

Machicado, Carlos Gustavo

Working Paper

La economía del cambio climático en Bolivia: Análisis del sector de energía eléctrica

Development Research Working Paper Series, No. 12/2009

Provided in Cooperation with:

Institute for Advanced Development Studies (INESAD), La Paz

Suggested Citation: Machicado, Carlos Gustavo (2009) : La economía del cambio climático en Bolivia: Análisis del sector de energía eléctrica, Development Research Working Paper Series, No. 12/2009, Institute for Advanced Development Studies (INESAD), La Paz

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/45681>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo



Serie de Documentos de Trabajo sobre Desarrollo

No. 12/2009

La Economía del Cambio Climático en Bolivia: Análisis del Sector de Energía Eléctrica

por:

Carlos Gustavo Machicado

Diciembre 2009

Los opiniones expresados en la Serie de Documentos de Trabajo sobre Desarrollo son de los autores y no necesariamente reflejan los del Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo. Los derechos de autor pertenecen a los autores. Los documentos solamente pueden ser bajados para uso personal.



LA ECONOMÍA DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN BOLIVIA

Análisis del Sector de Energía Eléctrica¹

(Versión Final)

Diciembre 2009

Carlos Gustavo Machicado S²

¹ Se agradecen los comentarios de un lector anónimo de la CEPAL así como de los asistentes de los tres talleres ERECC realizados en Bolivia. Los comentarios vertidos en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y no involucran a las instituciones participantes en el proyecto ERECC-Bolivia.

² Investigador del Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo (INESAD), e-mail: cmachicado@inesad.edu.bo



RESUMEN EJECUTIVO

El presente estudio analiza los efectos del cambio climático sobre el sector de energía eléctrica en Bolivia durante los próximos 100 años tomando como base las proyecciones realizadas por el modelo de equilibrio general computable MEGC de Jemio y Andersen (2009). Este modelo provee los insumos necesarios en términos de tendencias y magnitudes de las variables a ser usadas en las proyecciones.

Se parte de la hipótesis que el cambio climático afectará 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 (SIN). Concretamente, se espera una disminución en las precipitaciones con la consecuente disminución en el caudal, lo que reduciría la oferta de energía hidroeléctrica.

Inicialmente se proyecta la demanda de energía eléctrica para los próximos 100 años, en base a la información de consumo de energía por sectores del Balance Energético Nacional (BEN). A partir de los consumos de los sectores residencial, industrial, comercial, minería y otros se proyecta la demanda en base a las tasas de crecimiento del consumo provistas por el modelo MEGC. Se empleó el supuesto que este es un mercado que siempre está en equilibrio, es decir oferta es igual a demanda. Asimismo, se supone que en el escenario base, mitad de la oferta de energía eléctrica es termoeléctrica y la otra mitad es hidroeléctrica, tal como sucedía el año 1999 que es el año base para las proyecciones.

Luego se proyecta la oferta según los escenarios A2 y B2 explotando la relación caudal de agua y potencia efectiva, diferenciando entre centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse. Para las centrales de pasada se emplea una relación lineal entre potencia y caudal, mientras que para las centrales de embalse se emplean estimaciones de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) usando información semanal que nos permite relacionar el volumen embalsado con el caudal y luego con la generación de energía.

El impacto económico del cambio climático en el sector se lo estima como el costo de producir la energía termoeléctrica adicional necesaria para cubrir la brecha generada por una menor oferta de energía hidroeléctrica y que permita cubrir la demanda del escenario base. Los resultados indican que producto del cambio climático habrá una reducción de energía hidroeléctrica de 18% según el escenario A2 y de 20% según el escenario B2, hacia el año 2100. El costo de cubrir estas brechas con energía termoeléctrica será de 0.05% y 0.06% del PIB en el año 2100, según los escenarios A2 y B2 respectivamente.

Potencial hidroeléctrico, Bolivia tiene de sobra, lo que hace falta es invertir en una mayor 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.



1. Introducción

En el último tiempo el problema del cambio climático se ha puesto de moda y ha surgido un gran interés por parte de los gobiernos y de los organismos internacionales de conocer y analizar cuales podrían ser los efectos económicos que pudiera tener este fenómeno.

Ciertamente, el fenómeno del cambio climático es un tema bastante controvertido ya que tiene mucho de publicidad e intereses alrededor, donde también faltan series temporales muy largas para poder ver la evolución de las temperaturas y ver si el calentamiento global es una realidad, ya que se trata de cambios que se producen en rangos de tiempo muy amplios. Lo que sí parece claro es que la actividad humana puede influir bastante y que por tanto hay que analizar en qué podemos mejorar, básicamente por el propio interés de supervivencia a largo plazo. Si hace unos años fue el problema de la capa de ozono lo que llevó a limitar o prohibir el uso de los productos que más podían afectar, ahora el tema está en las emisiones de CO₂ y en el efecto invernadero que pueden provocar.

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 sean potencialmente afectados por el cambio climático en los próximos 100 años. Precisamente, uno de estos sectores es el sector de energía eléctrica, particularmente el sub-sector de energía hidroeléctrica. La hipótesis que se tiene es que el cambio climático afectara las precipitaciones pluviales y consecuentemente el caudal de las cuencas y ríos que suministran agua a las centrales hidroeléctricas afectando de esa manera a 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 consistente con el modelo MEGC.

Las proyecciones son realizadas 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, minería y otros se proyecta la demanda utilizando las tasas de crecimiento provistas por el MEGC. Luego, partiendo del supuesto 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 el año 1999³.

El análisis se realiza tanto para los escenarios A2 como para el B2. El escenario B2 presenta un impacto por cambio climático levemente mayor que el escenario A2 debido a que las variaciones en las precipitaciones proyectadas por el modelo PRECIS son mayores, pero no significativamente, bajo este escenario 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

³ Este es el año base que utiliza el MEGC, construido a partir de la Matriz de Contabilidad Social (SAM) que refleja la economía boliviana el año 1999.



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.

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

Para las centrales de pasada, que son la mayoría, se calcula la relación caudal-potencia a través de una fórmula que toma además del caudal, otros factores como el rendimiento de las turbinas, densidad del agua, altura y otros que permiten ponderar el efecto del caudal sobre la potencia generada en cada central. De ahí, que centrales que tienen el mismo caudal, tienen diferentes niveles de potencia, pues existen estos otros elementos que los consideramos fijos que estarán afectando a la relación caudal-potencia.

Para las centrales de embalse se utiliza un análisis econométrico de series temporales donde 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 tenemos el aporte del caudal a la variación en el volumen embalsado, luego utilizando los coeficientes usados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que relaciona volumen con energía, obtenemos la energía generada en cada una de las centrales de embalse para el año 2100.

Finalmente, se estima también el efecto de la generación adicional de energía termoeléctrica sobre las emisiones de CO₂. 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 CO₂. Afortunadamente, en Bolivia las centrales termoeléctricas utilizan el gas natural y el diesel como combustible y no el carbón que es el que más contribuye con emisiones de CO₂. En el presente documento, se utiliza el coeficiente estándar de 0.44 Kg de CO₂ por KWh para proyectar las emisiones de CO₂ hasta el 2100. Luego, se estima su costo empleando el valor de USD 10 y 30 por ton de CO₂⁴

El documento se divide en 5 secciones. En la segunda sección se presenta una breve descripción del sector de energía eléctrica en Bolivia. La sección tres resume el procedimiento empleado para proyectar la demanda tomando la información del modelo MEGC. La sección cuatro muestra los cálculos realizados para la proyección de la oferta, diferenciando entre centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse. En la sección cinco se analiza el equilibrio de mercado en los escenarios A2 y B2 comparado con el escenario

⁴ 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.



base y se calculan los impactos económicos del cambio climático. Adicionalmente se estiman los costos por emisiones adicionales de CO₂. Finalmente, en la sección 6 se presentan las conclusiones del trabajo.

