



La economía del  
**cambio  
climático**  
en Bolivia

# Impactos en hidroenergía



Banco Interamericano de Desarrollo





La economía del cambio climático en Bolivia  
Impactos en hidroenergía

**Autor:** Carlos Gustavo Machicado

**Editores:** Carlos E. Ludeña y Leonardo Sánchez Aragón



NACIONES UNIDAS

CEPAL



**Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo**

Machicado, Carlos Gustavo

La economía del cambio climático en Bolivia: impactos en hidroenergía / Carlos Gustavo Machicado S.; Carlos E. Ludeña, Leonardo Sánchez Aragón, editores.

p. cm. – (Monografía del BID; 193)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Water-power—Climatic factors—Bolivia. 2. Environmental economics—Bolivia. I. Ludeña, Carlos E., editor. II. Sánchez Aragón, Leonardo, editor. III. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático y Sostenibilidad. IV. Título. V. Serie.

IDB-MG-193

Número de referencia de la CEPAL, Naciones Unidas: LC/L.3813

**Palabras clave:** Cambio Climático, Electricidad, Bolivia

**Clasificación JEL:** Q54, Q41, Q43, O54.

Este documento es uno de los análisis sectoriales que conforman la serie “La economía del cambio climático en Bolivia” del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el marco del Estudio Regional de la Economía del Cambio Climático (ERECC) en América Latina y el Caribe, coordinado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y con el apoyo de UKAID del gobierno Británico.

Se agradece el apoyo del Ministerio de Ambiente y Agua en la realización de este estudio, en especial al Programa Nacional de Cambios Climáticos, ahora Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra.

Esta serie fue coordinada por Carlos Ludeña en colaboración con Leonardo Sánchez-Aragón (BID) y Carlos de Miguel, Karina Martínez y Mauricio Pereira (CEPAL).

El presente documento fue preparado por Carlos Gustavo Machicado, con los aportes de Adriana Valencia y Carlos Ludeña (BID), un lector anónimo de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), así como también de los asistentes de los tres talleres ERECC realizados en Bolivia.

**Citar como:**

Machicado, C.G. 2014. *La economía del cambio climático en Bolivia: Impactos en Hidroenergía*. C.E. Ludeña y L. Sanchez-Aragon (eds), Banco Interamericano de Desarrollo, Monografía No. 193, Washington, DC.

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright ©2014 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

1.	INTRODUCCIÓN .....	1
2.	EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA .....	2
2.1.	Estructura del sector.....	3
2.2.	Oferta de energía eléctrica .....	4
2.3.	Demanda de energía eléctrica.....	6
2.4.	Equilibrio de mercado .....	8
3.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	9
4.	PROYECCIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
4.1.	Centrales Hidroeléctricas de Pasada .....	14
4.2.	Centrales hidroeléctricas de embalse.....	15
4.3.	Proyección de la oferta hidroeléctrica para 2100 .....	19
5.	EQUILIBRIO DE MERCADO E IMPACTO ECONÓMICO .....	19
5.1	Impactos económicos de la generación de energía termoeléctrica .....	20
5.2	Pérdidas económicas por emisiones de CO2.....	21
6	CONCLUSIONES.....	24
7	REFERENCIAS.....	26

## Resumen

En este estudio se analizan los efectos del cambio climático sobre el sector de energía eléctrica en Bolivia, tomando como base las proyecciones realizadas por el modelo de equilibrio general computable.

El cambio climático afectaría a la generación de energía hidroeléctrica a través del efecto sobre los caudales de los ríos que suministran agua a las centrales hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional. Concretamente, se espera una disminución de las precipitaciones con la consecuente disminución en el caudal, lo que reduciría la oferta de energía hidroeléctrica.

Se proyectó la oferta explotando la relación caudal de agua y potencia efectiva, diferenciando entre centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse. Los resultados indican que debido al cambio climático habrá una reducción de energía hidroeléctrica hacia el año 2100. El costo de cubrir estas brechas con energía termoeléctrica será aproximadamente el 0,05% del PIB en 2100.

Bolivia tiene un gran potencial hidroeléctrico, sin embargo es necesario realizar mayor inversión en la generación de energía hidroeléctrica, no solo para cubrir la demanda creciente, sino también para mitigar los efectos del cambio climático a través de la disminución de los caudales en el occidente del país.

# La economía del cambio climático en Bolivia

## Impactos en hidroenergía

---

### 1. Introducción

En los últimos tiempos, el problema del cambio climático ha suscitado un gran interés por parte de los gobiernos y de los organismos internacionales, los cuales desean conocer y analizar cuáles podrían ser los efectos económicos que pudiera tener este fenómeno. Precisamente, uno de los sectores en los cuales se prevén los impactos del cambio climático es el sector de energía eléctrica, particularmente el subsector de energía hidroeléctrica. La hipótesis es que el cambio climático afectará las precipitaciones pluviales y consecuentemente el caudal de las cuencas y ríos que suministran agua a las centrales hidroeléctricas, y de esa manera influirá en la generación de energía hidroeléctrica. En el presente documento se estima una disminución del caudal de los ríos, producto de una disminución en las precipitaciones, lo que significará una reducción en la generación de energía hidroeléctrica con respecto a un escenario base.

En este sentido, se torna primordial hacer un análisis prospectivo de los efectos macroeconómicos del cambio climático en la economía boliviana. Para ello, se utilizará un Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC), que proveerá los insumos necesarios en términos de tendencias y magnitudes de las variables a ser usadas en la proyección de oferta y demanda de aquellos sectores que se verían potencialmente afectados por el cambio climático en los próximos 100 años.

Las proyecciones se realizan para el período 2000-2100, tomando la información de consumo de energía eléctrica, en GWh, del Balance Energético Nacional (BEN). A partir de los consumos de los sectores residencial, industrial, comercial, minero y otros, se proyecta la demanda utilizando las tasas de crecimiento provistas por el MEGC. Luego, partiendo del supuesto de que en este mercado la oferta va a ser siempre igual a la demanda, se proyecta la oferta de energía termoeléctrica y energía hidroeléctrica considerando que cada una cubre la mitad de la oferta en el escenario base, tal como sucedía en 1999.<sup>1</sup>

El análisis se realiza tanto para el escenario A2 como para el B2. Este último presenta un impacto por el cambio climático levemente mayor que el escenario A2, debido a que bajo este escenario las variaciones en las precipitaciones proyectadas por el modelo PRECIS son mayores, aunque no significativamente, en aquellos municipios donde se encuentran las centrales hidroeléctricas. En ese sentido, mayor será la generación de energía termoeléctrica, en el escenario B2, que se necesitará para compensar la caída en la oferta hidroeléctrica y por ende mayor será la pérdida por cambio climático. Esta pérdida se calcula como el costo de generación de energía termoeléctrica adicional con respecto al escenario base. De todas maneras, los resultados muestran que las pérdidas bajo el escenario A2 y B2 son estadísticamente similares en el largo plazo.

Para calcular el cambio en la generación eléctrica se ha separado a las centrales hidroeléctricas en centrales de pasada, que toman el caudal del agua de manera directa, y centrales de embalse, que acumulan el agua y cuyo caudal afecta al volumen acumulado. Para las centrales de pasada, que son la mayoría, se calcula la relación

---

<sup>1</sup> Este es el año base que utiliza el MEGC, construido a partir de la Matriz de Contabilidad Social (MCS) que refleja la economía boliviana en 1999.

caudal-potencia considerando, además del caudal, otros factores como el rendimiento de las turbinas, la densidad del agua, la altura y otros que permiten ponderar el efecto del caudal sobre la potencia generada en cada central. Por eso, hay centrales que tienen el mismo caudal pero diferentes niveles de potencia, pues existen estos otros elementos que consideramos fijos que estarán afectando a la relación caudal-potencia.

Para las centrales de embalse se utiliza un análisis econométrico de series temporales a partir del cual se estima la relación entre el volumen embalsado y el caudal, usando datos semanales para cada una de las centrales de embalse. Específicamente, se estiman regresiones donde la variable dependiente es la variación en el volumen embalsado y la variable independiente es el caudal. Los resultados reportan coeficientes altamente significativos y  $R^2$  bastante altos, lo que indica un buen ajuste de la regresión a los datos. En base a estas regresiones se obtiene el aporte del caudal a la variación en el volumen embalsado; luego, a partir de los coeficientes usados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que relacionan volumen con energía, se obtiene la energía generada en cada una de las centrales de embalse para el año 2100.

El cálculo de las pérdidas por cambio climático en el sector eléctrico da como resultado una caída del 18% en la generación de energía hidroeléctrica en el escenario A2 y del 20% en el escenario B2, ambos porcentajes con respecto al escenario base, para el año 2100.

Finalmente, se estima también el efecto de la generación adicional de energía termoeléctrica sobre las emisiones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ). Las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles como el gas o el carbón, en vez de verse afectadas por el cambio climático, más bien contribuyen al mismo con sus emisiones de  $CO_2$ . Afortunadamente, en Bolivia las centrales termoeléctricas emplean el gas natural y el diésel como combustible, y no el carbón, que es el que más contribuye con emisiones de  $CO_2$ . En el presente documento se utiliza el coeficiente estándar de 0,44 Kg de  $CO_2$  por KWh para proyectar las emisiones de  $CO_2$  hasta 2100. Luego, se estima su costo empleando el valor de US\$10 y US\$30 por tonelada de  $CO_2$ .<sup>2</sup>

El documento se divide en cinco secciones. En la segunda sección se presenta una breve descripción del sector de la energía eléctrica en Bolivia. En la tercera se resume el procedimiento empleado para proyectar la demanda tomando la información del modelo MEGC. En la cuarta, se muestran los cálculos realizados para la proyección de la oferta, diferenciando entre centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse. En la quinta sección se analiza el equilibrio de mercado en los escenarios A2 y B2, en comparación con el escenario base, y se calculan los impactos económicos del cambio climático. Asimismo, se estiman los costos por emisiones adicionales de  $CO_2$ . Finalmente, en la sexta sección se presentan las conclusiones del trabajo.

## 2. El sector de energía eléctrica en Bolivia

La descripción de esta sección se basa principalmente en el diagnóstico del sector realizado por Cárdenas (2003) y en las memorias del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), órgano que tiene como objetivo coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como de planificar su expansión y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

---

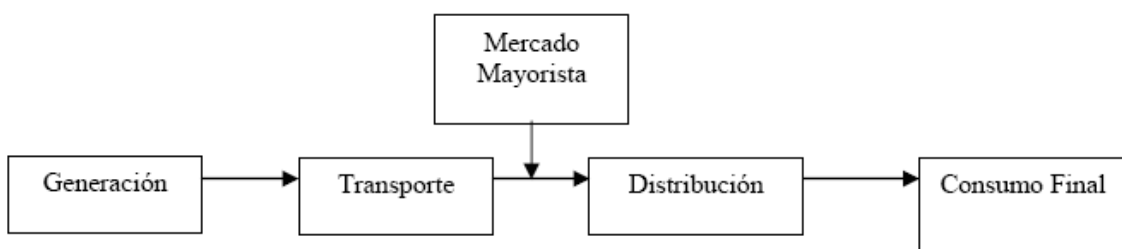
<sup>2</sup> Existen otras fuentes de energía, como la nuclear y la eólica, pero que todavía no han sido exploradas en Bolivia, por lo que no se las considera en el presente análisis.



