

ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CUENCA DEL ALTO PARAGUAY

La insustentabilidad socioeconómica de emprendimientos hidroeléctricos
a la luz del método oficial del gobierno federal

Vista aérea del Parque Nacional del Pantanal Matogrossense con la Sierra Amolar al fondo. Frontera de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	4	2	WWF-BRASIL Y LA AGENDA DE INFRAESTRUCTURA	6	3	LA ELECCIÓN DEL ACB COMO MÉTODO DE ANÁLISIS	8	4	LAS PCHS Y EL SECTOR ELÉCTRICO	14	5	PCHS EN LA CUENCA DEL ALTO PARAGUAY Y LA PRESIÓN SOBRE EL PANTANAL	18	6	ANÁLISIS FINANCIERO DE LOS EMPRENDIMIENTOS: ¿LAS PCHS SE SOSTIENEN SOLAS?	22	7	ACB SOCIOECONÓMICO DE LAS PCHS EN LA CUENCA DEL ALTO PARAGUAY	26	8	LO QUE REVELAN LOS DATOS	40	9	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	50	10	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
				Lo que el ACB permite observar	10								Perfil económico de la CAP y perjuicios causados por las PCHs ya existentes			Expansión subsidiada: la ingeniería financiera detrás de las PCHs	23		Escenarios considerados: qué proyectos comparamos y cómo	27		Las cifras del perjuicio	41						
				Contribuciones estratégicas del ACB para el sector eléctrico	12															Estimaciones de beneficios	34		Cambio Climático	44					
				Cómo se condujo el análisis	13															Estimaciones de costos	36		Impactos sobre la pesca y el equilibrio socioeconómico de la CAP	45					
				Una contribución al debate sobre inversiones en infraestructura	13															Estimaciones de externalidades	38		Subsidios a las PCHs: distribución del perjuicio	48					

HAGA CLIC sobre los títulos para navegar entre los capítulos

INTRODUCCIÓN

Ante la emergencia climática global, la transición hacia fuentes de energía renovables es una estrategia esencial para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, la promoción de alternativas consideradas 'limpias' no siempre viene acompañada de la debida atención a sus impactos socioambientales y a su real contribución para el bienestar colectivo. Muchas veces, el impulso a la implantación de emprendimientos renovables ignora análisis fundamentales, como la evaluación de costo-beneficio socioeconómico.

Este es el caso de Brasil, que ha concedido subsidios significativos a la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) en la Cuenca del Alto Paraguay (CAP), región que abarca los estados de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul y comprende todo el territorio del Pantanal. Actualmente, hay 58 PCHs en operación y otras 65 en fase de estudio, muchas de las cuales avanzan sin que se conozcan con claridad sus costos y beneficios para la sociedad. Este estudio del WWF-Brasil busca justamente llenar ese vacío.

Aunque estén clasificadas como 'pequeñas', estas hidroeléctricas causan alteraciones significativas en el régimen de caudal de los ríos, en la calidad del agua, en la conectividad de hábitats acuáticos y en el flujo de sedimentos, afectando directamente al ecosistema local y a las comunidades que dependen de él.

La construcción de PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay (CAP) representa una pérdida neta estimada de BRL 7 mil millones para la sociedad brasileña, incluso comparada con alternativas renovables no hídricas como las fuentes solar, eólica y de biomasa.

Además de los impactos ambientales, las PCHs son emprendimientos privados impulsados por un marco favorable de incentivos públicos, como líneas de financiamiento, regulaciones flexibles y beneficios fiscales. A diferencia de las plantas de mayor tamaño, no están sujetas a licitación, siendo autorizadas mediante procesos simplificados. También cuentan con exenciones relevantes, como el descuento en las tarifas de transporte de energía y la exención de la Compensación Financiera por la Utilización de Recursos Hídricos (CFURH).

A pesar de sus impactos significativos, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) ofrecen poca o ninguna contribución efectiva para mitigarlos, y además son impulsadas por un conjunto de incentivos que favorece su adopción desde el punto de vista privado. Pero, ¿cuál es el **saldo para la sociedad?** ¿Cuáles son los **reales beneficios** y cuáles **los costos aún invisibles?** WWF-Brasil **buscó esas respuestas.**

Un estudio encargado por la institución ayuda a responder estas preguntas con base en la metodología oficial de Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio (ACB). Los resultados son negativamente expresivos:

Más que no cumplir lo que prometen, las **PCHs profundizan desigualdades, concentran ganancias y diseminan pérdidas para toda la sociedad** —especialmente para las poblaciones que viven y dependen directamente del Pantanal.

A continuación, esta publicación anticipa escenarios y presenta un análisis comparativo inédito, basado en datos públicos y evidencias consistentes. Los resultados muestran las limitaciones y contradicciones del actual modelo de expansión por PCHs en la CAP y señalan direcciones concretas para una transición energética que equilibre desarrollo, justicia social y cuidado del medioambiente.

Sierra do Amolar, ubicada en los municipios de Corumbá (Mato Grosso do Sul) y Cáceres (Mato Grosso), en la frontera con Bolivia, Brasil.



WWF-BRASIL Y LA AGENDA DE INFRAESTRUCTURA

WWF-Brasil es una ONG brasileña que, desde hace 28 años, actúa colectivamente con socios de la sociedad civil, academia, gobiernos y empresas en todo el país para combatir la degradación socioambiental y defender la vida de las personas y de la naturaleza. Estamos conectados en una red interdependiente que busca soluciones urgentes para la emergencia climática. Su misión es combatir las trayectorias de degradación ambiental y construir un futuro en el que las personas vivan en armonía con la naturaleza, con preservación

de la biodiversidad y uso racional de los recursos naturales, en beneficio de las generaciones actuales y futuras.

Desde esta óptica, WWF-Brasil establece como uno de sus pilares estratégicos la promoción de infraestructuras que respondan a los desafíos contemporáneos de desarrollo y sostenibilidad, comprometiéndose a impulsar un desarrollo que armonice con las comunidades y genere efectos positivos para la sociedad brasileña.

PRECISAMOS DE INFRAESTRUCTURA CONFIABLE Y EFICIENTE

Una red de infraestructura confiable y eficiente en cantidad y calidad es imprescindible para sostener el desarrollo económico, social y ambiental de un país, lo que exige inversiones significativas públicas y privadas en nuevos activos y renovación de los existentes. En el caso brasileño, las brechas aún existentes en términos de stock y calidad de las infraestructuras exigen tasas crecientes de inversión en el sector en las próximas décadas.

El informe [New Climate Economy \(2016\)](#)¹ estima que las inversiones globales en infraestructura **deben pasar de los actuales US\$ 3,4 billones a US\$ 6 billones anuales para 2030.**

Juana Candia Ortiz, una pescadora en Bahía Negra (Paraguay), sosteniendo una piraña. Bahía Negra, Alto Paraguay.



LA ELECCIÓN POR LA ACB COMO MÉTODO DE ANÁLISIS

Para evaluar la viabilidad socioeconómica de la implantación de PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay (CAP), el WWF-Brasil adoptó el Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio (ACB) como método central de evaluación. Esta elección refleja el compromiso con un enfoque más amplio y transparente para la toma de decisiones sobre infraestructura, capaz de capturar los costos y beneficios reales sociales, económicos y ambientales de los proyectos.

Reconocida internacionalmente y aplicada por países como Chile, Reino Unido, Australia, Corea del Sur y Sudáfrica, además de instituciones multilaterales, la ACB proporciona un marco robusto para comparar alternativas de inversión bajo la óptica del bienestar colectivo. Al expresar costos y beneficios en una métrica monetaria común, el método permite evaluar si las ganancias generadas por un proyecto justifican los costos — incluyendo externalidades e impactos intangibles que, muchas veces, escapan a los análisis tradicionales—.

La Evaluación de Costos y Beneficios (ACB) viene ganando fuerza en Brasil. Aún en fase inicial de adopción en el país, recientemente fue incorporada por el gobierno federal al [Modelo de Cinco Dimensiones \(M5D\)](#)² que visa la evaluación multidimensional de inversiones en infraestructura.

Para orientar técnicamente esa aplicación, el Gobierno Federal publicó la [Guía General de Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio de Proyectos de Inversión en Infraestructura](#).³

WWF-Brasil cree que incluir la ACB desde las fases iniciales del análisis de proyectos es esencial para superar la lógica predominante de retorno financiero privado y acercar el proceso decisorio a una perspectiva pública, centrada en la sostenibilidad y el bienestar colectivo.

Este enfoque se vuelve aún más relevante cuando se aplica a la realidad de las PCHs previstas para la CAP. La región, marcada por alta vulnerabilidad ambiental e intensa interacción entre ecosistemas y modos de vida tradicionales, exige herramientas analíticas que revelen impactos ocultos para la sociedad.

Estudios previos señalan que los subsidios públicos a las PCHs distorsionan su rentabilidad privada y transfieren costos difusos a la sociedad. Estas plantas generan externalidades negativas significativas, comprometiendo la pesca, el turismo y las actividades económicas sostenidas por los modos de vida locales. Además, presionan ecosistemas ya fragilizados y amenazan la biodiversidad de la región.

A esto se suman los efectos del cambio climático, que han causado reducción en los caudales de los ríos, afectando directamente la capacidad de generación de estas plantas. Datos de la Agencia Nacional de Aguas (ANA) confirman esta tendencia, lo que agrava la incertidumbre sobre los retornos futuros de estos emprendimientos.

Ante este escenario, aplicar la ACB permite verificar, de forma transparente y fundamentada, si las inversiones planeadas realmente se justifican en comparación con otras opciones de generación energética —especialmente cuando se considera el retorno neto para la sociedad en su conjunto.

La aplicación de la ACB, principalmente cuando ocurre en la fase estratégica (*upstream planning*), cuando se denomina ACB Preliminar, ayuda en la concepción y priorización de los proyectos, pues permite considerar efectos de riesgos (como los impuestos por el cambio climático), probar diferentes diseños de proyecto y premisas tecnológicas, medir los efectos en servicios ecosistémicos y abordar perspectivas de demanda y sensibilidades a variables importantes. Proyectos evaluados mediante una ACB Preliminar presentan mayor grado de madurez y robustez, aumentando sus probabilidades de éxito en la entrega de los resultados socioeconómicos esperados.

QUÉ LA ACB PERMITE OBSERVAR

El análisis realizado por WWF-Brasil siguió las orientaciones de la Guía ACB y se basó en criterios que refuerzan su legitimidad como herramienta de evaluación estratégica. Entre los principales puntos, destacan:

- 1 Comparación con un escenario contrafactual**, con alternativas hipotéticas que entregarían la misma cantidad de energía, con la misma confiabilidad;
- 2 Proyección de los efectos incrementales** a lo largo del ciclo de vida del proyecto, incluyendo costos directos (Capex y Opex), externalidades y beneficios intangibles;
- 3 Expresión de los datos en una métrica monetaria común**, permitiendo el cálculo del retorno neto para la sociedad;
- 4 Análisis de unidades autosuficientes** (proyectos completos hasta la generación de los beneficios, es decir, energía donde hay demanda), que incluyen conexión a la red eléctrica general;
- 5 Valoración de los beneficios** con base en la disposición a pagar de los usuarios;
- 6 Identificación, cuantificación y valoración de las externalidades negativas, es decir, de los impactos sobre terceros (medioambiente y sociedad)** no compensados económicamente.



© Michel Gunther / WWF

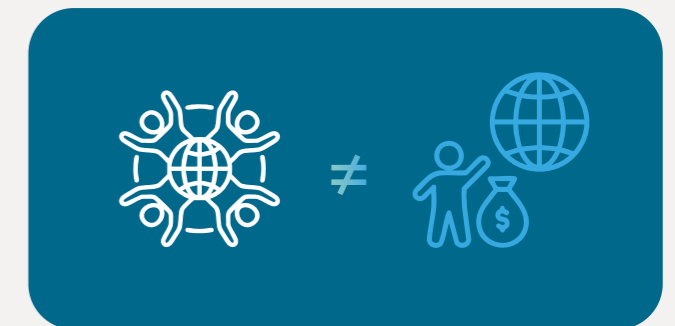
Barco de ecoturismo en el Pantanal, Mato Grosso do Sul, Brasil.