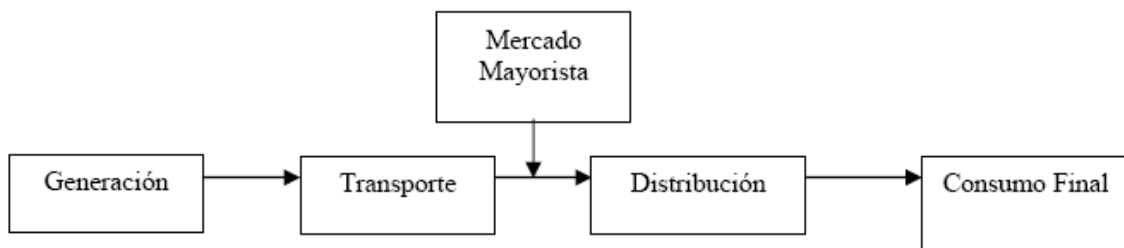
2. Sector de Energía Eléctrica en Bolivia

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, transmisión y despacho de carga en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como de planificar su expansión y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

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, estas etapas son: generación, transmisión o transporte y distribución, y se relacionan de acuerdo a la figura 1.

Figura 1: Flujo Energético



En Bolivia las tres etapas del flujo energético están a cargo de empresas privadas y 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 a 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 kilo vatios (kv) y subestaciones asociadas. Los sistemas eléctricos que no estén conectados al SIN son denominados Sistemas Aislados. En estos sistemas las empresas pueden estar integradas verticalmente en cambio en el SIN no, por lo que la generación, transporte y distribución la realiza una empresa diferente.

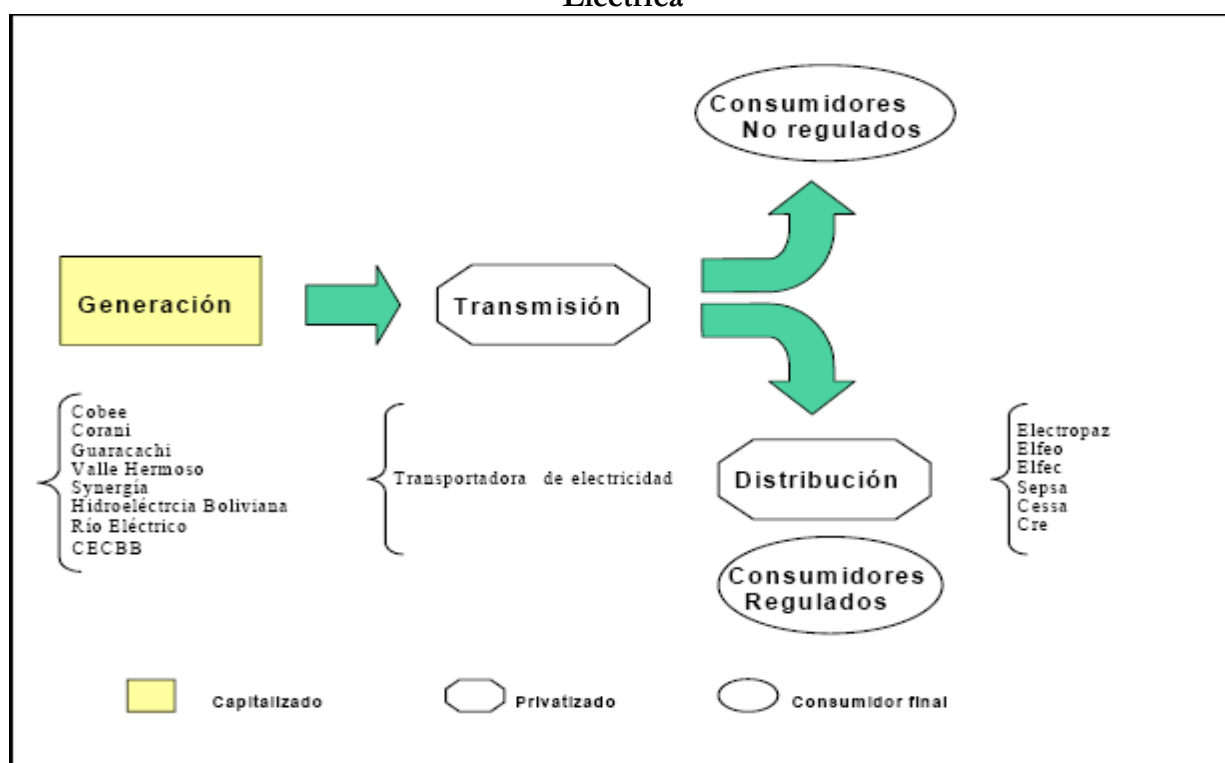
Las actividades de transporte y distribución están reguladas por ser monopolios naturales. La actividad de generación brinda competencia para la entrada al mercado y en la operación del mismo, pero competencia no es sinónimo de desregulación. A pesar de ser un mercado en competencia funciona bajo regulaciones técnicas y económicas para el despacho (operación) del mismo y remuneración a los actores que operan en el mismo. Actualmente, el SIN cuenta con 10 generadores, 3 transmisores y 6 distribuidores. Asimismo, forman parte del SIN 4 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 los Sistemas Aislados existen cuatro tipos de generación: Hidroeléctrica, a Turbina a Gas, a Motor a Gas y a Motor a Diesel. 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.

La siguiente figura muestra una caracterización del mercado de energía eléctrica en el SIN. En éste 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, ellas son: ELECTROPAZ en la ciudad de La Paz, ELFEQ 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.

Figura 2: Caracterización del Mercado de Energía Eléctrica



Fuente: Cardenas (2003)



2.2. Oferta de Energía Eléctrica

La oferta de energía eléctrica está típicamente relacionada con la actividad de generación eléctrica. La generación 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 requieren de embalses para su funcionamiento y la generación termoeléctrica utiliza como insumo el gas natural, por lo que requieren estar conectadas a un gasoducto⁵. Las termoeléctricas tienen costos variables altos y las hidroeléctricas costos fijos altos; por lo tanto, es más eficiente que las plantas hidroeléctricas operen en los bloques valle y resto, dejando que las termoeléctricas generen energía en el bloque punta o de demanda máxima.

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 CO₂ contribuyendo así al denominado efecto invernadero⁶.

El parque hidroeléctrico está compuesto en su mayoría por centrales de pasada, pero también existen 6 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 a gas natural de ciclo abierto, una turbina a vapor que opera con bagazo de caña de azúcar, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Dual Fuel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oil.

Las empresas generadoras hidroeléctricas son 6: COBEE BPC, Empresa Eléctrica Corani S.A., Hidroeléctrica Boliviana S.A., Synergia, Rio Eléctrico y SDB. Las empresas de generación termoeléctrica son 5: EGSA, COBEE BPC, Compañía Eléctrica Central Bulobulo (CECBB), Valle Hermoso y GBE. Las empresas de los Sistemas Aislados son Setar-Tarija (dos centrales hidroeléctricas, una turbina a gas y una de motor a diesel), Setar-Villa Montes-Yacuiba (dos centrales de motor a gas), Setar-Bermejo (una central de motor a gas), Setar-Entre Ríos (una central de motor a diesel), ENDE Trinidad (dos centrales de motor a diesel), ENDE-Cobija (una central de motor a diesel), Cre (dos centrales de turbina a gas), Guayaramerín (una central de motor a diesel) y Riberalta (una central de motor a diesel).

⁵ Las termoeléctricas que no están conectadas al SIN utilizan como combustible el diesel oil.

⁶ 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.



El cuadro 1 muestra la capacidad de generación por tipo de central en el SIN para el año 2008.