## 2.1 Estructura del sector

La industria eléctrica se compone de tres etapas interrelacionadas que necesitan estar perfectamente coordinadas entre sí para poder atender la demanda de energía eléctrica en el país, a saber: generación, transmisión o transporte y distribución. Estas etapas se relacionan como se ilustra en el esquema 1.

*Esquema 1*  
*Etapas de flujo energético y su interrelación*



En Bolivia, las tres etapas del flujo energético están a cargo de empresas privadas y son desarrolladas por dos sistemas eléctricos reconocidos en la Ley de Electricidad: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas aislados y autoprodutores, que proveen de energía eléctrica a las ciudades más pequeñas y a las empresas separadas del SIN. El SIN es el sistema eléctrico que comprende las actividades de generación, transmisión y distribución en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca y Potosí. El Sistema Troncal de Interconexión (STI) corresponde a la transmisión dentro del SIN y consiste en líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kilovoltios (kv) y subestaciones asociadas. Los sistemas eléctricos que no estén conectados al SIN se denominan sistemas aislados. En estos sistemas las empresas pueden estar integradas verticalmente; en cambio, en el SIN no, por lo que la generación, el transporte y la distribución son efectuados por una empresa diferente.

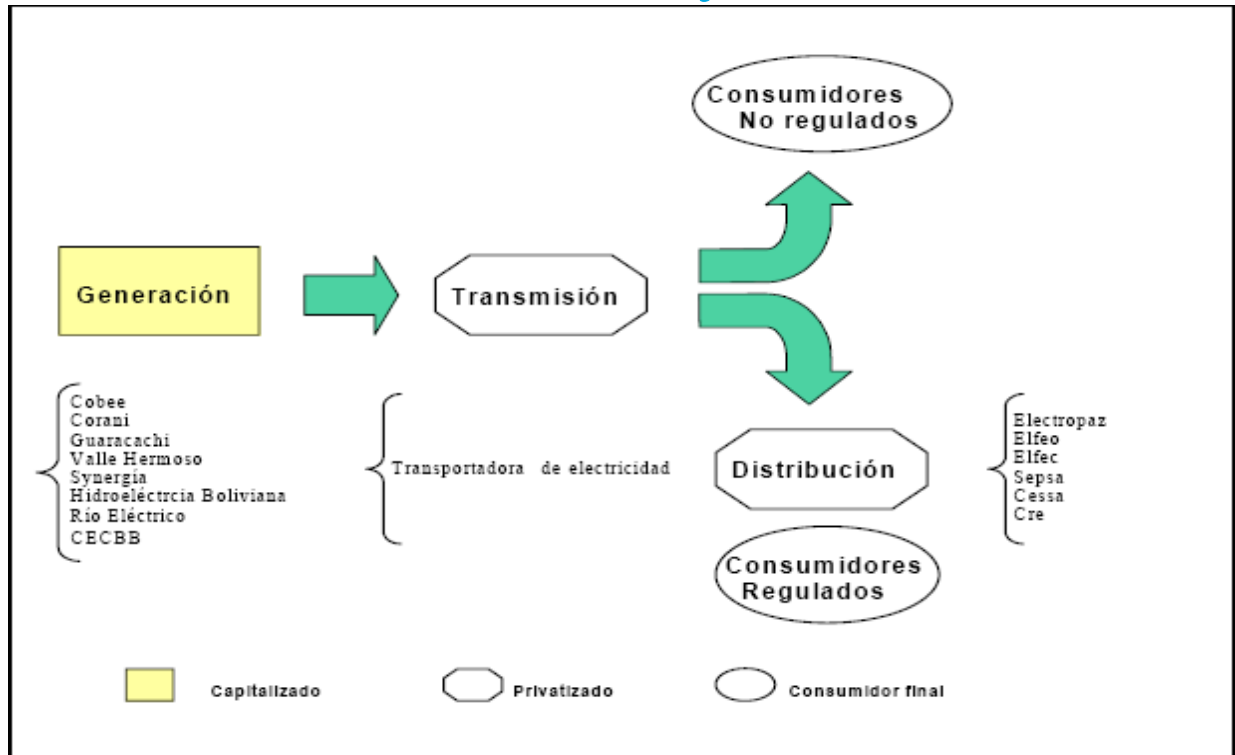
Las actividades de transporte y distribución están reguladas por ser monopolios naturales. La actividad de generación brinda competencia para la entrada al mercado y en la operación del mismo, pero competencia no es sinónimo de desregulación. A pesar de ser un mercado en competencia funciona bajo regulaciones técnicas y económicas para el despacho (operación) y la remuneración de los actores que operan en él. Actualmente, el SIN cuenta con 10 generadores, tres transmisores y seis distribuidores. Asimismo, forman parte del SIN cuatro consumidores no regulados y empresas distribuidoras en el mercado de reventa de energía.

El SIN, que provee de energía eléctrica de manera simultánea a todas las empresas distribuidoras conectadas, representa el 84% de la capacidad instalada del país y el 88,5% de la producción de energía eléctrica. La demanda total en el SIN equivale aproximadamente al 90% de la demanda del país. Los sistemas aislados y autoprodutores representan los restantes 16% de la capacidad instalada y 11,5% de la energía eléctrica generada. La diferencia más importante que existe entre el SIN y los sistemas aislados es que la generación del SIN es de tipo hidroeléctrico y/o termoeléctrico; en cambio, en los sistemas aislados existen cuatro tipos de generación: hidroeléctrica, a turbina de gas, a motor de gas y a motor diésel. Esta diferencia se explica porque las empresas generadoras del SIN atienden la mayor parte de la demanda nacional, a diferencia de los sistemas aislados, que atienden una parte muy pequeña de la misma y con pocos requerimientos de potencia.

En el esquema 2 se muestra una caracterización del mercado de energía eléctrica en el SIN. En este, la generación está compuesta por ocho empresas: COBEE, Corani, Guaracachi, Valle Hermoso, Synergia, Empresa Hidroeléctrica Boliviana, Río Eléctrico y la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB). La transmisión la

realiza la Empresa Transportadora de Electricidad (TDE) y la distribución está a cargo de nueve empresas: Electropaz en la ciudad de La Paz, ELFEO en Oruro, ELFEC en Cochabamba, SEPSA en Potosí, CESSA en Sucre, CRE en Santa Cruz, Eprelpaz, SEYSA y Edel Larecaja en el departamento de La Paz. Las tres últimas se abastecen de la distribuidora Electropaz, por lo que el SIN puede ser representado sólo por las seis primeras.

*Esquema 2*  
*Caracterización del mercado de energía eléctrica en Bolivia*



Fuente: Cárdenas (2003).

## 2.2 Oferta de energía eléctrica

En general, la oferta de energía eléctrica se relaciona con la actividad de generación eléctrica. Esta última puede ser realizada por distintos tipos de plantas generadoras. En el SIN las plantas generadoras son termoeléctricas e hidroeléctricas. La generación hidroeléctrica utiliza como insumo el agua, por lo que estas plantas requieren embalses para su funcionamiento, y la generación termoeléctrica utiliza como insumo el gas natural, por lo que en este caso se requiere la conexión a un gasoducto.<sup>3</sup> Las plantas termoeléctricas tienen costos variables altos y los hidroeléctricos costos fijos altos; por lo tanto, es más eficiente que las plantas hidroeléctricas operen en los bloques valle y resto, y que las termoeléctricas generen energía en el bloque punta o de demanda máxima.

<sup>3</sup> Las plantas termoeléctricas que no están conectadas al SIN utilizan como combustible el diésel oil.

Las actuales características de las plantas hidroeléctricas en Bolivia minimizan los efectos negativos sobre la naturaleza y el clima, mientras que las plantas termoeléctricas generan emisiones de CO<sub>2</sub> y así contribuyen al denominado efecto invernadero.<sup>4</sup>

El parque hidroeléctrico está compuesto en su mayoría por centrales de pasada, pero también existen seis centrales con embalse, que son Corani, Zongo, Tiquimani, Miguillas, Angostura y Chojlla, y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable a la ciudad de Cochabamba (Kanata). El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas de gas natural de ciclo abierto, una turbina de vapor que opera con bagazo de caña de azúcar, motores de gas natural (Aranjuez MG) y unidades Dual Fuel (Aranjuez DF), que utilizan gas natural y diésel oil.

Las empresas generadoras hidroeléctricas son seis: COBEE BPC, Empresa Eléctrica Corani S.A., Hidroeléctrica Boliviana S.A., Synergia, Río Eléctrico y SDB. Las empresas de generación termoeléctrica son cinco: EGSA, COBEE BPC, Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB), Valle Hermoso y GBE. Las empresas de los sistemas aislados son: Setar-Tarija (dos centrales hidroeléctricas, una turbina de gas y una de motor diésel), Setar-Villa Montes-Yacuiba (dos centrales de motor de gas), Setar-Bermejo (una central de motor de gas), Setar-Entre Ríos (una central de motor diésel), ENDE Trinidad (dos centrales de motor diésel), ENDE-Cobija (una central de motor diésel), Cre (dos centrales de turbina de gas), Guayaramerín (una central de motor diésel) y Riberalta (una central de motor diésel). El cuadro 1 muestra la capacidad de generación por tipo de central en el SIN para 2008.