BAJO LA ÓPTICA DE LA SOCIEDAD BRASILEÑA Y NO DEL EMPRENDEDOR

La evaluación socioeconómica se diferencia de la evaluación financiera (o privada, bajo la óptica del emprendedor), al comparar proyectos –a veces bastante distintos– que atiendan demandas de la sociedad.

En este sentido, prevalece la lógica de evaluar el interés social antes de la elección sobre la mejor forma de suplirlo. La ACB es un método que permite sistematizar esta evaluación, clasificando qué alternativas agregan mayores beneficios con los menores costos.

Esta visión amplia e imparcial supera los intereses del emprendedor, al considerar los beneficios no monetarios (como mejoras en la salud pública, reducción de accidentes, valorización del patrimonio natural y cultural, entre otros) y las externalidades (emisión de gases de efecto invernadero (GEI), variación de servicios ecosistémicos, entre otros), que, aun no siendo comerciados en mercados, son relevantes para



la sociedad. Además, la ACB socioeconómica considera costos sociales al descontar impuestos y subsidios, así como tasas y tarifas, pues son meras transferencias entre agentes económicos (familias, usuarios, empresas y gobierno) de la misma sociedad.

Aun así, en el caso de las PCHs en la CAP, incluso bajo la óptica estrictamente financiera, los cálculos demuestran que, aunque presentan tasas internas de retorno (TIR) positivas, esta atractividad está fuertemente condicionada al mantenimiento de incentivos públicos y exenciones fiscales. Y, sin estos mecanismos, muchos proyectos analizados dejarían de ser viables financieramente.

A pesar de que la planificación de la expansión eléctrica en Brasil está estructurada por instrumentos como el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE) y el Plan Nacional de Energía (PNE), estos documentos se basan en Estudios de Viabilidad Técnico-Económica (EVTEs), que no siempre incluyen un análisis integral de costo-beneficio.

La ACB surge, por tanto, como instrumento complementario esencial, especialmente por abordar alternativas al emprendimiento —y no apenas variantes dentro del mismo proyecto—. Esto es particularmente necesario en contextos de alta sensibilidad socioambiental, como la CAP, donde los impactos sistémicos sobre el clima, el uso del suelo y la dinámica hidrológica aún son subestimados en las decisiones energéticas.

Además, la ACB posibilita incorporar riesgos no capturados por modelos tradicionales, como el riesgo climático, y evaluar de forma más realista el costo de oportunidad social de seguir con determinadas inversiones.

La metodología pasó, inclusive, a ser recomendada por el Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) tanto para evaluación de proyectos de inversión pública, **VÍA DIFERENTES ACÓRDÃOS**, como también para el control externo de concesiones y alianzas público-privadas, por medio de la Ordenanza TCU n° 119/2024. En el campo regulatorio, el Decreto Federal n° 10.411/2020, que reglamenta el Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), también recomienda la ACB como metodología preferencial para verificación de los impactos económicos de políticas públicas.

Al aplicar la ACB a las PCHs de la CAP, WWF-Brasil contribuye con evidencias técnicas robustas para orientar políticas públicas, decisiones de planificación energética y la definición de reglas para licitaciones. La herramienta también ofrece parámetros comparativos entre diferentes fuentes de generación, permitiendo al poder público identificar qué proyectos promueven ganancias netas reales para la sociedad.

Este enfoque fortalece la capacidad del Estado para alinear sus inversiones en infraestructura energética con los objetivos de sostenibilidad, equidad y resiliencia climática —superando visiones restrictivas de viabilidad económica y reafirmando el papel de la energía como vector de desarrollo inclusivo y responsable—.

Para hacer posible esta evaluación, se utilizaron datos producidos por la Agencia Nacional de Aguas y Saneamiento Básico (ANA), en el marco de los *Estudios de Evaluación de los Efectos de la Implantación de Emprendimientos Hidroeléctricos en la Región Hidrográfica del Paraguay*,⁴ realizados entre 2016 y 2020. Estos estudios ofrecieron una base empírica sólida, reuniendo información hidrológica, sedimentológica, socioeconómica y sobre impactos ya causados por los emprendimientos existentes.

Además de las bases de datos de ANA, el estudio también incorporó datos y evidencias provenientes de literatura técnica especializada. La aplicación de la ACB siguió las orientaciones de la *Guía General de Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio de Proyectos de Inversión en Infraestructura*,⁵ elaborada por el gobierno nacional.

La combinación de estos insumos públicos y confiables permitió estimar externalidades relevantes asociadas a la construcción de las nuevas PCHs —como los impactos sobre la pesca y el turismo, que son hoy dos de los principales vectores económicos de la región del Pantanal—.

UNA CONTRIBUCIÓN AL DEBATE SOBRE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA

Más que evaluar si las PCHs en la CAP son beneficiosas o no para la sociedad, el objetivo de WWF-Brasil con este estudio es ofrecer una contribución concreta al debate metodológico y procesal sobre decisiones de inversión en infraestructura en el país. Se trata de demostrar, mediante un caso real, la importancia de la ACB como instrumento público disponible y robusto para fundamentar elecciones con mayor legitimidad y racionalidad.

Proyectos evaluados con base en la ACB tienden a presentar mayor grado de madurez, mayor claridad sobre riesgos e incertidumbres, además de mejores condiciones para la entrega de los resultados socioeconómicos esperados.

Ampliar el uso de la ACB en Brasil es fundamental para construir políticas públicas más efectivas y compatibles con los desafíos contemporáneos.

Esta es, en última instancia, un intento por fortalecer el puente entre planeación estratégica y ejecución, a partir de un enfoque integrado que considere no sólo la viabilidad técnica y financiera, sino también los impactos socioambientales y territoriales, riesgos climáticos, factores tecnológicos y proyecciones de desarrollo sostenible para los territorios.

Algunos de los más importantes Acórdãos del TCU que mencionan la ACB y/o el MSD como método para la evaluación de proyectos de inversión pública:

Acórdão TCU 2272/2019 y 2835/2020 – Evaluación sistémica de grandes proyectos de generación de energía hidroeléctrica (como encaminamiento, la Casa Civil y el MME decidieron utilizar la ACB como metodología de evaluación sistémica).

Acórdão TCU 2579/2021 y 1462/2022 – recomiendan el uso de la ACB (en la planificación de transportes) y que, incluso, fue utilizado en el Informe Fiscobras 2021 como referencia para la planificación de proyectos de infraestructura.

TCU-Plenario, **Acórdão 2478/2023**

TCU-Plenario, **Acórdão 29/2023**

TCU-Plenario, **Acórdão 245/2023**

TCU-Plenario, **Acórdão 1022/2023**

TCU-Plenario, **Acórdão 2519/2023**

TCU-Plenario, **Acórdão 157/2024**

LAS PCHS Y EL SECTOR ELÉCTRICO

Mucho antes de que la emergencia climática ganara protagonismo en las agendas pública y política, el aprovechamiento del potencial hídrico brasileño ya era visto como eje estructurante del desarrollo nacional. Este modelo se consolidó con la construcción de grandes plantas hidroeléctricas (UHEs), inicialmente concentradas en el Sur y Sudeste, y, a partir de los años 1990, también en regiones más sensibles desde el punto de vista socioambiental, como la Amazonia.

La implantación de las plantas de Santo Antônio (2012) y Jirau (2013), en el río Madeira, y posteriormente de Belo Monte (2016), en el río Xingu, marcó un punto de inflexión. La escala

de los impactos socioambientales de estas obras —sumada a la resistencia organizada por movimientos sociales, pueblos indígenas y organizaciones de la sociedad civil— amplió el debate público sobre los límites de este modelo de generación de energía centralizada y a gran escala.

En este contexto, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) pasaron a presentarse como alternativa viable: una forma de continuar explotando el potencial hidroeléctrico nacional, pero con supuestos impactos más moderados y menor dependencia de la actuación estatal. Esta percepción —alimentada por su nombre y tamaño— favoreció su expansión silenciosa y pulverizada a lo largo de diversos ríos brasileños.

COMPRENDA LA ESCALA DE LAS HIDROELÉCTRICAS EN BRASIL



CGHs

CENTRALES GENERADORAS HIDROELÉCTRICAS
HASTA 5 MW

⚡ Energía suficiente para abastecer cerca de **3.500 casas por mes**

⚖ No necesita concesión o autorización de ANEEL, solo otorgamiento de uso del agua



PCH

PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
5 A 30 MW

⚡ Hasta **21.000 casas por mes** o casi una ciudad de mediano porte

⚖ Autorización de ANEEL (sin licitación)



UHE

USINA HIDROELÉCTRICA
MÁS DE 30 MW

⚡ Más de **21.000 casas por mes**, pudiendo llegar a millones (ej.: Itaipú = 14,000 MW)

⚖ Concesión obligatoria vía licitación



EN BRASIL

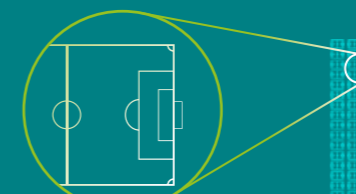
plantas con **menos de 50 MW** escapan del modelo más riguroso de concesión — y pueden ser autorizadas mediante procesos simplificados, incluso cuando causan impactos significativos.



EN OTROS PAÍSES

el estándar internacional para definir lo que es 'pequeño' suele ser **10 MW**. Es decir: Brasil llama 'pequeño' a lo que muchos países ya consideran 'mediano' o 'grande'.

PARA COMPARAR



1 campo de fútbol oficial ocupa cerca de **0.7 HECTÁREAS**

equivalente a **+DE 2000 CAMPOS DE FÚTBOL SUMERGIDOS**

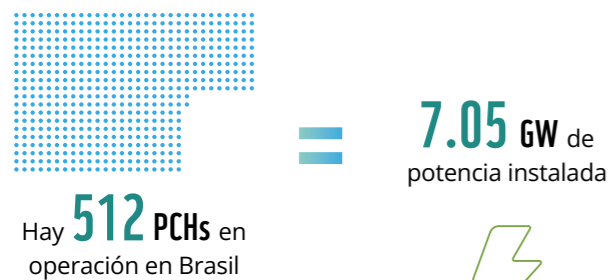


Una PCH puede demandar de **50 A 1.500 HECTÁREAS** de área inundada

En los últimos 20 años, el número de PCHs en operación creció más de 40%, mientras su potencia instalada se multiplicó por seis.

Aunque llamadas 'pequeñas', estas plantas presentan gran variedad de diseños constructivos —con o sin embalse, con o sin desvío de cauce de agua— y no siempre operan de manera compatible con la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

PCHS EN BRASIL: MUCHOS PROYECTOS, POCA ENERGÍA, GRANDES IMPACTOS



Esto es suficiente para abastecer cerca de



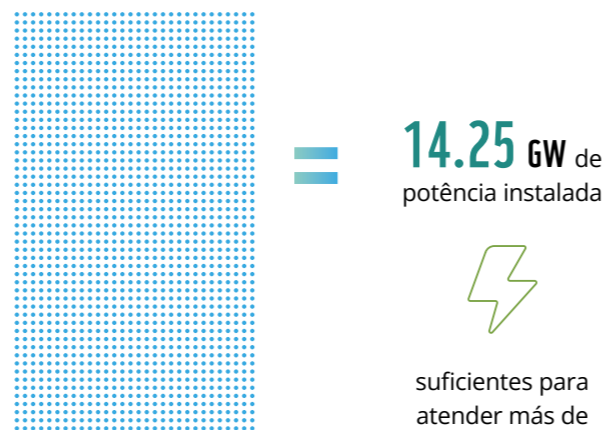
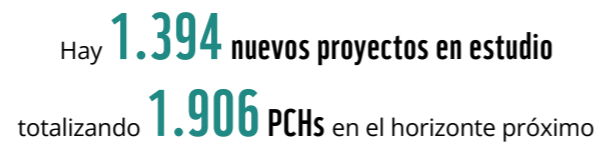
Aun así, representan solo

6.33% de la potencia otorgada de fuente hídrica

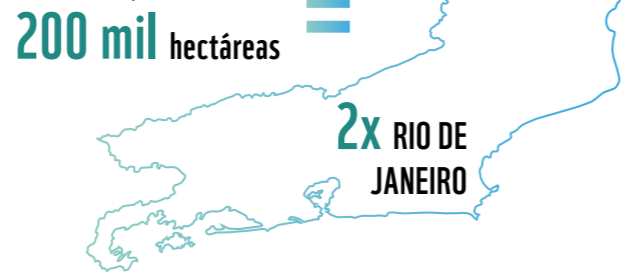
y el **1.90%** del total de generación eléctrica del país

Es decir: ocupan territorio, reciben incentivos y causan impacto, pero contribuyen con

menos del **2%** de la matriz energética brasileña.