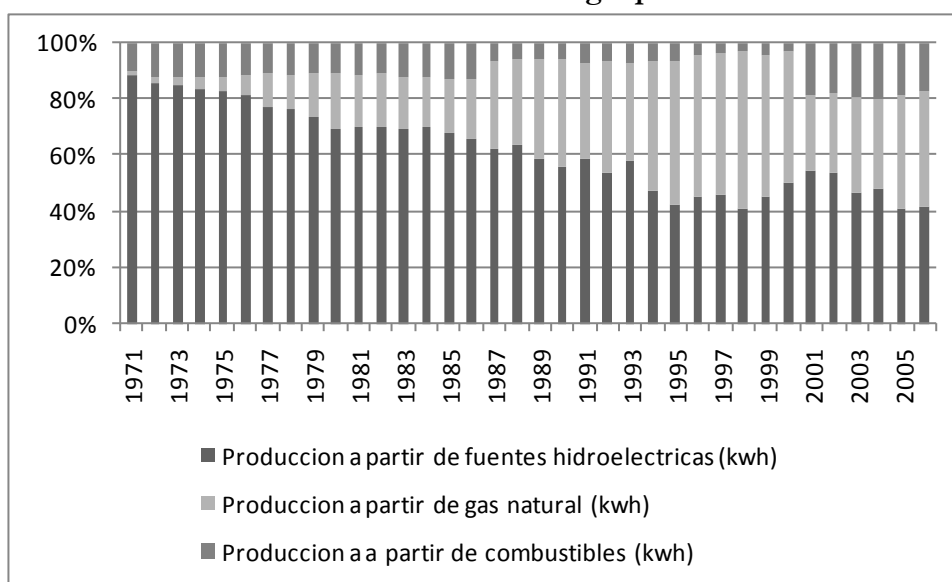
Cuadro 1: Capacidad de Generación de los Sistemas Hidro y Termo

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas	Capacidad (MW)
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
		Guabira	16.0
Subtotal	478.3	Subtotal	684.1
Capacidad Total (Hidro + Termo): 1,162.4 MW			

Fuente: CNDC

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. El siguiente gráfico muestra el porcentaje de energía producida en Bolivia de acuerdo a las fuentes antes mencionadas.

Grafico 1: Producción de Energía por Fuentes



Fuente: World Bank Development Indicators

Note como la producción de energía hidroeléctrica en términos proporcionales ha ido disminuyendo. Hasta 1975, el 80% de la energía era energía hidroeléctrica, para el 2006 esta se ha reducido al 40%. A



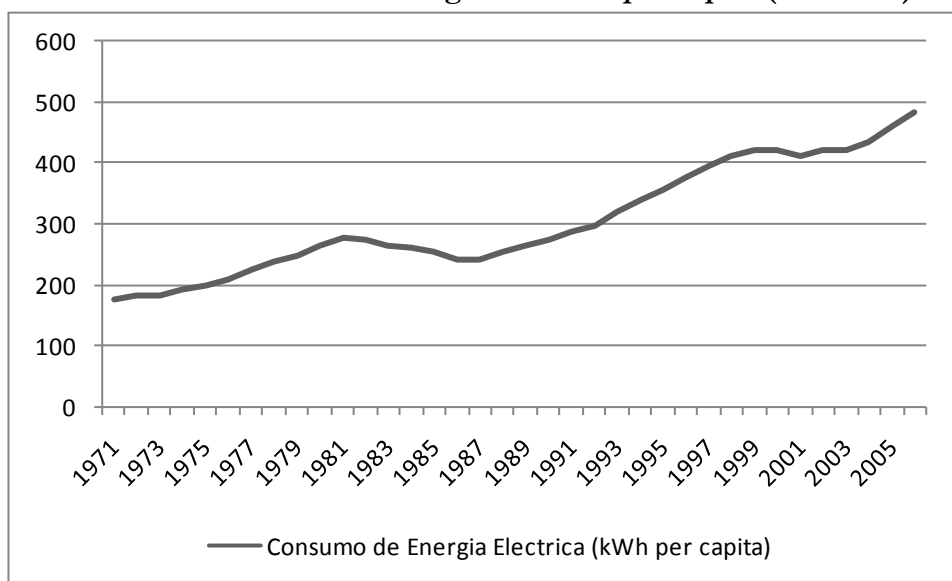
partir de 1987, la energía producida por gas natural y otros combustibles que corresponde a la generación térmica, ha ido cobrando importancia hasta llegar actualmente a superar a la generación de energía hidroeléctrica. Actualmente, la energía termoeléctrica representa casi el 60% del total de energía 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 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 en el 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 del 2008 fueron: La Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa Minera Inti Raymi, el Ingenio Azucarero Guabirá y la Empresa Minera San Cristóbal⁷.

El grafico 2 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, en promedio ha crecido a una tasa de 5.3% por año durante todo este período.

Gráfico 2: Consumo de Energía Eléctrica per cápita (1971-2006)



Fuente: World Bank Development Indicators

Se cuenta con datos sobre el consumo de energía eléctrica según usuarios solamente para el período 1991-2007. Estos datos indican que en promedio el consumo de energía eléctrica a nivel de hogares domésticos

⁷ San Cristóbal ingresó al Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las Empresas Valle Hermoso y COBEE a partir de marzo y diciembre respectivamente.

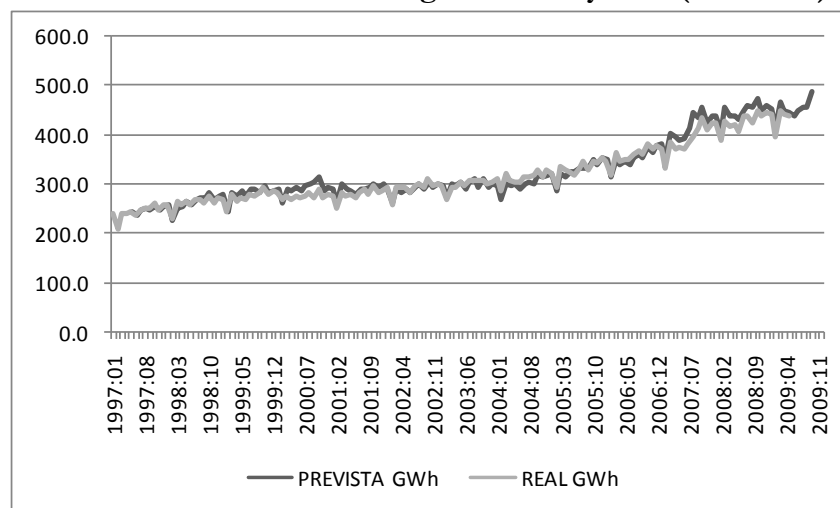


ha tenido un crecimiento de 5.7%. El crecimiento del consumo a nivel de la industria pequeña ha sido de 6.6%, mientras que en la industria grande ha sido de 7.5%. Finalmente, el sector que mayor crecimiento ha tenido es el de la minería con un 10.2%, sin embargo esta tasa de crecimiento ha sido muy volátil.

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 separación propietaria por regiones. 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.

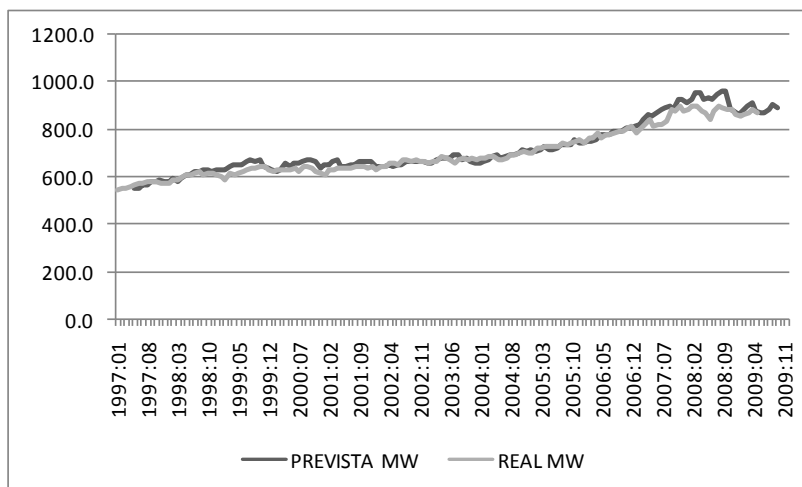
Los siguientes gráficos muestran la demanda mensual de energía y potencia tanto prevista como real para el período 1997-2009. Se puede observar que estas han sido coincidentes en la mayoría de los meses, pero esta coincidencia ha empezado a fallar en los últimos años donde la energía y potencia previstas han estado por encima de los datos observados.

