

VULNERABILIDAD AL CAMBIO CLIMÁTICO
DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN
CENTROAMÉRICA Y SUS OPCIONES DE ADAPTACIÓN

RESUMEN EJECUTIVO

Noviembre 2016

Coordinado por

Maricarmen Esquivel

Alfred Grünwaldt

Juan Roberto Paredes

Enrique Rodríguez-Flores

Sector de Cambio Climático y Sector de Energía

BID

Copyright © [2016] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son 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.



Agradecimientos

Agradecemos a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) por haber impulsado este estudio, por su ejecución, así como por el aporte técnico y financiero. Agradecemos a la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA) por su apoyo financiero y técnico, y al Grupo Asesor conformado por la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y la Unidad de Coordinación Energética de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (UCE-SG-SICA), por todos los aportes técnicos y por su participación en los talleres a lo largo del estudio. Agradecemos al consorcio INCLAM-Fundación Bariloche-Climate Focus por la elaboración del trabajo y, muy especialmente, al grupo de técnicos y funcionarios de los países, cuyo aporte fue invaluable durante el desarrollo del estudio.

Introducción

Centroamérica es una de las regiones más vulnerables al cambio climático. Ubicada entre dos masas continentales y dos grandes océanos, la región se ve fuertemente afectada por el fenómeno El Niño-Oscilación Sur (ENOS), por huracanes, así como por extremos de temperatura y precipitación, que llevan con frecuencia a sequías y/o lluvias extremas importantes. Los modelos de cambio climático indican que las variaciones en estos indicadores podrían verse más marcadas en la región en los próximos años. Dado que más del 50% de su generación eléctrica depende de las hidroeléctricas existentes al 2015, la seguridad energética de la región depende fuertemente de la cantidad de energía hidroeléctrica producible y, por lo tanto, del caudal disponible en sus ríos. A su vez, la región tiene un importante potencial aún sin explotar. Consecuentemente, la determinación de los posibles efectos del cambio climático sobre los caudales de los aprovechamientos hidroeléctricos existentes, así como aquellos en planificación, resulta ser un ejercicio esencial para garantizar la confiabilidad y seguridad energética.

En este contexto, y a petición de los países de la región, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con el apoyo de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA), emprendieron la iniciativa “*Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación*”. El objetivo de este estudio fue desarrollar e implementar una metodología¹ para determinar la vulnerabilidad de los sistemas de generación hidroeléctrica al cambio climático e identificar posibles medidas de adaptación. El presente estudio puede considerarse como el primero de enfoque general que se realiza en este tema y que enfatiza la necesidad de contar con una metodología replicable. Constituye un primer paso que apunta a la importancia de incorporar la variable de cambio climático desde la mesa de diseño de proyectos hidroeléctricos, demostrando que esto no sólo es posible, sino que es necesario, dado que se trata el agua como un recurso energético primario que puede verse afectado en gran medida por el cambio climático.

Aspectos Metodológicos

El marco geográfico del estudio ha comprendido el territorio continental de los siete países centroamericanos: Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En la primera fase del estudio, este territorio se distribuyó en 577 subcuencas hidrográficas para su análisis general y, posteriormente, en 38 aprovechamientos hidroeléctricos para el análisis por país. Cada subcuenca considerada en la región fue caracterizada climática e hidrológicamente. Posteriormente, en una etapa más detallada, el

¹ Esta metodología queda a disposición de los países y aquellos organismos centroamericanos que estén interesados en profundizar en el tema. Esta herramienta es de utilidad en diversas instituciones como, por ejemplo, en los departamentos de planificación energética, así como en organismos de gestión del recurso hídrico. Destacamos que, a la fecha de publicación del estudio, ya existen escenarios de cambio climático más actualizados a partir del *Quinto Informe de Evaluación (AR5)* del *Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC)* – los *RCP* por sus siglas en inglés (*Representative Concentration Pathways*). La metodología elaborada en este estudio permite incorporar estos nuevos escenarios para futuras pasadas del modelo.

estudio evaluó la generación de energía hidroeléctrica de siete de los aprovechamientos más importantes de la región, uno por cada país².