Podrían inundar un área superior a



La mayoría de estas PCHs están fuera del control operacional del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS). Cerca del 87% funcionan de forma totalmente independiente, sin ninguna programación o despacho centralizado. Solo el 13% son programadas por el ONS, pero incluso estas no son despachadas —es decir, pueden afectar la estabilidad del sistema sin contribuir a su confiabilidad.

A pesar de esto, muchas PCHs operan para atender, dentro de sus limitaciones, los picos de demanda diaria de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), promoviendo descargas fluviales bruscas e intermitentes. Según la ANA, esta variación repentina en el flujo de los ríos afecta directamente los ecosistemas acuáticos y los usos múltiples del agua.

Como la mayor parte de estas plantas actúa en el Ambiente de Contratación Libre (ACL), sus decisiones son guiadas exclusivamente por estrategias privadas de mercado —lo que las desconecta de la lógica de planeamiento energético nacional. El crecimiento de este tipo de generación, por ello, impone nuevas presiones sobre la necesidad de fuentes despachables en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR), donde se garantiza la confiabilidad del suministro energético para la sociedad.

Fuentes despachables vs. no despachables



Fuentes despachables: son aquellas cuya generación de energía puede ser controlada y ajustada conforme a la demanda del sistema eléctrico, en tiempo real. Pueden ser encendidas, apagadas o moduladas de forma programada. Ejemplos: usinas hidroeléctricas con reservorio, termoeléctricas (a gas, carbón, biomasa), usinas nucleares.



Fuentes no despachables: son aquellas intermitentes o variables, que no pueden ser controladas directamente, pues dependen de condiciones externas, como clima y luminosidad. Su producción no puede ser garantizada en cualquier momento. Ejemplos: solar fotovoltaica, eólica.

El almacenamiento de energía (como baterías o reservorios hidráulicos) es una tecnología complementaria, y no una característica intrínseca de la fuente. Es decir, una fuente despachable puede o no estar asociada a almacenamiento, y viceversa.



Una vista aérea del Río Paraguay en el Fecho dos Morros en Porto Murtinho - MS.

PCHS EN LA CUENCA DEL ALTO PARAGUAY Y LA PRESIÓN SOBRE EL PANTANAL

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CAP

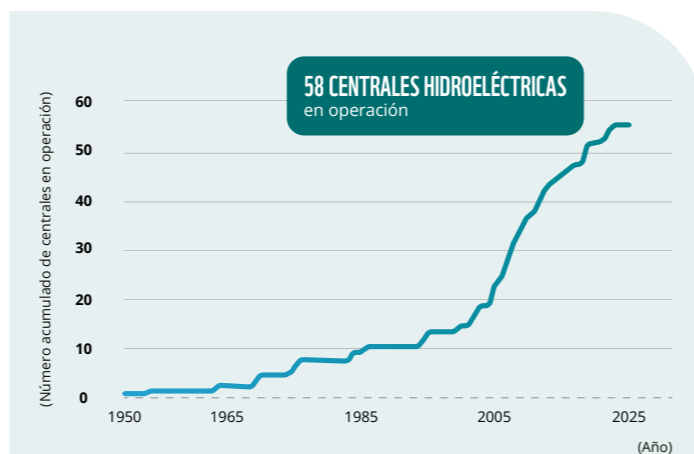
La Cuenca Hidrográfica del Alto Paraguay (CAP) alberga actualmente **58 plantas hidroeléctricas** en operación, siendo:

- 
23 CGHs
Centrales Generadoras Hidroeléctricas
- 
29 PCHs
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
- 
6 UHEs
Usinas Hidroeléctricas

Además de lo que ya está en funcionamiento, hay otros **65 emprendimientos propuestos** para la CAP, siendo:

- 
4 en fase de implementación
- 
36 en fase de proyecto
- 
25 en estudios preliminares

Número acumulado de centrales hidroeléctricas instaladas en la BAP (1950-2025)



Evolución del número acumulado de centrales hidroeléctricas en operación en la BAP entre 1950 y 2025. Se observa un crecimiento acelerado a partir de la década de 2000.

De este total, 54 emprendimientos están ubicados en el estado de Mato Grosso. Juntas, estas usinas suman 1.26 GW de potencia otorgada, distribuida de la siguiente forma:

PCHs ⚡ **457.61 MW**
(con promedio de **15.78 MW** por usina);

CGHs ⚡ **49.61 MW**
(con promedio de **2.16 MW** por usina);

Aunque son numéricamente mayoría, las PCHs y CGHs contribuyen con solo el **18.04%** y **1.96%**, respectivamente, de la potencia total otorgada en la CAP —considerando todas las fuentes de generación eléctrica.

En otras palabras: ocupan espacio, demandan infraestructura y generan impacto, pero entregan una fracción modesta de la energía producida en la región.

CARACTERÍSTICAS DE LA CAP

La CAP se divide en **dos relieves principales: PLANALTO y PLANICIE**

En Brasil, la Cuenca Hidrográfica del Alto Paraguay está presente en los estados de **Mato Grosso y Mato Grosso do Sul**, en un área de cerca de **363.445 km²**

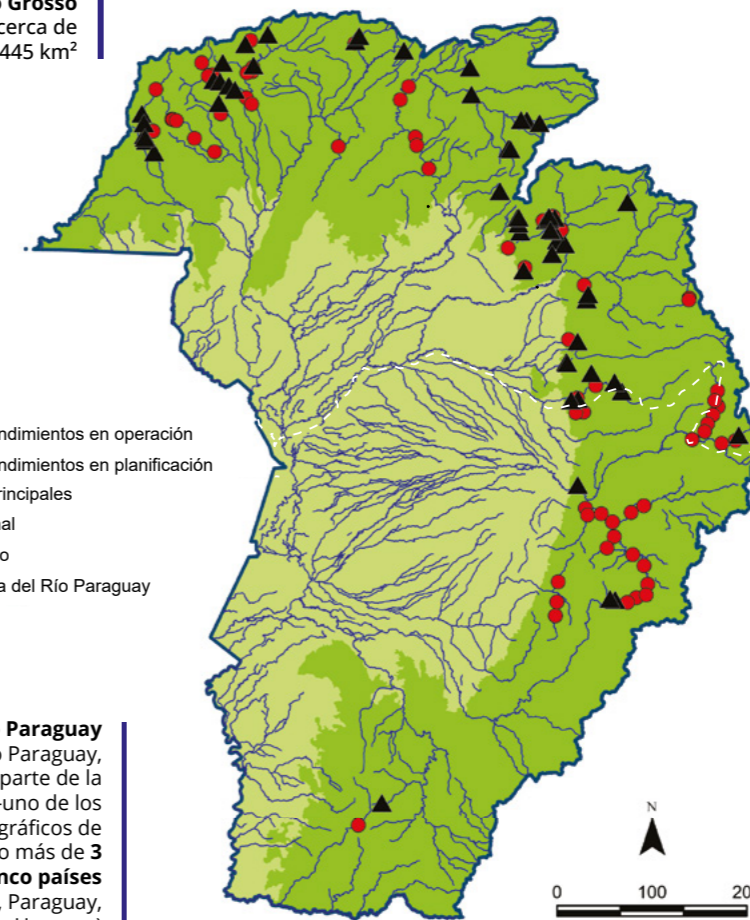
CERRADO

Esta porción de planalto está formada mayoritariamente por áreas de Cerrado, bioma reconocido por su **biodiversidad y papel estratégico como "berço das águas" (cuna de las aguas)**. Es justamente en este territorio donde se concentran los emprendimientos hidroeléctricos

EL PLANALTO

con altitudes que pueden llegar a **1.100 metros**, es responsable por el aporte de agua y sedimentos que alimentan la planicie, donde se localiza el Pantanal —región de bajas altitudes y altos índices de humedad

- ▲ Emprendimientos en operación
- Emprendimientos en planificación
- Ríos principales
- Pantanal
- Planalto
- Cuenca del Río Paraguay



La **Cuenca del Alto Paraguay** integra la Cuenca del Río Paraguay, que, a su vez, forma parte de la Cuenca del Plata —uno de los mayores sistemas hidrográficos de América del Sur, abarcando más de **3 millones de km²** y **cinco países** (Brasil, Bolivia, Paraguay, Argentina y Uruguay)

Las actividades desarrolladas en estas partes más altas de la cuenca **influyen directamente el funcionamiento ecológico de las áreas inundables** que caracterizan al Pantanal

PERFIL ECONÓMICO DE LA CAP Y PERJUICIOS CAUSADOS POR LAS PCHS YA EXISTENTES

En la Cuenca Hidrográfica del Alto Paraguay (CAP), la pesca representa mucho más que una actividad económica: se trata de un pilar sociocultural y alimentario esencial para millones de personas. La abundancia de especies migratorias, como el pintado, la cachara, el jaú, el dorado y el pacú, sustenta cadenas productivas, modos de vida tradicionales y parte significativa del turismo regional.

Según los *Estudios de Evaluación de los Efectos de la Implantación de Emprendimientos Hidroeléctricos en la Región Hidrográfica del Paraguay*, de la ANA, esta importancia se expresa de manera concreta en tres modalidades de pesca, además del valor nutricional asociado al consumo de pescado.

PESCA PROFESIONAL ARTESANAL



PESCA AMATEUR DIFUSA NATIVA



A pesar de este peso económico y social expresivo, la planificación e implantación de nuevos emprendimientos hidráulicos en la región no han considerado los perjuicios socioeconómicos ya causados por las infraestructuras existentes.

Los estudios de la ANA revelan que el 85% de la variación en la producción pesquera del Pantanal está asociada a la disponibilidad de áreas de desove. Un aumento de solo 1 km en la extensión de estos hábitats puede significar un incremento de 229 kg de pescado anuales.

Sin embargo, las PCHs en operación ya han comprometido significativamente esta dinámica: 35 instalaciones hidroeléctricas han bloqueado entre 5.3% y 9.4% de las rutas de migración de peces en la CAP, agravando un escenario que ya incluía obstáculos naturales. El resultado es la fragmentación de los hábitats esenciales para la reproducción de especies migratorias.



© Náiara Jenkins / WWF - Brasil

Las externalidades negativas generadas por estas usinas suman actualmente entre **BRL 152.95 millones** y **BRL 198.19 millones** anuales, representando del **10% al 13%** del PIB promedio de los municipios de la porción brasileña de la CAP. En un horizonte de **20 años**, este perjuicio acumulado a la pesca, turismo, seguridad alimentaria y bienestar social alcanza **BRL 3.51 mil millones**.

Como veremos en la próxima sección, la expansión planeada de las PCHs podría cuadruplicar estos daños, representando una amenaza concreta a la sostenibilidad económica y socioambiental de la región.

ANÁLISIS FINANCIERO DE LOS EMPRENDIMIENTOS: ¿LAS PCHS SE SOSTIENEN SOLAS?

Mucho se argumenta que las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) representan una oportunidad económica para inversionistas pero ¿hasta qué punto este argumento se sostiene, especialmente cuando se retira la red de protección de incentivos públicos que ampara al sector?

Antes de la presentación de los resultados del Análisis de Costo-Beneficio (ACB), esta sección presenta una evaluación estrictamente financiera de los emprendimientos hidroeléctricos previstos para la CAP. El objetivo es entender si, incluso bajo la óptica del inversionista privado, los proyectos se sostienen económicamente.