Gráfico 3: Demanda de Energía Prevista y Real (1997-2009)



Fuente: CNDC

Gráfico 4: Demanda de Potencia Prevista y Real (1997-2009)



Fuente: CNDC

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 conforma de una capacidad instalada hidro-térmica, lo cual le da mayor riesgo. De hecho como se observa en el cuadro 2, la reserva de potencia fue de 29% el 2007 y 2008, que no es para nada un porcentaje holgado.

Cuadro 2: Oferta y Demanda (MW)

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potencia Efectiva (MW)	687	705.3	722.4	879.4	961.5	924	976	980.6	1035.6	1037.7	1070.4	1151.6	1162.4
Hidroeléctrica	263	281.3	298.4	335.7	335.7	355	444	428.1	446.2	448.3	469.5	471.5	478.3
Termoeléctrica	424	424	424	543.7	625.8	569	532	552.5	589.4	589.4	600.9	680.1	684.1
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)	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	646.8	674.3	684.1	704.8	759.1	813.1	895.4	898.7
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)	142.4	121.6	99.7	235.1	316.6	277.2	301.7	296.5	330.8	278.6	257.3	256.2	263.7
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

Como se observa en el cuadro, la oferta medida como la potencia efectiva ha tenido siempre tasas de crecimiento positivas a excepción del año 2001 que tuvo una tasa de crecimiento de -3.9%. Destacan los crecimientos que se tuvo los años 2000 y 2007 de 9.34% y 7.59% respectivamente. Lo mismo ocurre con la demanda que ha estado en continuo crecimiento. Destaca el hecho que entre el 2000 y 2004 la demanda no tuvo un crecimiento importante, pero a partir de 2005 muestra un crecimiento que llega a su nivel



máximo el año 2007 con una tasa de 10.12%. Este crecimiento se debe principalmente a importantes incrementos en la demanda del sector minero.

La reserva de potencia que es la diferencia entre oferta y demanda alcanzó su máximo nivel el año 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 vemos que ha ido disminuyendo en los últimos años.

3. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica

La demanda por energía eléctrica se deriva de la demanda por 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 las características tecnológicas del stock de durables.

La familia de modelos, que recoge la idea de que la demanda por electricidad se deriva de la demanda por equipos, se debe a Fisher y Kaysen (1962), y ello ha sido utilizado por varios autores para estimar la demanda por electricidad residencial⁸. 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 por equipos. Por supuesto, la limitación de estos modelos es práctica, porque rara vez se cuenta con datos del stock de equipos.

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 a usar directamente 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. Dado que el cambio climático afecta únicamente a la oferta, para nuestro análisis no resulta importante calcular las elasticidades precio e ingreso de la demanda de energía eléctrica, solamente estamos interesados en los valores de demanda proyectados tanto en términos de potencia, como de energía.

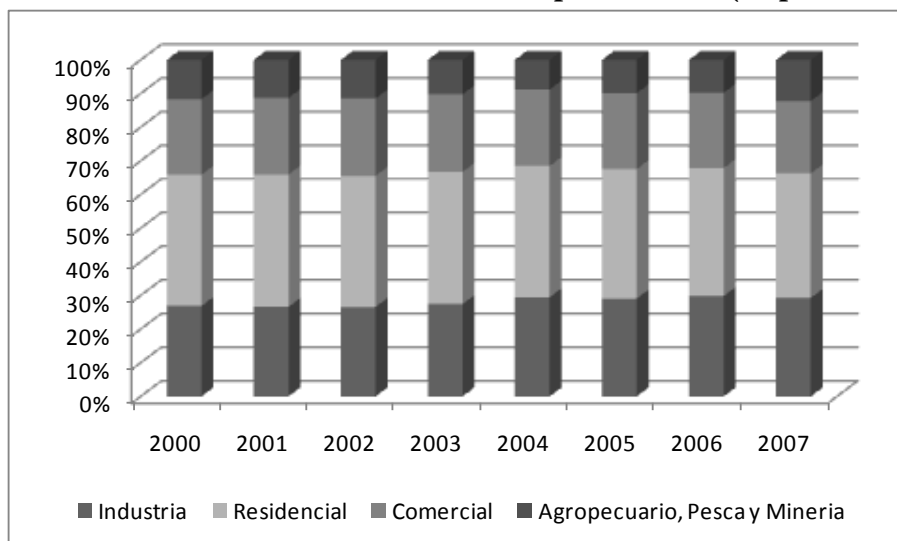
Como punto de partida tomamos las tasas de crecimiento proyectadas para cada sector mediante el modelo de equilibrio general (MEGC). Estas tasas son usadas para proyectar el consumo de energía eléctrica de los sectores que demandan este tipo de energía, que son el sector residencial, comercial,

⁸ Por ejemplo, Acton *et al.* (1976), Taylor *et al.* (1977) Y Goett y McFadden (1984).



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.

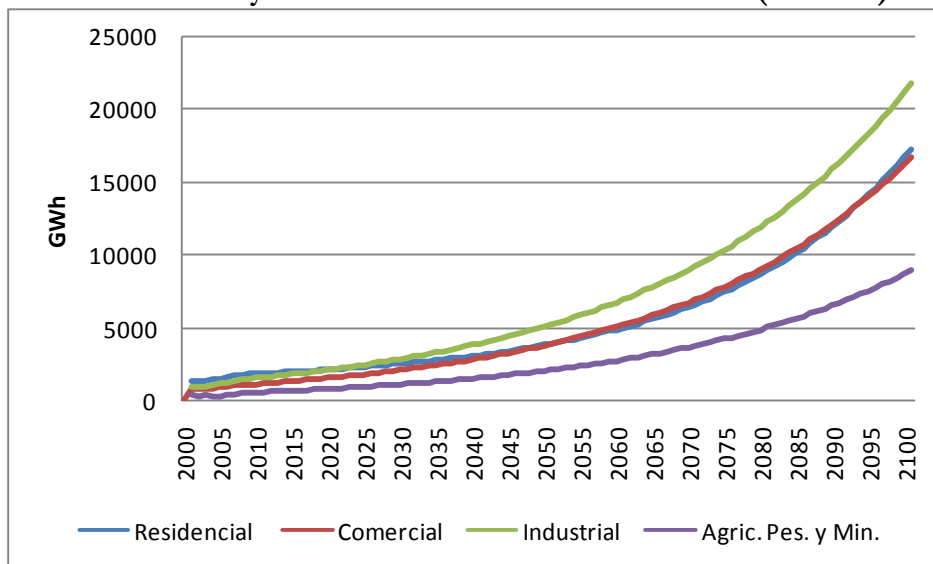
Gráfico 5: Consumo Final de Electricidad por Sectores (en porcentaje)



Fuente: Balance Energético Nacional – Ministerio de Hidrocarburos y Energía

El siguiente gráfico 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 partir siendo menor que la demanda residencial. Concretamente, la demanda industrial supera a la demanda residencial el año 2021. 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 muestra.

