de 2004 los precios para estos dos combustibles en los niveles vigentes actualmente mediante la fijación del precio de transferencia del petróleo a las refinerías en 27,11 \$us/Bbl.

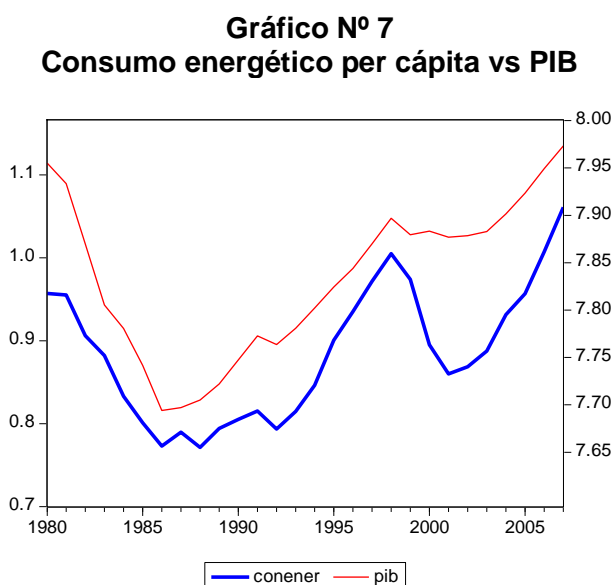
En este contexto, el proceso contractivo del consumo energético expresado en tasas negativas de crecimiento, iniciado en la gestión 1999 se mantuvo aproximadamente hasta el 2001, revirtiéndose dicha tendencia a partir del año siguiente como consecuencia, en parte, de la política de congelación de precios. En este sentido, en el periodo 2000-2007, la tasa de crecimiento del consumo energético fue de 3,4% comparado con un 3,4% de crecimiento promedio del PIB. Sin embargo, si se excluye los primeros dos años, las tasas de incremento del consumo energético son de 5,4% y 3,9%, respectivamente.

A lo largo de todo el periodo histórico considerado, 1980-2007, el crecimiento del PIB y del consumo energético son de 2,7% y 2,4%, respectivamente, lo que implica que el primero habría crecido 1,15 veces más rápido que el segundo ($2,7\%/2,4\%=1,15$).

3.4 ESTIMACION ECONOMETRICA

3.4.1 Análisis Gráfico

El análisis gráfico de las series para el periodo 1980-2007, muestra señales de la existencia de una relación de largo plazo entre las variables logaritmo del consumo energético per cápita (*conener*) y el logaritmo del producto interno bruto per cápita (*piib*).



3.4.2 Test Aplicados

Mediante la aplicación de los test de Dickey Fuller Ampliado y de Phillips, se verificó la **no estacionariedad de las variables involucradas**. Asimismo, las pruebas de Engle y Granger y de Johansen se emplearon para testear la presencia de cointegración entre el consumo energético y el PIB. Posteriormente, para la especificación del Modelo de Vector de Cointegración se aplicaron los tests de Máxima Verosimilitud, de Akaike y Schwartz.

Una explicación y presentación a detalle de los resultados de estos test, son presentados en el Anexo, en el que además se incorpora el modelo expresado en ecuaciones.

3.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

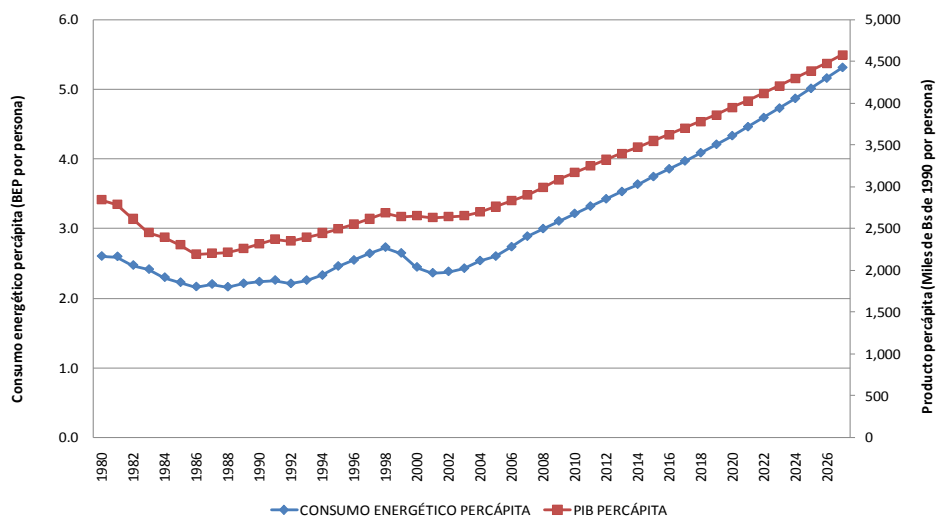
3.5.1 PROYECCIONES SIN CONSIDERAR OBJETIVOS DE POLÍTICA

En el marco de un Vector de Corrección de Error con dos variables y por lo tanto con un sistema de ecuaciones bivalente, el pronóstico dinámico por fuera de la muestra resulta en un pronóstico anual para el logaritmo del PIB per cápita y en otro para el consumo energético, ambos para el periodo 2008-2027.

Cuadro N° 5
Proyección del Consumo Energético y del PIB sin considerar objetivos de política
2008-2027

AÑO	LOG CONS. ENERGÉTICO PERCÁPITA	CONSUMO ENERGÉTICO PERCÁPITA	CONSUMO ENERGÉTICO	TASA DE CREC. CONS. ENER.	LOG. PIBPER CÁPITA	PIB PERCÁPITA	PIB	TASA DE CREC. PIB	
		(BEP por pesona)	(KBEP)	%		(Bs. de 1990 por pesona)	(miles de Bs. de 1990)	%	
2008	1.09791	2.998	30,063.0	5.9%	8.005	2,994.986	30,033,724.53	5.3%	
2009	1.13386	3.108	31,781.8	5.7%	8.035	3,085.670	31,557,144.17	5.1%	
2010	1.16801	3.216	33,525.6	5.5%	8.061	3,169.924	33,049,631.20	4.7%	
2011	1.20031	3.321	35,283.8	5.2%	8.086	3,248.888	34,516,183.94	4.4%	
2012	1.23126	3.426	37,074.5	5.1%	8.109	3,324.741	35,983,669.85	4.3%	
2013	1.26136	3.530	38,902.9	4.9%	8.131	3,399.324	37,460,555.45	4.1%	
2014	1.29098	3.636	40,785.1	4.8%	8.153	3,473.886	38,963,100.27	4.0%	
2015	1.32034	3.745	42,730.5	4.8%	8.174	3,549.195	40,499,860.25	3.9%	
2016	1.34957	3.856	44,732.2	4.7%	8.196	3,625.698	42,063,168.55	3.9%	
2017	1.37874	3.970	46,812.0	4.6%	8.217	3,703.639	43,672,564.73	3.8%	
2018	1.40788	4.087	48,974.4	4.6%	8.238	3,783.160	45,330,583.46	3.8%	
2019	1.43700	4.208	51,223.1	4.6%	8.260	3,864.355	47,039,244.62	3.8%	
2020	1.46613	4.332	53,561.7	4.6%	8.281	3,947.272	48,800,124.40	3.7%	
2021	1.49525	4.460	55,926.0	4.4%	8.302	4,031.969	50,553,627.59	3.6%	
2022	1.52437	4.592	58,383.1	4.4%	8.323	4,118.478	52,359,860.48	3.6%	
2023	1.55349	4.728	60,936.7	4.4%	8.344	4,206.848	54,220,383.70	3.6%	
2024	1.58261	4.868	63,590.1	4.4%	8.366	4,297.110	56,136,586.59	3.5%	
2025	1.61173	5.011	66,347.2	4.3%	8.387	4,389.313	58,110,114.70	3.5%	
2026	1.64086	5.160	69,211.7	4.3%	8.408	4,483.494	60,142,489.30	3.5%	
2027	1.66998	5.312	72,187.5	4.3%	8.429	4,579.696	62,235,327.09	3.5%	
PROMEDIO 2008 - 2027				4.8%	PROMEDIO 2008 - 2027				4.0%

Gráfico N° 8
Proyección de Consumo Energético y del PIB
sin considerar objetivos de política



Como se muestra en el cuadro siguiente, las proyecciones realizadas, a partir de la estimación de un Vector de Corrección de Error entre el consumo energético y el PIB, derivan en una tasa de crecimiento del PIB para el periodo 2008-2027 de 4,0%, en relación a un incremento promedio del consumo energético del 4,8%, resultados que se obtienen del modelo en base al comportamiento histórico de las variables incorporadas y de su interrelación en el corto y largo plazo.

Cuadro N° 6
Tasas de crecimiento históricas y proyectadas
sin objetivos de política

TASAS DE CRECIMIENTO

PERIODO	CONSUMO ENERGÉTICO	PIB	TC CE/TCPIB
PROMEDIO 1980 - 2007	2.7%	2.4%	1.15
PROMEDIO 1980 - 1989	0.4%	-0.3%	-1.31
PROMEDIO 1990 - 1999*	4.2%	4.0%	1.06
PROMEDIO 2000 - 2007**	3.4%	3.4%	1.00
PROMEDIO 2008 - 2027	4.8%	4.0%	1.20

* El año 1999 se registro una tasa de crecimiento negativa en el consumo de energía. Excluyendo dicho año, el promedio de tasas de crecimiento del consumo energético en el periodo 1990-1999 es de 4,8% y del PIB de 4,4%.

** Los años 2000 y 2001 el consumo energético registró disminuciones del -5,6% y -1,2%. Si calculamos el promedio de tasas de crecimiento para el periodo 2000-2007, excluyendo dichos años, el consumo energético y el PIB crecieron a tasas del 5,7% y 3,9%, respectivamente.

3.5.2 PROYECCIONES CONSIDERANDO OBJETIVOS DE POLÍTICA

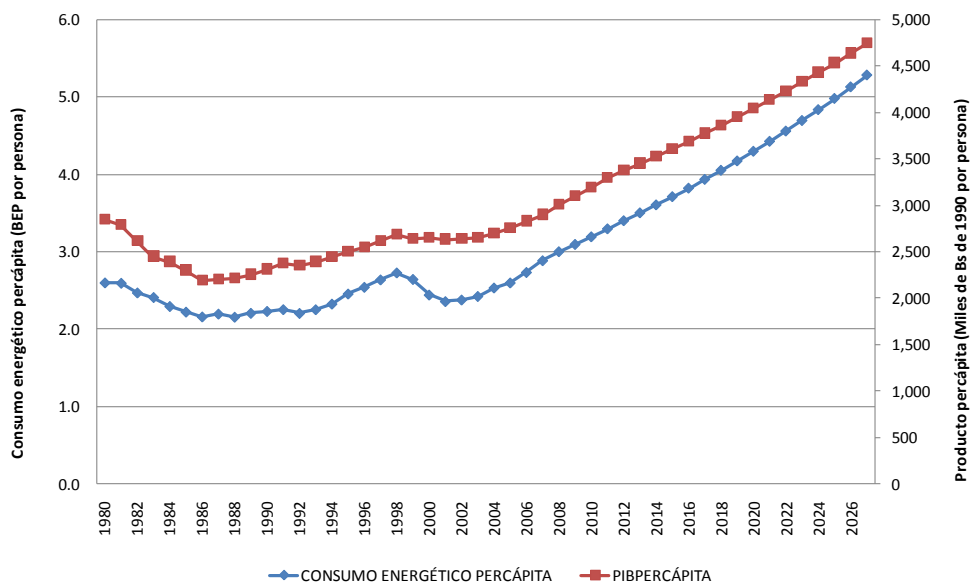
Hasta el primer semestre del 2008 la economía registró un crecimiento del 6,5% (Fuente INE). Sin embargo, la crisis económica mundial, iniciada en el sector financiero de Estados Unidos y Europa, ha incidido en la disminución paulatina de los precios de los principales productos de exportación, vale decir minerales y en una menor medida el gas natural (por el rezago en la fórmula de cálculo del precio de exportación de gas al Brasil). En este sentido, las expectativas oficiales de crecimiento para los años 2008 y 2009 son de 6% y 5,05%, respectivamente. Con el fin de incorporar estos objetivos de política en el modelo econométrico identificado, se consideró esta expectativa futura, manteniendo una tasa constante hasta el 2011. Para derivar el consumo energético en el periodo 2008-2011, se empleó la relación promedio entre la tasa de crecimiento del consumo energético y la tasa de crecimiento del PIB de 1,023 para el periodo 1980-2007 (excluyendo 4 datos atípicos de la muestra). Asumiendo esta relación constante hasta el 2011 y empleando como insumos los datos esperados de crecimiento del PIB hasta dicho año, se derivaron las tasas de crecimiento del consumo energético y, por lo tanto, la serie hasta esa gestión.