*Cuadro 1*  
*Capacidad de generación de los sistemas hidroeléctrico y termoeléctrico en Bolivia, 2008*

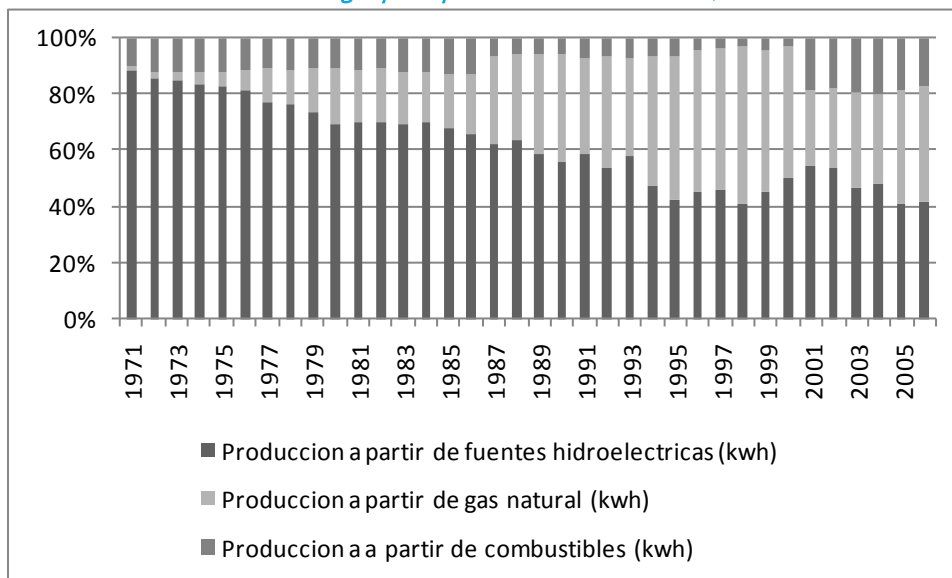
<b>Hidroeléctricas</b>	<b>Capacidad (MW)</b>	<b>Termoeléctricas</b>	<b>Capacidad (MW)</b>
Sistema Zongo	188,4	Guaracachi	317,2
Sistema Corani	149,9	Carrasco	11,9
Sistema Taquesi	90,4	Bulo Bulo	89,6
Sistema Yura	19,1	Valle Hermoso	74,2
Sistema Miguillas	21,1	Aranjuez	43,2
Kanata	7,6	Kenko	18,0
Qhehata	1,9	Karachipampa	13,9
		Guabirá	16,0
Subtotal	478,3	Subtotal	684,1
<b>Capacidad total (hidro + termo): 1.162,4 MW</b>			

Fuente: CNDC (2008),

La potencia, que es lo que se muestra en el cuadro 1, se convierte en energía en base a las horas en que se usa la misma, En el gráfico 1 se muestra el porcentaje de energía producida en Bolivia de acuerdo con las fuentes antes mencionadas.

<sup>4</sup> Hay ciertas plantas hidroeléctricas que utilizan el sistema de diques y luego generan rebalses que pueden tener efectos negativos sobre el equilibrio de algunos espacios ecológicos, pero esto todavía es inexistente en Bolivia.

**Gráfico 1**  
*Producción de energía por tipo de fuentes en Bolivia, 1971-2006*



Fuente: Banco Mundial (2008).

Nótese como la producción de energía hidroeléctrica en términos proporcionales ha ido disminuyendo. Hasta 1975 el 80% de la energía era hidroeléctrica, pero para 2006 esta se había reducido al 40%. A partir de 1987, la energía producida por gas natural y otros combustibles, que corresponde a la generación térmica, fue cobrando importancia, hasta llegar actualmente a superar a la generación de energía hidroeléctrica. Hoy en día, la energía termoeléctrica representa casi el 60% del total de energía producida.

### 2.3 Demanda de energía eléctrica

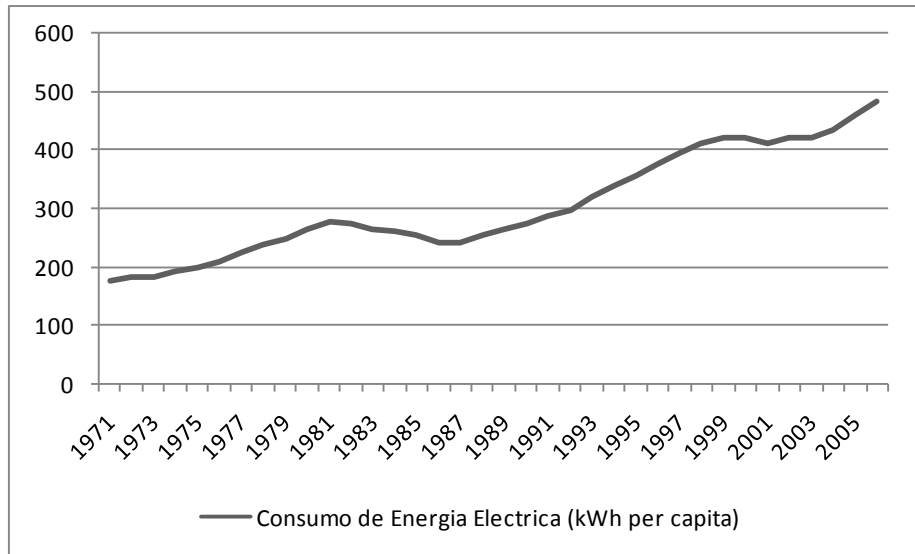
La demanda del SIN está representada tanto por la demanda de los consumidores regulados, en su mayoría residenciales, los que a su vez son atendidos por las empresas de distribución, como por la demanda de los consumidores no regulados o grandes consumidores, constituidos en agentes del MEM. Los consumidores del MEM son atendidos por las siguientes empresas distribuidoras: CRE en Santa Cruz, Electropaz en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca y SEPSA en Potosí. Los consumidores no regulados a fines de 2008 eran: la Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, la Empresa Minera Inti Raymi, el Ingenio Azucarero Guabirá y la Empresa Minera San Cristóbal.<sup>5</sup>

El gráfico 2a muestra el consumo de energía eléctrica per cápita (en KWh) durante el período 1971-2006. Como era de esperarse, el consumo de energía ha tenido un crecimiento continuo: ha crecido en promedio a una tasa del 5,3% por año durante todo este período.

<sup>5</sup> San Cristóbal ingresó al mercado de contratos mediante acuerdos firmados con las empresas Valle Hermoso y COBEE a partir de marzo y diciembre respectivamente.



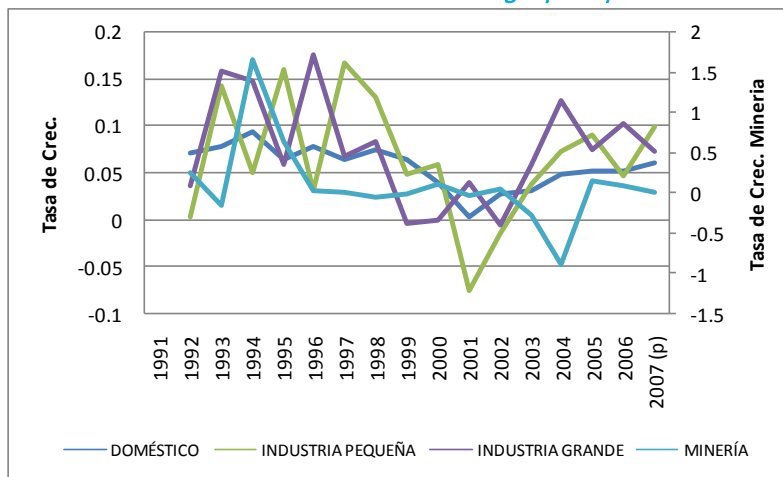
**Gráfico 2a**  
*Consumo de energía eléctrica per cápita en Bolivia, 1971-2006*



Fuente: Banco Mundial (2008).

Si se analiza el consumo de energía eléctrica según los usuarios para el período 1991-2007 (véase el gráfico 2b), estos datos indican que en promedio dicho consumo a nivel de hogares ha tenido un crecimiento del 5,7%, El crecimiento del consumo a nivel de la pequeña industria ha sido de un 6,6%, mientras que en la industria grande ha sido del 7,5%. Finalmente, el sector que mayor crecimiento ha tenido es el de la minería, con un 10,2%, aunque esta tasa de crecimiento ha sido muy volátil.

**Gráfico 2b**  
*Tasa de crecimiento del consumo de energía por tipo de usuario*



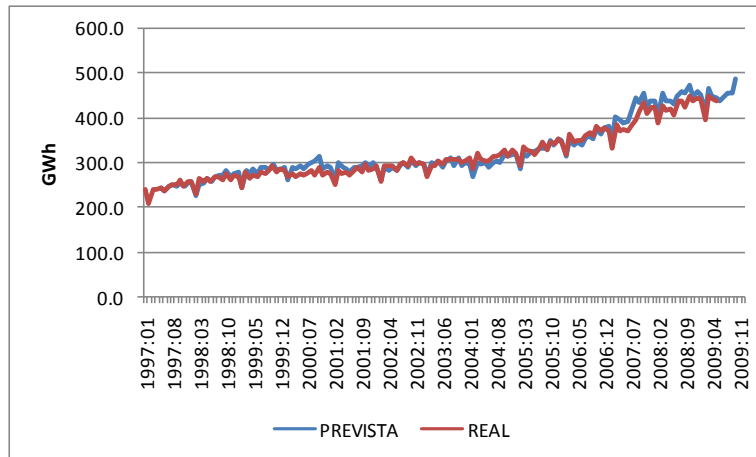
Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE).

Cada una de las empresas de distribución atiende una determinada zona de concesión que le ha sido otorgada mediante licitación. Estas zonas de concesión respetan una división espacial natural, ya que la Ley de Electricidad no establece explícitamente una separación propietaria por regiones. Según Cárdenas (2003), se ha comprobado empíricamente que las empresas de distribución son monopolios naturales, es decir: que

presentan economías de escala, lo cual hace más eficiente que una sola empresa, en cada zona de concesión, realice la distribución.

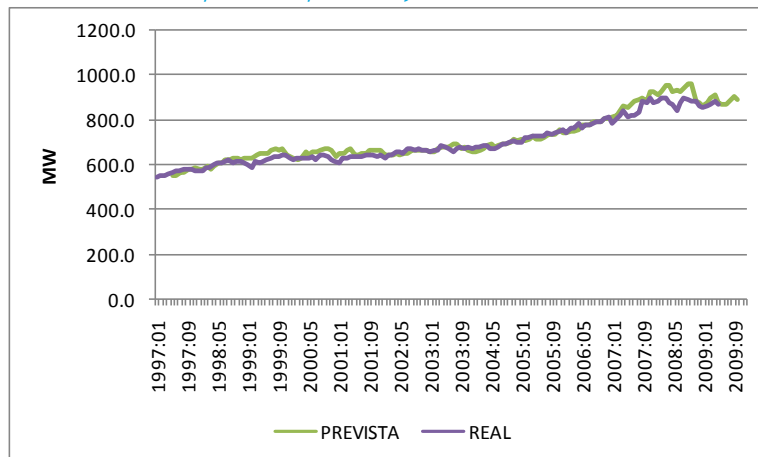
Los gráficos 3 y 4 muestran la demanda mensual de energía y potencia tanto prevista como real para el período 1997-2009. Se puede observar que estas han sido coincidentes en la mayoría de los meses entre 1997 y 2006, pero este no ha sido el caso en los últimos años, durante los cuales la energía y potencia previstas no han llegado al nivel de la demanda real.

*Gráfico 3*  
*Demanda de energía prevista y real en Bolivia, 1997-2009*



Fuente: CNDC (2008),

*Gráfico 4*  
*Demanda de potencia prevista y real en Bolivia, 1997-2009*



Fuente: CNDC (2008),

## 2.4 Equilibrio de mercado

El mercado de energía eléctrica en Bolivia, como la mayoría de los mercados eléctricos, se ha caracterizado por presentar un exceso de oferta, excedente que es considerado como una reserva que sirve para garantizar el abastecimiento de una fuente que es de demanda/oferta instantánea (no se puede acumular). Esta reserva se compone de una capacidad instalada hidrotérmica, lo cual le da mayor riesgo. De hecho, como se observa en el cuadro 2, la reserva de potencia fue del 29% en 2007 y 2008, que no es para nada un porcentaje holgado.