Gráfico 6: Proyecciones Sectoriales de la Demanda (en 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 15,874.59 MW. Este nivel de potencia es totalmente factible de alcanzar, pues según el BEN el potencial hidroeléctrico de Bolivia era de 39,850 MW el año 2006, y en los últimos 3 años se ha aprovechado muy poco del mismo debido a la caída en las inversiones como lo demuestran Espinoza y Dávalos (2009).

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 modelo de equilibrio general computable (MEGC) y se parte del supuesto que este mercado se encuentra siempre en equilibrio, es decir la oferta iguala a la demanda⁹.

Es importante mencionar también que el modelo MEGC toma como año base el año 1999. 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 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. Recuerde que las centrales hidroeléctricas de pasada son Corani, Zongo, Tiquimani, Miguilla, Angostura y Chojlla. Los caudales se encuentran medidos en metros cúbicos por segundo (m³/s) y es la variable que sufre el 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 siguiente cuadro se muestra el nombre de los ríos que se están considerando y el municipio al cual corresponden.

Cuadro 3: Ubicación y Ríos de Suministro de Caudales de Agua a las Centrales Hidroeléctricas

Nombre	Sistema	Departamento	Provincia	Municipio
CORANI	Laguna de Corani (Rio Corani)	Cochabamba	Chapare	Colomi
SANTA ISABEL	Laguna de Corani (Rio Corani)	Cochabamba	Chapare	Colomi
ZONGO	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
TIQUIMANI	Valle de Zongo (Rio Tiquimani)	La Paz	Murillo	Capital
BOTIJLACA	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
CUTICUCHO	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
SANTA ROSA LH	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
SANTA ROSA HH	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
SAINANI	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
CHURURAQUI	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital

⁹ En otras palabras estamos asumiendo que el indicador de reserva de potencia del cuadro 2, es igual a 0.



HARCA	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
CAHUA	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
HUAJI	Valle de Zongo (Rio Zongo)	La Paz	Murillo	Capital
MIGUILLA	Valle de Miguillas (Rio Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
ANGOSTURA	Valle de Miguillas (Rio Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
CHOQUETANGA	Valle de Miguillas (Rio Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
CARABUCO	Valle de Miguillas (Rio Miguillas)	La Paz	Inquisivi	Quime
CHOJLLA				
Antigua	Rio Taquesi	La Paz	Sud Yungas	Yanacachi
CHOJLLA	Rio Taquesi	La Paz	Sud Yungas	Yanacachi
YANACACHI	Rio Taquesi	La Paz	Sud Yungas	Yanacachi
KANATA	Ciudad de Cochabamba	Cochabamba	Cercado	Capital
KILPANI	Rio Yura (Valle de Yura)	Potosi	A. Quijarro	Tomave
LANDARA	Rio Yura (Valle de Yura)	Potosi	A. Quijarro	Tomave
PUNUTUMA	Rio Yura (Valle de Yura)	Potosi	A. Quijarro	Tomave
QUEHATA	Rio Coriri (Rio Ayopaya)*	Oruro	Inquisivi (LP) y Ayopaya (Cbba)	Colquiri (LP) y Ayopaya (Cbba)

(*) Provincia Inquisivi de La Paz y Provincia Ayopaya de La Paz

Fuente: Elaboración propia en base a información del INE

Observe que los ríos que se están tomando en cuenta son: Rio Corani, rio Zongo, rio Miguillas, rio Taquesi y rio Yura, todos ellos ubicados en sus respectivos municipios. Solamente para la central hidroeléctrica de Quehata que se encuentra ubicada en el Departamento de Oruro se han considerado el rio Ayopaya que proviene de la provincia Ayopaya del Departamento de Cochabamba y el rio Coriri que proviene de la provincia Inquisivi del Departamento de La Paz, es decir se han considerado las cabeceras de ríos¹⁰.

En base a las proyecciones del cambio en las precipitaciones, realizadas con el modelo PRECIS para el periodo 2071-2100, 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 en las precipitaciones se verá reflejada en los caudales. Estas variaciones se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 4: Variación en las Precipitaciones

Central	Precipitación (cm/ año)	Var. Precip (cm/ año)		Var. Porcentual	
		A2	B2	A2	B2
CORANI	101.14	-9.052	-13.432	-8.9%	-13.3%
SANTA ISABEL	101.14	-9.052	-13.432	-8.9%	-13.3%

¹⁰ Esta información se extrajo de un Decreto Supremo que hace mención a estos ríos y permite a la central hidroeléctrica usar las aguas de los mismos.



ZONGO	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
TIQUIMANI	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
BOTIJLACA	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
CUTICUCHO	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
SANTA ROSA LH	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
SANTA ROSA HH	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
SAINANI	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
CHURURAQUI	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
HARCA	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
CAHUA	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
HUAJI	88.25	-12.3735	-13.2495	-14.0%	-15.0%
MIGUILLA	63.84	-4.2705	-3.942	-6.7%	-6.2%
ANGOSTURA	63.84	-4.2705	-3.942	-6.7%	-6.2%
CHOQUETANGA	63.84	-4.2705	-3.942	-6.7%	-6.2%
CARABUCO	63.84	-4.2705	-3.942	-6.7%	-6.2%
CHOJLLA Antigua	76.07	-6.716	-13.8335	-8.8%	-18.2%
CHOJLLA	76.07	-6.716	-13.8335	-8.8%	-18.2%
YANACACHI	76.07	-6.716	-13.8335	-8.8%	-18.2%
KANATA	61.58	-6.862	-9.7455	-11.1%	-15.8%
KILPANI	16.98	-0.6935	1.9345	-4.1%	11.4%
LANDARA	16.98	-0.6935	1.9345	-4.1%	11.4%
PUNUTUMA	16.98	-0.6935	1.9345	-4.1%	11.4%
QUEHATA	57.27	3.65	3.65	6.4%	6.4%

Fuente: Elaboración propia

La tercera columna 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 4 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.¹¹

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. (Chojlla, Chojlla Antigua y Yanacachi) que tienen una disminución de caudal de casi 9% en el escenario A2, mientras que en el escenario B2, la caída es de aproximadamente 18%. En todo caso lo relevante es que una menor precipitación, estará asociada con un menor caudal y por ende con 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.

¹¹ Una mayor explicación al respecto se puede encontrar en Andrade (2010).



4.1 Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Para la proyección de oferta de las centrales hidroeléctricas de pasada se utiliza una formula ampliamente conocida en el sector eléctrico que relaciona la potencia con el caudal de acuerdo a la siguiente ecuación:

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

Note que también la potencia generada depende de otras variables como ser la densidad del agua que es igual a 1,000 Kg/m³, la gravedad que es de 9.8 m/s, la altura a la que se encuentra la turbina y su rendimiento. La altura es un dato que no va a cambiar a no ser que se traslade la planta a otro lugar, por lo tanto este dato también se lo considera constante. 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. Como el rendimiento responde más a factores técnicos que a efectos del cambio climático vamos a suponer que este rendimiento se mantiene constante también. Por tanto la formula (1) se la puede simplificar a:

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

La ecuación (2) permite calcular la potencia utilizando únicamente la variación del caudal que sabemos 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 esta reflejando las características técnicas de cada central hidroeléctrica lo que significa que mismos caudales pueden generar diferentes niveles de potencia, lo que no necesariamente significa que mayores caudales generan 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 oferta de las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizan regresiones de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) que nos 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 representa el volumen embalsado medido en Hm³ y X representa el caudal medido en m³/s. Los gráficos que muestran los datos para cada una de las centrales se encuentran en el anexo.