Empleando dicha metodología, y asumiendo estos cuatro años adicionales como parte de la serie histórica a ser utilizada para la proyección, se procedió nuevamente a estimar el Vector de Corrección de Error (VEC), cuya especificación y proyección resultante se muestran a continuación:

Cuadro N° 7
Proyección del Consumo Energético y del PIB considerando objetivos de política
2008-2027

AÑO	LOG CONS. ENERGÉTICO PERCÁPITA	CONSUMO ENERGÉTICO PERCÁPITA (BEP por persona)	CONSUMO ENERGÉTICO (KBEP)	TASA DE CREC. CONS. ENER. %	LOG. PIBPER CÁPITA	PIBPER CÁPITA (Bs. de 1990 por persona)	PIB (miles de Bs. de 1990)	TASA DE CREC. PIB %
2008	1.100	3.005	30,138.9	6.1%	8.011	3,015.115	30,235,571.15	6.0%
2009	1.131	3.099	31,695.8	5.2%	8.041	3,105.746	31,762,467.49	5.1%
2010	1.162	3.197	33,333.0	5.2%	8.071	3,200.314	33,366,472.10	5.1%
2011	1.194	3.300	35,054.8	5.2%	8.101	3,299.273	35,051,478.94	5.1%
2012	1.225	3.404	36,844.2	5.1%	8.125	3,379.118	36,572,193.83	4.3%
2013	1.254	3.506	38,631.0	4.8%	8.148	3,454.873	38,072,701.33	4.1%
2014	1.283	3.608	40,467.3	4.8%	8.170	3,531.892	39,613,701.32	4.0%
2015	1.312	3.714	42,376.5	4.7%	8.192	3,611.498	41,210,806.82	4.0%
2016	1.341	3.823	44,352.5	4.7%	8.214	3,693.781	42,853,036.31	4.0%
2017	1.370	3.936	46,414.4	4.6%	8.237	3,778.578	44,556,234.84	4.0%
2018	1.399	4.053	48,564.0	4.6%	8.260	3,865.719	46,319,819.49	4.0%
2019	1.429	4.174	50,803.1	4.6%	8.283	3,955.115	48,144,034.92	3.9%
2020	1.458	4.298	53,134.1	4.6%	8.306	4,046.724	50,029,651.62	3.9%
2021	1.487	4.426	55,492.6	4.4%	8.329	4,140.534	51,914,841.11	3.8%
2022	1.517	4.558	57,945.1	4.4%	8.352	4,236.565	53,861,141.25	3.7%
2023	1.546	4.694	60,494.9	4.4%	8.374	4,334.849	55,870,131.70	3.7%
2024	1.576	4.834	63,145.4	4.4%	8.397	4,435.426	57,943,521.41	3.7%
2025	1.605	4.978	65,900.2	4.4%	8.420	4,538.351	60,083,228.34	3.7%
2026	1.634	5.126	68,763.3	4.3%	8.443	4,643.664	62,291,038.33	3.7%
2027	1.664	5.279	71,738.6	4.3%	8.466	4,751.426	64,569,024.45	3.7%
PROMEDIO 2008 - 2027				4.7%	PROMEDIO 2008 - 2027			4.2%

Gráfico N° 9
Proyección de Consumo Energético y del PIB
considerando objetivos de política



Las tasas de crecimiento proyectadas para las variables relevantes bajo estos criterios, se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8
Tasas de crecimiento históricas y proyectadas
con objetivos de política

TASAS DE CRECIMIENTO			
PERIODO	CONSUMO ENERGÉTICO	PIB	TC CE/TCPIB
PROMEDIO 1980 - 2007	2.7%	2.4%	1.15
PROMEDIO 1980 - 1989	0.4%	-0.3%	-1.31
PROMEDIO 1990 - 1999 *	4.2%	4.0%	1.06
PROMEDIO 2000 - 2007 **	3.4%	3.4%	1.00
PROMEDIO 2008 - 2027	4.7%	4.2%	1.14

* El año 1999 se registró una tasa de crecimiento negativa en el consumo de energía. Excluyendo dicho año, el promedio de tasas de crecimiento del consumo energético en el periodo 1990-1999 es de 4,8% y del PIB de 4,4%.

** Los años 2000 y 2001 el consumo energético registró disminuciones del -5,6% y -1,2%. Si calculamos el promedio de tasas de crecimiento para el periodo 2000-2007, excluyendo dichos años, el consumo energético y el PIB crecieron a tasas del 5,7% y 3,9%, respectivamente.

El incremento promedio en el consumo energético para el periodo 2008-2027 sería de 4,7% que, en comparación, a una tasa de crecimiento promedio del PIB de 4,2%, mostraría que la elasticidad ingreso de la demanda energética sería de 1,14 para el periodo pronosticado, es decir que para producir una unidad de producto se requerirían en promedio 1,14 unidades de energía.

3.6 LIMITACIONES

Con la finalidad de contar con una serie de consumo energético de fuente primaria, se ha construido una base de datos por energético en función a las fuentes de información, como se mencionó en el acápite correspondiente. En el caso de la biomasa, la información disponible proviene de dos fuentes: el Proyecto ESMAP del Banco Mundial para el periodo 1990-1999 y el Balance Energético elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía para el periodo 2000-2007, ambos basados en determinadas metodologías de estimación. La serie de biomasa para el periodo 1980-1990 fue estimada en función a la tasa de crecimiento promedio de los datos disponibles en el periodo 1990-2007. Sin embargo, dado que la biomasa representó en 1990 aproximadamente el 30% y actualmente representa el 20% del consumo energético total, es necesario contar con información de la mayor exactitud posible para la serie histórica completa.

A pesar de lo anteriormente mencionado, los datos históricos empleados de biomasa muestran una consistencia a lo largo del periodo 1980-2007. A principios de la década de los ochenta, el consumo de biomasa representaba el 37% sobre el consumo energético total, disminuyendo dicha participación al 18% en el año 2007. Esta tendencia refleja la disminución en el consumo, fundamentalmente de leña para uso residencial en áreas rurales, lo cual estaría ligado a la expansión de la cobertura de la energía eléctrica y de GLP.

4. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

4.1 Metodología para el desarrollo de escenarios

Una vez determinada la Demanda Energética para el período 2008 – 2027, se ha definido diferentes **Escenarios de Desarrollo Energético** a través de los cuales se llegue a cubrir dicha demanda. Cada uno de los escenarios de desarrollo energético presenta, para cada uno de los sectores de consumo, y para la economía en su conjunto, una combinación diferente del uso de los energéticos con los que se cuenta.

Se construyeron cuatro escenarios energéticos tomando en cuenta las metas establecidas por el Gobierno y la base de recursos energéticos de Bolivia. Para el desarrollo de estos escenarios se toma como referencia la situación dentro de cada uno de los sectores al año 2007.

Más adelante se realiza la evaluación y comparación de los cuatro escenarios de desarrollo alternativos. Las conclusiones obtenidas en base a dicha comparación fueron utilizadas en la construcción de un Escenario Base que constituye el Plan de Desarrollo Energético 2008 - 2027.

4.2 Situación Actual por Sectores

La situación del sector energético se ha establecido en base a los datos de la demanda de electricidad publicados en el Anuario de Electricidad 2007 y brindados por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para el 2008; la Demanda de Gas Natural y Combustibles Líquidos establecida por la Superintendencia de Hidrocarburos y la demanda de biomasa establecida en el Balance Energético Nacional al 2007.

Sector transporte: El número de vehículos en Bolivia en la gestión 2007 fue de aproximadamente 700.000 unidades, de las cuales, 602.000 estuvieron clasificados como privados y 89.000 como públicos. De estos, los jeeps y vagonetas representaron aproximadamente el 39%, los automóviles el 25% y los buses el 9%. La conversión de vehículos a GNV y el costo que implicaría para los usuarios, son aspectos a considerarse dentro de la política a llevarse adelante en el país para incrementar el uso de este energético en el parque automotor.

Dado el diferencial de precio respecto al gas natural y el bajo costo de la conversión (aproximadamente \$US 600 en promedio), se registró un número significativo de conversiones, particularmente en el Departamento de Cochabamba y Santa Cruz. En el caso del Departamento de La Paz, la disminución del desempeño de los vehículos a GNV debido a la altura y la falta de estaciones de servicio para este combustible, han dado lugar a una tasa de conversión mucho menor.

La conversión del uso de Diesel Oil a GNV en vehículos de transporte sigue siendo muy limitada, por lo que se espera que la conversión será, en un inicio, mayormente de gasolina a GNV. El uso de Diesel Oil es común en vehículos grandes (minibuses, microbuses, ómnibuses, camiones) y en el sector agrícola. Asimismo, existe un uso reducido pero no cuantificado de vehículos que utilizan GLP, no existe información oficial al respecto al encontrarse prohibido el uso de este combustible en el sector transporte.

Al año 2007, el sector transporte consume los siguientes energéticos, en las proporciones señaladas:

Cuadro Nº 9
Consumo de energía por energético
Sector Transporte – 2007

ENERGÉTICO	PORCENTAJE
Diesel Oil	43,9%
Gasolinas	34,7%
Gas Natural (GNV)	13,6%
Jet Fuel	7,8%

Sector residencial: El GLP, la biomasa y la electricidad son los principales combustibles utilizados en el sector residencial. El costo y la accesibilidad son los principales factores al momento de la elección de combustibles, la población rural prefiere la biomasa por su bajo costo y fácil accesibilidad. Dentro de las estrategias establecidas por el gobierno se encuentra el incrementar de manera considerable el uso del gas natural en el sector, aumentar el uso de electricidad y reducir el consumo de GLP y biomasa. Inicialmente, el GLP reemplazará a la biomasa y en algún momento el gas y la electricidad reemplazarán al GLP y a la biomasa.

La participación de los diferentes energéticos en este sector, al año 2007, se muestra en el siguiente cuadro (dentro de la demanda de GLP se considera solamente las garrafas de 10 Kg).

Cuadro Nº 10
Consumo de energía por energético
Sector Residencial – 2007

ENERGÉTICO	PORCENTAJE
GLP	49,0%
Biomasa	27,0%
Electricidad	20,3%
Gas Natural	2,8%
Otros	0,9%

Sector industrial: La industria manufacturera representa el 19% del PIB de Bolivia y la construcción el 4%. Las principales industrias incluyen cemento, alimentos, bebidas, tabaco, textiles y minería. Se espera que el hierro se convierta en un gran componente en el futuro. La energía representa en muchos casos aproximadamente el 30% del costo de producción, por lo cual el costo de la energía es un factor importante en la elección de combustibles.

La participación de los diferentes energéticos dentro de este sector, al año 2007, se muestra en el siguiente cuadro, en el cual se puede apreciar que el gas natural es el combustible de mayor elección:

Cuadro Nº 11
Consumo de energía por energético
Sector Industrial – 2007

ENERGÉTICO	PORCENTAJE
Biomasa	43,6%
Gas Natural	39,7%
Electricidad	11,1%
Otros (GLP, Kerosén y DO)	5,6%

Sector Eléctrico: La energía eléctrica generada proviene de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas (gas natural y diesel oil) y plantas en base a otros energéticos (biomasa).

Existe la política de incentivar el uso de energías renovables en la generación eléctrica (hidroelectricidad) y la incorporación de fuentes alternativas como la geotérmica y eólica.

Cuadro Nº 12
Participación de los diferentes energéticos en la
Generación Eléctrica - 2007

ENERGÉTICO	PORCENTAJE
Hidroenergía	39%
Gas Natural/Diesel	59% (Gas Natural 55%, Diesel Oil 4%)
Otros (biomasa)	2%

Sector Comercial: La participación de los diferentes energéticos dentro de este sector al año 2007, se muestra en el siguiente cuadro. Dentro la demanda de GLP, se toma en cuenta únicamente el uso de las garrafas de 45Kg.

Existe la política de incrementar el uso de gas natural en este sector mediante la ampliación del tendido de redes secundarias, principalmente en áreas urbanas.

Cuadro Nº 13
Consumo de energía por energético
Sector Comercial – 2007

ENERGÉTICO	PORCENTAJE
Electricidad	78,6%
Gas Natural	15,7%
GLP	5,7%

Sector Agricultura y Minería: La participación de los diferentes energéticos dentro de este sector al año 2007, se muestra en el siguiente cuadro. El Diesel Oil mayormente se utiliza en generación de electricidad y en el uso de maquinaria agrícola.

Cuadro Nº 14
Consumo de energía por energético
Sector Agricultura y Minería – 2007

ENERGÉTICO	PORCENTAJE
Diesel Oil	85,9%
Electricidad	14,1%

4.3 Descripción de Escenarios de Desarrollo Energético

Se consideran cuatro escenarios:

Escenario 1: Escenario de referencia

Este escenario supone que las tendencias históricas recientes de consumo y producción de energía continúan en el futuro, a excepción del gas natural, para el cual se proyecta una mayor cobertura en el sector residencial, del actual 3,83% a un 20% en 2027, alcanzando una mayor participación (9%) en el mix de combustibles para este sector de consumo, en detrimento del GLP y la biomasa. Este escenario daría lugar a un patrón de consumo de energía similar al del patrón actual con un incremento modesto en consumo de gas por parte del sector residencial.

Escenario 2: Mayor producción y consumo de gas

De conformidad con el objetivo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo de cambiar la matriz energética, este escenario supone un incremento considerable en el consumo de gas hasta el año 2027. El escenario daría lugar a mayor consumo de gas en todos los sectores, la reducción del consumo de GLP haciendo posible su exportación, la reducción de importaciones de diesel, la disminución de niveles de SOx y la reducción del uso de biomasa además de permitir la exportación de petróleo y de electricidad si se dan las condiciones.