*Cuadro 2*  
*Oferta y demanda de energía eléctrica en Bolivia, 1996-2008 (MW)*

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potencia Efectiva (MW)	687	705	722	880	962	924	976	980	1035	1037	1071	1152	1162
Hidroeléctrica	263	281	298	336	336	355	444	428	446	448	470	472	478
Termoeléctrica	424	424	424	544	626	569	532	552	589	589	601	680	684
Variación anual (%)	-	2,66	2,42	21,73	9,34	-3,90	5,63	0,47	5,61	0,20	3,15	7,59	0,94
Demanda máxima del SIN (MW)	545	584	623	644	645	647	674	684	705	759	813	895	899
Variación anual (%)	-	7,18	6,68	3,47	0,09	0,29	4,25	1,45	3,03	7,70	7,11	10,12	0,37
Reserva (MW)	142	122	100	235	317	277	302	297	331	279	257	256	264
Variación anual (%)	-	-14,61	-18,01	135,81	34,67	-12,44	8,84	-1,72	11,57	-15,78	-7,65	-0,43	2,93
Indicador de reserva	1,26	1,21	1,16	1,36	1,49	1,43	1,45	1,43	1,47	1,37	1,32	1,29	1,29

Fuente: CNDC (varios años).

Como se observa en el cuadro 2, la oferta medida como la potencia efectiva ha tenido siempre tasas de crecimiento positivas, a excepción del año 2001, que presentó una tasa de crecimiento del -3,9%. Se destacan los aumentos de los años 2000 y 2007, del 9,34% y del 7,59% respectivamente. Lo mismo ocurre con la demanda, que ha estado en continuo crecimiento. En este caso, sobresale el hecho de que entre 2000 y 2004 la demanda no tuvo un incremento importante, pero a partir de 2005 ha manifestado un crecimiento que llegó a su máximo nivel en 2007, con una tasa del 10,12%. Este crecimiento se debe principalmente a importantes incrementos en la demanda del sector minero, especialmente desde San Cristóbal.

La reserva de potencia, que es la diferencia entre oferta y demanda, alcanzó su máximo nivel en 2004, con 330,8 MW. Sin embargo, este valor no es tan importante como lo es el coeficiente oferta/demanda denominado indicador de reserva, el cual ha ido disminuyendo en los últimos años.

### 3. Proyección de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica se deriva de la demanda de equipos y artefactos eléctricos. Estos equipos suelen ser durables, y su consumo de energía por hora es esencialmente fijo y determinado por su diseño técnico. Según Taylor (1975), el consumo de energía varía con la utilización del *stock* de equipos existentes y debido a las características tecnológicas del *stock* de durables.

La familia de modelos, que recoge la idea de que la demanda de electricidad se deriva de la demanda de equipos, se debe a Fisher y Kaysen (1962), y ha sido utilizada por varios autores para estimar la demanda de electricidad residencial.<sup>6</sup> En la primera etapa, este tipo de modelos estima elasticidades de corto plazo controlando directamente por el *stock* de equipos que poseen los consumidores. Las elasticidades de largo plazo se obtienen de una segunda ecuación que modela la demanda de equipos. Sin embargo, una de las limitaciones de estos modelos es que rara vez se cuenta con datos del *stock* de equipos, por lo que se usan suposiciones para aproximar esto.

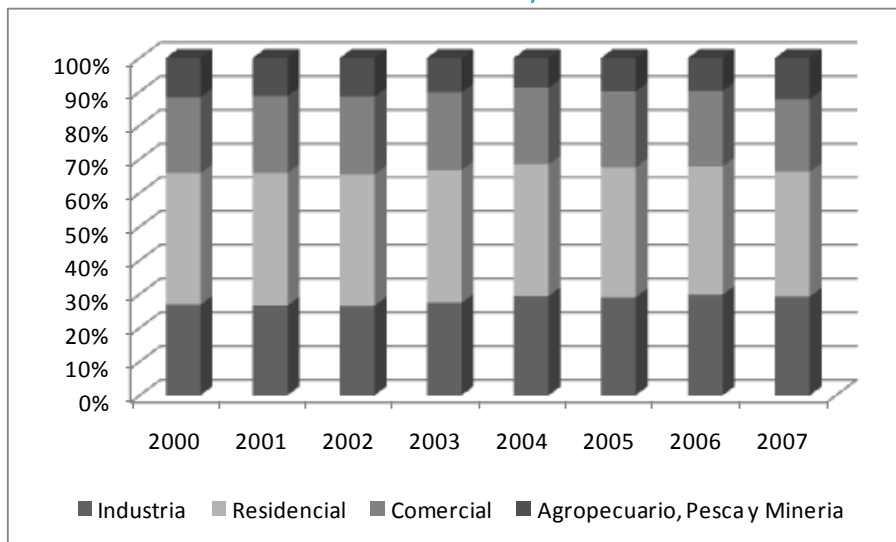
<sup>6</sup> Véanse, por ejemplo, Acton, Mitchell y Mowill (1976); Taylor, Blattenberger y Verleger (1977), y Goett y McFadden (1984).

En ese sentido, un modelo que ha sido utilizado por numerosos autores es el modelo de ajuste parcial basado en Berndt (1991), que permite estimar elasticidades de corto y largo plazo. La idea central es que el consumo deseado es aquel que elegirían los usuarios si su *stock* de equipos estuviera en su óptimo de largo plazo. Y así sería todo el tiempo si no fuera intolerablemente costoso ajustar al instante el *stock* de equipos cuando cambia el precio de los equipos, el precio de la electricidad, el de los energéticos sustitutos, o el ingreso. Por lo tanto, en un momento dado el *stock* de equipos y el consumo de energía serán distintos al equilibrio de largo plazo.

Dado que deseamos realizar proyecciones consistentes con la demanda de energía eléctrica a largo plazo, recurrimos directamente a las proyecciones del Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC). Asimismo, estamos interesados en analizar la brecha existente entre la oferta y la demanda de energía eléctrica proyectada como consecuencia del cambio climático. Se asume que el cambio climático afecta únicamente a la oferta; por tanto, para nuestro análisis no resulta importante calcular las elasticidades precio e ingreso de la demanda de energía eléctrica, sino que solamente estamos interesados en los valores de demanda proyectados tanto en términos de potencia, como de energía.<sup>7</sup>

Como punto de partida tomamos las tasas de crecimiento proyectadas para cada sector mediante el MEGC. Estas tasas son usadas para proyectar el consumo de energía eléctrica de los sectores que demandan este tipo de energía, que son el sector residencial, el comercial, el industrial y los sectores de minería, agricultura y pesca tomados de manera agregada. Esta información, que es provista por el Balance Energético Nacional (BEN), se muestra en el gráfico 5.

**Gráfico 5**  
*Distribución del consumo final de electricidad por sectores en Bolivia, 2000-07*



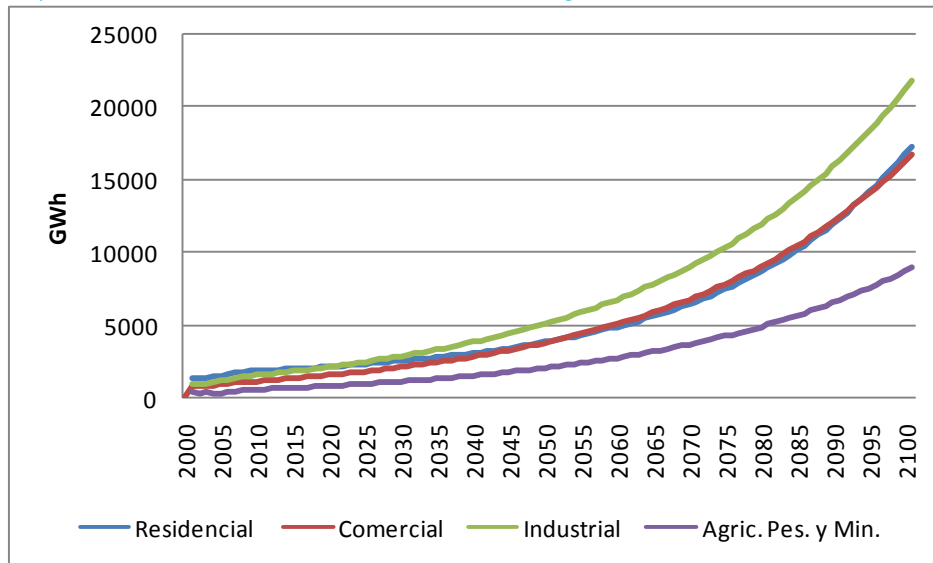
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2008).

El gráfico 6 muestra las proyecciones sectoriales de la demanda para el período 2000-2100. Se observa que la demanda que más crece es la demanda industrial, a pesar de que al inicio del período esta era menor que la demanda residencial. Concretamente, en 2021 la demanda industrial supera a la demanda residencial. Las demandas residencial y comercial tienen una trayectoria muy similar, mientras que la demanda de la agricultura, pesca y minería es la que menor crecimiento registra.

<sup>7</sup> Si suben o bajan las temperaturas, es posible que el cambio climático también afecte la demanda de, por ejemplo, calefacción o ventilación.



**Gráfico 6**  
**Proyecciones sectoriales de la demanda de energía en Bolivia al año 2100 (GWh)**



Fuente: Elaboración propia a partir del BEN,

En general se espera un crecimiento de aproximadamente 11 veces la demanda de 2009. Si uno observa el dato proyectado para la potencia medida en MW, para el año 2100. Bolivia estaría demandando 15,875 MW, Este nivel de potencia es totalmente factible de alcanzar, pues según el BEN el potencial hidroeléctrico de Bolivia era de 39,850 MW en 2006, y en los últimos tres años se ha aprovechado muy poco del mismo debido a la caída en las inversiones, como lo demuestran Espinoza y Dávalos (2009).<sup>8</sup>

#### 4. Proyección de la oferta de energía eléctrica

En esta sección se presenta la metodología empleada para hacer las proyecciones de oferta de energía eléctrica considerando los efectos que el cambio climático podría tener sobre la generación de energía hidroeléctrica, tanto para el escenario A2 como para el escenario B2. El escenario base se construye a partir de la información provista por el MEGC, y se parte del supuesto de que este mercado se encuentra siempre en equilibrio, es decir: la oferta iguala a la demanda.<sup>9</sup>

Es importante mencionar también que el MEGC toma 1999 como año base. En este año la proporción entre producción de energía termoeléctrica y energía hidroeléctrica era la misma (50% cada una), por tanto las proyecciones del escenario base mantienen también esta misma proporción hasta el año 2100.

El modelo usa como variable principal para las proyecciones los niveles de caudales de los ríos y cuencas que suministran agua a las centrales hidroeléctricas, diferenciando si estas son de embalse o de pasada. Los caudales se encuentran medidos en metros cúbicos por segundo (m<sup>3</sup>/s), y constituyen la variable que sufre el

<sup>8</sup> Hay que aclarar aquí que el potencial al que se hace referencia no toma en cuenta los posibles cambios en las precipitaciones y fuentes hídricas de Bolivia que podrían afectarlo.