Para la elaboración de la metodología se trabajó con herramientas de procesamiento de carácter hidrológico, climático, de producción hidroeléctrica y de análisis de costos y beneficios. En algunos casos dichas herramientas debieron ser desarrolladas. La información de cambio climático se basa en datos facilitados por cuatro modelos de cambio climático para tres escenarios de emisión (A2, B1 y A1B³) y cinco períodos de proyección (2010, 2030, 2050, 2070, 2090). Se recolectaron datos climáticos e hidrométricos⁴ para calibrar y validar un modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía.⁵ Este modelo se utiliza para caracterizar el régimen hidrológico actual y futuro, para medir la variación de sus valores correspondientes a eventos extremos (avenidas y sequías), así como para analizar los efectos derivados del arrastre de sedimentos en la cantidad de energía producida⁶. En esta etapa se analizó la cantidad de energía eléctrica producida, que supone una potencial disminución a largo plazo en todos los casos analizados.

En la segunda fase del estudio, se analizan los posibles impactos económicos del cambio climático sobre los sectores eléctricos y para cada uno de los aprovechamientos seleccionados, en función del sobrecosto en que debería incurrir cada sistema eléctrico nacional para abastecer los requerimientos energéticos adicionales generados por el cambio climático. El estudio también hace un análisis de costos y beneficios de las posibles opciones de adaptación. Para poder evaluar estos efectos, se han determinado los siguientes factores: horizonte temporal de las evaluaciones, tasa de descuento a utilizar, escenarios de expansión de la generación e intercambios fronterizos, precios de los combustibles e hipótesis de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Para el cálculo de los beneficios económicos de la adopción de cada alternativa de política energética, se realizaron estimaciones preliminares de los costos totales de implementación, internalizando los impactos del cambio climático. La alternativa que consiste en la expansión de la generación con menores costos totales de abastecimiento de la demanda proyectada de energía sería, en primera instancia, la más beneficiosa. **Dado que no todos los costos asociados a las diferentes opciones están contemplados, los resultados deberán tomarse con mucha cautela.** Con el cambio

² A mencionar: Chixoy en Guatemala, Mollejón en Belice, Cerrón Grande en El Salvador, El Cajón en Honduras, Centroamérica en Nicaragua, Reventazón en Costa Rica y Bayano en Panamá.

³ Estos escenarios son contemplados por el IPCC en el AR4 (CM2.0, MIROC3.2, ECHAM5 y HadCM3). Los resultados utilizados correspondientes a dichos modelos fueron sometidos previamente a un tratamiento de *downscaling* y corrección estadística, efectuado por E. Maurer. Véase, al respecto, *Maurer, E., Adam, J., Wood, A. "Climate model based consensus on the hydrologic impacts of climate change to the Rio Lempa basin of Central America." Hydrology and Earth System Sciences.*

⁴ Facilitados por las instituciones a cargo de estos temas en cada país como, por ejemplo, institutos meteorológicos, ministerios o instituciones a cargo del sector de medio ambiente y/o energía, así como por las empresas hidroeléctricas involucradas.

⁵ En este caso, se partió de la información y las bases de datos con las que se pudo contar en cada país. La utilidad de la metodología incrementaría conforme se cuente con más información de base (por ej. más información histórica proveniente de estaciones meteorológicas, escenarios de cambio climático más avanzados, etc.).

⁶ Es importante señalar que el análisis de extremos y de sedimentos es inicial. Se necesitaría profundizar en estos temas en futuros estudios.

climático también existirá un grado de incertidumbre⁷ importante. La clave es poder llegar a mecanismos que permitan tomar decisiones flexibles, basadas en la mejor información disponible.

Además, se incorporó un análisis basado en la aplicación de los índices de sustentabilidad energética definidos en el trabajo de la OLADE, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ) (1997), con el fin de medir cualitativamente qué dimensiones de la sustentabilidad se podrían ver afectadas por el cambio climático. Se realizó un análisis de sensibilidad a los precios del Gas Natural Licuado (GNL), así como a los precios de importación y exportación de energía eléctrica y al valor de las emisiones de CO₂ evitadas, con el fin de analizar la solidez de las alternativas de abastecimiento de la demanda eléctrica consideradas.