Escenario 3: Diversificación del uso de energéticos, utilizando energías renovables y no convencionales

Este escenario incluye un uso diversificado de los recursos energéticos con un mayor nivel de energía renovable (hidroeléctrica) y energía no convencional (eólica, geotérmica, solar) con los beneficios al medio ambiente que esto significa. La participación del gas en la matriz energética es menor que en el Escenario 2 pero más alto que en el Escenario 1. Este escenario daría lugar a mayor producción hidroeléctrica, mayor consumo de gas y de electricidad en Bolivia, la reducción del uso de GLP haciendo posible su exportación, la reducción de importaciones de diesel, la continuación del uso de biomasa, aunque en menor grado en el sector industrial rural, y permitiría la exportación de petróleo, de gas y de electricidad. Este escenario permitiría reducir niveles de SOx y de CO₂, pero tendría mayores impactos socio-ambientales por el desarrollo de plantas hidroeléctricas, que afectan al ecosistema, principalmente.

Escenario 4: Incremento de exportaciones de gas y petróleo

El desarrollo de este escenario implica un incremento en las exportaciones de gas y de petróleo, para lo cual, la producción de hidroelectricidad, el consumo de electricidad y el consumo de biomasa aumentarían, liberando gas y petróleo para la exportación. En este escenario habría una menor utilización de gas y de electricidad en el mercado nacional en comparación con los Escenarios 2 y 3, pero implicaría mayores exportaciones de estos energéticos. Los ingresos por exportaciones podrían fortalecer la balanza comercial y la balanza de pagos e incrementar el nivel de las reservas.

4.4 Ventajas y desventajas de los principales energéticos utilizados en los Escenarios de Desarrollo Energético

- Gas Natural

El uso del gas natural tiene muchos beneficios: tiene menor impacto sobre el medioambiente (a pesar de que sí produce CO₂ y NOx) y es menos costoso que otros energéticos. Es más eficiente en la generación de energía eléctrica en comparación con otras opciones termoeléctricas. El uso de gas para la generación de electricidad y en otras industrias nacionales también ayudaría a reducir las importaciones de diesel y a liberar derivados de petróleo para el mercado de exportación, logrando mejores precios para estos productos. El sustituir el GLP por gas natural liberaría volúmenes del primero para el mercado de exportación y el sustituir la leña por el gas tendría también beneficios de salud en el largo plazo.

- Biomasa y Energías Alternativas

La biomasa (incluyendo la leña, los desperdicios madereros / vegetales / animales) constituye una fuente importante de energía en el sector rural boliviano. La biomasa es utilizada para cocinar en el sector residencial, para la generación de electricidad y en industrias que producen ladrillos, yeso, alfarería, arroz, etc. Sin embargo, el uso de la biomasa está caracterizado por una baja eficiencia, el uso de tecnologías obsoletas, daño a la salud y la amenaza de deforestación.

La biomasa ofrece el beneficio de proveer combustible a industrias rurales y para la generación de electricidad en regiones en las que no hay infraestructura convencional de electricidad. También proporciona empleo rural y un reducido impacto sobre el medioambiente, siempre y cuando después exista reforestación en las áreas de donde se obtiene.

Existe la necesidad de reducir la baja eficiencia del uso de la biomasa en los sectores industrial y residencial, y tener en cuenta los factores de salud en el sector residencial que son en parte causados por el uso ineficiente de cocinas.

El uso de la biomasa en el sector residencial debería ser sustituido por GLP en el corto y mediano plazo y por gas natural en el largo plazo. Se debe identificar las limitaciones para que los hogares cambien el uso de biomasa por GLP a objeto de tomar las políticas y medidas adecuadas.

Además de la biomasa, otras fuentes alternativas de energía como la solar, eólica y geotérmica, una vez evaluada la factibilidad de su uso, podrían considerarse como una

opción dentro de los recursos energéticos disponibles,. En este sentido, estudios efectuados cuantifican el potencial de aprovechamiento de estos recursos; sin embargo para poder considerar estos recursos dentro de la planificación energética del país, es necesario actualizar y profundizar dichos estudios. Acorde con tendencias internacionales, Bolivia podría establecer algunas metas para fuentes no convencionales de energía principalmente en aquellas regiones de difícil acceso para el gas natural, GLP o líneas de transmisión eléctrica.

- Electricidad e Hidroelectricidad

La electricidad es muy importante en los sectores residencial y comercial. La hidroelectricidad ofrece una opción con menos efectos negativos al medioambiente en relación a la emisión de CO₂ y NO_x y con bajos costos de operación, pero que podría generar efectos socioambientales por su impacto sobre el ecosistema de los ríos. Mediante la construcción de represas, la electricidad puede ser regulada para picos de uso y podría ofrecer otros beneficios además de la energía. Los costos de capital tienden a ser elevados, y el tiempo de construcción es generalmente más largo que para plantas térmicas. Los proyectos de hidroelectricidad deben ser estudiados en detalle antes de considerar su implementación.

Las plantas de ciclo combinado alimentadas por gas son también una buena opción por su mayor eficiencia en comparación con plantas térmicas convencionales.

A continuación se presenta la estructura de los 4 escenarios para el año 2027:

Cuadro Nº 15
Escenarios de Desarrollo Energético al 2027

		SITUACIÓN ACTUAL	2027			
			ESCENARIO 1 REFERENCIA	ESCENARIO 2 MAYOR PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL	ESCENARIO 3 USO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES	ESCENARIO 4 ESCENARIO DE EXPORTACIONES
Mix de generación de electricidad	Hidro	39%	40%	30%	50%	55%
	Gas/diesel	59%	55%	65%	40%	35%
	Otros	2%	5%	5%	10%	10%
Mix de combustibles para la industria	Gas	40%	45%	80%	50%	40%
	Biomasa	44%	40%	9%	30%	40%
	Electricidad	11%	11%	8%	17%	17%
	Otros (GLP, Kerosen y DO)	6%	4%	3%	3%	3%
Mix de combustibles para uso residencial	Gas	3%	9%	50%	25%	20%
	GLP	49%	46%	30%	35%	29%
	Biomasa	27%	24%	4%	15%	20%
	Electricidad	20%	20%	15%	24%	30%
	Otros (Kerosene)	1%	1%	1%	1%	1%
Mix de combustibles para uso comercial	Gas	16%	16%	25%	20%	20%
	Electricidad	79%	79%	75%	80%	80%
	GLP	6%	5%	---	---	---
Mix de combustibles para la agricultura y la minería	Electricidad	14%	14%	24%	35%	35%
	Diesel Oil	86%	86%	76%	65%	65%
Mix de combustibles para el transporte	GNV	14%	15%	27%	20%	20%
	Gasolinas	35%	35%	30%	32%	32%
	Diesel oil	44%	43%	35%	40%	40%
	Jet Fuel	8%	8%	8%	8%	8%
GNV		11%	12%	35%	20%	20%
Cobertura GN		4%	20%	56%	40%	30%
Cobertura Electricidad		65%	65%	65%	70%	75%

NOTA:

Se supone que la fecha más temprana en la que las plantas hidroeléctricas podrían operar sería en el año 2020. Por lo tanto, la brecha oferta / demanda será principalmente llenada por el gas hasta el año 2020.

Se ha supuesto que el 70% del consumo del sector de transporte puede ser convertido a GNV. El 30% restante no podría convertirse técnicamente.

La cobertura de electricidad se incrementaría del actual 86,9% a 97 % en áreas urbanas y del 33% al 97% en áreas rurales. La distribución urbana/rural de la población es de 65/35.

5. INDICADORES E IMPACTOS

5.1 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE INDICADORES

Los escenarios descritos han sido evaluados mediante indicadores energéticos. Estos indicadores permitirán visualizar las características económicas, energéticas, sociales y ambientales de cada uno de los escenarios.

Si se considera que el desarrollo económico de un país está relacionado directamente a la accesibilidad permanente a energía segura y de bajo costo, se puede concluir que los cambios en el sector energético repercutirán en el ámbito social, económico y medio ambiental. Es por esta razón que los indicadores energéticos que se toman en cuenta para la evaluación de los escenarios se relacionan con aspectos sociales, económicos y medio ambientales.

Los indicadores utilizados son de dos tipos: Indicadores para evaluar energéticos e Indicadores para evaluar escenarios.

5.1.1 Indicadores para evaluar energéticos:

Al evaluar un energético se toman en cuenta, por un lado, características del energético que hacen a su eficiencia en cuanto a la generación de energía; y por otro lado características de los impactos que hacen a su uso. En este sentido, un energético favorable es aquel de mayor eficiencia para la generación de energía, cuyo costo no sea demasiado elevado y que su uso no ocasione daños a la salud ni al medio ambiente (emisiones a la atmósfera); asimismo, es más recomendable el uso de energéticos renovables cuyo uso sea sostenible en el tiempo y sea de mayor accesibilidad.

Con el objeto de evaluar a los diferentes energéticos de acuerdo a las características mencionadas se utilizan los siguientes indicadores:

- *Calidad Energética - eficiencia*
- *Costo de capital*
- *Cobertura*
- *Salud y seguridad*
- *Renovación – Sostenibilidad*
- *Emisiones de CO₂, SO_x*

5.1.2 Indicadores para evaluar escenarios:

La evaluación de un escenario energético consiste en ponderar las ventajas y desventajas que el desarrollo de dicho escenario involucra. En este sentido, se ha elegido una serie de indicadores que permiten visualizar las características deseables dentro de un escenario, entendiéndose como características deseables aquellas que permiten una mayor accesibilidad a la energía, mayor eficiencia energética, menores costos, mayor independencia energética y sostenibilidad del uso de la energía en el tiempo y menores impactos negativos al medio ambiente y la salud.

Dentro de este marco, los indicadores que se utilizan para la evaluación de los escenarios energéticos son:

- *Eficiencia en la producción de energía*
- *Costo de capital*
- *Acceso a la energía*
- *Intensidad energética*
- *Porcentaje de energía renovable en la energía total*
- *Porcentaje de la importación sobre la demanda de energía total*
- *Emisiones de CO₂, SO_x*
- *Impactos para la salud*

5.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE ENERGÉTICOS Y ESCENARIOS - IMPACTOS

Para el análisis comparativo se aplicaron los indicadores anteriormente citados a los diferentes energéticos y escenarios, a objeto de medir su impacto, estableciendo, para este efecto, una escala de puntuación del 1 al 4 con la siguiente ponderación:

- 4 - muy favorable
- 3 - medianamente favorable
- 2 - poco favorable
- 1 - no favorable

Para el caso de los escenarios, además de realizar un análisis comparativo en base a indicadores, se realizó un análisis comparativo cuantitativo en el que se calcula los impactos sobre el consumo, la producción, costos totales de suministro y las emisiones de carbono de cada escenario durante el período considerado.

5.2.1 Análisis comparativo de energéticos - impactos

5.2.1.1 Eficiencia

La preferencia de los diferentes combustibles depende de la eficiencia, precio, la disponibilidad y el fin para el cual el combustible es consumido. Así por ejemplo, en el sector residencial, el orden de preferencia para el consumo de energéticos es : estiércol > paja > leña > carbón > kerosén > GLP > gas natural > electricidad.

La eficiencia de las calderas utilizadas en la industria van del 72% al 80% para fuel oil pesado / liviano, del 70% al 75% para gas y del 60% al 70% para leña. El petróleo y sus derivados son el combustible preferido debido a que la relación existente entre el hidrógeno y el carbono es menor en comparación con el gas natural y el carbón.

La eficiencia típica para las plantas de electricidad son:

Cuadro N° 16
Eficiencias para Plantas de Electricidad

Tipo de planta	Combustible	Eficiencia (%)
Motores a combustión interna	diesel	30
Turbinas a gas	diesel	40
Turbinas a gas	gas natural	45
Turbinas a vapor	fuel oil	45
Turbinas a vapor	diesel	40
Ciclo combinado	gas natural	55
Hidroeléctrica		80
Leña	madera	25
Geotérmica		10
Viento / solar		10

Fuente: OLADE

El combustible de preferencia para la generación termoeléctrica es claramente el gas natural utilizando tecnología de ciclo combinado. A continuación se presentan la eficiencia de los combustibles en el sector eléctrico para el año 2007, tal como fueron calculadas en el Balance Energético Nacional. Como se observa, la generación hidroeléctrica tiene mayor eficiencia, seguida por la térmica (que es mayormente gas). La biomasa tiene la menor eficiencia.

Cuadro N° 17
Eficiencia de combustibles para la generación de electricidad en Bolivia, 2007

Fuente	Insumo (Kbep)	Producto (Kbep)	Eficiencia (%)
Hidroeléctrica	1.796	1.437	80 %
Gas (y diesel)	5.796	2.093	36 %
Biomasa	321	83	26 %

Para el caso del sector transporte, los combustibles alternativos empleados son la gasolina, el GNV para vehículos más livianos y el diesel generalmente para vehículos más pesados. La eficiencia energética del GNV es habitualmente igual a la de motores a gasolina, pero menor en comparación con motores a diesel modernos. Por otra parte, en los motores a diesel existe la posibilidad de añadir biocombustibles para lo cual no se requieren modificaciones al motor.

5.2.1.2 Emisiones

El uso del petróleo y de sus productos genera dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de nitrógeno (NOx) en varias cantidades. El gas natural requiere de mucho menos aire para la combustión debido a que contiene cantidades relativamente bajas de carbono y grandes cantidades de hidrógeno. La quema de gas natural es más limpia que la de petróleo y de carbón. La quema de gas natural produce menos gases efecto invernadero, que son considerados una de las principales causas del calentamiento global. En cantidades equivalentes, la quema de gas natural produce aproximadamente un 30% menos dióxido de carbono que la quema de petróleo y un 45% menos dióxido de carbono que la quema de carbón. Además de las emisiones de carbono, la quema del gas

crea emisiones de NOx, mientras que las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) y de partículas pueden ignorarse.