El análisis considera los principales componentes de costo, ingresos estimados con base en las subastas de energía y simula escenarios con y sin los incentivos públicos actualmente ofrecidos al sector. Los resultados muestran que la viabilidad financiera de las PCHs depende fuertemente del mantenimiento de subsidios, exenciones y facilidades regulatorias. Sin estos beneficios, la mayoría de los proyectos se vuelven poco o nada atractivos desde el punto de vista económico — lo que refuerza la crítica a la actual política de estímulo a la expansión de este tipo de usina en la región.

EXPANSIÓN SUBSIDIADA: LA INGENIERÍA FINANCIERA DETRÁS DE LAS PCHS

A esta altura, ya es posible afirmar que la dinámica hidroecológica de la Cuenca del Alto Paraguay debería ser un elemento central en los procesos decisorios del sector eléctrico regional —tanto en los inventarios hidroeléctricos como en el licenciamiento ambiental. Esto porque la implantación de represas, independientemente de su tamaño, altera significativamente el régimen de caudal, la calidad del agua, la conectividad de hábitats y el flujo de sedimentos. Estos impactos comprometen directamente la funcionalidad ecológica de la llanura pantanera.

Sin embargo, los perjuicios generados por la expansión de las PCHs en la CAP no provienen únicamente de los efectos ecológicos negativos. También resultan de un conjunto de subsidios públicos que transfieren a la sociedad los costos de una generación de energía de baja eficiencia y alto impacto ambiental.

Desde 2001, la Resolución CONAMA n° 279 instituyó un proceso simplificado de licenciamiento ambiental para emprendimientos considerados de “pequeño potencial de impacto ambiental”. Esta clasificación, que incluye las PCHs, originalmente limitaba los emprendimientos a 30 MW de potencia instalada y a reservorios de hasta 13 km² —área 2.6 veces superior al promedio de las Unidades de Conservación Municipales de Protección Integral en los biomas Cerrado y Pantanal.

Además, las PCHs están sujetas únicamente a autorizaciones (no a concesiones por licitación, como en el caso de las UHEs). Las CGHs ni siquiera necesitan autorización de la ANEEL — basta comunicar su existencia.

Este favoritismo regulatorio se fortaleció con la Ley n° 14.182/2021, que estableció la contratación compulsoria de PCHs mediante la reserva del 50% de la demanda en las subastas de energía A-5 y A-6. La subasta A-5, cuya sesión pública está prevista para el segundo semestre de 2025, registró un récord de proyectos inscritos: 241 en total, de los cuales 184 son PCHs. De los 2.999 MW de potencia registrados en la licitación, el 86% corresponden a proyectos de PCH.

Estas facilidades se suman a incentivos fiscales y financieros directos, como:

DESCUENTOS EN LAS TARIFAS DE TRANSMISIÓN (TUST) Y DISTRIBUCIÓN (TUSD)

BRL 72/kW.año las PCHs pagan BRL 96,5/kW.año pagados por fuentes como solar, eólica y biomasa

el costo es cubierto por los consumidores del sistema eléctrico nacional, generando un subsidio cruzado de

BRL 24.5/kW.año en favor de las PCHs

EXENCIÓN DE LA COMPENSACIÓN FINANCIERA POR LA UTILIZACIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS (CFURH)— aunque generan impactos hidrológicos relevantes, las PCHs no contribuyen con el

6.75% sobre el valor de la energía producida,

como hacen otras usinas hidroeléctricas.



Estos subsidios reducen artificialmente los costos privados de los emprendimientos, creando una apariencia de viabilidad económica que no se sostiene en condiciones de mercado reales.

Para evaluar el peso de estos incentivos, WWF-Brasil encargó un análisis puramente financiero de los emprendimientos hidroeléctricos propuestos para la Cuenca del Alto Paraguay. Fueron considerados:

Capex (aporte propio y financiamiento);

Opex (gastos operacionales);

cargas e impuestos (con los efectos de los subsidios);

costos de conexión a la red (Capex + Opex);

Flujo de caja de 3 años de construcción y 30 años de operación, con tasa de descuento del 8%.

Los ingresos fueron estimados con base

BRL 380/MWh

en el valor tope de la licitación A-5,

BRL 344.05/MWh

y también con el valor promedio descontado de la última licitación exclusiva de PCHs

Valor presente BRL millones	Considerando subsidios (gastos menores)		Desconsiderando subsidios (gastos mayores)	
	BRL 380 /MWh	BRL 344 /MWh	BRL 380 /MWh	BRL 344 /MWh
Ingresos	12.184	11.031	12.184	11.031
Gastos (total)	10.351	10.351	10.758	10.758
Capex (emprendedor)	5.870	5.870	5.870	5.870
Capex (amortización e intereses)	1.784	1.784	1.784	1.784
Opex	399	399	399	399
Cargas e impuestos	1.065	1.065	1.472	1.472
NT (Capex + Opex)	1.232	1.232	1.232	1.232
VPN (BRL millones)	1.833	680	1.425	273
TIR (%)	10.58%	8.98%	10.02%	8.40%
Rentabilidad (%)	17.71%	6.57%	13.25%	2.53%

Análisis financiero del complejo de PCHs en la BAP

La tabla anterior presenta los resultados de cuatro simulaciones, variando el precio de la energía y la presencia de los subsidios. En los escenarios con incentivos mantenidos, la tasa de retorno de los proyectos varió entre 8.98% y 10.58%, valores que superan el costo de capital (8%), pero que aún no configuran retornos atractivos, lo que es esperado en un sector de bajo riesgo.

Sin embargo, cuando los subsidios son retirados, la rentabilidad cae drásticamente. En el escenario con precio reducido y sin incentivos, la tasa de retorno se desploma a 2.53%.

Otra forma de evidenciar el peso de los subsidios es simular una elevación en los intereses de financiamiento: bastaría que la tasa subiese de los 7.97% de la TJLP a 13.86% al año (aún debajo del promedio de mercado) para eliminar todo el retorno positivo, incluso en el escenario con subsidios y precio máximo.

En el escenario sin subsidios y con precio reducido, una tasa de 10.79% ya es suficiente para inviabilizar el proyecto.

Subsidiar un proyecto solo se justifica cuando él genera valor social. En el caso de las PCHs de la CAP, ocurre lo opuesto: los subsidios alimentan la proliferación de emprendimientos destructores de valor social.

Como visto anteriormente, la situación actual ya impone cerca de BRL 175 millones por año en perjuicios solo a la actividad pesquera en la región, parte directamente atribuible a la política equivocada de incentivos al sector.

ACB SOCIOECONÓMICA DE LAS PCHS EN LA CUENCA DEL ALTO PARAGUAY

Conforme al método ACB (así como la Guía ACB), la evaluación de la viabilidad socioeconómica de un proyecto está dada por su efecto incremental, es decir, **la alternativa evaluada (en este caso, las PCHs en la CAP)** en comparación con otras formas de atender los mismos objetivos sociales subyacentes. Así, se estableció una combinación de fuentes generadoras alternativas, compuesta exclusivamente por **renovables no hídricas (denominada “mix”)**.

Juana Candia Ortiz, una pescadora en Bahía Negra (Paraguay), regresa a casa después de la faena de pesca. Bahía Negra, Alto Paraguay, Paraguay.

ESCENARIO DE PROYECTO (PCHS EN LA CAP)

El análisis parte de la caracterización de los emprendimientos propuestos para la Cuenca del Alto Paraguay, según datos de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y estudios desarrollados por la Agencia Nacional de Aguas y Saneamiento Básico (ANA).

Actualmente, constan 65 emprendimientos hidroeléctricos propuestos para la CAP, siendo 62 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs), según datos del [SIGEL de la ANEEL](#).⁶ Sin embargo, el año de referencia adoptado en los estudios de la ANA —2017— identificaba 92 emprendimientos planeados.

La comparación entre los dos momentos revela lo siguiente:



La modelación de la ANA sobre impactos hidrosedimentológicos e hidrológicos — esenciales para la cuantificación de externalidades ambientales — se basó en el conjunto de emprendimientos propuestos en 2017.

Como 59 desses projetos seguem ativos até hoje, este grupo foi definido como o foco da análise, formando o chamado “cenário projeto”, também denominado “complexo de PCHs na BAP”.

ESCENARIO BASE (MIX DE ENERGÍAS RENOVABLES NO HÍDRICAS)

Los 59 emprendimientos hidroeléctricos considerados en este estudio suman una potencia instalada de 744,63 MW, lo que representa solo el 1,1% del total proyectado por la EPE para la expansión de la generación eléctrica en el país hasta 2034.

Con base en un factor de capacidad del 55% — alineado tanto con la planificación energética nacional como con informaciones del propio sector—, se estima que este conjunto de usinas tendría una potencia firme de 409,55 MW. Esto equivale a una generación anual de 3.587.627 MWh.

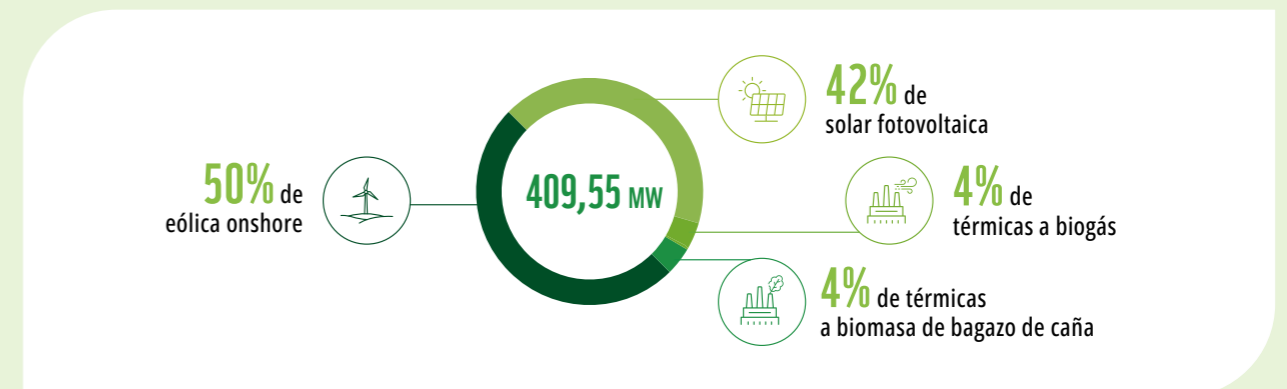
Para viabilizar su operación, sería necesario instalar cerca de 2.445 km de líneas de transmisión, conectando los emprendimientos al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Aunque muchas PCHs puedan operar como autoproductoras, la mayoría de las que ya están en funcionamiento en la Cuenca del Alto Paraguay (97%) está conectada al SIN y comercializa

energía. En el caso de las CGHs, el 87% actúa exclusivamente como autoproductoras, sin inyección de excedentes a la red —y, por eso, no requieren conexión al SIN.

Independientemente del tamaño, la construcción de represas hidráulicas acarrea alteraciones en el régimen de caudal, en la calidad del agua, en la conectividad entre hábitats acuáticos y en el flujo de sedimentos. Estos impactos sobre el Pantanal ya fueron evidenciados en estudios conducidos por la ANA.

Así, el llamado ‘escenario base’ adoptado como referencia para este análisis parte del presupuesto de que ninguna nueva PCH sea implantada en la CAP. En ese caso, la expansión de la generación de energía eléctrica se daría por medio de otras fuentes renovables no hídricas, siguiendo las directrices del Plan Decenal de Energía (PDE) 2034.

La composición considerada fue:



Este escenario alternativo fue proyectado para generar exactamente la misma potencia firme de las PCHs (409,55 MW), garantizando comparabilidad entre los modelos.

Para ello, el contrafactual asume el inicio de la operación de las fuentes renovables un año antes que las PCHs (debido al menor tiempo de implantación) e incorpora una reinversión (Repex) con valor residual en el año 30, compensando la menor vida útil de estas fuentes en relación con las hidroeléctricas.

Al igual que en el caso de las PCHs, también se considera que la generación alternativa se daría en unidades autosuficientes, lo que implica

evaluar su necesidad de conexión al SIN. Aunque este escenario tenga una potencia instalada total mayor (1.133,14 MW), la extensión de líneas de transmisión requerida sería significativamente menor: 316 km.