Note que el caudal explica la variación en el volumen de agua embalsado, por lo tanto usando de nuevo las variaciones en precipitaciones proyectadas por el modelo PRECIS, tenemos el caudal proyectado para el período 2071-2100 y con este dato 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. Los coeficientes estimados se presentan en el siguiente cuadro:



Cuadro 5: Estimaciones para las Centrales de Embalse (MCO)

Variables	Corani	Zongo	Tiquimani	Miguilla	Angostura	Chojlla
Constante (α)	-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 (β)	0.634*** [0.0082]	0.511*** [0.0265]	0.537*** [0.0155]	0.568*** [0.01817]	0.655*** [0.0257]	0.041*** [0.0038]
R ²	0.9373	0.4867	0.7529	0.7211	0.6894	0.5822
R ² 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)

Errores Standard en corchetes

*** significativo al 99%

Para las estimaciones del cuadro 5 se han utilizado 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 trigésima cuarta semana de 2009. Chojlla es la que menos observaciones tiene con tan solo datos desde la primera semana de 2008.

Los resultados son bastante elocuentes pues todos los coeficientes son estadísticamente significativos. Note que para la mayoría de las empresas el coeficiente asociado al caudal oscila entre 0.5 y 0.65, solamente para Chojlla este coeficiente es muy bajo con un valor de 0.041. Los R² también pueden ser considerados altos a excepción de Zongo que tiene un R² de 0.48.

En base a estas estimaciones se tienen las siguientes proyecciones de energía disponible para el período 2071-2100.

Cuadro 6: Energía Disponible Proyectada por Embalse (2071-2100)

Escenario A2				
A2	Var. Vol.	Vol.	Coefficientes (*)	Ener. Disp. (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
Chojlla	-0.03	3.11	2.73	8.47
Total Embalses				367.97
Escenario B2				



B2	Var. Vol.	Vol.	Coefficientes (*)	Ener. Disp. (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
Chojlla	-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)

En el cuadro 6 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, apenas de 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 a continuación.

Cuadro 7: Potencia Efectiva Proyectada en las Centrales de Pasada

Nombre	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
CHOJLLA						
Antigua	3.68	3.36	3.01	0.85	0.77	0.70
CHOJLLA(*)	3.88	3.54	3.17	38.4	1.69	1.68
YANACACHI	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
Total				478.38	388.80	380.73

Fuente: Elaboración propia

(*) Centrales hidroeléctricas de embalse

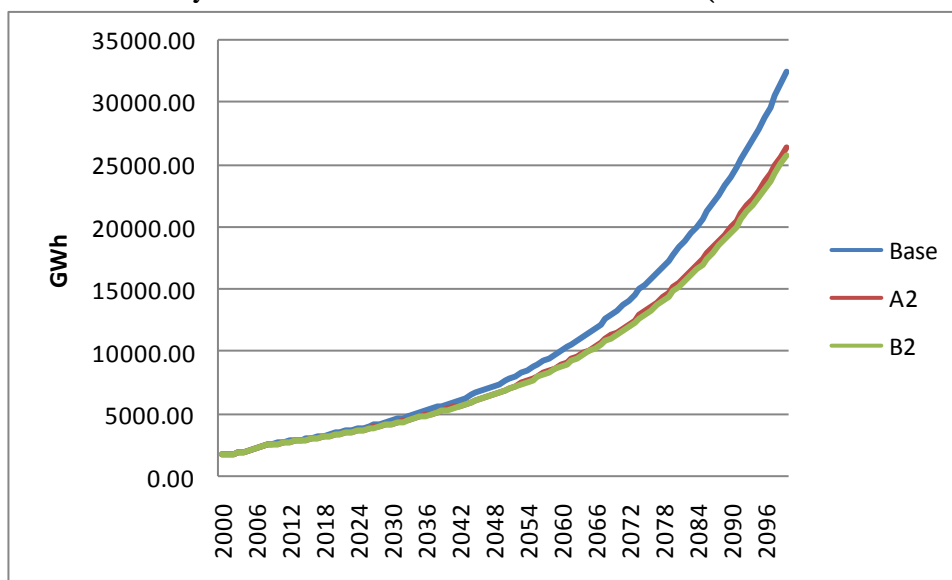
Aquí se evidencia lo que mencionamos anteriormente que es que mientras la potencia efectiva proyectada para las centrales hidroeléctricas de pasada asciende a 388.8 MW bajo el escenario A2, bajo el escenario B2, la potencia proyectada es no significativamente menor con 380.73 MW.

4.3 Proyección de Oferta 2000-2100

Juntando los resultados de los dos anteriores acápite obtenemos el efecto total del cambio climático sobre el potencial hidro-energético en Bolivia en los escenarios A2 y B2. Específicamente, bajo el escenario A2 se estima una caída de -18.72% en la generación de energía hidroeléctrica en relación al escenario base y bajo el escenario B2 la caída pronosticada es de -20.41%. El siguiente gráfico resume estos resultados en GWh.



Gráfico 7: Proyecciones de la Oferta Hidroeléctrica (Período 2000-2100)



Fuente: Elaboración propia

Según el escenario base (sin cambio climático), la oferta de energía hidroeléctrica debería aumentar de 2626.70 GWh en 2009 a 32475.77 GWh en 2100, lo que significa un incremento de aproximadamente 11 veces la oferta actual. El cambio climático implicaría un crecimiento de solamente 9 veces la oferta actual, bajo los escenarios A2 y B2. Note que las diferencias entre el escenario A2 y B2, en el largo plazo, son casi imperceptibles.

De acuerdo al Balance Energético Nacional (BEN), el potencial hidroeléctrico en Bolivia es de 39,850 MW de potencia. De acuerdo a las proyecciones, en el escenario base, Bolivia estaría utilizando 6470 MW para producir los 32475.77 GWh de energía, por tanto hay un amplio margen para producir energía hidroeléctrica, si no se toma en cuenta los efectos del cambio climático. Inclusive considerando los efectos del cambio climático, el potencial hidroeléctrico hace pensar que si se hacen las inversiones necesarias se podría mitigar los efectos del mismo.

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 entre oferta hidroeléctrica bajo el escenario base y bajo los escenarios A2 y B2, será cubierta por generación de energía termoeléctrica, la cual por su carácter altamente contaminante contribuirá además a la emisión de ciertas cantidades de dióxido de carbono (CO₂) en los próximos 100 años.

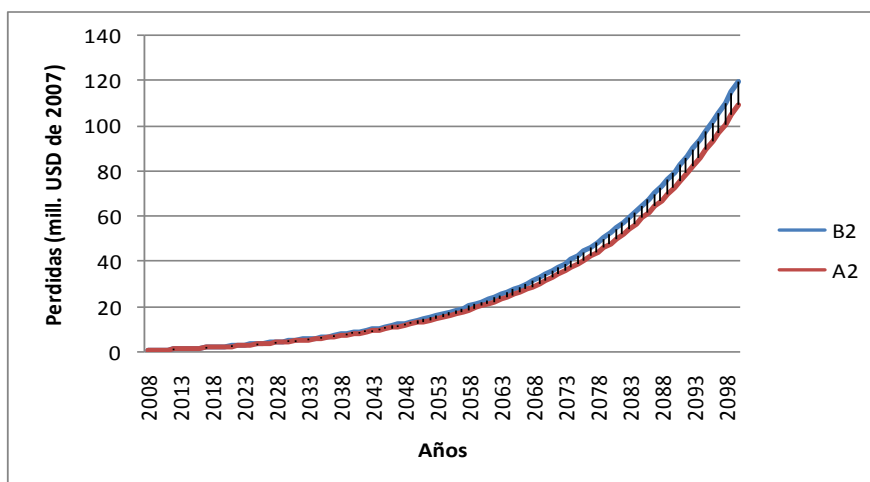


5.1 Pérdidas Económicas por Generación de Energía Termoeléctrica

De las estimaciones realizadas en las secciones precedentes se define 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 USD 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 tanto el costo marginal es igual al costo medio y este representa la oferta de la empresa.¹²

El siguiente gráfico muestra los costos anuales de 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 por cambio climático bajo los escenarios A2 y B2 medidas en USD de 2007.