Las plantas de electricidad a biomasa emiten óxidos de nitrógeno y una pequeña cantidad de dióxido de azufre. Las cantidades emitidas dependen del tipo de biomasa que se quema y del tipo de generador que se emplea. A pesar de que la quema de la biomasa también produce dióxido de carbono, el principal gas de efecto invernadero, se la considera parte del ciclo natural de carbono de la tierra. Los vegetales toman dióxido de carbono del aire al crecer y luego la devuelven al aire cuando son quemados, sin generar un incremento neto.

A continuación se presenta el contenido de carbono de distintos combustibles:

Cuadro Nº 18
Contenido de Carbono para diferentes combustibles

Producto de energía	Contenido de carbono (toneladas de carbono / TJ)
Fuel oil	21,1
Diesel	20,2
Petróleo	20,0
Kerosén	19,5
Gasolina	18,9
GLP	17,2
Gas natural	15,3

Fuente: OLADE

La energía hidroeléctrica no contamina, tampoco emite calor ni gases nocivos. Sin embargo, existen impactos socioeconómicos. Las emisiones al aire de fuentes de energía solar, geotérmica y de viento pueden ser ignoradas porque no se queman combustibles.

Existen otros impactos potenciales, en cuanto al uso de los diferentes energéticos, que merecen ser considerados para un manejo adecuado de los recursos y sus impactos al medio ambiente y a la seguridad, entre ellos se pueden mencionar:

- Los impactos sobre la seguridad en el uso de gas natural, del GLP y del GNV en lo relacionado a explosiones por fugas de gas, así como la generación de monóxido de carbono en sistemas de calefacción a gas.
- Los impactos de desequilibrio en los ecosistemas acuáticos que rodean a instalaciones hidroeléctricas generalmente ubicadas lejos de los centros de carga.
- Los impactos sobre los niveles de la temperatura del agua en hábitats acuáticos, causados por la generación de electricidad alimentada por vapor que requiere de grandes cantidades de agua de enfriamiento.
- Los impactos causados por la generación de energía eólica que no solamente resulta poco atractiva visualmente, sino que puede generar contaminación acústica y puede causar daño a las aves.
- Los impactos de erosión y deforestación que puede causar el uso de biomasa.

- La generación de sustancias como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono que pueden surgir de los pozos geotérmicos además del vapor durante la generación de energía geotérmica.

5.2.1.3 Resumen y resultados del análisis de los energéticos en función a indicadores.

**Cuadro N° 19
Resultados del Análisis de los Energéticos**

ENERGÉTICO	INDICADOR						TOTAL
	Eficiencia	Mejor cobertura	Costo	Salud y Seguridad	Renovabilidad y Sostenibilidad	CO2 y SO2	
Gas Natural	4	4	4	3	1	3	19
Hidroelectricidad	4	4	3	4	4	4	23
Productos de petróleo	3	3	2	3	1	1	13
GLP	3	3	2	2	1	1	12
Biomasa	1	2	1	1	3	4	12
Solar, eólica, geotérmica	1	3	1	4	4	4	17

Escala de puntuación:

- 4 - muy favorable
- 3 - medianamente favorable
- 2 - poco favorable
- 1 - no favorable

De acuerdo a la evaluación de los diferentes energéticos, por medio de indicadores, se observa claramente que los energéticos con mayores ventajas son la hidroelectricidad y el gas natural principalmente respecto a la eficiencia de su uso, su alcance en cobertura y las ventajas sobre la salud y el medio ambiente.

La hidroelectricidad alcanza una eficiencia de hasta un 80% en su uso, no genera emisiones atmosféricas y es favorable para la salud. A pesar de que la instalación de plantas hidroeléctricas supone una fuerte inversión inicial, los costos de operación son menores respecto a las plantas termoeléctricas. El uso de este tipo de energético es sostenible en el tiempo y puede aumentarse la cobertura eléctrica mucho más rápido que con otro tipo de generación eléctrica en base a energías renovables.

El Gas Natural llega a ser muy favorable respecto a su eficiencia ya que permite una alta generación de energía respecto a la cantidad del gas utilizado además de ser un recurso con el que se cuenta en abundancia; asimismo, el costo de capital requerido para su obtención es menor que otros combustibles, razones por las cuales el gas natural resulta ser un combustible óptimo.

Respecto a salud y seguridad y emisiones de CO2, el gas natural es catalogado como un combustible limpio, su uso produce emisiones moderadas de CO2 y es un combustible seguro en comparación con los otros energéticos. La cobertura que se llegue a alcanzar con este energético depende de que se efectúen suficientes inversiones en infraestructura de distribución y que se cuente con los volúmenes de producción suficientes para llegar al mayor número de usuarios; sin embargo, se debe considerar que el gas natural es un

recurso no renovable y la sostenibilidad de su uso depende de las inversiones en exploración y desarrollo, por lo que es recomendable que la participación del gas natural en la matriz energética sea adecuadamente equilibrada con la participación de energéticos como los derivados del petróleo y la hidroelectricidad.

Los derivados del petróleo y el GLP, a pesar de ser calificados como convenientes en cuanto a su eficiencia energética, no resultan muy favorables en cuanto a salud y seguridad y emisiones de CO₂; asimismo, estos combustibles no resultan convenientes a la hora de cubrir lugares muy alejados donde la forma de distribución resulta ser muy ineficiente.

La biomasa y otras energías alternativas resultan ser favorables en cuanto a salud y seguridad para los usuarios y bajas emisiones de CO₂. Por otro lado, el costo que significa su uso y la poca cobertura que con ellos puede alcanzarse califican a estos energéticos como no favorables.

5.2.2 Análisis comparativo de escenarios - Impactos

5.2.2.1 Resultados del análisis de escenarios en función a indicadores.

Cuadro Nº 20
Resultados del Análisis de Escenarios

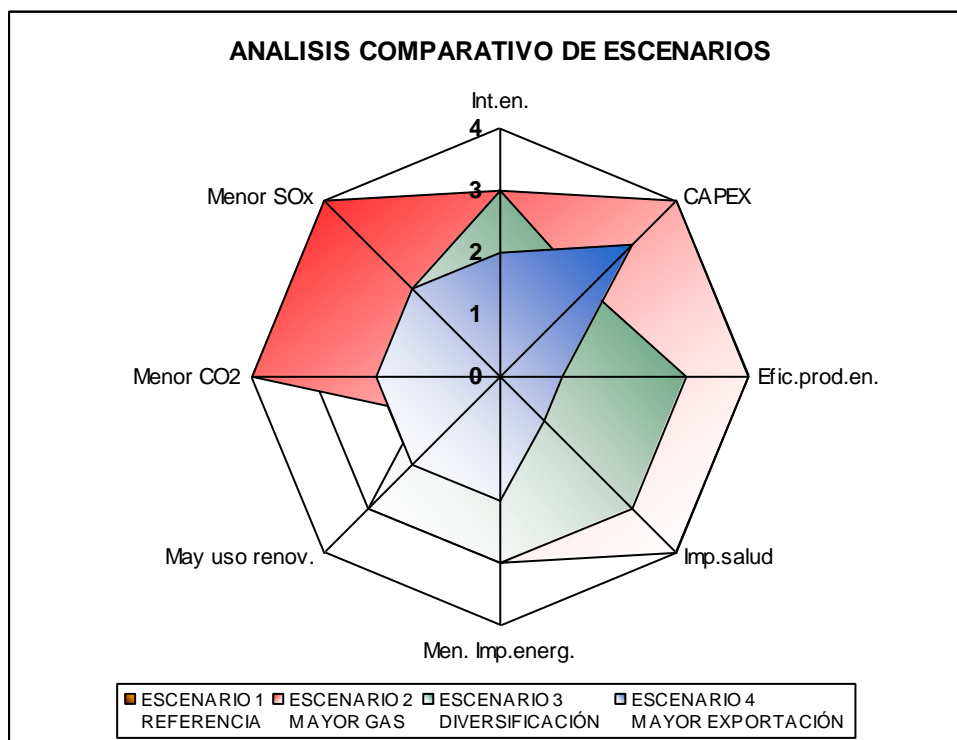
INDICADOR	ESCENARIO 1 REFERENCIA	ESCENARIO 2 MAYOR GAS	ESCENARIO 3 DIVERSIFICACIÓN	ESCENARIO 4 MAYOR EXPORTACIÓN
Intensidad energética	1	3	3	2
Costo de capital	1	4	2	3
Eficiencia en la producción de energía	2	4	3	1
Impactos sobre la salud	2	4	3	1
Menor Importación de energía	1	3	3	2
Mayor uso de renovables	1	1	3	2
Emisiones de CO ₂	3	4	1	2
Emisiones de SO _x	1	4	2	2
TOTAL	12	27	20	15

Escala de puntuación:

- 4 - muy favorable
- 3 - medianamente favorable
- 2 - poco favorable
- 1 - no favorable

En el siguiente gráfico se observa una comparación de los puntajes alcanzados por los cuatro escenarios respecto a cada uno de los indicadores.

Gráfico N° 10



De la evaluación realizada sobre los cuatro escenarios, se ha obtenido como resultado que los escenarios con mejores características en cuanto a los indicadores utilizados, son el Escenario 2 (Masificación del uso del Gas Natural) y el Escenario 3 (Diversificación).

Tanto el Escenario 2 como el Escenario 3 resultan favorables en cuanto a la eficiencia en la producción de energía debido a que el Escenario 2 contempla la masificación del uso de gas natural, un energético de elevada eficiencia y, el Escenario 3 un mayor uso de hidroelectricidad, una forma de energía bastante eficiente. Asimismo, ambos escenarios resultan ventajosos en cuanto a los bajos impactos sobre la salud y el medio ambiente debido a la sustitución de derivados de petróleo y GLP por gas natural, así como debido a la reducción del uso de biomasa que se daría con un poco más de intensidad en el Escenario 2 que en el 3, además por el mayor uso de hidroelectricidad que caracteriza a este último.

Ambos escenarios resultan favorables en cuanto a la cantidad de energía producida por unidad de PIB (intensidad energética). Asimismo, ambos escenarios, por las características de mayor uso de gas natural permiten reducir la importación de diesel oil.

En cuanto a un mayor uso de energías renovables, el Escenario 3 resulta el más ventajoso por su mayor uso de hidroenergía y energías no convencionales.

5.2.2.2 Análisis cuantitativo de los impactos (2008 – 2027)

A continuación se presentan las proyecciones de producción y consumo, además de las emisiones de carbono para los distintos escenarios durante el período considerado (2008 a 2027).

Cuadro N° 21
Impactos del Ciclo de Vida de los diferentes escenarios

	Escenario 1 Referencia	Escenario 2 Mayor prod. y cons. de gas natural	Escenario 3 Diversificación	Escenario 4 Mayor exportación
Consumo Final de gas - Mercado interno, (Kbep)	385.033	489.377	486.011	470.771
Consumo Final de electricidad, (Kbep)	94.359	74.731	120.219	131.923
Consumo Final de productos de petróleo, (Kbep)	354.016	295.896	331.882	331.882
Consumo Final de GLP, (Kbep)	89.727	58.517	68.270	56.567
Consumo Final de biomasa, (Kbep)	174.779	42.447	143.794	185.518
Producción Total de gas - Mercado Interno, (Kbep)	526.289	617.737	622.848	594.503
Producción Total de petróleo crudo - Mercado Interno, (Kbep)	506.940	419.222	470.926	467.735
Producción Total de biomasa, (Kbep)	180.194	43.762	148.249	191.266
Carbono, miles de toneladas	105.690	103.626	110.088	107.198
Producción de electricidad,(GWh)	182.545	144.578	232.555	255.205
- Producción hidroeléctrica, (GWh)	72.138	64.548	91.170	99.542
- Producción de electricidad con gas, (GWh)	96.436	72.801	118.130	130.143
- Producción de electricidad con otras fuentes, (GWh)	9.127	7.229	23.256	25.521

Para calcular la producción de los diferentes combustibles a lo largo del período 2008 – 2027, se aplicó la relación consumo/producción establecida dentro del Balance Energético 2007.

El mayor consumo de energía, dentro el Escenario 1, proviene del gas natural y en segundo lugar de los derivados de petróleo. En comparación con los demás escenarios, el Escenario 1 es el de menor producción y consumo de gas natural, es el de mayor producción y consumo de productos de petróleo y uno de los mayores respecto al consumo y producción de biomasa. Asimismo, este escenario es uno de los menores en producción y consumo de electricidad.

El mayor consumo de energía, dentro el Escenario 2, proviene del gas, y en segundo lugar de los derivados de petróleo. El consumo de GLP es bastante cercano al de Biomasa. En comparación con los demás escenarios, el Escenario 2 contempla la entrega máxima de gas a todos los sectores, lo cual hace que se reduzca el consumo de electricidad y a su vez, que se reduzca el gas consumido en la generación eléctrica.