<sup>9</sup> Esto significa que se asume que el indicador de reserva de potencia del cuadro 2 es igual a 0.

shock climático pero no de manera directa sino a través de la variación en las precipitaciones. En otras palabras: el cambio climático va a modificar las precipitaciones en las regiones donde se encuentran estos ríos y eso va a afectar el caudal de los mismos. En el cuadro 3 se muestran los ríos considerados y los municipios a los cuales corresponden.

Los ríos que se están tomando en cuenta son: Corani, Zongo, Miguillas, Taquesi y Yura, todos ellos ubicados en sus respectivos municipios. Solamente para la central hidroeléctrica de Quehata, que se localiza en el Departamento de Oruro se han considerado las cabeceras de ríos,<sup>10</sup> que incluyen el río Ayopaya, que proviene de la provincia Ayopaya del Departamento de Cochabamba, y el río Coriri, que proviene de la provincia Inquisivi del Departamento de La Paz.

En base a las proyecciones del cambio en las precipitaciones para el período 2071-2100, que se han realizado con el modelo PRECIS, se obtiene el cambio en los caudales de los ríos considerados. Se asume que existe una relación lineal entre precipitación y caudal, lo que significa que la misma variación porcentual de las precipitaciones se verá reflejada en los caudales. Estas variaciones se muestran en el cuadro 3.

---

<sup>10</sup> Esta información se extrajo de un Decreto Supremo que menciona estos ríos y permite a la central hidroeléctrica usar las aguas de los mismos.

Cuadro 3

Ubicación y ríos de suministro de caudales de agua a las centrales hidroeléctricas en Bolivia, 2008)

Nombre	Sistema	Departamento	Provincia	Municipio
Corani	Laguna de Corani (Río Corani)	Cochabamba	Chapare	Colomi
Santa Isabel	Laguna de Corani (Río Corani)	Cochabamba	Chapare	Colomi
Zongo	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Tiquimani	Valle de Zongo (Río Tiquimani)	La Paz	Murillo	Capital
Botijlaca	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Cuticucho	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Santa Rosa LH	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Santa Rosa HH	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Sainani	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Chururaqui	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Harca	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Cahua	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Huaji	Valle de Zongo (Río Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
Miguilla	Valle de Miguillas (Río Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
Angostura	Valle de Miguillas (Río Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
Choquetanga	Valle de Miguillas (Río Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
Carabuco	Valle de Miguillas (Río Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
Chojilla Antigua	Río Taquesi	La Paz	Sud Yungas	Yanacachi
Chojilla	Río Taquesi	La Paz	Sud Yungas	Yanacachi
Yanacachi	Río Taquesi	La Paz	Sud Yungas	Yanacachi
Kanata	Ciudad de Cochabamba	Cochabamba	Cercado	Capital
Kilpani	Río Yura (Valle de Yura)	Potosí	A, Quijarro	Tomave
Landara	Río Yura (Valle de Yura)	Potosí	A, Quijarro	Tomave
Punutuma	Río Yura (Valle de Yura)	Potosí	A, Quijarro	Tomave
Quehata	Río Coriri (Río Ayopaya)*	Oruro	Inquisivi (LP) y Ayopaya (Cbba)	Colquiri (LP) y Ayopaya (Cbba)

Fuente: Elaboración propia en base a información del INE,

\* Provincia Inquisivi del Departamento de La Paz y provincia Ayopaya del Departamento de Cochabamba,

La tercera columna del cuadro 4 muestra las variaciones proyectadas según el modelo PRECIS, tanto para el escenario A2 como para el B2, llama la atención que, para el escenario B2, en cuatro de los municipios se proyecta una mayor disminución de las precipitaciones que bajo el escenario A2. Asimismo, para el municipio de Tomave del Departamento de Potosí se proyecta una disminución de las precipitaciones bajo el escenario A2, mientras que bajo el escenario B2 se proyecta un aumento en las mismas.<sup>11</sup>

Se observa también que en algunas centrales las diferencias entre el escenario A2 y B2 son importantes: tal es el caso de las centrales pertenecientes a Hidroeléctrica Boliviana S.A, (Chojilla, Chojilla Antigua y Yanacachi), que tienen una disminución de caudal de casi el 9% en el escenario A2, mientras que en el escenario B2, la caída es de aproximadamente un 18%. En todo caso, lo relevante es que una menor precipitación estará asociada con un menor caudal y, por ende, con una menor generación de energía hidroeléctrica. Y en este caso, el escenario B2 será un escenario más afectado por el cambio climático que el escenario A2.

<sup>11</sup> Una explicación más detallada al respecto se puede encontrar en Andrade (2014).

**Cuadro 4**  
**Variación en las precipitaciones de las centrales hidroeléctricas en Bolivia**  
**bajo los escenarios A2 y B2 a 2071-2100**

Central	Precipitación (cm/ año)	Variación en la precipitación (cm/ año)		Variación en la precipitación (porcentaje)	
		A2	B2	A2	B2
Corani	101,14	-9,05	-13,43	-8,9	-13,3
Santa Isabel	101,14	-9,05	-13,43	-8,9	-13,3
Zongo	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Tiquimani	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Botijlaca	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Cuticucho	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Santa Rosa LH	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Santa Rosa HH	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Sainani	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Chururaqui	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Harca	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Cahua	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Huaji	88,25	-12,37	-13,25	-14,0	-15,0
Miguilla	63,84	-4,27	-3,94	-6,7	-6,2
Angostura	63,84	-4,27	-3,94	-6,7	-6,2
Choquetanga	63,84	-4,27	-3,94	-6,7	-6,2
Carabuco	63,84	-4,27	-3,94	-6,7	-6,2
Chojilla Antigua	76,07	-6,72	-13,83	-8,8	-18,2
Chojilla	76,07	-6,72	-13,83	-8,8	-18,2
Ynacachi	76,07	-6,72	-13,83	-8,8	-18,2
Kanata	61,58	-6,86	-9,75	-11,1	-15,8
Kilpani	16,98	-0,69	1,93	-4,1	11,4
Landara	16,98	-0,69	1,93	-4,1	11,4
Punutuma	16,98	-0,69	1,93	-4,1	11,4
Quehata	57,27	3,65	3,65	6,4	6,4

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.1. Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Para la proyección de oferta de las centrales hidroeléctricas de pasada se utiliza la relación entre la potencia y el caudal de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Potencia = Densidad H_2O \times Gravedad \times Caudal \times Altura \times Rendimiento \quad (1)$$

Las variables como la densidad del agua, la gravedad y la altura a la que se encuentra la turbina se consideran constantes. La única variable, además del caudal, que puede cambiar es el rendimiento de la(s) turbina(s) que utiliza cada una de las centrales hidroeléctricas. Se asume que la tecnología usada es contante (por ejemplo, mejora en la tecnología de los equipos que hagan un mejor uso del agua). Esta suposición es bastante amplia,



ya que considera que no va a haber mejoras tecnológicas que aumenten el rendimiento de las plantas hidroeléctricas, y por lo tanto el rendimiento se mantiene constante también. Así la formula (1) se simplifica a:

$$Potencia=Constante \times Caudal \quad (2)$$

La ecuación (2) permite calcular la potencia utilizando únicamente la variación del caudal que conocemos, ya que es igual a la variación de las precipitaciones en términos proporcionales. Por tanto, la misma variación en precipitación/caudal se va a reproducir en la potencia. Lógicamente, la constante está reflejando las características técnicas de cada central hidroeléctrica. Esto significa que los mismos caudales pueden generar diferentes niveles de potencia, lo que no necesariamente quiere decir que mayores caudales generen una mayor potencia. En otras palabras: cada central hidroeléctrica tiene diferentes coeficientes técnicos que influirán en el resultado final actuando como ponderadores.

## 4.2. Centrales hidroeléctricas de embalse

Para la proyección de la oferta de las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizan regresiones de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) que relacionan el volumen embalsado con el caudal de los ríos. Específicamente se estima la siguiente ecuación:

$$\Delta Y_t = \alpha + \beta X_t + \varepsilon_t \quad (3)$$

Donde  $Y_t$  representa el volumen embalsado medido en  $Hm^3$  en el tiempo  $t$ , y  $X_t$  representa el caudal medido en  $m^3/s$  en el tiempo  $t$ . Los gráficos que muestran los datos de caudal, volumen y energía disponible para cada una de las centrales hidroeléctricas se encuentran en el anexo.

El caudal explica la variación en el volumen de agua embalsado; por lo tanto, a partir de las variaciones en precipitaciones proyectadas por el modelo PRECIS, se obtiene el caudal proyectado para el período 2071-2100, con lo cual podemos calcular la variación proyectada en el volumen de agua.

La ecuación (3) ha sido estimada para cada una de las centrales hidroeléctricas de embalse usando datos semanales. Se observa que no todas las empresas presentan la misma periodicidad. Corani, que es la empresa que más observaciones posee, presenta datos desde la primera semana de 2002 hasta la 34ta, semana de 2009. Chojilla es la que menos observaciones tiene, ya que cuenta tan solo con datos desde la primera semana de 2008., Los coeficientes estimados se presentan en el cuadro 5.

*Cuadro 5*  
*Coefficientes de caudal para las centrales de embalse, estimados con MCO*

Variables	Corani	Zongo	Tiquimani	Miguilla	Angostura	Chojilla
Constante	-4,636*** [0,0992]	-0,197*** [0,0122]	-0,193*** [0,0093]	-0,168*** [0,0068]	-0,347*** [0,0204]	-0,176*** [0,0241]
Caudal	0,634*** [0,0082]	0,511*** [0,0265]	0,537*** [0,0155]	0,568*** [0,01817]	0,655*** [0,0257]	0,041*** [0,0038]
R2	0,9373	0,4867	0,7529	0,7211	0,6894	0,5822
R2 ajustado	0,9371	0,4854	0,7523	0,7204	0,6884	0,5772
S,E,	1,5501	0,1381	0,1495	0,0860	0,2636	0,1657
Observaciones	398	394	394	380	293	85

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC),

Nota: Los errores estándares se presentan entre corchetes,

\*\*\* = significativo al 99%,

Los resultados muestran que todos los coeficientes son estadísticamente significativos. Para la mayoría de las empresas, el coeficiente asociado al caudal oscila entre 0,5 y 0,65; solamente para Chojilla este coeficiente es muy bajo, con un valor de 0,041. Los R<sup>2</sup> también pueden ser considerados altos a excepción del de Zongo, en donde asciende a 0,48.

En base a estas estimaciones, el cuadro 6 presenta las proyecciones de energía disponible para el período 2071-2100. Se puede ver que, si bien la energía disponible bajo el escenario B2 es menor que bajo el escenario A2, estas diferencias son prácticamente no significativas, pues apenas llegan a 0,78 GWh. Los resultados de la potencia proyectada en MW usando metodologías distintas para centrales de pasada y de embalse se muestran en el cuadro 7. Aquí se evidencia lo que se mencionó anteriormente: que bajo el escenario A2 la potencia efectiva proyectada para las centrales hidroeléctricas de pasada asciende a 388,8 MW, pero bajo el escenario B2 dicha potencia es no significativamente menor, con un valor de 380,73 MW.