En la tercera fase del estudio, se plantearon diferentes medidas preliminares de adaptación con el objeto de mitigar los posibles efectos del cambio climático sobre la cantidad de energía eléctrica producida en cada aprovechamiento.⁸

Durante el proceso de elaboración de la metodología, se realizaron diversos talleres en los países, convocando a los principales actores y técnicos del sector para intercambiar opiniones, afinar la metodología, difundir los resultados y capacitar a diversos técnicos en la realización del análisis de vulnerabilidad. Se contó con la participación de personal de los Ministerios de Medio Ambiente y/o Energía de los países involucrados, así como de operadores y planificadores del sector energético (público y privado), junto con personal de diferentes Organismos regionales como la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), la Unidad de Coordinación Energética de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (UCE-SG-SICA), la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA), la Organización Latinoamericana de Energía y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Análisis General en Centroamérica

Situación actual: El análisis general⁹ indica que actualmente Nicaragua, Panamá y, sobre todo, Costa Rica son los países de la región con mayor pluviosidad y más recursos hidráulicos

⁷ Los valores asociados a los diferentes períodos de proyección considerados, así como los que se presentan más adelante para los diferentes casos de estudio analizados, representan el valor medio de los resultados obtenidos con cada uno de los cuatro modelos globales de cambio climático en los que se apoya el estudio. Conforme el período de proyección se aleja en el tiempo, son mayores y más notorias las diferencias entre los resultados de cada modelo. Debido a ello, en diferentes apartados del Informe General se han evaluado (a lo largo de las diferentes proyecciones temporales consideradas) las desviaciones obtenidas para cada variable entre los diferentes modelos utilizados, con el objeto de tener una mejor visión de la **incertidumbre** existente a futuro con cambio climático. Por último, todas las variables climáticas, así como las aportaciones calculadas y las producciones hidroeléctricas esperables, se han calculado para cada uno de los meses del año (en cada modelo, escenario de emisión y período de proyección considerados) para evaluar la posible **variación de la estacionalidad** de cada variable.

⁸ Esto también para que los países no se vean forzados a incrementar el uso de combustibles fósiles para contrarrestar posibles caídas en la generación a partir de hidroeléctricas.

⁹ Se utilizan únicamente como datos de partida los correspondientes a modelos climáticos de carácter global, previamente sometidos a un tratamiento de reducción de escala (*downscaling*) y corrección estadística.

por unidad de superficie. En lo que concierne a temperaturas, los valores medios más elevados (25°C) se presentan en Belice, Nicaragua y Panamá, descendiendo a unos 24°C en El Salvador, Honduras y Costa Rica, y hasta unos 23°C en Guatemala. La producción del conjunto al 2013 supone un valor medio anual de unos 19000 GWh.

Proyecciones: El cálculo de producción hidroeléctrica¹⁰ en el conjunto inicial de 38 aprovechamientos hidroeléctricos arroja algunos descensos de producción futura. Siguiendo con el análisis territorial general de proyección futura, en el primer período considerado (2000-2019), el modelo indica que las variaciones de precipitación y recursos no son muy importantes; sin embargo, presentan ligeros aumentos o disminuciones. Para dicho período el incremento de temperatura se sitúa en alrededor de 0,5°C. En el segundo período (2020-2039), la lluvia y los recursos hídricos comienzan a disminuir en prácticamente todos los países y escenarios, mientras que el incremento de temperatura se sitúa en aproximadamente 1°C. En tales circunstancias, los recursos hidráulicos disminuyen una media del 12% (para el escenario A2¹¹). En el tercer período (2040-2059), las menores disminuciones de precipitación y recursos se presentan en Guatemala, Costa Rica y Panamá, con una disminución de recursos de alrededor del 16%, mientras que en los países restantes se sitúa en alrededor del 30%. El aumento medio de temperatura resulta ser de 1,6%. Los descensos de precipitación y recursos se distribuyen de manera similar a los del anterior para los últimos dos períodos de estudio (2060-2079 y 2080-2099), pudiendo llegar a alcanzar descensos en recursos de hasta un 55% en algunos casos, con aumentos de temperatura de 3,8°C.