El Escenario 2, en relación a los otros escenarios, tiene el mayor consumo de gas, el menor consumo de productos de petróleo, el menor consumo de biomasa y la menor cantidad de emisiones de carbono; sin embargo, también conlleva el menor consumo de electricidad y GLP. El incremento del consumo de Gas Natural en dicho escenario, respecto al Escenario 1, causaría una disminución significativa en el consumo de productos de petróleo, GLP y Biomasa (casi a la cuarta parte).

Dentro del Escenario 3, el mayor consumo es de Gas Natural y en segundo lugar de derivados de petróleo, asimismo, en cuanto a la Producción, la mayor parte proviene del Gas Natural y en segundo lugar del Crudo. Debido a que es un escenario de diversificación en el uso de recursos energéticos, el Escenario 3 resulta ser el segundo escenario con mayor consumo y producción de electricidad y de hidroelectricidad, tiene la mayor producción y consumo de gas natural después del Escenario 2 y es el segundo escenario con mayor producción y consumo de derivados de petróleo después del Escenario 1

Asimismo, en el Escenario 3, el consumo de GLP es muy similar al del Escenario 2, pero menor al Escenario de Referencia y el consumo y producción de biomasa es bastante elevada aunque no supera a las cantidades del Escenario de Referencia y del Escenario de Exportación.

La elevada producción de gas natural en el Escenario 3 es destinada, en gran parte, a la generación de electricidad, haciendo de este escenario uno de los mayores en consumo de electricidad.

Dentro el Escenario 4, el mayor consumo es de Gas Natural y en segundo lugar de derivados de petróleo; asimismo, la mayor producción es de Gas Natural y Crudo. Este escenario que prioriza la exportación de gas natural y productos de petróleo tiene el mayor nivel de producción y consumo de electricidad y biomasa en relación a los demás escenarios. Asimismo, este escenario presenta un consumo y producción de derivados de petróleo prácticamente igual al del Escenario 3 y un consumo de GLP muy similar al del Escenario 2. Comparado con el Escenario de Referencia, muestra un incremento moderado de la demanda de Gas Natural, este incremento ocasiona una disminución moderada de la demanda de derivados de petróleo y GLP. Asimismo, en este escenario se observa un incremento moderado de consumo de electricidad y biomasa respecto al Escenario de Referencia.

5.3 RESULTADO FINAL DEL ANÁLISIS COMPARATIVO

De acuerdo a los resultados del análisis a través de indicadores, se observa que el escenario mejor calificado es el Escenario 2, sin embargo, se advierte que, en los Escenarios 3 y 4, existen aspectos bastante ventajosos, como la mayor cobertura de electricidad y el mayor uso de renovables, que deberán ser considerados al momento de estructurar un Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo.

Asimismo, en la comparación de los impactos de los escenarios en el período considerado, se observa la diferencia entre un escenario y otro respecto a la cantidad de producción y consumo de ciertos energéticos específicamente, es así que se puede observar que en los escenarios 2, 3 y 4 existe una mayor producción y consumo de gas natural, lo que estaría de acuerdo a las políticas de masificación del gas natural; el consumo de productos de petróleo y GLP, respecto al Escenario de Referencia, se reduce en estos tres escenarios, existiendo una mayor reducción de los derivados de petróleo en el escenario 2 y una mayor reducción del consumo de GLP en el Escenario 4, mostrando de esta manera que los tres escenarios se encuentran en el marco de las políticas establecidas por el gobierno en este aspecto.

El consumo y producción de electricidad es mayor en los escenarios 3 y 4 y la cobertura eléctrica de acuerdo al análisis de indicadores es mejor en estos escenarios que en el

escenario 2; en este aspecto, los escenarios 3 y 4 serían los más favorables de acuerdo a los planes de expansión eléctrica planteados por el gobierno. Asimismo, el uso de energía hidroeléctrica se incrementa en los escenarios 3 y 4, lo que iría en concordancia con los planes del sector eléctrico, sin embargo, el uso de energía termoeléctrica también sufre un incremento importante en los mismos escenarios, lo cual estaría en contradicción con lo establecido por la política del sector. El único escenario que muestra una disminución del uso de gas natural en generación eléctrica es el escenario 2.

Por otro lado, el uso de biomasa es mayor en el Escenario 4 respecto al Escenario de Referencia, aspecto que no está de acuerdo con los lineamientos de política establecidos por el gobierno nacional respecto a disminuir el uso de biomasa, por lo que el Escenario 4 no resulta favorable en relación a este energético.

Las emisiones de carbono a la atmósfera son bastante similares en los tres escenarios, siendo el Escenario 2 el único en el que se logra una disminución poco importante respecto al Escenario de Referencia.

Asimismo, de acuerdo al análisis mediante indicadores, el escenario 2 resulta el más favorable en cuanto a menor generación de gases a la atmósfera y efectos sobre la salud y seguridad de los usuarios.

En cuanto a la reducción de importaciones, política planteada por el gobierno, los escenarios más favorables son el 2 y 3 debido a que permitirían disminuir la importación de Diesel Oil gracias a la sustitución de este combustible por gas natural, energético que en ambos escenarios tendría una elevada producción y consumo.

Como se puede observar, cada uno de los escenarios presenta características que se encuentran acorde a las políticas planteadas y otras que por el contrario no favorecerían al desarrollo de las mismas; en este sentido, se ha visto por conveniente estructurar un *Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo* que contenga las mejores características de los 3 escenarios analizados, y, que, a su vez, estas características se establezcan en el marco de los lineamientos de política antes descritos.

Las características del escenario 1 no han sido tomadas en cuenta debido a que se trata únicamente de un escenario de referencia con el que los otros tres han sido comparados.

6. ESCENARIO DE DESARROLLO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO

El Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo ha sido trabajado en función a los resultados obtenidos del análisis de escenarios alternativos. De acuerdo a los resultados de dicho análisis el Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo contempla las mejores características de los 3 escenarios analizados.

Asimismo, el Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo, en el marco de los objetivos de política establecidos, toma en cuenta las metas de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) y de los Planes de Desarrollo de Energía Eléctrica, entre las que se encuentran:

- Alcanzar una producción de gas natural de 103,7 MMpcd y una producción de líquidos de 113.724 barriles por día al 2017.

- Masificar el uso del Gas Natural a través de la ampliación del número de instalaciones de gas domiciliario para alcanzar el 2027 una cobertura total del 78% de la población, 70% en el área urbana y 40% en el área rural. Asimismo, alcanzar el 35% de conversión del parque automotor a GNV al 2017.
- Incrementar la potencia instalada, para el Sistema Integrado Nacional (SIN), del actual 1110 MW a 2250 MW aproximadamente, al margen de los otros proyectos hidroeléctricos orientados a la exportación. Esta adición de capacidad, junto con el SA, permitiría incrementar la cobertura hasta cubrir el 97% de la población el 2027, así como contar con capacidad de generación suficiente para exportar energía eléctrica a países vecinos que demandan este tipo de energía.

Dentro de este marco, las características del Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo son las siguientes:

Cuadro Nº 22

CARACTERÍSTICAS DEL ESCENARIO DE DESARROLLO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO	
Mayor producción y consumo interno de gas natural	Sustitución del uso de GLP, derivados de petróleo y biomasa principalmente en el sector residencial y de transporte.
Reducción del consumo interno de GLP y de algunos derivados de petróleo	Reducción del consumo interno de GLP y de algunos derivados de petróleo en el sector residencial y de algunos derivados de petróleo en el sector transporte.
Exportación de GLP y combustibles derivados de petróleo	Sustitución de GLP y combustibles derivados de petróleo por el gas natural, liberándose volúmenes para la exportación.
Reducción de importación de Diesel Oil	Sustitución de cierto porcentaje de Diesel Oil por gas natural y ampliación y construcción de refinerías para aumentar su producción.
Mayor uso de energía renovable en la generación de electricidad	Incremento en generación a través de plantas hidroeléctricas y geotérmicas.
Mayor uso de energía eléctrica	Incremento de la generación hidroeléctrica y mayor cobertura.
Reducción del uso de biomasa	Sustitución de la biomasa por gas natural.
Exportación de electricidad	Incremento de generación hidroeléctrica.
Reducción de niveles de emisión de CO2 y SOx	Incremento del uso de gas natural y la hidroelectricidad, consideradas energías más limpias.

6.1 Metas para corto, mediano y largo plazo

Considerando las características que contemplará el Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo, se ha calculado las metas para el corto plazo (2012), mediano plazo (2017) y largo plazo (2027) de dicho escenario, que a continuación se resumen.

Cuadro Nº 23
Metas para corto, mediano y largo plazo

% de participación de energéticos por sector					
	ENERGÉTICO	SITUACIÓN 2007	Metas para el 2012	Metas para el 2017	Metas para el 2027
Mezcla para la generación de electricidad	Hidro	39,0%	27,5%	22,2%	50,2%
	Gas/diesel	59,0%	71,4%	69,2%	44,8%
	Otros	2,0%	1,1%	8,6%	5,0%
Mezcla de energéticos para la industria	Gas	39,7%	44,2%	50,5%	63,7%
	Biomasa	43,6%	39,8%	34,6%	21,1%
	Electricidad	11,1%	11,7%	12,1%	13,2%
	Otros (GLP + Kerosen+Diesel Oil)	5,6%	5,5%	5,0%	4,0%
Mezcla de energéticos para uso residencial	Gas	2,8%	16,5%	24,0%	32,0%
	GLP	49,0%	39,9%	33,2%	25,2%
	Biomasa	27,0%	20,0%	18,0%	15,0%
	Electricidad	20,3%	22,7%	23,9%	26,9%
	Otros (Kerosen)	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
Mezcla de energéticos para uso comercial	Gas	15,7%	17,0%	22,0%	30,0%
	GLP	5,7%	5,0%	4,0%	2,0%
	Electricidad	78,6%	78,0%	74,0%	68,0%
Mezcla de energéticos para la agricultura y la minería	Electricidad	14,1%	15,0%	20,0%	25,0%
	Diesel Oil	85,9%	85,0%	80,0%	75,0%
Mezcla de combustibles para el transporte	GNV	13,6%	19,3%	26,0%	48,6%
	Gasolinas	34,7%	32,6%	30,0%	27,0%
	Diesel oil	43,9%	40,3%	35,0%	16,6%
	Jet Fuel	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%
% de cobertura del parque automotor/población					
GNV		11%	21%	26%	35%
Cobertura GN		4%	26%	44%	78%
Cobertura Electricidad		65%	85%	92%	97%

6.2 Impactos a Corto, Mediano y Largo Plazo

Para cuantificar los impactos a corto, mediano y largo plazo dentro del Escenario de Desarrollo Energético, se ha elaborado un modelo de cálculo que permite determinar la evolución de la Producción de los diferentes energéticos, Consumo Final Total de Energía, las emisiones de gases a la atmósfera y el Costo del suministro de la energía a lo largo del período 2008 – 2027.

6.2.1 Metodología y Modelo para la determinación de impactos

Se ha elaborado un modelo de cálculo basado en el pronóstico de Consumo Final de Energía detallado en la Sección 3. Se ha adoptado de manera directa el pronóstico de Consumo Final de gas natural total y por sectores implícito en el Escenario Alto de Demanda de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos y el pronóstico de electricidad proyectado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con excepción del sector comercial, para el cual la demanda total de energía se ha asignado al gas y a la electricidad, con una parte más pequeña para la biomasa.

La demanda restante, es decir, la demanda total menos la demanda de gas natural y de electricidad en cada sector ha sido asignada a biomasa, diesel, GLP, kerosén y gasolina acorde con las metas deseadas.

El pronóstico de Consumo Final de Energía se ha dividido por sectores, de conformidad con la participación histórica de cada sector en el total de este consumo, con la excepción de los sectores comercial y agrícola. La demanda de energía para los sectores comercial y agrícola ha sido estimada en base a la participación histórica de estos sectores en la demanda total de energía.

A objeto de proyectar la producción de los energéticos, se ha utilizado la relación producción / consumo determinada en el Balance Energético. Para la electricidad, se adoptan directamente las cifras de generación bruta.

De esta manera, se estima el consumo y la producción para el mercado interno de cada fuente de energía, las emisiones de carbono y los costos más relevantes para el período 2008 a 2027.

Los costos de capital y operativos asumidos para las distintas fuentes energéticas se basan en información del Viceministerio de Desarrollo Energético y del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, además de información extraída de la Agencia Internacional de Energía. Esta información se resume como sigue:

Gas natural	
Costo estimado para incrementar la producción de los campos de gas existentes	\$US 0,50 / MPC
Costo estimado de transporte en el mercado interno	\$US 0,40 / MPC
Costo estimado total de incrementar la oferta de gas	\$US 0,90 / MPC

Petróleo crudo	
Costo estimado para incrementar la producción de los campos de petróleo existentes	\$US 60,00 / Bbl
Costo estimado de transporte en el mercado interno	\$US 2,50 / Bbl
Costo estimado de incrementar la oferta de petróleo	\$US 62,50 / Bbl

Electricidad	
Costo anual de generación Térmica	\$US 0,045 / kWh
Costo anual de generación Hidroeléctrica	\$US 0,07 / kWh
Costo anual de generación con Biomasa	\$US 0,09 / kWh
Costo anual de generación Geotérmica	\$US 0,1 / kWh

Nota : Los costos de energía incluyen costos de entrega.

Biomasa	
Costo de aumentar la oferta de biomasa	\$US 8.000 / kBep

El costo de aumentar la oferta de biomasa es algo mayor que incrementar la oferta de gas, pero menor que aumentar la oferta de otras opciones.