*Cuadro 6*  
*Energía disponible proyectada por embalse, 2071-2100)*

Escenario A2				
A2	Var, Vol,	Vol,	Coefficientes (*)	Energía disponible (GWh)
Corani	-0,02	90,28	3,28	295,98
Zongo	-0,04	2,06	6,75	13,93
Tiquimani	-0,05	3,57	7,09	25,27
Miguilla	-0,01	1,68	2,57	4,31
Angostura	-0,13	7,52	2,66	20,01
Chojilla	-0,03	3,11	2,73	8,47
Total Embalses				367,97

Escenario B2				
B2	Var, Vol,	Vol,	Coefficientes (*)	Energía disponible (GWh)
Corani	-0,24	90,06	3,28	295,26
Zongo	-0,04	2,06	6,75	13,92
Tiquimani	-0,05	3,56	7,09	25,26
Miguilla	-0,01	1,68	2,57	4,31
Angostura	-0,13	7,53	2,66	20,01
Chojilla	-0,05	3,09	2,73	8,43
Total embalses				367,19

Fuente: Elaboración propia,

(\*) Coeficientes utilizados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC),

*Cuadro 7*  
*Potencia efectiva proyectada en las centrales de pasada*

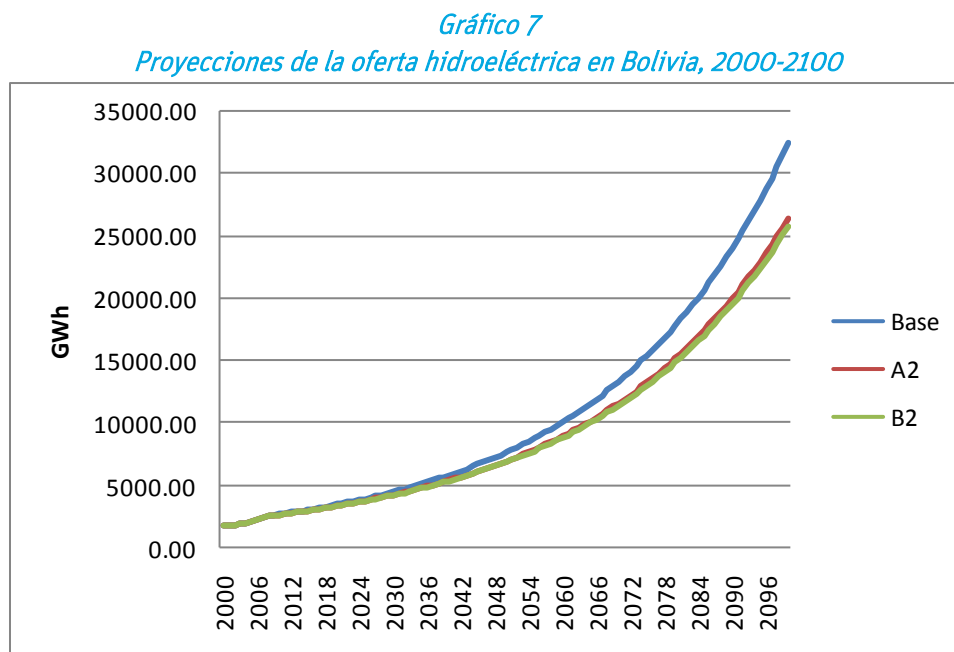
Localidad	Caudal medio anual proyectado m3/s			Capacidad efectiva MW		
	Base	A2	B2	Base	A2	B2
Corani(*)	7,98	7,27	6,92	56,7	58,97	58,83
Santa Isabel	0,7	0,64	0,61	93,18	84,84	80,81
Subtotal				149,88	143,81	139,63
Zongo(*)	0,37	0,32	0,31	10,5	2,78	2,77
Tiquimani(*)	0,32	0,28	0,27	9,4	5,03	5,03
Botijlaca	0,76	0,65	0,65	7,3	6,28	6,20
Cuticucho	0,82	0,71	0,70	23,7	20,38	20,14
Santa Rosa LH	0,39	0,34	0,33	7	6,02	5,95
Santa Rosa HH	0,6	0,52	0,51	10,5	9,03	8,92
Sainani	0,5	0,43	0,42	10,2	8,77	8,67
Chururaqui	1,87	1,61	1,59	25,3	21,75	21,50
Harca	1,75	1,50	1,49	26,5	22,78	22,52
Cahua	1,76	1,51	1,50	27,5	23,64	23,37
Huaji	1,28	1,10	1,09	30,5	26,22	25,92
Subtotal				188,4	152,69	151,01
Miguilla(*)	0,3	0,28	0,28	2,4	0,86	0,86
Angostura(*)	0,36	0,34	0,34	6,5	3,99	3,99
Choquetanga	0,34	0,32	0,32	6,1	5,69	5,72
Carabuco	0,83	0,77	0,78	6,1	5,69	5,72
Subtotal				21,1	16,23	16,29
Chojilla Antigua	3,68	3,36	3,01	0,85	0,77	0,70
Chojilla(*)	3,88	3,54	3,17	38,4	1,69	1,68
Ynacachi	4,24	3,87	3,47	51,1	46,59	41,81
Subtotal				90,35	49,05	44,18
Kanata	0,28	0,25	0,24	7,6	6,75	6,40
Subtotal				7,6	6,75	6,40
Kilpani	2,2	2,11	2,45	11,45	10,98	12,75
Landara	2,2	2,11	2,45	5,2	4,99	5,79
Punutuma	2,2	2,11	2,45	2,4	2,30	2,67
Subtotal				19,05	18,27	21,22
Quehata	0	0,00	0,00	2	2,00	2,00
Subtotal				2	2,00	2,00
<b>Total</b>				<b>478,38</b>	<b>388,80</b>	<b>380,73</b>

Fuente: Elaboración propia.

(\*) Centrales hidroeléctricas de embalse.

### 4.3. Proyección de la oferta hidroeléctrica para 2100

Con los resultados de los dos acápite anteriores, obtenemos el efecto total del cambio climático sobre el potencial hidroenergético de Bolivia en los escenarios A2 y B2. Específicamente, bajo el escenario A2 se estima una caída del 18,72% en la generación de energía hidroeléctrica en relación con el escenario base, y bajo el escenario B2 la caída pronosticada es del 20,41%. El gráfico 7 muestra estos resultados en GWh.



Fuente: Elaboración propia,

Según el escenario base, la oferta de energía hidroeléctrica debería aumentar de 2,626,70 GWh en 2009 a 32,475,77 GWh en 2100, lo que significa un incremento de aproximadamente 11 veces la oferta actual. El cambio climático implicaría un crecimiento de solamente nueve veces la oferta actual, bajo los escenarios A2 y B2. Nótese que las diferencias entre el escenario A2 y B2, en el largo plazo, son casi imperceptibles.

De acuerdo con el Balance Energético Nacional (BEN), el potencial hidroeléctrico en Bolivia es de 39,850 MW. Asimismo, en función de las proyecciones, en el escenario base Bolivia estaría utilizando 6,470 MW para producir los 32,475,77 GWh de energía, por lo que hay un amplio margen para producir energía hidroeléctrica, si no se toman en cuenta los efectos del cambio climático. Más aún: el potencial hidroeléctrico sugiere que, si se consideran los efectos mencionados, estos podrían mitigarse con las inversiones necesarias.

## 5. Equilibrio de mercado e impacto económico

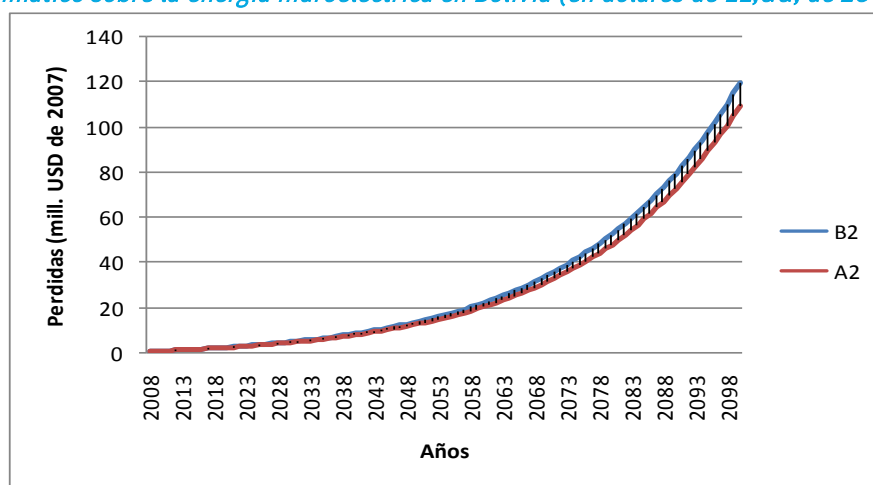
Finalmente, en esta sección se analizan los impactos y oportunidades del sector de energía eléctrica tomando en cuenta el equilibrio proyectado entre la oferta y demanda de energía eléctrica. La base para medir el impacto es el supuesto de que la brecha que se genere en la oferta hidroeléctrica bajo el escenario base y bajo los escenarios A2 y B2 se cubrirá mediante la generación de energía termoeléctrica, la cual, por su carácter altamente contaminante, contribuirá además a la emisión de ciertas cantidades de CO<sub>2</sub> en los próximos 100 años.

## 5.1 Impactos económicos de la generación de energía termoeléctrica

A partir de las estimaciones realizadas en las secciones precedentes, se puede definir la pérdida por cambio climático como el costo que implicará la generación de energía termoeléctrica para compensar la caída en la generación de energía hidroeléctrica y mantener un equilibrio entre oferta y demanda. Para calcular este costo se utiliza un valor promedio de US\$18,00 por MWh de energía. Este es el costo marginal de producir un MWh de energía. Dado que el mercado eléctrico es un mercado competitivo, la curva de costo marginal intercepta a la curva de costo variable medio en su punto más bajo, por lo que el costo marginal es igual al costo medio y este representa la oferta de la empresa.<sup>12</sup>

El gráfico 8 muestra los costos anuales de la generación de energía termoeléctrica que será utilizada para cubrir el exceso de demanda producto de los efectos del cambio climático sobre la generación de energía hidroeléctrica. En otras palabras: las curvas representan las pérdidas debido al cambio climático bajo los escenarios A2 y B2, medidas en dólares estadounidenses de 2007.

**Gráfico 8**  
*Costos anuales de la generación de energía termoeléctrica como consecuencia de los efectos del cambio climático sobre la energía hidroeléctrica en Bolivia (en dólares de EE.UU. de 2007)*



Fuente: Elaboración propia.