Efectos en producción: Según el modelo, esto significa que la evolución de la producción hidroeléctrica total de la región va descendiendo conforme avanza el tiempo hasta llegar a una posible reducción máxima de 39,5% o 7500 GWh anuales menos en 2090, equivalente a la totalidad de la generación en la región en 2008. Aunque esto representa sólo un escenario entre muchos, ayuda a dar una idea de la magnitud del problema que se podría presentar si no se emprenden medidas para adaptarse a estos efectos. El análisis muestra que los efectos derivados del cambio climático van a incidir en la cantidad total de energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos, así como en su potencia firme, puesto que, como veremos a continuación, se hace más profundo y más extenso el período seco actual.

Eventos extremos: Independientemente del período de retorno considerado, las sequías serán más pronunciadas que las actuales, tanto en lo referente a la cantidad de recursos disponibles como a la duración de las mismas. Por otro lado, toda la región presentará un régimen hidrológico similar, con un período seco que abarca los meses de noviembre a abril. Esto supone una importante disminución de la producción hidroeléctrica en dicho período, disminución que en esos meses, y ya en la actualidad, debe ser compensada por la utilización de otras fuentes de energía alternativas. Para el caso de avenidas, los caudales máximos asociados a períodos de retorno no muy elevados (de unos 2 a 5 años) se reducen progresivamente con el paso de los años. Mientras tanto, para períodos de retorno de 10 o más

¹⁰ Efectuado con base en los recursos hidráulicos estimados mediante balance a partir de las series procedentes de los modelos globales de cambio climático.

¹¹ Se considera exclusivamente el A2 para este informe, mientras que el Informe Final muestra resultados también para A1B y B1.

años, estos caudales aumentan también progresivamente y de forma más acentuada, conforme correspondan a períodos de retorno más elevados.

Impacto económico: El cálculo del impacto económico muestra resultados muy dispares según el país al que se haga referencia, la estrategia de expansión de generación seleccionada y la tasa de descuento utilizada. No obstante ello, cabe resaltar que en ninguno de los casos representa una cifra despreciable si se la compara con el tamaño de las economías de los países y las necesidades de la población. En términos de la relación valor presente del flujo de sobrecostos/PIB (2011), los países más afectados podrían ser Honduras, Nicaragua y El Salvador, con un valor promedio de hasta 11%, tomando una tasa de descuento del 4%. Los costos medios de abastecimiento se podrían ver incrementados, en promedio, un 7%.

La estrategia de expansión de la generación que promueve el desarrollo hidroeléctrico sin restricciones de tamaño para las centrales (escenario HID) es la que generalmente presenta mayores sobrecostos, como consecuencia de la disminución de los aportes hídricos por efecto del cambio climático. Sin embargo, el análisis comparativo de los costos totales de abastecimiento de la demanda para las distintas alternativas de expansión estudiadas (en un escenario de cambio climático A2) muestra que esto no necesariamente la descalificaría como opción válida de expansión del sistema, ya que en varios casos estos sobrecostos podrían ser compensados por las ventajas que presenta el recurso hidroeléctrico.

Análisis por Caso de Estudio

A continuación, se indican las conclusiones más importantes de los casos de estudio detallados por país:

Chixoy: Según el análisis realizado para la central Chixoy, se espera que la aportación varíe¹² de -4,6% (2030) a -46,5% (2090). Si bien su producción actual alcanza los 1750 GWh/año, se esperan variaciones entre -8,6% y -44,8% en dichos períodos de proyección. La potencia firme actual del aprovechamiento es de 279 MW, aunque se podrían producir descensos entre -15,9% y -44,8% en los citados períodos. Se analizó la posibilidad de ejecución del proyecto hidroeléctrico Serchil, aunque sólo desde el punto de vista de cambio climático. El modelo indica que Serchil supondría en Chixoy un incremento en su producción de 87 (2030) a 81 (2050) GWh/año, escenario de emisión A2. Por otra parte, supondría un incremento de potencia firme de 46 a 31 MW, con respecto a la alternativa de no ejecutar dicho aprovechamiento futuro. El análisis del impacto económico muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 67 millones y USD 597 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida), lo que representa entre el 7% y el 66% del valor a nuevo de la central.