Gráfico 8: Costos Anuales de Generación de Energía Termoeléctrica como consecuencia de los Efectos del Cambio Climático sobre la Energía Hidroeléctrica (en USD de 2007)



Fuente: Elaboración propia

Las pérdidas anuales por cambio climático crecen exponencialmente de aproximadamente USD 0.8 millones en 2009 a USD 109.46 millones en 2100, bajo el escenario A2. Bajo el escenario B2, estas pérdidas crecen de USD 0.87 millones en 2009 a USD 119.32 millones en 2100.

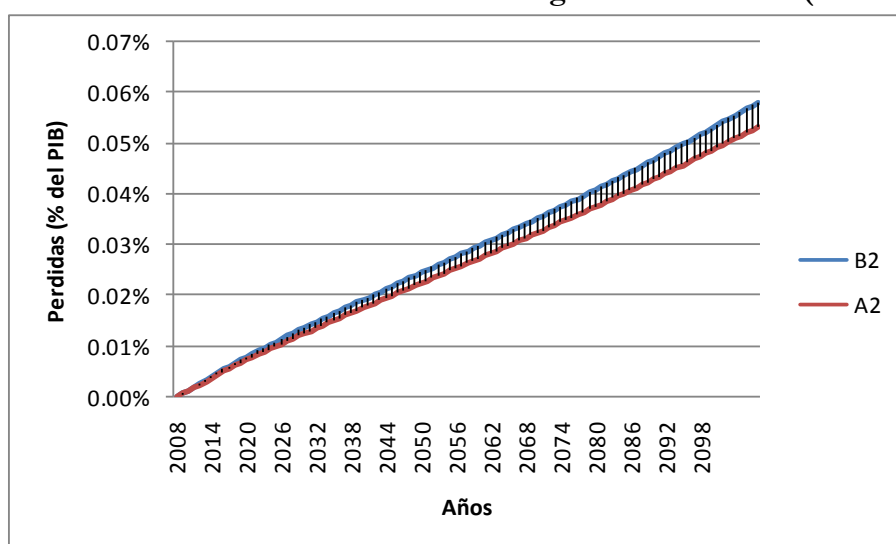
De igual manera se han calculado los costos anuales como proporción del PIB, estimado también mediante el modelo MEGC, y los resultados muestran un costo máximo de 0.05% del PIB para el

¹² El valor promedio de los costos marginales de generación a octubre de 2009 fue de 16.89 USD/MWh con un mínimo de 15 USD/MWh en enero y un máximo de 18.02 USD/MWh en septiembre. Datos extraídos del Comité Nacional de Despacho de Carga (www.cndc.bo).



escenario A2 y de 0.06% del PIB para el escenario B2, ambos en 2100. El siguiente gráfico ilustra estos resultados.

Gráfico 9: Costos Anuales de Generación de Energía Termoeléctrica como consecuencia de los Efectos del Cambio Climático sobre la Energía Hidroeléctrica (en % del PIB)



Fuente: Elaboración propia

Las pérdidas acumuladas se pueden representar como un valor neto presente, bajo diferentes supuestos acerca de la tasa descuento como se muestra en el cuadro 9. La suma simple de las pérdidas durante el período 2008-2100 sería de aproximadamente USD 2.5 mil millones de dólares (medido en valores reales de 2007) para el escenario A2 y de USD 2.8 mil 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 9: Valor Neto Presente de los Costos Económicos del Cambio Climático sobre el Sector de Energía Eléctrica para diferentes Tasas de Descuento

VNP (millon USD de 2007)	Tasas de descuento				
	0.5%	2%	4%	6%	12%
A2	1732	563	153	54	8
B2	1888	614	167	59	9

Fuente: Elaboración propia

A una tasa de descuento de 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 USD 563 millones de dólares, en el escenario A2 y de USD 614 en el escenario B2. Aún con una tasa de descuento muy alta de 12%, se llegaría a un valor neto presente positivo de las pérdidas de USD 8 millones y USD 9 millones, en los escenarios A2 y B2 respectivamente, de cambio climático, en comparación con el escenario sin cambio climático.



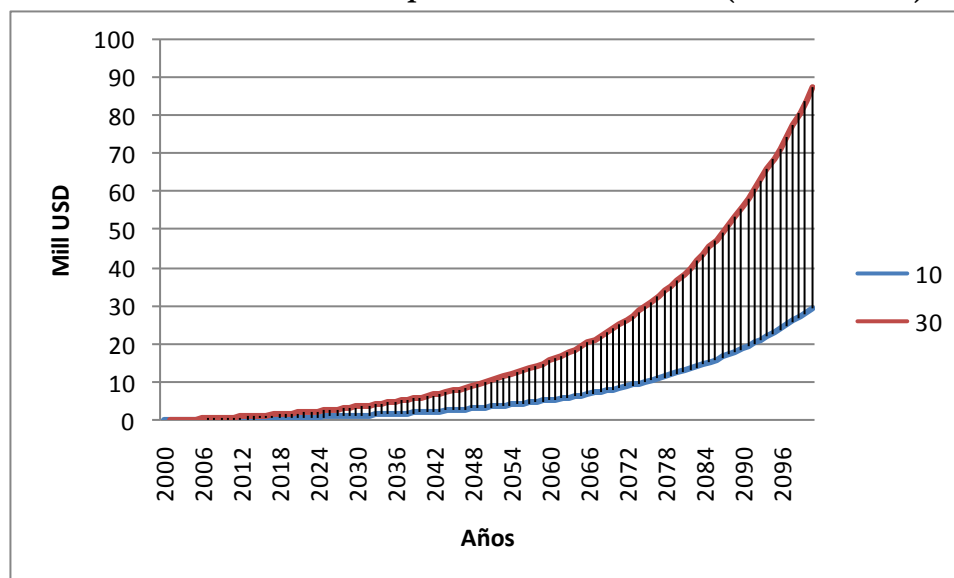
5.2 Pérdidas Económicas por Emisiones de CO2

Un segundo componente que debe ser considerado, aunque no es un costo directo para la economía, es el referido a la emisión de CO2 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 estamos considerando, usan como combustible al gas natural. La gran ventaja de este combustible es que no presenta emisiones de óxidos de azufre, ni de hollines ácidos que presentan otros combustibles. No obstante el gas natural emite dióxidos de carbono en una magnitud de 0.44 Kg por KWh de energía producida

Considerando este coeficiente y las proyecciones de energía realizadas, obtenemos las proyecciones de emisiones de CO2 tanto bajo el escenario A2, como bajo el escenario B2. El siguiente gráfico muestra el costo de estas emisiones para el escenario B2. Se considera un rango de precios por ton de CO2 que oscila entre USD 10 y USD 30.¹³

Gráfico 9: Costos Anuales por Emisiones de CO2 (Escenario B2)



Fuente: Elaboración propia

Se observa que los costos por emisiones de CO2 aumentan exponencialmente y el rango de costo también. A un precio de USD 10 por ton se obtiene un costo máximo de USD 30 millones, mientras que a un precio de USD 30 por ton se obtiene un costo máximo de USD 87 millones, ambos para el año 2100.

Finalmente, el siguiente cuadro presenta un listado de proyectos que están, algunos en proceso de operación, otros en proceso de revisión y otros en proceso de planificación. En todo caso, lo que interesa

¹³ Los resultados para el escenario A2 son muy similares.



es tener alguna idea de cuales son los proyectos en energía limpia y su impacto esperado en términos de reducciones de CO2 para saber si de alguna manera se podría compensar en el futuro las emisiones de CO2 proyectadas por el cambio climático.