Las pérdidas anuales debido al cambio climático crecen de modo exponencial, de aproximadamente US\$800,000 en 2009 a US\$109,46 millones en 2100, bajo el escenario A2. Bajo el escenario B2, estas pérdidas crecen de US\$870,000 en 2009 a US\$119,32 millones en 2100.

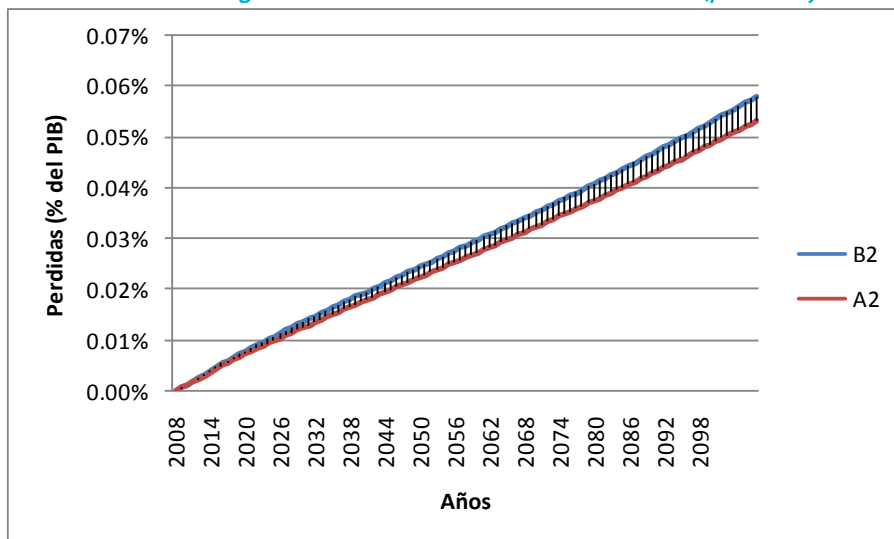
De igual manera, se han calculado los costos anuales como proporción del PIB, lo cual ha sido estimado también mediante el modelo MEGC, y los resultados muestran un costo máximo de 0,05% del PIB para el escenario A2 y de 0,06% del PIB para el escenario B2, ambos en 2100. El gráfico 9 ilustra estos resultados.

<sup>12</sup> El valor promedio de los costos marginales de generación a octubre de 2009 fue de US\$16,89 por MWh, con un mínimo de US\$15 por MWh en enero y un máximo de US\$18,02 por MWh en septiembre. Estos datos provienen del Comité Nacional de Despacho de Carga ([www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)).



Gráfico 9

Costos anuales de generación de energía termoeléctrica como consecuencia de los efectos del cambio climático sobre la energía hidroeléctrica en Bolivia al año 2100 (porcentaje del PIB)



Fuente: Elaboración propia,

Las pérdidas acumuladas se pueden representar como un valor neto presente, bajo diferentes supuestos acerca de la tasa de descuento, como se muestra en el cuadro 8. La suma simple de las pérdidas durante el período 2008-2100 sería de aproximadamente US\$2,500 millones (medidos en valores reales de 2007) para el escenario A2 y de US\$2,800 millones bajo el escenario B2. Sin embargo, como se espera que la población sea más rica en el futuro, y dado que la utilidad marginal del dinero es decreciente, es necesario descontar los costos futuros a tasas de descuento positivas.

Cuadro 8

Valor neto presente de los costos económicos del cambio climático sobre el sector de energía eléctrica para diferentes tasas de descuento (millones dólares de EE.UU. de 2007)

Escenario	Tasas de descuento				
	0,5%	2%	4%	6%	12%
Escenario A2	1,732	563	153	54	8
Escenario B2	1,888	614	167	59	9

Fuente: Elaboración propia,

A una tasa de descuento del 2% (lo que corresponde más o menos a la tasa de crecimiento del PIB real per cápita en el largo plazo), se llegaría a un valor neto presente de las pérdidas de US\$563 millones en el escenario A2 y de US\$614 en el escenario B2. Aun con una tasa de descuento muy alta (del 12%), se llegaría a un valor neto presente positivo de las pérdidas de US\$8 millones y de US\$9 millones, respectivamente, en los escenarios A2 y B2 de cambio climático, en comparación con el escenario sin cambio climático.

## 5.2 Pérdidas económicas por emisiones de CO2

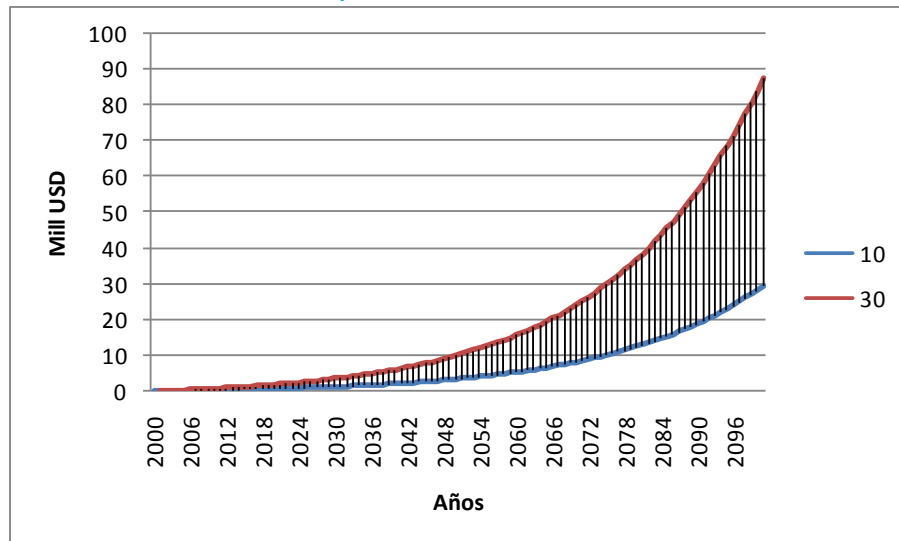
Un segundo componente que debe ser considerado, aunque no se trata de un costo directo para la economía, es el referido a la emisión de CO<sub>2</sub> adicional, producto de la generación de energía termoeléctrica., La emisión de residuos a la atmósfera y los propios procesos de combustión que se producen en las centrales térmicas

tienen una incidencia importante sobre el medio ambiente, en particular cuando estas centrales utilizan al carbón como combustible.

En Bolivia, las centrales termoeléctricas conectadas al SIN, que son las que se están considerando aquí, usan como combustible al gas natural. La gran ventaja de este combustible es que no produce las emisiones de óxidos de azufre ni de hollines ácidos que presentan otros combustibles. No obstante, el gas natural emite CO<sub>2</sub> en una magnitud de 0,44 Kg por KWh de energía producida.

Si se toman en cuenta este coeficiente y las proyecciones de energía realizadas, se obtienen las proyecciones de emisiones de CO<sub>2</sub> tanto bajo el escenario A2 como bajo el escenario B2., El gráfico 10 muestra el costo de estas emisiones para el escenario B2. Se considera un rango de precios por tonelada de CO<sub>2</sub> que oscila entre US\$10 y US\$30.<sup>13</sup>

*Gráfico 10*  
*Costos anuales por emisiones de CO<sub>2</sub> (escenario B2)*



Fuente: Elaboración propia,

Se observa que los costos por emisiones de CO<sub>2</sub> aumentan exponencialmente y el rango de costo también. A un precio de US\$10 por tonelada se obtiene un costo máximo de US\$30 millones, mientras que a un precio de US\$30 por tonelada se obtiene un costo máximo de US\$87 millones, ambos para el año 2100.

Finalmente, el cuadro 9 presenta un listado de proyectos que están en proceso de operación, en proceso de revisión o en proceso de planificación. La información expuesta permite saber cuáles son los proyectos en energía limpia y cuál es su impacto esperado en términos de reducciones de CO<sub>2</sub> para ver si de alguna manera se podrían compensar en el futuro las emisiones de CO<sub>2</sub> proyectadas por el cambio climático.

<sup>13</sup> Los resultados para el escenario A2 son muy similares.

*Cuadro 9*  
*Proyectos MDL en Bolivia, 2008*

Proyecto	Reducciones de CO <sub>2</sub> (en toneladas)	Período (años)	Costo (en millones de dólares de EE.UU.)
Hidroeléctrica Río Taquesi	3.096.282	21	101,5
Combustión de Gas Cercado (Relleno)	1.,500.000	10	1,3
Combustión de Gas Santa Cruz (Relleno)	1.728.832	21	1,41
Electrificación rural San Ramón	45.574	21	6,48
Hidroeléctrica Yata	538.009	21	6,48
Hidroeléctrica Santa Rosa	801.,360	21	16,6
Expansión Hidroeléctrica Valle Hermoso	350.511	21	9,6
Geotérmica Laguna Colorada	438,272	21	179,99
Conversión Guaracachi	3. 400.000	10	N,D
Expansión Hidroeléctrica Santa Isabel	502.441	14	8,2
Termoeléctrica de Biomasa (BIGUSE)	221.051	14	2,251
Cogeneración Guabira Energía	84.431,71	21	N,D
<b>TOTAL</b>	<b>12.706.763,71</b>		<b>333,811</b>

Fuente: Elaboración propia en base a informes de MDL,

N,D,: No se dispone de datos,

Se observa que, de concretarse todos estos proyectos, Bolivia podría reducir en 12,7 millones de toneladas sus emisiones de CO<sub>2</sub> en un período máximo de 21 años. De acuerdo con los datos proyectados, el cambio climático incrementaría las emisiones de CO<sub>2</sub> en aproximadamente 2,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, de concretarse estos proyectos, más que se compensaría el efecto negativo del cambio climático, La última columna muestra el costo que implica la inversión que se deberá realizar en cada uno de estos proyectos para que se hagan realidad.

Nótese también que muchos de estos proyectos son ampliaciones de plantas hidroeléctricas ya existentes, como las del río Taquesi, Santa Rosa, Santa Isabel y Valle Hermoso. Estas ampliaciones podrían mitigar o compensar los efectos negativos que calculamos producto del cambio climático. La única hidroeléctrica nueva sería la ubicada en el río Yata, al nordeste del país, y que formaría parte del proyecto brasileño de hidroeléctricas en el río Madera. Esta planta hidroeléctrica proveería de energía a Guayaramerín, Cachuela Esperanza y Riberalta, con aproximadamente 40 MW de potencia.

Este y otros proyectos impulsados principalmente por Brasil han tenido un fuerte rechazo porque implican la construcción de represas, las cuales –debido a la topografía de la región– taponarían los ríos y afluentes de la cuenca del Madera. La topografía de la región andina, que es donde se encuentran todas las centrales hidroeléctricas actualmente en Bolivia, permite que los ríos tengan pendiente, lo cual a su vez favorece el hecho de que las represas creen lagunas o embalses de agua sin taponar los ríos.

Las proyecciones del modelo PRECIS indican que el cambio climático va a tener un efecto positivo en términos de precipitaciones en la región nordeste de Bolivia, con lo cual sería factible instalar centrales hidroeléctricas en esa región del país. Sin embargo, se deben considerar los efectos negativos por el lado de la topografía, que podrían convertir a las regiones aledañas en un inmenso pantanal.