Mollejón: Se espera que la aportación para la central Mollejón varíe de -6,1% (2030) a -35,2% (2090). Su producción actual alcanza los 124 GWh/año; sin embargo, se esperan variaciones entre -8,6% y -43,0%. La potencia firme actual del aprovechamiento es de 4 MW, aunque se

¹² En caso de no especificar un escenario en particular, la variación media corresponde al promedio obtenido para los tres escenarios considerados, A2, B1 y A1B.

espera que descienda en porcentajes entre -41,7% y -66,7% durante los citados períodos. Como posible medida de adaptación al cambio climático, se ha analizado la influencia derivada de la reforestación¹³ de su cuenca vertiente. Esta medida supondría un incremento en la producción de 23 a 26 GWh/año con respecto a la producción obtenible para las proyecciones 2030 y 2050 en el escenario de emisión A2, y un incremento de potencia firme de 2 y 1 MW sobre la potencia firme alcanzada en dichas proyecciones y escenario, con respecto a la alternativa de no reforestar dicha cuenca. El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central de Mollejón muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 6,1 millones y USD 66,2 millones (según el escenario y la tasa de descuento), lo que representa entre el 8% y el 88% del valor a nuevo de la central.

Cerrón Grande: Se espera que la aportación resultante para la central Cerrón Grande disminuya de -22,1% (2030) a -58,4% (2090). Su producción actual alcanza los 494 GWh/año, con la influencia de la central de Guajoyo que actualmente se encuentra en funcionamiento y está situada aguas arriba; sin embargo, se esperan disminuciones entre -26,0% y -64,6 % en tales períodos de proyección. La potencia firme actual del aprovechamiento es de 84 MW, aunque se esperan descensos entre -60,7% y -77,8 %. Se ha considerado como una posible medida de adaptación el aumento de potencia de la central mediante la inclusión de una tercera turbina (similar a las actuales). Con respecto a la inclusión de una nueva turbina en Cerrón Grande, la variación (aumento) en potencia firme que se conseguiría en la central, según el estudio, no sería relevante, mientras que el incremento en su producción resultaría ser de 3 GWh/año (2050). El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central de Cerrón Grande muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 37 millones y USD 360 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida), lo que representa entre el 8% y el 77% del valor a nuevo de la central.¹⁴

El Cajón: Se espera que la aportación resultante para la central El Cajón varíe de -11,3% (2030) a -48,2% (2090). Su producción actual alcanza los 1312 GWh/año; sin embargo, se esperan disminuciones entre -14,4% y -51,8% en tales períodos de proyección. La potencia firme actual del aprovechamiento es de 273 MW, aunque se esperan descensos entre -22,2% y -51,6%. Se ha considerado como una posible medida de adaptación el aumento de potencia de la central a través de la inclusión de una quinta turbina (similar a las actuales), lo que supone incrementos de 6 (2030) y 3 (2050) GWh/año, y de 1 y 1 MW con respecto a la potencia firme esperable en iguales circunstancias. Por otra parte, y dado que Honduras es el país de la región con una mayor tasa de deforestación, también se ha analizado la posible reforestación

¹³ En lo que se refiere a la medida de adaptación sugerida, los resultados muestran que su implementación derivaría en importantes beneficios. Tomando como referencia que el costo de reforestar el 3% de la superficie de la cuenca aportante se estima en USD 6 millones, se observa que aun sin internalizar el ahorro de emisiones de CO₂, los beneficios superarían ampliamente dichos costos.

¹⁴ Teniendo en cuenta los resultados obtenidos a través de las medidas de adaptación, no parece que la solución del aprovechamiento energético del río Lempa ante el futuro cambio climático sea aumentar la potencia en sus actuales centrales hidroeléctricas (Cerrón Grande, 5 de Noviembre, 15 de Septiembre), que ya se encuentran bastante equipadas con respecto a sus recursos hídricos actuales. Seguramente resultará más rentable intercalar entre las centrales existentes (y en tramos de río aún no equipados) aprovechamientos hidroeléctricos de poco salto, con capacidad de regulación y elevado caudal de operación, a fin de aprovechar la capacidad de regulación de los aprovechamientos con embalse situados aguas arriba.

de la cuenca de El Cajón (al 3%). Esta medida supondría incrementos de su producción de 21 y 27 GWh/año e incrementos de su potencia firme de 14 y 16 MW, según proyecciones y escenarios ya mencionados. El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central El Cajón muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 77 millones y USD 827 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida), lo que representa entre el 10% y el 110% del valor a nuevo de la central.