Los impactos del Escenario de Desarrollo Energético fueron analizados para el corto plazo (2008 a 2012), el mediano plazo (2008 a 2017) y el largo plazo (2998 a 2027). A continuación se muestra dicho análisis, se ha utilizado una tasa de descuento del 12% para estimar el valor actual de los flujos de costos.

6.2.2 Impactos de corto plazo

Cuadro Nº 24
Impactos durante el Ciclo de Vida 2008 - 2012

Consumo Final de Energía por Combustible (Kbep)			
	Gas Natural	80.252	
	Electricidad	19.245	
	Biomasa	28.873	
	Diesel Oil	42.163	
	GLP	14.720	
	Gasolina + Jet Fuel	26.767	
	Kerosene	327	
			212.348
Consumo Final de Energía por Sector (Kbep)			
	Transporte	64.787	
	Industria	48.819	
	Electricidad	45.282	
	Residencial	33.413	
	Comercial	5.012	
	Agricultura y Minería	<u>15.036</u>	
			212.349
Total Producción de Gas (Kbep)			
			106.024
Total Producción de Crudo (Kbep)			
			98.402
Total Producción de Biomasa (Kbep)			
			29.768
Carbono (miles de Toneladas)	Petróleo	11.434	
	Gas Natural	<u>9.425</u>	
			20.859
Producción de Electricidad (GWh)			
	Hidroeléctrica	11.449	
	Termoeléctrica	25.229	
	Biomasa	480	
	Geotérmica	<u>0</u>	
			37.158
Valor Actual del Costo de Suministro de Energía (MM\$us)			
	Gas Natural		400
	Petróleo		4.393
	Biomasa		171
	Electricidad	Hidro	578
		Termo	801
		Biomasa	35
		Geotérmica	<u>0</u>
			1.414

Durante el período 2008 -2012, el Consumo Final de energía alcanzará 212.349 Kbep, siendo los energéticos de mayor consumo el Gas Natural que representa un 37% del Consumo Final y el Diesel Oil que representa un 20%. Los sectores de mayor consumo son el Sector Transporte que representa un 31% del total, el Sector Industria con un 23% y el Sector Electricidad con un 21%.

Asimismo, los energéticos de mayor producción a lo largo del período son el Gas Natural (106.024 Kbep) y el Crudo (98.402 Kbep). La producción de Biomasa (29.768 KBep) y de Electricidad (37.158 GWh) representan alrededor de la cuarta parte de la producción de Gas Natural.

La generación de electricidad se basa en fuentes térmicas (68%), hídricas (31%) y biomasa (1%), durante este período aun no se contará con generación geotérmica.

El costo de suministro de energía durante el período 2008 – 2012 alcanzaría a 1.414 MM\$us.

Gráfico N° 11

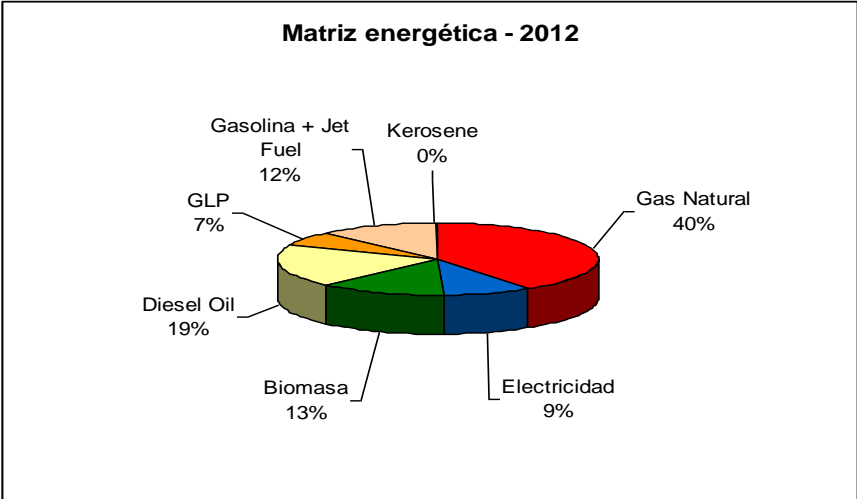
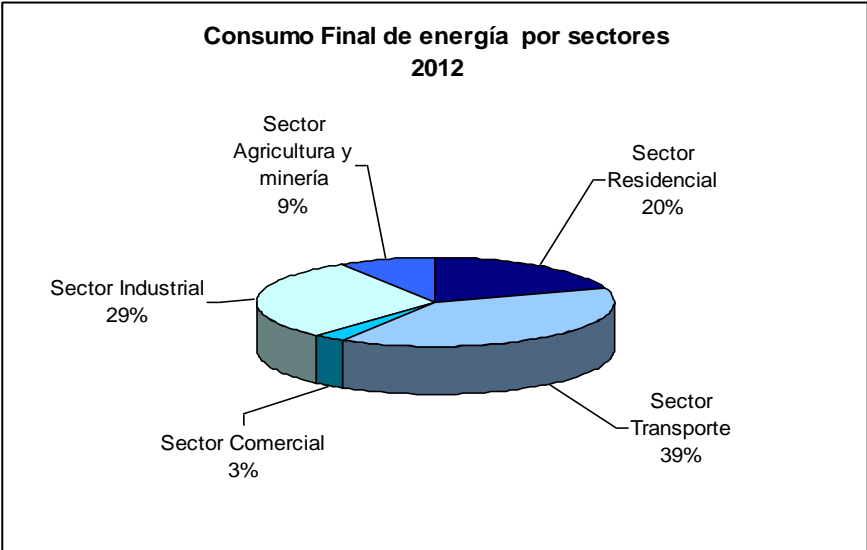


Gráfico N° 12



6.2.3 Impactos de mediano plazo

Cuadro Nº 25
Impactos durante el período 2008 - 2017

Consumo Final de Energía por Energético (Kbep)			
	Gas Natural	201.752	
	Electricidad	45.037	
	Biomasa	60.633	
	Diesel Oil	90.643	
	GLP	30.655	
	Gasolina + Jet Fuel	58.416	
	Kerosene	<u>742</u>	
			487.878
Consumo Final de Energía por Sector (Kbep)			
	Transporte	145.977	
	Industria	111.953	
	Electricidad	108.562	
	Residencial	75.862	
	Comercial	11.379	
	Agricultura y Minería	<u>34.138</u>	
			487.870
Total Producción de Gas (Kbep)			260.689
Total Producción de Crudo (Kbep)			212.518
Total Producción de Biomasa (Kbep)			62.511
Carbono (miles de Toneladas)	Petróleo	24.695	
	Gas Natural	<u>23.173</u>	
			47.868
Producción de Electricidad (GWh)			
	Hidroeléctrica	23.598	
	Termoeléctrica	60.539	
	Biomasa	768	
	Geotermica	<u>1.892</u>	
			86.797
Valor Actual del Costo de Suministro de Energía (MM\$us)			
	Gas Natural		732
	Petróleo		7.290
	Biomasa		278
	Electricidad	Hidro	924
		Termo	1.446
		Biomasa	48
		Geotérmica	<u>58</u>
			2.476

Durante el período 2008 -2017, el Consumo Final de energía alcanzará 487.878 Kbep, el energético de mayor consumo es el Gas Natural que representa un 42% del total, los derivados de petróleo en conjunto representan un 37%, siendo el Diesel Oil el de mayor consumo durante el período, la biomasa representa sólo un 12% y la electricidad un 9%.

Los sectores de mayor consumo son el Sector Transporte que representa un 30% del total, el Sector Industria con un 23% y el Sector Electricidad con un 22%.

Asimismo, los energéticos de mayor producción a lo largo del período son el Gas Natural (260.689 Kbp) y el Crudo (212.518 Kbp), la producción de Biomasa (62.511 KBep) y de Electricidad (86.797 GWh) representan menos de la cuarta parte de la producción de Gas Natural.

La generación de electricidad se basa en fuentes térmicas (70%), hídricas (27%), biomasa (1%) y geotérmicas (2%).

El costo de suministro de energía durante el período 2008 – 2017 alcanzaría a 2.476 MM\$us.

Gráfico N° 13

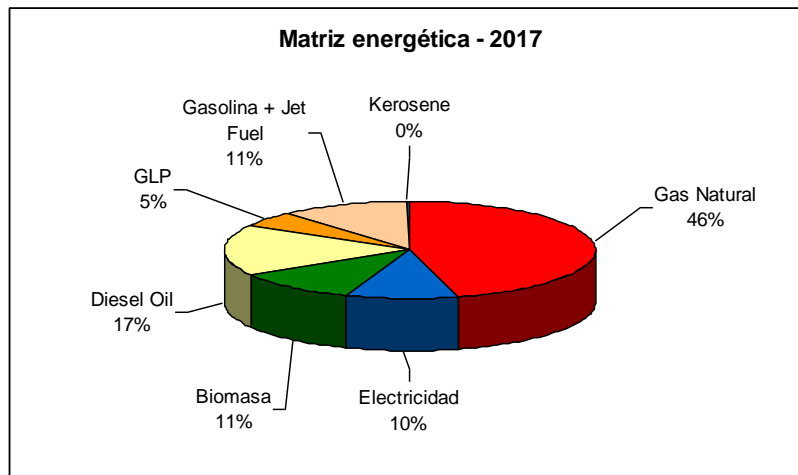
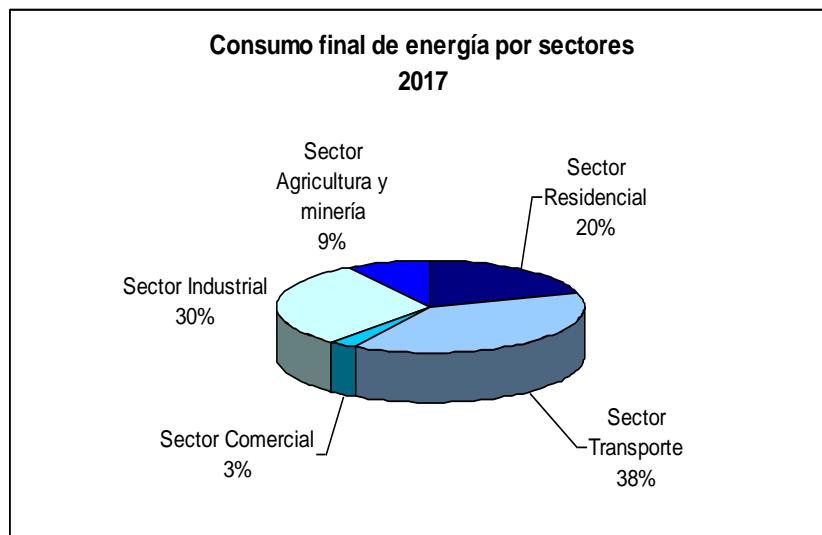


Gráfico N° 14



6.2.4. Impactos de largo plazo

Cuadro N° 26
Impactos durante el período 2008 - 2027

Consumo Final de Energía por Combustible (Kbep)			
	Gas Natural		566.621
	Electricidad		123.494
	Biomasa		128.552
	Diesel Oil		193.234
	GLP		66.236
	Gasolina + Jet Fuel		140.866
	Kerosene		<u>1.920</u>
			1.220.923
Consumo Final de Energía por Sector (Kbep)			
	Transporte		369.090
	Industria		294.107
	Electricidad		245.630
	Residencial		195.058
	Comercial		29.259
	Agricultura y Minería		<u>87.776</u>
			1.220.920
Total Producción de Gas (Kbep)			713.842
Total Producción de Crudo (Kbep)			476.011
Total Producción de Biomasa (Kbep)			132.534
Carbono (miles de Toneladas)	Petróleo	55.312	
	Gas Natural	<u>63.456</u>	
			118.768
Producción de Electricidad (GWh)			
	Hidroeléctrica	88.547	
	Termoeléctrica	137.811	
	Biomasa	768	
	Geotérmica	<u>11.352</u>	
			238.478
Valor Actual del Costo de Suministro de Energía (MM\$us)			
	Gas Natural		1.151
	Petróleo		10.247
	Biomasa		379
	Electricidad	Hidro	1.663
		Termo	2.074
		Biomasa	48
		Geotérmica	<u>213</u>
			3.997

Durante el período 2008 -2027, el Consumo Final de energía alcanzará 1.220.923 Kbep, el energético de mayor consumo es el Gas Natural que representa un 46% del total, los derivados de petróleo en conjunto representan un 33%, siendo el Diesel Oil el de mayor consumo durante el período, la biomasa representa sólo un 11% y la electricidad un 10%.

Los sectores de mayor consumo son el Sector Transporte que representa un 31% del total, el Sector Industria con un 24% y el Sector Electricidad con un 20%.

Asimismo, los energéticos de mayor producción a lo largo del período son el Gas Natural (713.842 Kbep) y el Crudo (476.011 Kbep), la producción de Biomasa (132.534 KBep) y de Electricidad (238.478 GWh) representan una quinta parte de la producción de Gas Natural.

La generación de electricidad se basa fundamentalmente en fuentes térmicas (58%), hídricas (37%) y geotérmicas (5%), la participación de la biomasa en la generación de electricidad dentro del total del período es prácticamente nula.

El costo de suministro de energía durante el período 2008 – 2017 alcanzaría a 3.997 MM\$us.