En términos proporcionales, las PCHs demandan cerca de 18 veces más líneas de transmisión que la eólica, 21 veces más que la solar y casi el doble de lo requerido por las térmicas a biomasa.



Isqueiras en Porto da Manga, Mato Grosso do Sul.

© André Siqueira / Acervo ECOA

El resultado de la ACB está dado por la comparación líquida entre el balance de beneficios, costos y externalidades del escenario de proyecto versus el mismo balance del escenario base.

Cuando los flujos monetizados, agregados y expresados en valor presente son finalmente comparados, producen la métrica del beneficio neto para la sociedad.

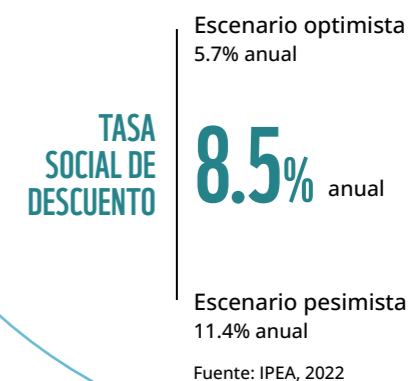
Dada la particularidad del sector eléctrico, la opción más ventajosa desde el punto de vista social (de mayor beneficio neto) entre uno u otro tiene como elemento definitorio el conjunto de costos y de externalidades.

Por tanto, el escenario que cuente con los menores costos para el mismo nivel de beneficios es la mejor opción.

Entre los principales indicadores de viabilidad de un análisis de costo-beneficio, destaca el **Valor Social Presente Neto Comparativo (Δ VPSN)**. Se trata de la diferencia entre el VPSN del escenario de proyecto (PCHs) y del escenario base (mix de renovables no hídricas) y puede definirse como la suma de los beneficios y costos netos registrados en cada período a lo largo del horizonte de análisis, llevados a valor presente mediante la **TASA SOCIAL DE DESCUENTO (TSD)**. En otras palabras, el valor presente social neto comparativo es la suma de los flujos netos descontados, para el cual un valor negativo significa que el proyecto es socialmente inviable cuando se compara con el escenario base.

Así, conforme a la Guía ACB, para obtener el Δ VPSN, es preciso calcular el flujo de beneficios, costos y externalidades (positivas y negativas) a lo largo de la vida útil establecida del proyecto y su alternativa. Para que sea una evaluación socioeconómica (y no financiera), también se exige que los valores estén a **PRECIOS SOCIALES**.

Otro indicador relevante en el análisis ACB es la razón entre el beneficio y el costo (B/C). Cuando el resultado de la razón B/C es inferior a 1, es decir, los costos son mayores que los beneficios, el proyecto debe ser descartado. Costos superiores a los beneficios representan la sustracción de recursos limitados que podrían utilizarse en proyectos alternativos. En el caso del Δ VPSN, resultados negativos indican el descarte del proyecto analizado en detrimento de la alternativa.



TASA SOCIAL DE DESCUENTO (TSD):

Para reducir el flujo de costos, beneficios y externalidades, que se extiende por 30 años, a un único valor actual que pueda compararse con cualquier otra opción de inversión (valor presente neto), debe descontarse mediante una tasa que represente el costo de oportunidad de la aplicación alternativa del recurso. En el caso de la ACB, se utiliza la Tasa Social de Descuento (TSD), estimada específicamente para la evaluación de inversiones en infraestructura, conforme a la definición del Gobierno Federal.

La TSD es de 8.5% anual, con un umbral de 5.7% anual en un escenario optimista y de 11.4% anual en un escenario pesimista. Se observa que el PDE 2031 (EPE, 2022) utiliza una tasa de descuento del 8% que, aun sin representar estrictamente la tasa social, se encuentra bastante próxima.

PRECIOS SOCIALES Y APLICACIÓN DE FACTORES DE CONVERSIÓN:

Al adoptar la óptica de la sociedad, la ACB utiliza precios sociales (también llamados precios sombra), y no necesariamente los precios de mercado (precios observados). Los precios sociales:

- i) **corrigen las distorsiones incorporadas en los precios de mercado, que incluyen impuestos, subsidios, tasas y tarifas (transferencias entre agentes económicos de la misma sociedad);**
- ii) **consideran la disposición a pagar de los usuarios por incrementos en el bienestar; y**
- iii) **incluyen las externalidades, positivas o negativas.**

COMPOSICIÓN DEL VALOR SOCIAL PRESENTE NETO COMPARATIVO (ΔVPSN)

PCHS NA CAP



BENEFICIOS

BRL 11.36 mil millones

Valor económico de 3.59 millones de MWh/año

COSTOS DIRECTOS

BRL 7.22 mil millones

- Capex (inversión)
- Opex (operación y mantenimiento)
- Subsidio (TUST/TUSD y CFURH)
- Conexión (valor anualizado refleja Capex y Opex)
- Repex (igualar vida útil 30 años)
- Valor residual (igualar vida útil a los 30 años de la PCHs)

EXTERNALIDADES

BRL 6.34 mil millones

- Emisiones de GEI (ciclo de vida)
- Degradación de Servicios Ecosistémicos
- Impactos Directos en la Actividad Pesquera
- Efectos en Cadena y Economía Local
- Discontinuidad de modo de vida tradicional



FLUJO DE BRL DESCONTADO
30 años de operación

-BRL 2.20 mil millones

Valor Social Presente Neto (VSPN)

Valor Social Presente Neto Comparativo (ΔVSPN)

-BRL 7.04 mil millones

MIX DE ENERGÍAS RENOVABLES NO HÍDRICAS



BRL 11.36 mil millones

Valor económico de 3.59 millones de MWh/año

BRL 6.02 mil millones

- Capex (inversión)
- Opex (operación y mantenimiento)
- Subsidio (TUST/TUSD y CFURH)
- Conexión (valor anualizado refleja Capex y Opex)
- Repex (igualar vida útil 30 años)
- Valor residual (igualar vida útil a los 30 años de la PCHs)

BRL 0.50 mil millones

- Emisiones de GEI (ciclo de vida)
- Polución del aire (ciclo de vida)
- Desamenidades del uso del suelo y ruido



+BRL 4.84 mil millones

Valor Social Presente Neto (VSPN)

Tasa social de descuento: 8.5%/año (IPEA, 2022)

BENEFICIOS

La estimación de beneficios económicos requiere analizar las variaciones de bienestar social generadas de forma incremental por el proyecto.

La forma más común es por medio de la disposición a pagar (DAP), que mide el valor máximo que las personas estarían dispuestas a pagar por determinado resultado considerado deseable.

Esta estimación se realiza en sustitución de los ingresos financieros (cobro de tarifas de servicio, por ejemplo), pues no expresan, necesariamente, las variaciones incrementales de bienestar social a ser medidas.

Cabe resaltar que las inversiones en el sector pueden generar beneficios a partir del incremento en la disponibilidad de energía eléctrica en el sistema (adicionales), así como beneficios no incrementales, que corresponden:

a la producción de energía eléctrica destinada a la **integración de mercados de energía;**

a la **sustitución** del suministro de energía;

al **incremento de eficiencia** en el sistema; o

al incremento de **segurança y confiabilidad** de la oferta de electricidad.

En función de la incorporación de fuentes renovables en la matriz energética, emprendimientos que no generan energía, pero que añaden más flexibilidad al sistema, acaban generando, indirectamente, más energía, como las usinas hidroeléctricas reversibles o unidades de almacenamiento.

En el caso del complejo de PCHs en la CAP, el resultado es, claramente, la producción del efecto de incremento de la oferta de energía.

En este sentido, ambos escenarios consideran un mismo incremento de la oferta de energía (3.587.627 MWh/año) a un valor social unitario de BRL 376.23/ MWh, obtenido después de la deducción de subsidios, tributos directos y ganancias de los distribuidores de la tarifa pagada por los consumidores.

Así, el beneficio social generado por cualquiera de los escenarios es de BRL 1.35 mil millones por año, o de 11.36 mil millones en valor presente neto a lo largo de 30 años.

El cambio climático representa, sin embargo, un riesgo significativo para las PCHs. La reducción en el caudal de los ríos impacta directamente la capacidad de generación de energía y, consecuentemente, los beneficios socioeconómicos.

Muchos proyectos de PCHs se basan en series hidrológicas antiguas (40 a 80 años), que no reflejan la realidad climática actual de elevación de temperatura y reducción de precipitación en la Cuenca del Alto Paraguay.

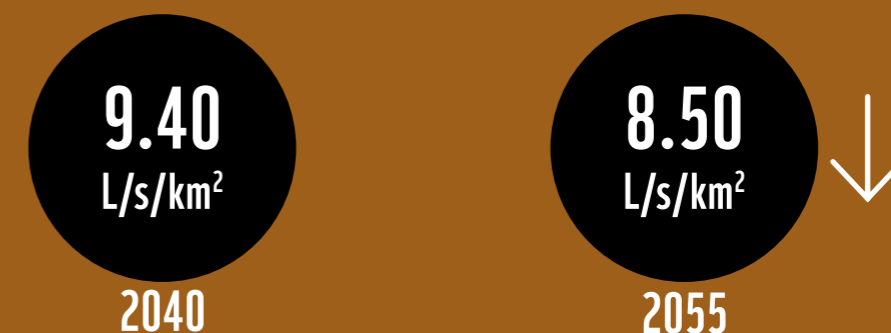
Entre los proyectos propuestos para la BAP que declaran el período considerado para las estimaciones de caudales, que dan base al cálculo de energía potencial del emprendimiento, 14 proyectos (37%) hacen uso de series hidrológicas de más de 75 años atrás, con inicio en 1931; y otros 14 proyectos (37%) utilizan series hidrológicas de 40 a 50 años atrás, la mayoría iniciando en 1966. Solo uno de los proyectos hace uso de una serie representativa de la “normal climatológica” actual, de 31 años atrás, entre 1990 y 2021.

Sin embargo, la literatura especializada trae amplias evidencias científicas de que las series hidrológicas pasadas cada vez menos representan la realidad de un mundo en el cual la temperatura promedio terrestre se eleva año tras año de forma implacable.

PREVISIONES DE CAMBIO DEL CAUDAL EN LA BAP

De acuerdo con la ANA, el caudal actualmente observado, de cerca de 10.15 L/s/km², probablemente será reducido en los períodos futuros, independientemente de los escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero.

Proyección del caudal medio



Los cambios climáticos deben, por lo tanto, ser responsables de una reducción de 16% en el caudal promedio hasta 2055, lo que puede llevar a una caída en los beneficios socioeconómicos generados por las PCHs de BRL 1.35 billones en 2030 a BRL 1.14 billones en 2055.

No es más posible considerar series hidrológicas de 40, 50 y de hasta 80 años atrás para proyectar los emprendimientos hidroeléctricos, sobre todo cuando se considera que las PCHs no poseen reservorios de acumulación: su operación es totalmente susceptible a las fluctuaciones de los caudales de los ríos que las alimentan.

En ese contexto, la implantación de fuentes renovables no hídricas se muestra más resiliente al cambio climático, debido a la complementariedad geográfica de esas fuentes.

COSTOS DIRECTOS

El análisis estima los costos económicos de un proyecto basándose en las inversiones totales (Capex) y los gastos de operación y mantenimiento (Opex), **ajustados a precios sociales**.

Este ajuste elimina distorsiones de los precios de mercado y busca reflejar el verdadero **costo de oportunidad para la sociedad**. A continuación, se presenta la comparación entre los dos escenarios analizados.

ESCENARIO DE PROYECTO

Capex

Según los parámetros de la EPE (2024), el costo de implementación de las 59 PCHs en el escenario de proyecto se estimó en **BRL 6.678 mil millones (precio de mercado)**. Tras aplicar los factores de conversión a precios sociales, el valor total es de **BRL 6.212 mil millones**. La ejecución está programada para tres años (2026 a 2028), con distribución típica: 50% en el primer año, 30% en el segundo y 20% en el tercero.