Centroamérica: Se espera que la aportación resultante para la central Centroamérica disminuya de -13,1% (2030) a -38,4% (2090). Si bien su producción actual alcanza los 189 GWh/año, se esperan disminuciones entre -20,8% y -55,6 % en tales períodos de proyección. La potencia firme actual del aprovechamiento es de 44 MW, aunque se esperan descensos entre -43,9% y -74,2% en los citados períodos. El análisis del impacto económico muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 12,7 millones y USD 151,2 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida), lo que representa entre el 10% y el 121% del valor a nuevo de la central.¹⁵

Reventazón: Se espera que la aportación resultante para la central Reventazón varíe de 2,3 (2030) a -13,9 % (2090). Si bien su producción, a la fecha del estudio, alcanzaría 1578 GWh/año, podría variar en -0,3% y -14,7 % durante los períodos de proyección mencionados. La potencia firme actual del aprovechamiento es de 217 MW, aunque se esperan descensos entre 8,3% y 23,5 % en los citados períodos. Se ha considerado como una posible medida de adaptación la influencia de un posible aumento de salto útil¹⁶, lo que supondría un incremento en la producción de 214 hasta 219 GWh/año con respecto a la producción obtenible para las proyecciones 2030 y 2050 en el escenario de emisión A2, y un incremento de potencia firme de 34 y 46 MW, sobre la potencia firme alcanzada en dichas proyecciones y escenario, con respecto a la alternativa de no ejecutar dicha medida. El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central Reventazón muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 22 millones y USD 244 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida), lo que representa entre el 3% y el 32% del valor a nuevo de la central.

Bayano: Se espera que la aportación resultante para la central Bayano varíe de -2,5% (2030) a -28,9% (2090). Si bien su producción actual alcanza los 551 GWh/año, se esperan variaciones entre -4,6% (2030) y -37,9% (2090). La potencia firme actual del aprovechamiento es de 127 MW, aunque se esperan descensos entre -4,6% (2030) y -37,9% (2090). Se ha considerado como una posible medida de adaptación la incorporación de una nueva turbina. Sin embargo, esta medida tendría poca influencia en la cantidad de energía hidroeléctrica producida, con un

¹⁵ No resulta fácil seleccionar una medida de adaptación al cambio climático adecuada para esta central debido a sus peculiares características (capacidad de almacenamiento obtenida mediante el aprovechamiento de un lago natural; alimentación de la central mediante un canal a cielo abierto con rotura de carga, seguido de un túnel y de una tubería en carga, ambos de gran longitud, lo que hace muy difícil repotenciar la central, debido a los elevados costos de adaptación). La implementación de medidas de reforestación, como las analizadas en las centrales de Mollejón y El Cajón, tendrían efectos similares a los allí alcanzados.

¹⁶ Este supuesto se suele aplicar a futuras centrales hidroeléctricas, aún no construidas. En el caso de la central Reventazón, esta se hallaba en fase de construcción al momento de inicio del presente análisis.

aumento máximo de 3 GWh/año en la producción para las proyecciones 2030 y 2050 en el escenario de emisión A2, y no tendría influencia en la cantidad de potencia firme. El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central Bayano muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 18 millones y USD 205 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida), lo que representa entre el 3% y el 31% del valor a nuevo de la central.

Entre las medidas de adaptación analizadas se han considerado las de tipo estructural (aumento de potencia instalada, aumento de salto útil y ejecución de nuevos aprovechamientos en cascada), así como las de tipo medioambiental (reforestación) o de gestión (establecimiento de planes de cuenca, gestión integral de recursos, control de usos e incremento de redes de monitoreo).¹⁷

Recomendaciones

Con independencia de algunos trabajos previos de carácter más puntual como, por ejemplo, “*La economía del cambio climático en Centroamérica: Dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad*” (CEPAL), el presente estudio puede considerarse como uno de los primeros en utilizar un enfoque general para evaluar la incidencia que el cambio climático puede tener en la capacidad de generación de energía hidroeléctrica en la región. Teniendo en cuenta su carácter de precursor, debe considerarse como un primer paso. Por otra parte, se debe tener en cuenta que el estudio se ha basado en los resultados de modelos de cambio climático que se encuentran en constante evolución y cuya precisión deberá ir mejorando con el tiempo. De hecho, a la fecha de publicación del estudio, ya existen escenarios más actualizados a partir del Quinto Informe de Evaluación (AR5) del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC). La metodología permite incorporar estos nuevos escenarios para futuras corridas del modelo.