Gráfico Nº 15

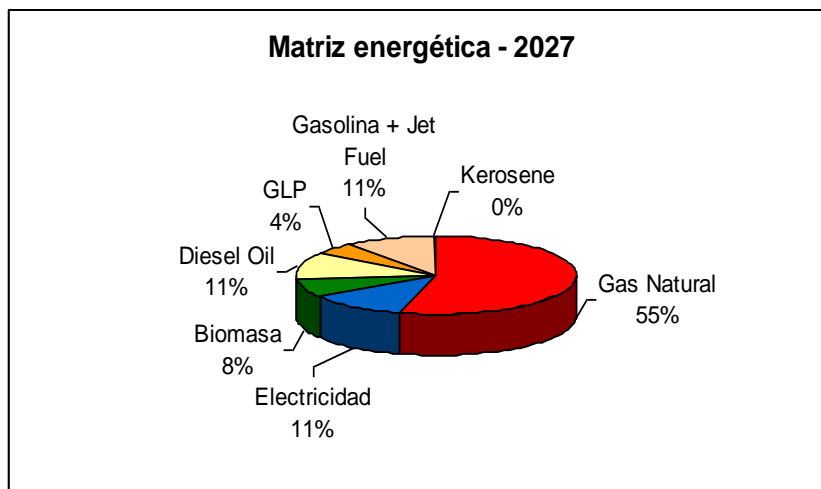
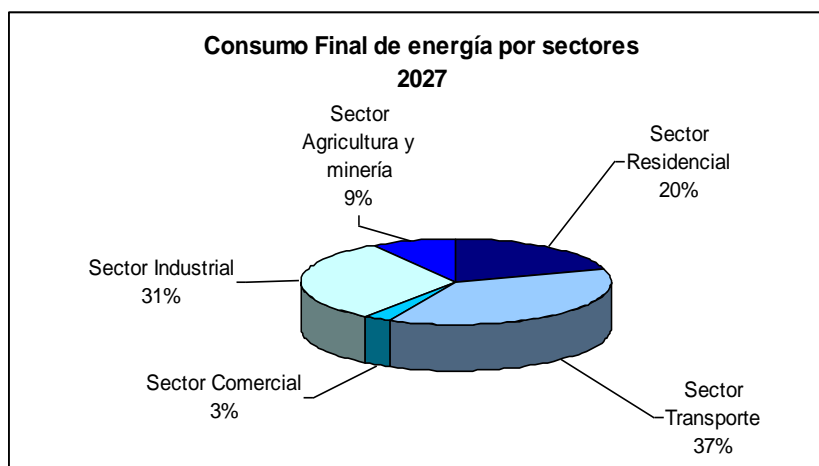


Gráfico Nº 16



Como se ha presentado en el anterior análisis de impactos, la participación del gas natural en el consumo final de energía aumenta del 38% durante el período 2008-12, al 41% en el período 2008-17 y al 46% en el largo plazo (2008-27), representando los hidrocarburos el 76% del Consumo Final de Energía. El sector transporte sigue siendo el sector de mayor

consumo, representando el 30% del total de energía consumida durante el período 2008-27. Durante el período 2008-27, las cantidades de energía producida son considerables: 714 millones de Bep de gas natural, 476 millones de Bep de petróleo crudo y 132 millones de Bep de biomasa. El dióxido de carbono producido durante este período es 119 millones de toneladas. El gas natural representa aproximadamente el 52% de la energía primaria total producida en el largo plazo (2008-27); el petróleo representa el 34% y el resto viene de energía hidroeléctrica y geotérmica.

La producción de electricidad en el largo plazo es aproximadamente 238 mil GWh con el 58% proveniente de fuentes térmicas (gas), el 37% de fuentes hidroeléctricas y el 5% restante de fuentes geotérmicas y de biomasa. Este alto porcentaje de energía térmica se debe al hecho que las plantas hidroeléctricas y geotérmicas tardan varios años en implementarse. En el último año del análisis; es decir, 2027, la generación hidroeléctrica representa el 50% de la generación total.

Se estima que el valor actual de los costos durante el período considerado (ciclo de vida) del suministro de energía y su infraestructura es de 16 mil millones de dólares. La mayor parte de este costo corresponde al costo de incrementar el suministro de petróleo crudo, a pesar de que la producción de petróleo (en kbep) representa aproximadamente el 66% del incremento total del gas natural, situación que refleja el bajo costo de producir gas en comparación con producir petróleo.

7. IMPLICACIONES EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Bolivia posee recursos energéticos considerables; cuenta con grandes reservas de gas natural y un valioso potencial hidroeléctrico, así como reservas de petróleo, biomasa y condiciones para desarrollar el potencial eólico, solar y geotérmico.

Por otra parte, el frágil equilibrio entre la oferta y demanda de GLP, así como los actuales niveles de importación de diesel oil y las erogaciones fiscales que implica la subvención a estos productos, imponen la necesidad de sustituirlos por el gas natural dadas sus ventajas comparativas.

Estas consideraciones y otras relativas a costos, eficiencia, medio ambiente y posibilidades de exportación, determinan que el gas natural junto con la hidroelectricidad sean las fuentes de energía más atractivas e importantes, y han conducido a escogerlas en el Escenario de Desarrollo de Largo Plazo.

El Escenario de Desarrollo Energético de Largo Plazo, con todas sus características, se complementa con lo establecido por el gobierno nacional dentro de sus lineamientos de política. La implementación del Escenario de Desarrollo Energético hasta el 2027 depende, en gran medida, de que las políticas gubernamentales en el sector tengan continuidad. Por otro lado, además de un marco bien definido de políticas, se requiere, para el adecuado progreso hacia dicho Escenario, que se establezcan las condiciones necesarias, en el corto, mediano y largo plazo, en cuanto a recursos e infraestructura, organización institucional, disposiciones legales, estructura productiva y análisis de las tendencias externas, entre otras, a objeto de alcanzar los resultados esperados.

7.1 CONDICIONES NECESARIAS PARA ALCANZAR EL ESCENARIO DE DESARROLLO ENERGETICO DE LARGO PLAZO

7.1.1 Infraestructura

Para cubrir la demanda energética al 2027, en el marco del Escenario de Desarrollo de Largo Plazo, será necesario asegurar las siguientes condiciones:

- El desarrollo de campos para incrementar la producción de gas natural así como de petróleo.
- El desarrollo de infraestructura de ductos y redes de distribución de gas para alcanzar una cobertura del 78% de la población, establecida como meta.
- El desarrollo de proyectos enfocados al incremento de producción de combustibles, especialmente Diesel Oil y GLP, en refinerías y plantas de procesamiento de gas.
- El desarrollo de la infraestructura de almacenaje de combustibles líquidos y GLP.
- El desarrollo de plantas eléctricas, redes de transmisión y distribución eléctrica de tal forma de alcanzar una cobertura del 97% de la población al 2027.

7.1.2 Estructura productiva y tecnología

Para alcanzar el Escenario deseado en el sector energético se deberá invertir en tecnología, principalmente en los centros de transformación. En el sector de hidrocarburos será necesaria la implementación de nuevas tecnologías para la producción de GLP de plantas, diesel oil y gasolinas, entre otros, en procesos de Hydrocracking de Crudo Reducido e Isomerización de Gasolinas Livianas.

En lo que respecta a electricidad, se deberá elaborar un mapeo sobre el potencial hidroeléctrico y los recursos de energías alternativas, este potencial se deberá desarrollar a fin de liberar el gas natural para otros usos de mayor valor.

Tomando en cuenta que el tiempo de implementación de las plantas hidroeléctricas toma varios años, se debe añadir al sistema plantas de ciclo combinado alimentadas por gas, en el corto y mediano plazo, además de la incorporación de tecnologías nuevas para generación eléctrica en base a recursos geotérmicos, eólicos y biomasa. Se debe tender a reemplazar el diesel oil empleado en generación eléctrica por el gas natural. En transmisión, el Sistema Interconectado, que es el principal, debe expandirse de tal forma de incluir a las instalaciones que forman parte del Sistema Aislado.

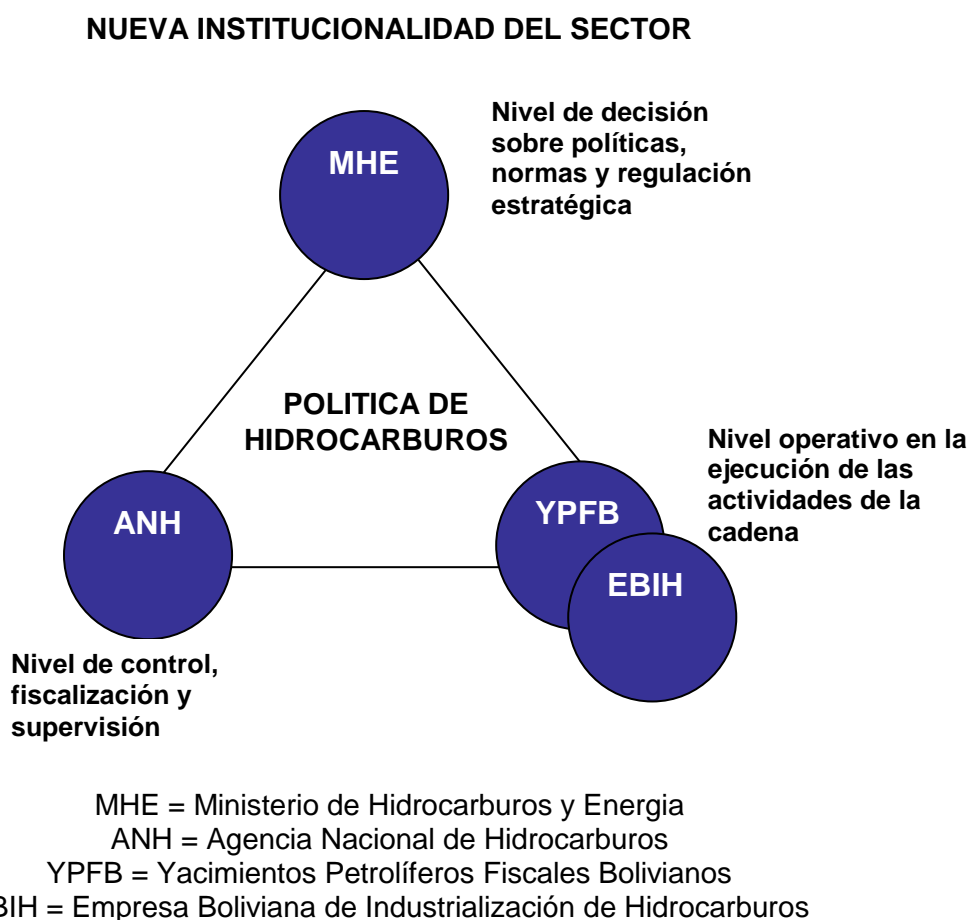
De acuerdo al análisis realizado, el valor actual del costo de producción de la energía para el período 2008 - 2027 alcanza a 15.775 MM\$us, monto que se necesitaría invertir para el desarrollo del escenario energético deseado. Para financiar este monto se deberá usar los excedentes generados en el propio sector, recurrir a la asociación con empresas estatales y privadas de otros países y evaluar la posibilidad de acceder a recursos financieros a través de organismos internacionales de crédito.

Considerando que el Escenario de Desarrollo Energético que se llevará adelante permitirá la disminución de emisiones a la atmósfera, se podría acceder al mercado de compra – venta de bonos de carbono para financiar proyectos y programas.

7.1.3 Organización institucional y aspectos legales

La única forma de dar cumplimiento a los lineamientos de política establecidos en la CPE, en un contexto de propiedad de los recursos naturales estratégicos, en particular de los hidrocarburos, es mediante la planificación energética, razón por la cual, el Escenario identificado y la matriz energética objetivo deben implementarse en un nuevo marco institucional y legal, con instituciones adecuadamente estructuradas y con roles claramente establecidos de conformidad a la nueva Constitución.

En este sentido, la nueva estructura institucional para el sector hidrocarburos, de acuerdo a la CPE es la que a continuación se resume gráficamente:



De esta manera, los nuevos roles para las principales instituciones del sector son:

- **Rol de Decisión: Ministerio de Hidrocarburos y Energía establece políticas, planes y normas.** Formula, aprueba, ejecuta y hace seguimiento a las políticas para el sector, planifica y genera las normas y reglamentos, en el marco de la CPE, las políticas del Gobierno y del Plan Nacional de Desarrollo, constituyéndose en la instancia última de toma de decisiones.
- **Rol Fiscalizador: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)** fiscaliza, controla, supervisa y regula las actividades del sector para que se cumplan las políticas, los planes y las normas establecidas por el Ministerio.

- **Rol Operador:**
YPFB opera en toda la cadena de los hidrocarburos en el marco de las políticas, los planes y las normas establecidas por el Ministerio y bajo el control y fiscalización de la ANH.
EBIH responsable de ejecutar la industrialización de los hidrocarburos, bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y de YPFB.

Asimismo, en el sector eléctrico, la Empresa Nacional de Electricidad, ENDE, operará en toda la cadena de generación, transmisión y distribución, a través de la recuperación de las tres empresas capitalizadas de generación y la principal empresa privatizada de transmisión.