Opex

La operación anual de las PCHs genera un costo de mercado de **BRL 44.68 millones**, y un costo social de **BRL 42.08 millones**. A este valor se suman los subsidios específicos para las PCHs, que representan costos de oportunidad:

BRL 17.87 millones/año

correspondientes al descuento en las tarifas de transporte de energía (TUST/TUSD)

BRL 25.40 millones/año

relativos a la exención de la CFURH

Costo total anual con operación y subsidios: BRL 85.35 millones (precio social).

Conexión

La infraestructura de conexión de las PCHs a la red requiere la construcción de **2.445 km** de líneas de transmisión. El costo anualizado de la conexión es de **BRL 137.90 millones (mercado) y BRL 128.94 millones (social)**.

ESCENARIO BASE - FUENTES RENOVABLES NO HÍDRICAS

Capex

El escenario base contempla la sustitución de la energía firme de las PCHs por un mix de fuentes (eólica, solar, biomasa y biogás). La inversión total es de **BRL 5.605 mil millones (mercado) y BRL 5.354 mil millones (precio social)**. El cronograma de implementación es de dos años, con 60% de la inversión en el primer año y 40% en el segundo. Dado que la vida útil promedio de estas fuentes es menor que la de las PCHs (22 años), se prevé una reinversión (Repex) para garantizar equivalencia en el horizonte de 30 años.

Opex

Con base en los parámetros específicos para cada fuente, el costo anual operativo es de **BRL 122.61 millones (mercado)**. Aplicando los factores de conversión, se tiene un costo social de **BRL 115.01 millones/año**.

Conexión

La necesidad de infraestructura de conexión en el escenario base es significativamente menor: **316 km**. El costo anualizado de la conexión es de **BRL 17.80 millones (mercado) y BRL 16.65 millones (social)**.

RESUMEN DE LOS COSTOS

Tipo de Costo	PCHs (Proyecto)	Fuentes Alternativas (Base)
Capex Total BRL mil millones	6.212	5.354
Opex Anual BRL millones	42.08	115.01
Subsidios (TUST + CFURH) BRL millones	43.27	0.00
Opex Total + Subsidios BRL millones	85.35	115.01
Conexión Anual BRL millones	128.94	16.65

ESTIMATIVAS DE EXTERNALIDADES

EXTERNALIDADES

Las externalidades son los **efectos (costos o beneficios) generados por un proyecto** que recaen sobre terceros, sin compensación, y que no son capturados en los costos directos o beneficios financieros.

ESCENARIO PROYECTO

Para cuantificar las externalidades del escenario proyecto, se utilizaron las evidencias presentadas por la ANA en sus Estudios de Evaluación de los Efectos de la Implantación de Emprendimientos Hidroeléctricos de la Región Hidrográfica del Paraguay.

A partir de la simulación del efecto prospectivo de los **59 emprendimientos hidroeléctricos**, los estudios de la ANA presentan las siguientes externalidades originadas por la alteración en los servicios ecosistémicos hidrológicos:

La suma de estas 13 externalidades cuantificadas para las PCHs en la BAP, además de las emisiones de gases de efecto invernadero en su ciclo de vida, resulta en una pérdida de BRL 6.34 mil millones en valor presente líquido, lo que representa 88% de los costos directos de implantación del propio proyecto.

ESCENARIO BASE FUENTES RENOVABLES NO HÍDRICAS

En relación a las externalidades asociadas a las fuentes renovables del escenario base, es importante reconocer que esas también generan impactos, aunque de naturaleza distinta de los causados por las PCHs. En el modelo considerado, **59 PCHs** serían sustituidas por **23 emprendimientos de fuentes no hídricas**, con capacidad equivalente a lo largo de **30 años**.

Aunque esas fuentes tengan localización genérica, ya que representan un escenario contrafactual, la literatura especializada ofrece parámetros consolidados que permiten estimar de forma robusta tres externalidades relevantes:

		BRL(millones)			
	EMISIONES DE GEI¹ (ciclo de vida)	2.057			
	IMPACTOS DIRECTOS EN LA ACTIVIDAD PESQUERA (Efectos sobre pescadores y cadena productiva)	<ol style="list-style-type: none"> Reducción de las actividades de pesca difusa con pérdida de BRL 502.60 millones anuales, afectando a 1.4 millón de personas en la BAP Reducción de la renta directa de los pescadores profesionales artesanales, con pérdida de BRL 53.72 millones anuales debido a la fragmentación de hábitats de peces migratorios Reducción de la renta familiar en actividades directamente asociadas a la pesca, con pérdida de BRL 35.83 millones anuales Reducción de peces para autoconsumo por los pescadores profesionales artesanales (caída de 465.22 toneladas/año), con pérdida de BRL 1.83 millones anuales; 	593.982		
	EFFECTOS EN CADENA E ECONOMÍA LOCAL (Pérdidas indirectas y sectores conexos)	<ol style="list-style-type: none"> Reducción de calidad nutritiva por el menor consumo de pescado, con pérdida de BRL 29.29 millones anuales debido a la sustitución del pescado por proteínas menos nutritivas Reducción de la capacidad de generación de energía eléctrica, estimada en BRL 10.29 millones anuales debido a la retención de sedimentos Reducción del secuestro de carbono de las pasturas de la llanura, con pérdida de 112,60 mil tCO2e/año, valorada en BRL 4.97 millones anuales Reducción en la capacidad de soporte del rebaño bovino en la llanura, con una pérdida anual de 2.79 mil animales, equivalente a BRL 3.03 millones anuales en producción; 	47.585		
	DEGRADACIÓN DE SERVICIOS ECOSISTÉMICOS (Pérdida de funciones naturales con impacto económico)	<ol style="list-style-type: none"> Reducción del turismo de pesca resultando en pérdida de BRL 54.55 millones anuales en gastos directos Reducción del turismo de naturaleza, con pérdida de BRL 25 millones anuales Reducción de los encadenamientos económicos locales del turismo de pesca, con pérdida de BRL 12.27 millones anuales Reducción de los encadenamientos económicos locales de la pesca profesional artesanal, con pérdida de BRL 4.23 millones anuales 	96.053		
	IMPACTOS SOCIOCULTURALES (Valores intangibles e identidad)	<ol style="list-style-type: none"> Discontinuidad del modo de vida tradicional, valorada en BRL 8.29 millones anuales 	8.294		
	EMISIONES DE GEI¹ (ciclo de vida)	2.440			
	POLUCIÓN DEL AIRE (ciclo de Vida)	31.088			
	DESAMENIDADES DE USO DEL SUELO Y RUIDO ²	23.971			

¹ Ambos escenarios comparten una externalidad común: las emisiones de **gases de efecto invernadero (GEI)** a lo largo del ciclo de vida de las fuentes de generación.

² Para garantizar una comparación equilibrada entre los dos escenarios, esas externalidades no fueron consideradas en el cálculo de las PCHs, dado que no hay parámetros equivalentes ampliamente disponibles para esos tipos de impacto en usinas hidroeléctricas.

LO QUE REVELAN LOS DATOS

El resultado del ACB se da por la comparación líquida entre el balance de beneficios, costos y externalidades del escenario de proyecto versus el mismo balance del escenario base.

Cuando los flujos monetizados, agregados y expresados en valor presente son finalmente comparados, producen la métrica del beneficio líquido para la sociedad.

En el sector eléctrico, la elección entre dos alternativas debe considerar no apenas los costos directos, sino también las externalidades envueltas. Así, la mejor opción desde el punto de vista social será aquella que genere el mayor beneficio líquido, o sea, que presente menores costos totales para un mismo nivel de beneficio.

Para la interpretación de los resultados, se utiliza de los siguientes indicadores:

Valor Social Presente Líquido Comparativo (Δ VPSN), que indica si el proyecto genera beneficios sociales líquidos en relación al escenario base

Tasa de Retorno Económica (TRE), que expresa la rentabilidad intrínseca del proyecto y debe ser comparada con la Tasa Social de Descuento (TSD)

Índice Beneficio/Costo (B/C), indicador adimensional dado por la razón entre el valor presente de los beneficios y de los costos



LAS CIFRAS DEL PERJUICIO

Los números generados por la aplicación del método ACB hablan por sí solos.

VALOR SOCIAL PRESENTE NETO

Complejo de PCHs en la BAP, la construcción de las 59 PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay genera una **pérdida de BRL 2.20 mil millones** ↓ en valor presente neto, fruto de las diversas y significativas externalidades.

Mix de renovables no hídricas, la elección por fuentes renovables no hídricas presenta un **retorno positivo de BRL 4.84 mil millones**, ↑ mismo considerando las externalidades de contaminación del aire y desamenidades de uso del suelo y ruido.

RESULTADO COMPARATIVO ENTRE LOS ESCENARIOS: -BRL 7.04 mil millones ↓

Es decir, insistir en la construcción de nuevas PCHs no solamente resultará en pérdidas considerables, sino que la sociedad brasileña dejaría de contar con un retorno bastante positivo si opta por fuentes renovables no hídricas.

En suma, la elección por fuentes no hídricas en lugar de PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay evita un perjuicio de aproximadamente BRL 7.05 mil millones.

El valor es suficiente para generar el doble de energía eléctrica (instalar dos veces el mix de renovables no hídricas) y aún economizar BRL 531.88 millones.

Además, cabe destacar que los costos directos del escenario base también son más bajos que los de las PCHs, incluso antes de considerar las externalidades.

Por lo tanto, invertir en el complejo de 59 PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay es una opción que, por sí sola, antes incluso de considerar las externalidades, simplemente no se justifica frente a las opciones existentes de generación de energía renovable no-hídrica.

TASA DE RETORNO ECONÓMICA

Expresa la rentabilidad intrínseca del proyecto y debe ser comparada con la Tasa Social de Descuento (TSD).

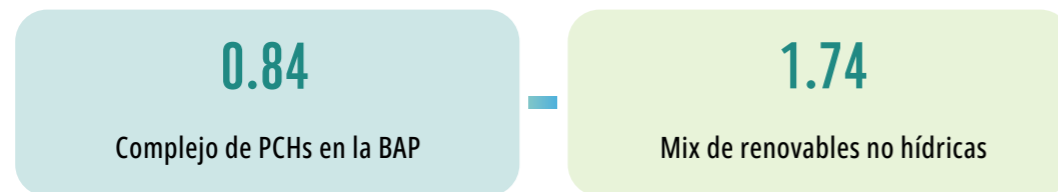
Además de un valor social presente neto negativo, la tasa de retorno económico no cubre el costo de oportunidad:



ÍNDICE BENEFICIO/COSTO

indicador adimensional dado por la razón entre el valor presente de los beneficios y de los costos.