A continuación resaltamos algunas recomendaciones y lecciones aprendidas del estudio:

1. Modelos regionales de cambio climático: Para lograr una mayor precisión en los impactos y la vulnerabilidad al cambio climático, se requiere el desarrollo de modelos climáticos regionales. El *downscaling* de los modelos globales o supra-regionales es insuficiente si se pretende lograr niveles de resolución que permitan una mejor identificación de impactos y respuestas. Se esperan nuevas versiones de modelos regionales de cambio climático calibrados en Centroamérica y con períodos de observación y proyección más extensos. Si bien dichas versiones permitirán conocer con mayor precisión la evolución espacial del futuro clima en la región, siempre es preciso ser conscientes de que habrá una incertidumbre asociada.

2. Sistemas de información: Los sistemas de información, tanto energéticos como no energéticos, deben desarrollarse, ampliarse y mantenerse actualizados, a fin de contar con datos suficientemente desagregados de acuerdo a las necesidades que exigen los análisis de

¹⁷ Es importante señalar que, en general, es más difícil cuantificar los costos y los beneficios de algunas medidas de carácter medioambiental y de gestión. Sin embargo, estas medidas suelen tener beneficios importantes también para otros sectores (por ejemplo, disponibilidad de agua para irrigación y consumo humano, etc.).

vulnerabilidad y adaptación. Debe existir un adecuado acceso a la información y estudios preexistentes para evitar la duplicación de esfuerzos. Asimismo, es importante reconocer la necesidad de elaborar escenarios socioeconómicos futuros y estudios prospectivos de crecimiento de la demanda energética para plazos más extensos.

3. Ampliación de redes de monitoreo climático: La región tiene una baja densidad de redes de medición climática e hidrométrica. Se recomienda la ampliación y la densificación de dichas redes para un mejor conocimiento de las disponibilidades hídricas de la región. Asimismo, es importante que la región avance en sus protocolos para compartir bases de datos y herramientas informáticas. Este estudio, por ejemplo, se podría repetir con mayor información disponible, con resultados de menor incertidumbre.

4. Estudios multidisciplinarios: Debido al previsible aumento de la demanda de agua para otros fines (consumo humano, industrial, riego, medioambiental, etc.), se recomienda abordar el tema mediante estudios multidisciplinarios que permitan conocer con mayor precisión la futura disponibilidad de los recursos y su asignación a cada uno de los fines, incluida la hidroelectricidad. Ante una menor disponibilidad futura de recursos, resultará necesario mejorar la eficiencia de los sistemas, debiéndose abordar una gestión integral de los recursos disponibles.

5. Tasa de descuento: Deberían definirse parámetros básicos, valores y criterios que permitan evaluar las opciones de intervención con el fin de cumplir con objetivos económicos, sociales y ambientales (por ej. costo-efectividad, eficiencia, justicia distributiva, eficacia ambiental, etc.) que reflejen las prioridades de los países y de la región. Para la tasa de descuento existe un conflicto entre el análisis económico tradicional de corto plazo y los horizontes temporales necesarios para abordar un tema como el de los impactos esperados del cambio climático.¹⁸

6. Capacitación: Resulta imprescindible garantizar la capacitación y actualización permanente de los recursos humanos para mantenerse al tanto de los últimos avances frente a la dinámica del cambio climático, el proceso de negociación y los compromisos adquiridos por los países, y frente a la evolución de los métodos, las metodologías y los instrumentos que se utilizan en este campo.

7. Desarrollar una cartera de proyectos de adaptación: Es preciso desarrollar una cartera de proyectos en diferentes sectores que permitan implementar acciones sólidas y de no arrepentimiento, que se anticipen a los fenómenos climáticos y que respondan al cambio climático, contribuyendo a la vez al desarrollo sustentable del país o de la región. En el ámbito nacional, las medidas de adaptación más relevantes podrían partir de varias estrategias o planes como, por ejemplo, las Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés¹⁹), estrategias nacionales de cambio climático, planes nacionales de

¹⁸ No resulta factible determinar cuáles serán las decisiones de inversión prevalecientes y las tecnologías disponibles a 50 o 100 años vista. Sin embargo, se utiliza este horizonte temporal debido a que, en general, los impactos más significativos del cambio climático sólo se aprecian en períodos extensos.