Cuadro 10: Proyectos MDL en Bolivia

Proyecto	Reducciones de Co2 (en toneladas)	Periodo (años)	Costo (en millones de USD)
Hidroeléctrica Rio Taquesi	3096282	21	101.5
Combustión de Gas Cercado (Relleno)	1500000	10	1.3
Combustión de Gas Santa Cruz (Relleno)	1728832	21	1.41
Electrificación rural San Ramon	45574	21	6.48
Hidroeléctrica Yata	538009	21	6.48
Hidroeléctrica Santa Rosa	801360	21	16.6
Expansion Hidroeléctrica Valle Hermoso	350511	21	9.6
Geotérmica Laguna Colorada	438272	21	179.99
Conversion Guaracachi	3400000	10	N.D
Expansion Hidroeléctrica Santa Isabel	502441	14	8.2
Termoeléctrica de Biomasa (BIGUSE)	221051	14	2.251
Cogeneración Guabira Energía	84431.71	21	N.D
TOTAL	12706763.71		333.811

Fuente: Elaboración propia en base a informes de MDL

Se observa que, de concretarse todos estos proyectos, Bolivia podría reducir en 12.7 millones de ton sus emisiones de CO2 en un período máximo de 21 años. De acuerdo a los datos proyectados, el cambio climático incrementaría las emisiones e CO2 en aproximadamente 2.9 millones de ton de CO2. Por tanto, de concretarse estos proyectos mas 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 rio 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 seria la ubicada en el rio Yata al nordeste del país y que formaría parte del proyecto brasileño de hidroeléctricas en el rio 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 por el hecho que 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, esto a su vez favorece a 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, esto haría pensar que la sugerencia sería 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 en el occidente boliviano, hacen pensar que fácilmente se podría revertir la caída en la producción de energía eléctrica que es de origen hidroeléctrico. De hecho eso es a lo que una política de energía sostenible y limpia, debería apuntar.

6. Conclusiones

El presente documento es el resultado de un proceso de investigación de carácter principalmente técnico que analiza 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 denominado 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.

Separando las centrales hidroeléctricas del SIN en centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse 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 producto del cambio climático la generación de energía hidroeléctrica disminuirá en 18% bajo el escenario A2 y en 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 USD 0.8 millones en 2019 a USD 109 millones en 2100 bajo el escenario A2 y desde USD 0.87 millones en 2009 hasta USD 119 millones bajo el escenario B2. Estos costos medidos en dólares constantes de 2007 representan el impacto económico del cambio climático, el cual en proporción al PIB, representa el 0.05% y 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 modelo 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 sobre el medio ambiente de la energía termoeléctrica, que si bien utiliza el gas natural como combustible, aún así genera emisiones de CO₂, las cuales han sido estimadas en un valor de aproximadamente USD 80.27 millones en



el escenario A2 y de USD 87.50 millones en el escenario B2. Este vendría 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 son 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 a 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 que permiten la construcción de represas sin el taponamiento de los mismos. Lastimosamente, 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 ser la de Entre Ríos en Cochabamba, que como se ha demostrado no es lo ideal de hacer si es que se desea reducir las emisiones de CO₂ en el futuro.

Referencias

- Acton, J.; B. Mitchell y R. Mowill (1976), "Residential Demand for Electricity in Los Angeles: An Econometric Study of Disaggregated Data", Report R-1899-NSF Rand Corporation.
- Andrade, M. (2010) "Análisis del clima futuro utilizando el Modelo Regional PRECIS." Documento de trabajo 01-2010, Laboratorio de Física de la Atmósfera, Instituto de Investigaciones Físicas, UMSA, Enero.
- Berndt, E. (1991), "The Practice of Econometrics: Classic and Contemporary". Cambridge: MIT Press.
- Cárdenas, Christian (2003), "Diagnóstico del Sector Eléctrico: 1990-2002", Documento de Estructura, Unidad de Análisis en Políticas Sociales y Económicas (UDAPE), La Paz – Bolivia.
- Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), Memorias Anuales para los años 2006, 2007 y 2008.
- Engle, R.F. Y C.W.J. Granger (1987), "Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing", *Econometrica*, vol.55, pp.251-276.
- Espinoza, L. y A. Dávalos (2009), "Liberalización, Riesgo Regulatorio e Inversiones en el Mercado de la Generación de Electricidad en Bolivia" mimeo, La Paz-Bolivia.



Fisher, F. y C. Kaysen (1962), *A Study in Econometrics: The Demand for Electricity in the United States*, Amsterdam: North Holland

Goett, A. y D. McFadden (1984), “The Residential End-Use Energy Planning System: Simulation Model Structure and Empirical Analysis”, en John R. Moroney (ed.), *Advances in the Econometrics of Energy and Resources*, volumen 5. Greenwich: JAI Press.

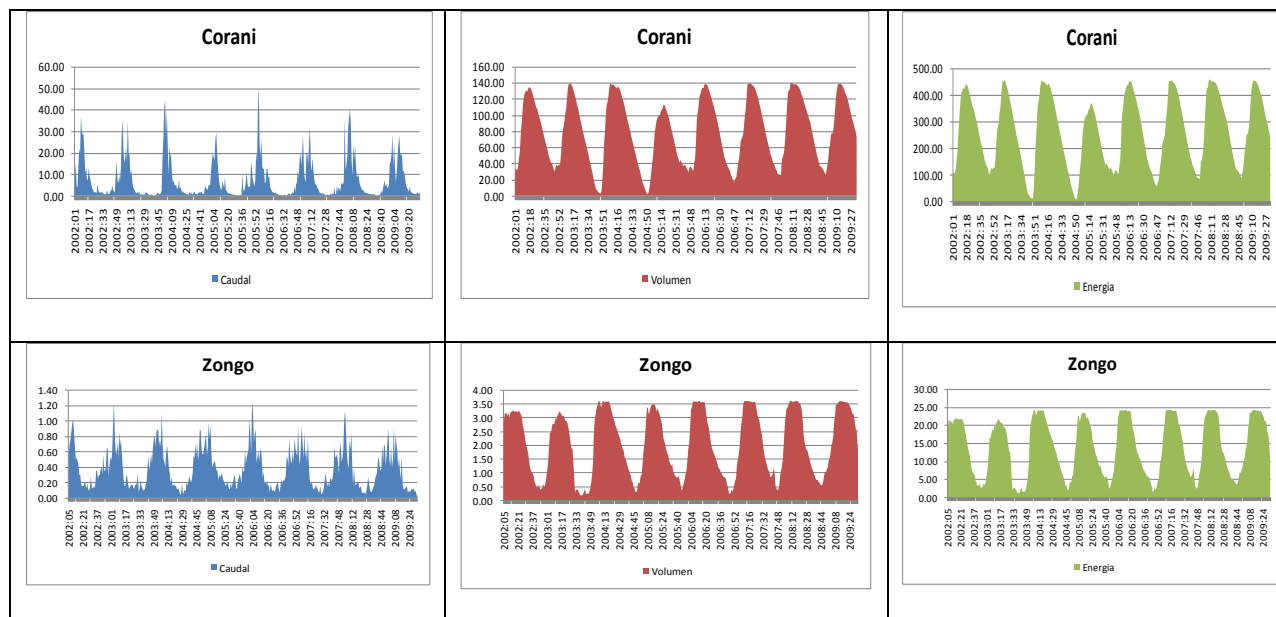
Jemio, L.C. y Lykke Andersen (2009), “La Economía Boliviana en el Siglo XXI: Un escenario base elaborado con la ayuda de un Modelo de Equilibrio General Computable (BOLIXXI)”, Development Research Working Paper 10/2009, INESAD, La Paz – Bolivia.

Taylor, L. (1975), “The Demand for Electricity: A Survey”, *Bell Journal of Economics and Management Science* 6, pp.74-110.

Taylor, L.; G. Blattenberger y P. Verleger (1977), “The Residential Demand for Energy”, Palo Alto, Calif.: Electric Power Research Institute, Final Report EPRI EA-235, vol. 1.

Anexo

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





Cambio Climático: Costos y Oportunidades para Bolivia