Al analizar la razón entre el valor presente de los beneficios y de los costos en ambos escenarios, se obtienen los siguientes indicadores (adimensionales)



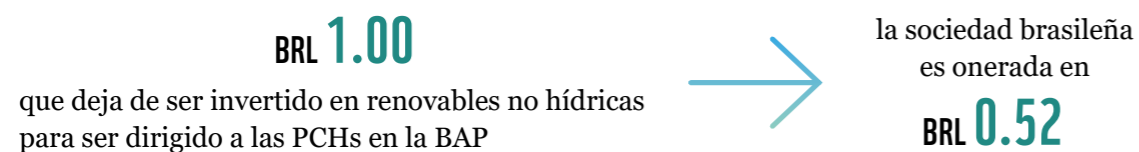
RESULTADO COMPARATIVO: 0.48

Esos números indican que:

La opción por las PCHs en la BAP genera **pérdidas** del orden del **16%** de la inversión realizada;

otras **fuentes renovables** generan **74%** más **beneficios** que costos;

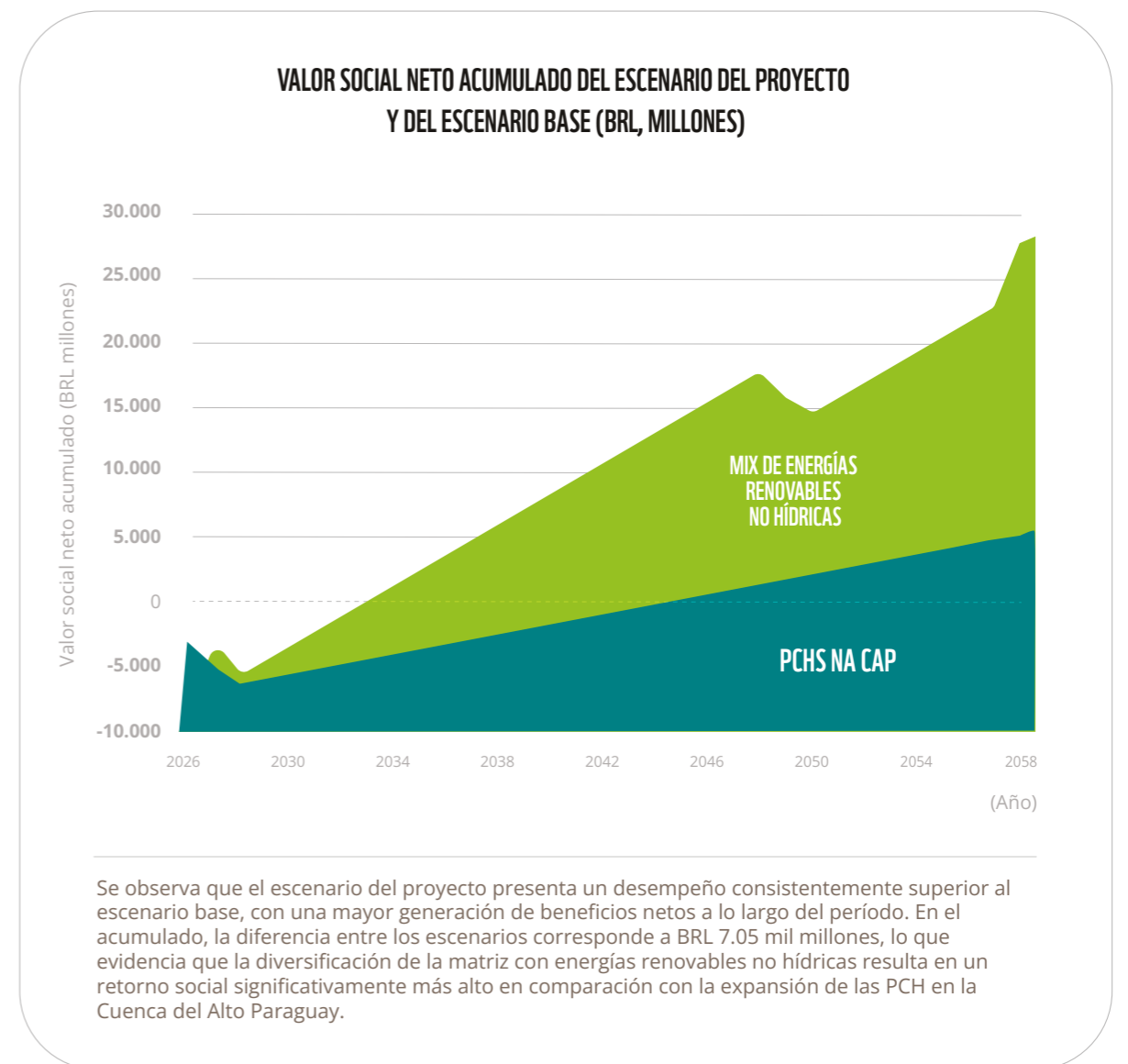
en términos comparativos, por cada



Una vez que el valor social presente considera la asignación de los beneficios, costos y externalidades a lo largo de un horizonte de análisis que se extiende por 33 años, puede observarse a continuación el comportamiento de las curvas acumuladas.

Por lo tanto, el escenario base (mix de renovables no hídricas) es consistentemente superior al escenario de proyecto (PCHs en la BAP).

Valor Social Neto Acumulado (2030–2058) – Escenario Base x Escenario del Proyecto



CAMBIO CLIMÁTICO

Además, el cambio climático y el consecuente cambio en el caudal de los ríos, según lo proyectado por la ANA, resultará en menor disponibilidad hídrica para las hidroeléctricas — tanto las ya construidas como las proyectadas—, impactando los beneficios socioeconómicos que pretenden.

Cabe destacar que otros proyectos de energía renovables también son vulnerables al cambio climático, pero **la adopción de un mix de alternativas y la complementariedad geográfica aumentan la resiliencia climática. Patrones razonales opuestos**

generan sinergia entre las fuentes, con vientos más intensos en el semiárido durante la estación seca (mayo-noviembre) y mayor irradiación solar en el período lluvioso (diciembre-abril).

En contraste, todo el complejo de PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay está sujeto al mismo riesgo hidrológico.

Con base en las proyecciones de caudal para la región hidrográfica del Paraguay, publicadas por la ANA en 2024, se realizaron 9.999 simulaciones de variabilidad en la capacidad de generación energética del complejo de PCHs en la BAP.

Estas simulaciones alteran los beneficios de generación hidráulica, lo que empeora aún más el Valor Social Presente Neto:

Complejo de PCHs
SIN RIESGO CLIMÁTICO

pérdida de

BRL 2.20 mil millones ↓
en valor presente neto

Complejo de PCHs
CON RIESGO CLIMÁTICO

pérdida mediana de

BRL 2.745 mil millones ↓
en valor presente neto

Por lo tanto, el perjuicio de optar por el complejo de PCHs en la CAP en detrimento del mix de renovables no hídricas, que es de BRL 7.05 mil millones, pasa a ser también ampliado por el riesgo climático, subiendo a BRL 7.61 mil millones en la mediana de los resultados simulados, existen 50% de probabilidades de que este perjuicio social esté entre BRL 7.35 mil millones y BRL 7.86 mil millones.

Así, es altísima la probabilidad de que el escenario de proyecto (construcción de PCHs) no genere tantos beneficios económicos como el escenario base (mix de renovables no hídricas) a lo largo

de 30 años de vida útil. Dejar de considerar el riesgo climático, por lo tanto, es aumentar el onus impuesto a la sociedad con la elección de las PCHs.

IMPACTOS SOBRE LA PESCA Y EL EQUILIBRIO SOCIOECONÓMICO DE LA CAP

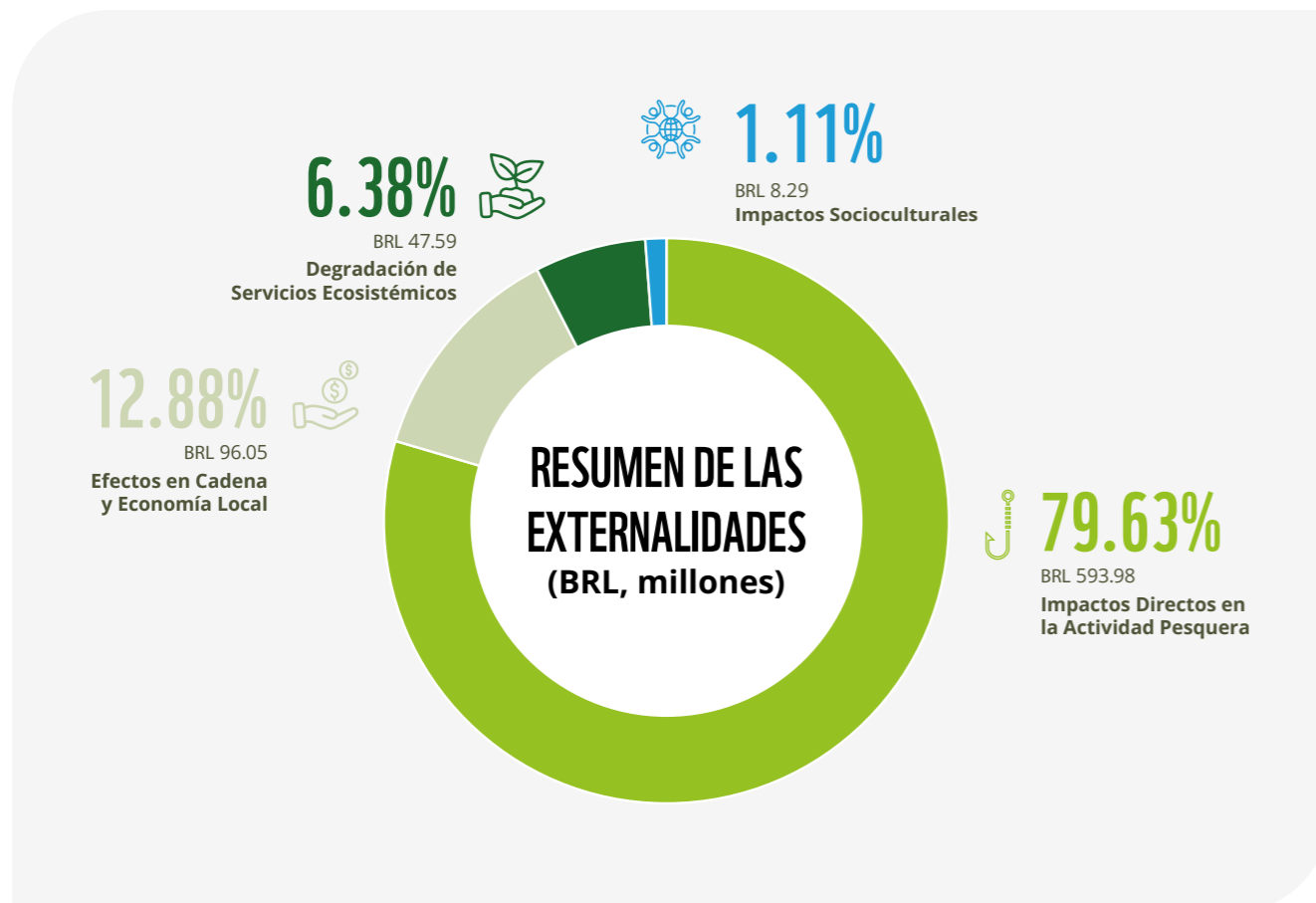
Elizete Garcia da Costa “Zeze” utiliza su red para capturar cangrejos y peces pequeños en las orillas del Río Paraguay. Lo hace desde hace más de 30 años.

Porto da Manga,
Mato Grosso do Sul.



© Jaime Rojo / WWF-US

El Análisis de Costo-Beneficio (ACB) del escenario de implantación de las 59 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) en la Cuenca del Alto Paraguay (BAP) incorporó 14 externalidades que pudieron ser cuantificadas y valoradas con base en metodología robusta. El resultado apunta una pérdida agregada de BRL 6.34 mil millones en valor presente neto, lo que representa aproximadamente el 88% de los costos directos de implantación de los emprendimientos.



La principal fuente de estas pérdidas está relacionada con la actividad pesquera. Solo la categoría “Impactos Directos en la Actividad Pesquera”, referente a los efectos producidos sobre pescadores y cadena productiva, responde por 79,63% del valor total de las externalidades consideradas.

Los efectos adversos sobre la pesca son expresivos tanto en términos económicos como en relación al bienestar de las poblaciones directa e indirectamente dependientes de los recursos pesqueros de la región.

La pesca difusa amateur nativa, practicada por más de 617 mil personas en la BAP, es el grupo más afectado, concentrando 67% de las pérdidas totales (BRL 4.23 mil millones). La principal causa de este perjuicio es la reducción de los stocks de peces migratorios, derivada de la fragmentación de hábitats acuáticos provocada por los embalses. Esto representa una pérdida media individual de BRL 744.37 por persona afectada.

La pesca profesional artesanal, acivada económica tradicional y formalizada en la región, también sufre impactos significativos. **Las pérdidas directas asociadas a la interrupción de la conectividad fluvial y a la consecuente reducción de disponibilidad de pescado son estimadas en BRL 838.62 millones, afectando directamente a 7.7 mil pescadores y sus 14 mil familiares, con un impacto medio de BRL 38.76 mil por familia. Estos valores engloban la pérdida de renta directa, alimento para autoconsumo, renta familiar ampliada y el compromiso del modo de vida.**



Otras externalidades, aunque menores en valor absoluto, complementan el cuadro de pérdidas, como los impactos relacionados con la retención de sedimentos y a la degradación de la calidad ambiental, estimados en BRL 184.96 millones.