¹⁹ *Intended Nationally Determined Contributions.*

adaptación, acciones nacionales apropiadas de mitigación (NAMA²⁰), o de planes sectoriales o de cuenca. Es importante que el sector hidroeléctrico aprecie la importancia (y la oportunidad) de trabajar en el tema y ponga en práctica las medidas de adaptación correspondientes.

8. Visión regional y nacional: Dadas las características de la región Centroamericana, es conveniente llevar a cabo acciones que se identifiquen, evalúen e implementen tanto a nivel nacional como regional, con una visión y perspectiva de mayor alcance. Las acciones de cooperación permitirían ganar en efectividad, reducir costos y obtener co-beneficios que probablemente no existan en un análisis aislado. No obstante, es necesario reconocer la dificultad de conciliar un enfoque regional (con énfasis en el rol de las interconexiones) con los objetivos nacionales de política energética. Se deberá considerar la coordinación de los distintos objetivos y enfoques implícitos en los planes de expansión eléctrica de los organismos regionales y los correspondientes a los organismos nacionales.

9. Considerar aspectos de cambio climático a nivel de diseño: Por último, ante la posible disminución de la producción hidroeléctrica futura por efecto del cambio climático, y teniendo en cuenta además la dificultad de adaptación de los aprovechamientos existentes debido a su enorme rigidez estructural, se recomienda ejecutar nuevos sistemas de regulación integrada con un mejor funcionamiento conjunto; construir nuevos aprovechamientos procurando restringir al máximo el consumo de agua mediante la selección del mayor salto útil técnica y económicamente posible; añadir almacenamiento estacional para compensar la reducción de los caudales de estiaje, etc. Es conveniente que el diseño de las futuras centrales tome en consideración todos estos aspectos.

²⁰ *Nationally Appropriate Mitigation Actions.*

Conclusiones

El presente estudio ha permitido visualizar que, más allá del impacto evidente del cambio climático sobre la estrategia de desarrollo de centrales hidroeléctricas, esto no necesariamente las descalifica como opción válida de expansión al sistema de generación. En muchos casos, es posible que los atributos propios de esta fuente de energía no se vean neutralizados por los efectos del cambio climático. Lo que sí queda claro en este estudio es que el tema es lo suficientemente importante como para ameritar su consideración desde la mesa de diseño de una nueva central hidroeléctrica.

Según el análisis efectuado, se prevé que la disminución de la precipitación en la mayoría de las cuencas de la región centroamericana, junto con el progresivo aumento de temperatura en todas ellas, afectará de forma significativa la producción hidroeléctrica futura, al incidir en la cantidad de recursos disponibles. Debido a la agudización de los períodos de sequía, la potencia firme de los aprovechamientos continuaría disminuyendo, mientras que el aumento de los caudales máximos de avenida correspondientes a los períodos de retorno más elevados haría que la infraestructura existente (embalses de regulación y centrales hidroeléctricas) sufriera mayores daños.

Sin embargo, esta herramienta, junto con el trabajo realizado en la región centroamericana, evidencia que el tema del cambio climático se puede estudiar e integrar de manera proactiva en las inversiones más importantes en la región. Un próximo paso altamente recomendable sería aportarle a este estudio un enfoque metodológico integral y holístico de la vulnerabilidad de los recursos hídricos al cambio climático, que no sólo considere al área energética como un sistema, sino que además incorpore todas las demás actividades humanas y ecosistemas dependientes del ciclo del agua. De este modo, se podrían incorporar sinergias, compensaciones (*trade-offs*) y potenciales conflictos, con el fin de poder identificar las prioridades en los correspondientes sectores y poder tener elementos de juicio que lleven a decisiones informadas. Solo así podremos garantizar una gestión adecuada de los recursos naturales en el contexto de cambio climático y asegurar su sostenibilidad para las próximas generaciones.