En este sentido, se proyecta un Sector Energético con la participación de empresas operadoras estatales en toda la cadena de producción, pudiendo operar por sí mismas, mediante contratos de servicios o mediante asociación con empresas privadas o estatales de terceros países. Asimismo, el desarrollo integral del Sector debe enmarcarse dentro los lineamientos de política y los planes establecidos por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía y, en el caso de hidrocarburos, las actividades deben ser reguladas, fiscalizadas, supervisadas y controladas por la Agencia Boliviana de Hidrocarburos.

En esta perspectiva y en este nuevo marco legal e institucional, es necesario que se elaboren los reglamentos para el sector energético adecuados para el desarrollo de un escenario energético de masificación del uso de gas natural e incremento del uso de hidroelectricidad.

La estructura vigente de precios y subvenciones a los combustibles deberá ser objeto de evaluación y análisis, debido a que las características del mercado interno, dentro de este Escenario, serán diferentes a las actuales y probablemente sea necesario que la estructura de precios se adapte al nuevo escenario de consumo y, asimismo sirva de incentivo para alcanzar el escenario deseado.

7.1.4 Condiciones externas

Las condiciones de Bolivia, en cuanto a reservas de gas natural y potencial eléctrico, y los requerimientos de energía de los países vecinos, hacen que la exportación de hidrocarburos y electricidad sea una fuente de ingresos para su desarrollo económico.

Bolivia es uno de los principales productores de gas en la región suramericana, siendo sus principales mercados Brasil y Argentina, países cuyos requerimientos energéticos van en incremento y su demanda potencial de gas hasta el año 2026 alcanzará más de 11 y 8 TCF¹¹, respectivamente. Asimismo, por su ubicación en la región y teniendo en cuenta los proyectos internos de ampliación de generación eléctrica, Bolivia podría acceder al mercado eléctrico de países vecinos que presenten problemas en el abastecimiento de su demanda.

Una de las políticas establecidas por el gobierno para el sector es la Consolidación de Bolivia como Centro Gasífero Regional. En esta dirección, el Gobierno actual ha suscrito acuerdos bilaterales y trilaterales y ha participado en organismos regionales de integración energética, en la perspectiva de ampliar los mercados externos para el gas natural.

¹¹ ESMAP TECHNICAL PAPER. Estrategia de Integración de la red de gasoductos del Cono Sur , Octubre 2006.

En este marco, se debe asegurar los recursos necesarios y programar las inversiones requeridas en exploración y explotación de hidrocarburos y en la construcción de plantas de generación eléctricas.

Asimismo, debido a que este Escenario plantea la exportación de energía eléctrica, se requiere que los estudios de factibilidad para la generación hidroeléctrica en las diferentes zonas del país se encuentren enmarcados en estudios de mercado de los países vecinos a los cuales se pretende exportar.

7.2 MEDIDAS DE MEDIANO Y CORTO PLAZO

Para proyectar el desarrollo energético dentro el Escenario deseado, es necesario que las políticas y acciones estén orientadas a:

En el mediano plazo

- Promover el cambio de la matriz energética hacia un incremento en el uso de gas natural respecto a otros energéticos más escasos, deficitarios y subsidiados, de menor eficiencia, más caros y con mayor impacto sobre la salud, seguridad y el medio ambiente.
- Incrementar la capacidad de generación eléctrica, principalmente hidroeléctrica, así como de transmisión y distribución eléctrica. Tomando en cuenta el largo período de tiempo que se requiere para poner en operación plantas hidroeléctricas, añadir plantas eléctricas de ciclo combinado alimentadas por gas natural y tender a reemplazar el diesel oil por el gas en plantas termoeléctricas.
- Promover un programa de electrificación rural.
- Generar electricidad de fuentes no convencionales.
- Promover la sustitución del uso de la energía eléctrica para propósitos de calefacción y climatización, mediante el uso del gas natural en los sectores industrial y domiciliario.
- Promover programas de eficiencia energética y ahorro de energía en los sectores Residencial, Comercial, Industria y Transporte.
- Impulsar un tratado bilateral entre Brasil y Bolivia en el que se definan anticipadamente las condiciones de desarrollo de proyectos de aprovechamiento compartido del río Madera.
- Incentivar e incrementar las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos.
- Mejorar el acceso de la población y de los sectores productivos al uso del gas natural, incrementando su producción y distribución, mediante la expansión de gasoductos y redes de distribución.
- Incrementar la producción de hidrocarburos líquidos para abastecer a la población, exportar los excedentes y disminuir la actual dependencia de la importación de diesel oil, mediante la adecuación, ampliación y la implementación de nuevas unidades de proceso de refinación.
- Sustituir en el corto plazo el consumo de la biomasa en el sector residencial por el GLP, en la perspectiva de sustituir en el mediano y largo plazo la biomasa y el GLP por el gas natural.
- Convertir a Bolivia en el centro distribuidor de gas natural en el cono sur de Sur América, para lo cual se debe consolidar los mercados actuales de gas natural (Brasil y Argentina), penetrar en nuevos mercados externos (Paraguay, Uruguay y otros), participar en iniciativas de integración gasífera que permitan conectar las cuencas de gas natural del sudeste de Bolivia con los mercados del cono sur.

- Reestructurar, consolidar y fortalecer las instituciones del sector hidrocarburos y eléctrico con funciones y roles claramente definidos, en el marco de la Constitución Política del Estado a objeto de que el Estado asuma el rol protagónico en el desarrollo.

En el corto plazo:

- Realizar una evaluación del sector transporte con el fin de verificar el comportamiento del consumo de GNV.
- Identificar barreras para la conversión al uso de gas en el sector transporte, industrial y minero.
- Identificar las limitaciones existentes para la sustitución de Biomasa por GLP en el sector residencial.
- Crear condiciones para la sustitución de la biomasa en los sectores industrial y residencial, debido a su baja eficiencia y sus efectos sobre la salud.
- Empezar una evaluación del potencial hidroeléctrico.
- Efectuar estudios de factibilidad para convertir plantas termoeléctricas existentes en plantas de ciclo combinado a fin de lograr mayor eficiencia.
- Levantar un censo sobre el uso de energéticos en los diferentes sectores productivos, sus preferencias sobre combustibles y limitaciones para su conversión a gas natural.

Estos lineamientos de políticas, se enmarcan en el contexto de propiedad de los recursos naturales estratégicos, en particular de los hidrocarburos, se basan en la aplicación de la planificación energética como la herramienta esencial que nos permitirá alcanzar los objetivos planteados como producto del análisis de los escenarios y en la aplicación de las medidas de corto y mediano plazo.

La planificación de los recursos naturales tiene carácter de fin y función esencial del Estado. Siendo deber de este el promover y garantizar el aprovechamiento responsable y planificado de los recursos naturales.

En este contexto, es prioritario establecer el nuevo marco institucional, de conformidad a la CPE, que permita la coordinación óptima entre las instituciones del sector, a fin de satisfacer de manera eficiente, segura y limpia los requerimientos energéticos de la sociedad, tomando en cuenta que la energía constituye el motor de la economía y es un elemento determinante en la calidad de vida de la población.

El desarrollo del país depende del adecuado aprovechamiento de sus recursos la planificación energética se constituye en la herramienta que garantizará la construcción de un nuevo país para vivir bien.

ANEXO

I. MÉTODO DE ESTIMACIÓN POR VECTORES DE CORRECCIÓN DE ERROR (VEC)

La literatura desarrollada sobre la relación entre el uso de energía y el crecimiento económico ha evolucionado en el tiempo, cambios que fundamentalmente han estado marcados por el desarrollo en el ámbito econométrico. Guttormsen (2004) distingue tres etapas: los estudios de primera generación estuvieron basados en la metodología tradicional de un Vector Autoregresivo (VAR) y las pruebas de causalidad de Granger bajo el supuesto de que las series involucradas eran estacionarias, posteriormente se desarrollo el análisis de cointegración ante el descubrimiento de que muchas series de tiempo macroeconómicas son no estacionarias; los estudios de segunda generación testearon pares de variables y estimaron modelos de corrección de error uniecuacionales que eran sólo válidos bajo ciertos supuestos de exogeneidad y, finalmente, los estudios de tercera generación que implementaron la metodología de los Vectores Autoregresivos (VEC) empleando estimadores multivariantes que permiten testear las relaciones de cointegración y el ajuste de corto plazo entre las variables.

Engle y Granger (1987) afirmaron que, una combinación lineal de dos o más series no estacionarias, puede ser estacionaria. Si tal combinación lineal estacionaria existe, las series no estacionarias estarán cointegradas. La combinación lineal estacionaria es llamada la ecuación de cointegración y puede ser interpretada como una relación de equilibrio de largo plazo entre las variables. Dicha relación de equilibrio implica que las tendencias estocásticas de dichas variables deben estar vinculadas, y que las variables no pueden moverse independientemente una de la otra¹².

La especificación VEC define la convergencia de largo plazo de las variables endógenas, además de permitir un amplio rango de dinámicas de corto plazo.

En un contexto de dos variables, consumo energético y producto interno bruto, el modelo puede ser expresado por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \Delta conener_t &= \alpha_1 + \gamma_1 \varepsilon_{t-1} + \sum_{i=1}^m \delta_i \Delta conener_{t-i} + \sum_{j=1}^n \delta_j \Delta conener_{t-j} + \varphi_{1,t} \\ \Delta pib_t &= \alpha_2 + \gamma_2 \varepsilon_{t-1} + \sum_{i=1}^m \delta_i \Delta conener_{t-i} + \sum_{j=1}^n \delta_j \Delta conener_{t-j} + \varphi_{2,t} \end{aligned} \quad (1)$$

donde:

conener_t : logaritmo del consumo energético per cápita

pib_t : logaritmo del Producto Interno Bruto per cápita, y

$\Delta conener_t = conener_t - conener_{t-1}$

$\Delta pib_t = pib_t - pib_{t-1}$

¹² Enders (1995).

La estructura del modelo captura el comportamiento de corto y largo plazo. Este último se explicita en el vector de cointegración:

$$\varepsilon_{t-1} = conener_{t-1} - \beta_0 - \beta_1 pib_{t-1} \quad (2)$$

derivada de la relación:

$$conener_t = \beta_0 + \beta_1 pib_t + \varepsilon_t \quad (3)$$

donde $conener_t$ y pib_t son variables no estacionarias, y ε_t , el término de error de la regresión, es una variable estacionaria que mide la desviación del equilibrio de largo plazo.

El comportamiento de corto plazo en (1) es operativizado a través de las variables en diferencia y los rezagos de las mismas.

II. ESTIMACION ECONOMETRICA

II.1. TEST DE RAÍZ UNITARIA

La primera condición para la existencia de cointegración entre dos o más variables es que estas sean no estacionarias en niveles, es decir tengan una razón unitaria. Para verificar esto se aplicó los Tests de Dickey Fuller Ampliado y el de Phillips a las series comprobándose en ambos casos la hipótesis nula de no estacionariedad a un nivel de significancia de 5%.

II.2. TEST COINTEGRACIÓN

a) ENGLE-GRANGER

La metodología de Engle y Granger, si bien presenta muchas deficiencias en la potencia del test, puede emplearse para señalar sobre la presencia de cointegración, aunque sus conclusiones no deberían ser tomadas como definitivas.

Aplicando esta metodología se regresionó el consumo energético sobre el PIB con una constante y dummies de quiebre estructural y se inspeccionó si los residuos son una serie estacionaria. La prueba de Dickey Fuller Ampliado rechaza la hipótesis nula de la presencia de una raíz unitaria en la serie.

Null Hypothesis: RESID_ENGLE_GRANGER has a unit root

Exogenous: Constant

Lag Length: 4 (Automatic based on SIC, MAXLAG=6)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.369470	0.0025
Test critical values:		
1% level	-3.752946	
5% level	-2.998064	
10% level	-2.638752	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

b) JOHANSEN

Como se explico anteriormente, la presencia e identificación de una relación de cointegración es la base de una especificación de Vectores de Corrección de Error. El software EViews implementa los test de cointegración usando la metodología desarrollada en Johansen (1991, 1995).

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Trace Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None *	0.635858	35.76324	25.87211	0.0021
At most 1	0.306010	9.497728	12.51798	0.1518

Trace test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Unrestricted Cointegration Rank Test (Maximum Eigenvalue)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Max-Eigen Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None *	0.635858	26.26551	19.38704	0.0043
At most 1	0.306010	9.497728	12.51798	0.1518

Max-eigenvalue test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Los resultados del test muestran la existencia de una ecuación de cointegración a un nivel de significancia del 5%, lo cual estaría comprobando la existencia de una relación de largo plazo entre el consumo energético y el producto interno bruto.

II.3. ESPECIFICACIÓN DEL VEC

La especificación del VEC en su componente de corto plazo, requiere la identificación del número óptimo de rezagos de las variables endógenas a incluirse a la derecha de la ecuación, el mismo que es elegido mediante los Tests de Máxima Verosimilitud, de Akaike y Schwartz, criterios mediante los cuales se eligió un rezago en la especificación del VEC. Asimismo, se incluyen una constante y una tendencia en la ecuación de Cointegración y ninguna tendencia en el Vector Autoregresivo.

Además de considerarse estas variables, se añaden dos dummies que intentan capturar cambios estructurales en la muestra. Una de ellas captura la crisis económica de 1985 y la otra el periodo de recesión económica del periodo 1999-2001 que claramente se refleja en un periodo de contracción en el consumo energético con tasas de crecimiento

negativas, que a la vez fue también influenciado por la política de descongelamiento de los precios de los derivados de petróleo para el mercado interno.