En síntesis, Bolivia tiene la posibilidad de minimizar los efectos del cambio climático sobre el sector de generación de energía eléctrica, explotando el potencial hidroeléctrico que posee, principalmente en la región andina, a pesar de las disminuciones en los caudales. Se debe destacar también que la topografía y las montañas del occidente boliviano podrían fácilmente llevar a revertir la caída en la producción de energía eléctrica que es de origen hidroeléctrico. Una política de energía sostenible y limpia debería apuntar a explotar el potencial hídrico que todavía es muy amplio en el occidente de Bolivia.

## 6 Conclusiones

El presente documento es el resultado de un proceso de investigación de carácter principalmente técnico, centrado en analizar la relación existente entre el caudal de agua de los ríos y la generación de energía hidroeléctrica. La motivación para concentrar el análisis en este tipo de energía es que se espera que el cambio climático afecte al nivel de precipitaciones y por ende se vea afectado el caudal de los ríos a partir de los cuales se produce energía hidroeléctrica.

Se han separado las centrales hidroeléctricas del SIN en centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse, y a partir de allí se ha estimado la caída en la generación de energía hidroeléctrica con respecto a un escenario base consistente con el Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC). Los resultados indican que, a raíz del cambio climático, la generación de energía hidroeléctrica disminuirá en un 18% bajo el escenario A2 y en un 20% bajo el escenario B2, en el año 2100. Estas caídas implican la necesidad de generar 6,081 GWh y 6,628 GWh adicionales de energía termoeléctrica, con respecto al escenario base, para los escenarios A2 y B2, respectivamente.

Esta energía adicional que tendrá que generarse para mantener el equilibrio entre oferta y demanda es la que representa las pérdidas económicas por cambio climático, las cuales van desde US\$800,000 en 2019 hasta US\$109 millones en 2100 bajo el escenario A2, y desde US\$870,000 en 2009 hasta US\$119 millones bajo el escenario B2. Estos costos, medidos en dólares estadounidenses constantes de 2007, representan el impacto económico del cambio climático, el cual en proporción al PIB equivale al 0,05% y al 0,06% para los escenarios A2 y B2 respectivamente.

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica fueron realizadas en base a información provista por el MEGC y muestran un crecimiento de la demanda de potencia a 15,874,59 MW para el año 2100 bajo el escenario base. Dado que el potencial hidroeléctrico en Bolivia, estimado en 2006, es de 39,850 MW, se infiere que existen muy buenas posibilidades de cubrir los requerimientos de demanda de energía eléctrica futuros, aprovechando el potencial hídrico y evitando así los efectos negativos de la energía termoeléctrica sobre el medio ambiente, energía que si bien utiliza el gas natural como combustible, aun así genera emisiones de CO<sub>2</sub>, las cuales han sido estimadas en un valor de aproximadamente US\$80,27 millones en el escenario A2 y de US\$87,50 millones en el escenario B2. Este vendría a ser un costo indirecto del cambio climático o, dicho de otra manera: la contribución al cambio climático del sector eléctrico en Bolivia.

La base de las estimaciones del efecto del cambio climático en el sector de energía eléctrica la constituyen las variaciones en los caudales de los ríos, los cuales se ha supuesto que cambian en la misma proporción en que cambian las precipitaciones. Ciertamente será necesario contar a futuro con información más precisa acerca de los cambios en los caudales y su relación con las precipitaciones, no solamente en el lugar de ubicación de los ríos sino en las cuencas a las que pertenecen estos ríos.

Finalmente, en relación con las recomendaciones de políticas que se deberían seguir, queda claro que Bolivia necesita inversiones en el sector de energía eléctrica, no solamente para poder cubrir el crecimiento de la demanda proyectado por el escenario base, sino también para mitigar los efectos del cambio climático sobre la energía hidroeléctrica. Resulta importante explotar el gran potencial hidroeléctrico de Bolivia, especialmente en el occidente, que tiene la gran ventaja de tener ríos en pendiente, lo que permite la construcción de represas sin que se produzcan taponamientos. Por desgracia, actualmente en el sector existe una alta percepción de riesgo que inhibe las inversiones, tal como lo muestran Espinoza y Dávalos (2009). Por otro lado, el gobierno está apostando a la reactivación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) con la construcción de centrales termoeléctricas, como la de Entre Ríos en Cochabamba, que –como se ha demostrado– no es lo ideal para hacer si es que se desea reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el futuro.

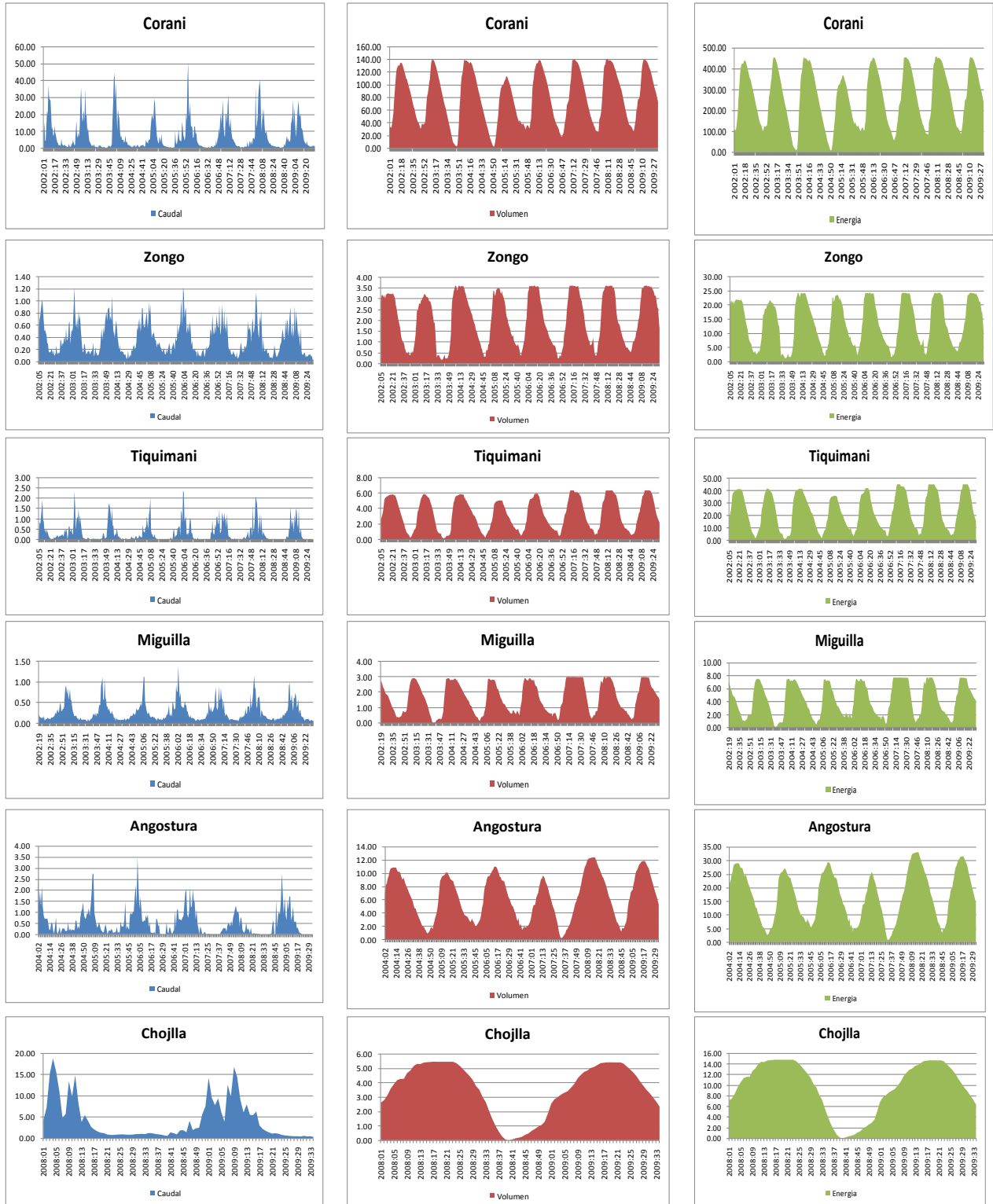
## 7 Referencias

- Acton, J., B. Mitchell y R. Mowill, 1976, "Residential Demand for Electricity in Los Angeles: An Econometric Study of Disaggregated Data," Informe R-1899-NSF, Santa Mónica, CA: Rand Corporation,
- Andrade, M.F. 2014. *La economía del cambio climático en Bolivia: Validación de Modelos Climáticos*. C.E. Ludeña y L. Sanchez-Aragon (eds), Banco Interamericano de Desarrollo, Monografía No. 184, Washington, DC.
- Banco Mundial, 2008, *Indicadores del Desarrollo Mundial*, Washington, D.C.: Banco Mundial,
- Berndt, E, 1991, "The Practice of Econometrics: Classic and Contemporary," Cambridge: MIT Press,
- BID y CEPAL. 2014. *La Economía del Cambio Climático en el Estado Plurinacional de Bolivia*. C.E. Ludeña, L. Sanchez-Aragon, C. de Miguel, K. Martínez, y M. Pereira (eds). Banco Interamericano de Desarrollo, Monografía No. 220 y Naciones Unidas LC/W.627.
- Cárdenas, Ch, 2003, "Diagnóstico del Sector Eléctrico: 1990-2002", Documento de estructura, La Paz, Bolivia: Unidad de Análisis en Políticas Sociales y Económicas (UDAPE),
- CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga), Varios años, Memorias anuales para los años 2006, 2007 y 2008, La Paz, Bolivia: CNDC,
- Espinoza, L, y A. Dávalos, 2009, "Liberalización, riesgo regulatorio e inversiones en el mercado de la generación de electricidad en Bolivia", La Paz-Bolivia, (Documento mimeografiado,)
- Fisher, F, y C. Kaysen, 1962, *A Study in Econometrics: The Demand for Electricity in the United States*, Ámsterdam: North Holland Publishing Company,
- Goett, A, y D. McFadden, 1984, "The Residential End-Use Energy Planning System: Simulation Model Structure and Empirical Analysis," En: J. R. Moroney (ed.), *Advances in the Econometrics of Energy and Resources*, volumen 5, Greenwich: JAI Press,
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2008, Balance Energético Nacional, La Paz, Bolivia: Ministerio de Hidrocarburos y Energía,
- Taylor, L, 1975, "The Demand for Electricity: A Survey," *Bell Journal of Economics and Management Science* 6:74-110,
- Taylor, L., G. Blattenberger y P. Verleger, 1977, "The Residential Demand for Energy," Informe final EPRI EA-235, vol, 1, Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute,



# Anexo

## Gráficos de caudal, volumen y energía disponible para las centrales hidroeléctricas de embalse.











[www.iadb.org/cambioclimatico](http://www.iadb.org/cambioclimatico)

Síguenos en twitter @BIDcambioclima