Los resultados evidencian que los impactos sobre la pesca, especialmente aquellos relacionados con los peces migratorios, constituyen la principal fuente de pérdidas asociadas al escenario de PCHs. Esto refuerza la incompatibilidad estructural entre la expansión de estos emprendimientos hidroeléctricos y el mantenimiento de la base socioeconómica local de la Cuenca del Alto Paraguay.



SUBSIDIOS A LAS PCHS: DISTRIBUCIÓN DE PERJUICIO

Las PCHs reciben subsidios exclusivos en relación a las fuentes energéticas renovables no hídricas que componen el escenario base. Una vez que el subsidio a las PCHs es pagado por la sociedad como un todo, es rúbrica incluida en el análisis socioeconómico de costo-beneficio.

En el caso específico del conjunto de 59 PCHs en la BAP, se observa que los subsidios, de BRL 364 millones en valor presente, son ligeramente mayores que los propios costos operacionales (de BRL 354 millones). Así, los costos operacionales de las PCHs son artificialmente bajos gracias a los subsidios.

Caso un proyecto cualquiera sea subsidiado, pero presente beneficios socioeconómicos netos (VPSN comparativo positivo), se tiene una situación que posibilita la compensación de los que asumen el subsidio en primer lugar.

Esto es, el resultado positivo representa la generación de beneficios más allá de los costos, que incluyen los subsidios, y esa es la lógica de declararlos en el ACB.

Para el complejo de PCHs en la BAP, en contrapartida, el VPSN comparativo negativo (en BRL 7.05 mil millones, sin considerar el riesgo climático) indica que los subsidios se tornan más una forma de distribuir perjuicios por la sociedad, tal como una externalidad.

Además, la concesión de subsidios infla artificialmente el retorno privado de las PCHs, favoreciendo la presión por su instalación, incluso en lugares evidentemente inadecuados, como la BAP.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La expansión de las PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay generó ganancias para algunos pocos actores privados, al mismo tiempo que diseminó perjuicios difusos para miles de usuarios de los valiosos recursos hídricos de la cuenca, que incluye el Pantanal, mayor área húmeda del planeta.

Aunque necesaria, la expansión de la generación de energía eléctrica no puede darse de forma indiscriminada, bajo una lógica de evaluación estrictamente sectorial. En la BAP, es evidente la necesidad de considerar la dinámica hidroecológica única que ocurre entre altiplano y llanura, y que sustenta un bioma de características y usos tradicionales peculiares.

Hidroeléctricas ya instaladas en la BAP causan, anualmente, perjuicios socioeconómicos del orden de 10-13% del PIB promedio de los municipios de la porción brasileña de la cuenca debido al impacto negativo generado en los recursos pesqueros.

En este contexto, es evidente que el avance de múltiples nuevos proyectos de hidroeléctricas, facilitado por reglas regulatorias e incentivos financieros, debe ser evaluado más allá del retorno financiero, bajo una evaluación de carácter socioeconómico que permita identificar no solo costos y beneficios directos, sino también los efectos indirectos y de largo plazo, como la fragmentación de hábitats, la alteración de modos de vida tradicionales y la resiliencia del Pantanal frente a los cambios climáticos.

El Análisis de Costo-Beneficio (ACB) realizado para el conjunto de 59 PCHs propuestas para la BAP revela, de modo inequívoco, su inviabilidad socioeconómica frente al escenario alternativo compuesto por fuentes renovables no hídricas (solar, eólica y biomasa).

Los costos directos de las PCHs (BRL 7.22 mil millones) superan los del “escenario base” (BRL 6.01 mil millones), mientras las externalidades negativas asociadas a las hidroeléctricas (BRL 6.34 mil millones) son más de doce veces superiores a las del mix renovable no hídrico (BRL 0.5 mil millones).

Parte de la inviabilidad de las PCHs en la BAP se debe a la dispersión geográfica, que acarrea altos costos de conexión a la red. Además, la implantación de las PCHs en la BAP acarrea externalidades de gran magnitud para el Pantanal y sus habitantes, en gran parte motivadas por la reducción extrema de las poblaciones de peces migratorios.

Se destaca la pérdida de BRL 4.23 mil millones en pesca difusa, afectando a casi un cuarto de la población local (617 mil personas), así como los perjuicios directos al modo de vida de 7.7 mil pescadores profesionales y al menos 14 mil otras personas, sus familiares, resultando en pérdidas de BRL 838 millones.



Cascada de Água Branca en Pedro Gomes - MS.

Los subsidios exclusivos a las PCHs, que suman BRL 364 millones, solo transfieren costos a la sociedad, agravando una matriz energética menos eficiente y más vulnerable a las incertidumbres hidrológicas.

La intensificación del cambio climático representa un grave riesgo adicional: proyecciones apuntan a una reducción mediana de 16% en el caudal promedio de la BAP hasta 2055, lo que disminuiría de forma proporcional la generación y los beneficios de las PCHs, además de acarrear mayor variabilidad. Las series históricas de caudal empleadas en la planificación de las hidroeléctricas están seriamente desfasadas y no reflejan el nuevo régimen hidrológico que ya está en curso.

Las simulaciones de riesgo climático indican que el perjuicio a la sociedad aumenta en un 25% en relación con el patrón inicial.

Frente a tales resultados, se evidencia la necesidad de desconsiderar oportunamente la instalación de nuevas PCHs en la BAP, priorizando fuentes renovables no hídricas y proyectos de generación distribuida, que demuestran mayor resiliencia y menor costo social.

El redireccionamiento de los subsidios para programas de restauración ambiental y compensación social a los grupos impactados puede aminorar los costos ya impuestos a la sociedad pantanera.

La instalación de nuevas PCHs en la Cuenca del Alto Paraguay representa un retroceso ambiental, económico y social incompatible con los compromisos nacionales de resiliencia, conservación, desarrollo sostenible y seguridad energética.

La transición hacia un sistema más moderno, distribuido, limpio y eficiente no es solo un camino viable, sino una necesidad inaplazable para el futuro del Pantanal y de Brasil.



Energía renovable con paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas generando electricidad en una planta solar.

© Soonthorn Wongsaita / Shutterstock

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Este documento tiene como base el estudio encomendado por WWF-Brasil, intitulado '*A (in)sustentabilidade das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) na Bacia Hidrográfica do Alto Paraguai (BAP)*', elaborado por el economista Daniel Thá, da Kralingen Consultoria Ltda.

Para una comprensión más profunda del contexto y de las conclusiones presentadas,

tenga acceso al estudio completo aquí

accede aquí

¹NCE, 2016. *The Sustainable Infrastructure Imperative: Financing for Better Growth and Development.*

accede aquí

²BRASIL, 2022. *Estruturação de Propostas de Investimento em Infraestrutura – Modelo de Cinco Dimensões.* DF – Ministério da Economia, 2022.

accede aquí

³BRASIL, 2022. *Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura – versão 3.* DF – Ministério da Economia, 2022.

accede aquí

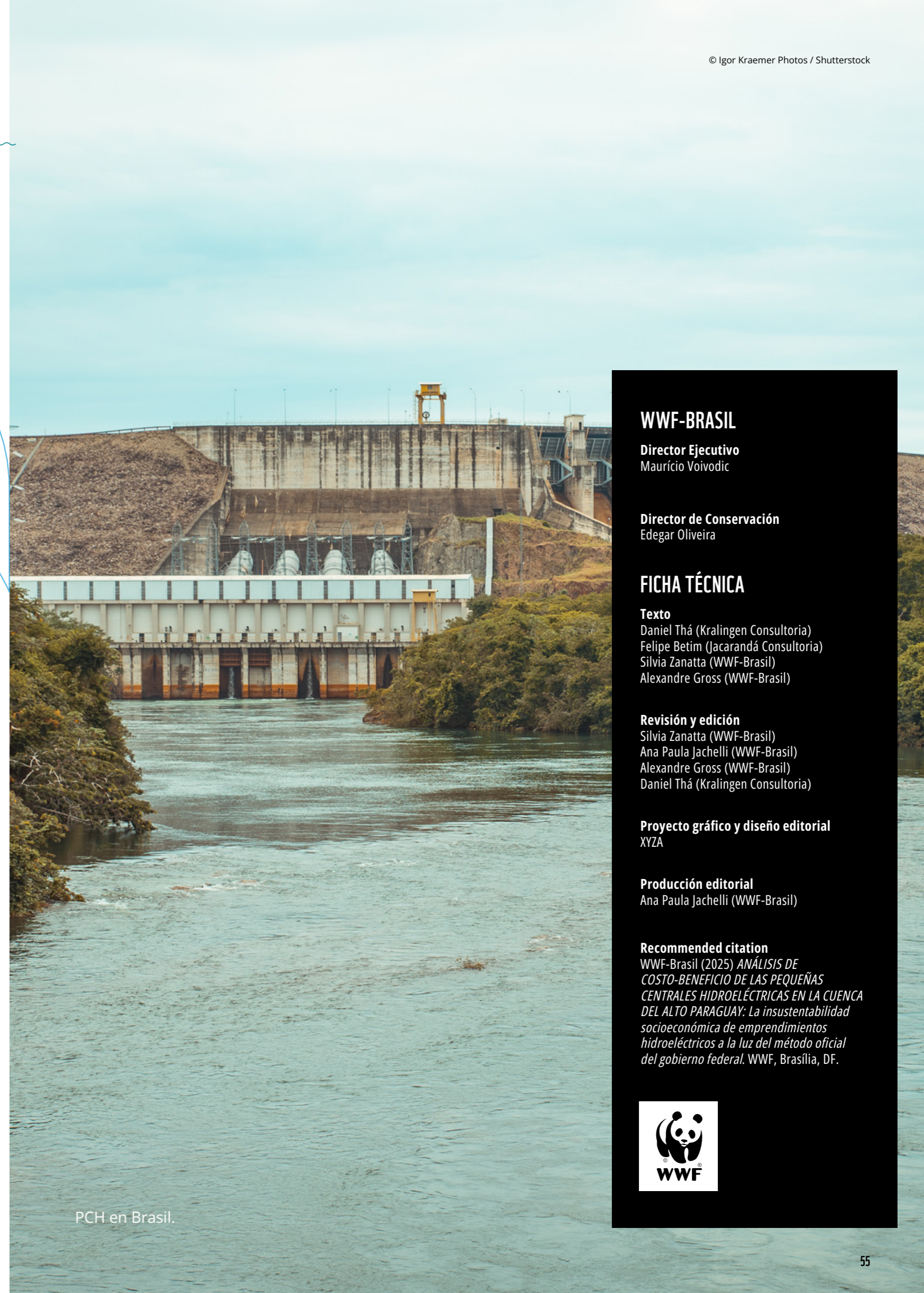
⁴ANA, 2020. *Estudos de avaliação dos efeitos da implantação de empreendimentos hidrelétricos.* DF - Ministério da Integração Nacional e do Desenvolvimento Regional, 2020.

accede aquí

⁵BRASIL, 2022. *Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura – versão 3.* DF – Ministério da Economia, 2022.

accede aquí

⁶ANEEL, 2025.



PCH en Brasil.

WWF-BRASIL

Director Ejecutivo
Maurício Voivodic

Director de Conservación
Edegar Oliveira

FICHA TÉCNICA

Texto

Daniel Thá (Kralingen Consultoria)
Felipe Betim (Jacarandá Consultoria)
Silvia Zanatta (WWF-Brasil)
Alexandre Gross (WWF-Brasil)

Revisión y edición

Silvia Zanatta (WWF-Brasil)
Ana Paula Jachelli (WWF-Brasil)
Alexandre Gross (WWF-Brasil)
Daniel Thá (Kralingen Consultoria)

Proyecto gráfico y diseño editorial
XYZA

Producción editorial
Ana Paula Jachelli (WWF-Brasil)

Recommended citation

WWF-Brasil (2025) *ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CUENCA DEL ALTO PARAGUAY: La insustentabilidad socioeconómica de emprendimientos hidroeléctricos a la luz del método oficial del gobierno federal.* WWF, Brasília, DF.





Trabajamos para conservar la naturaleza en beneficio de las personas y de la vida silvestre.

together possible™ panda.org