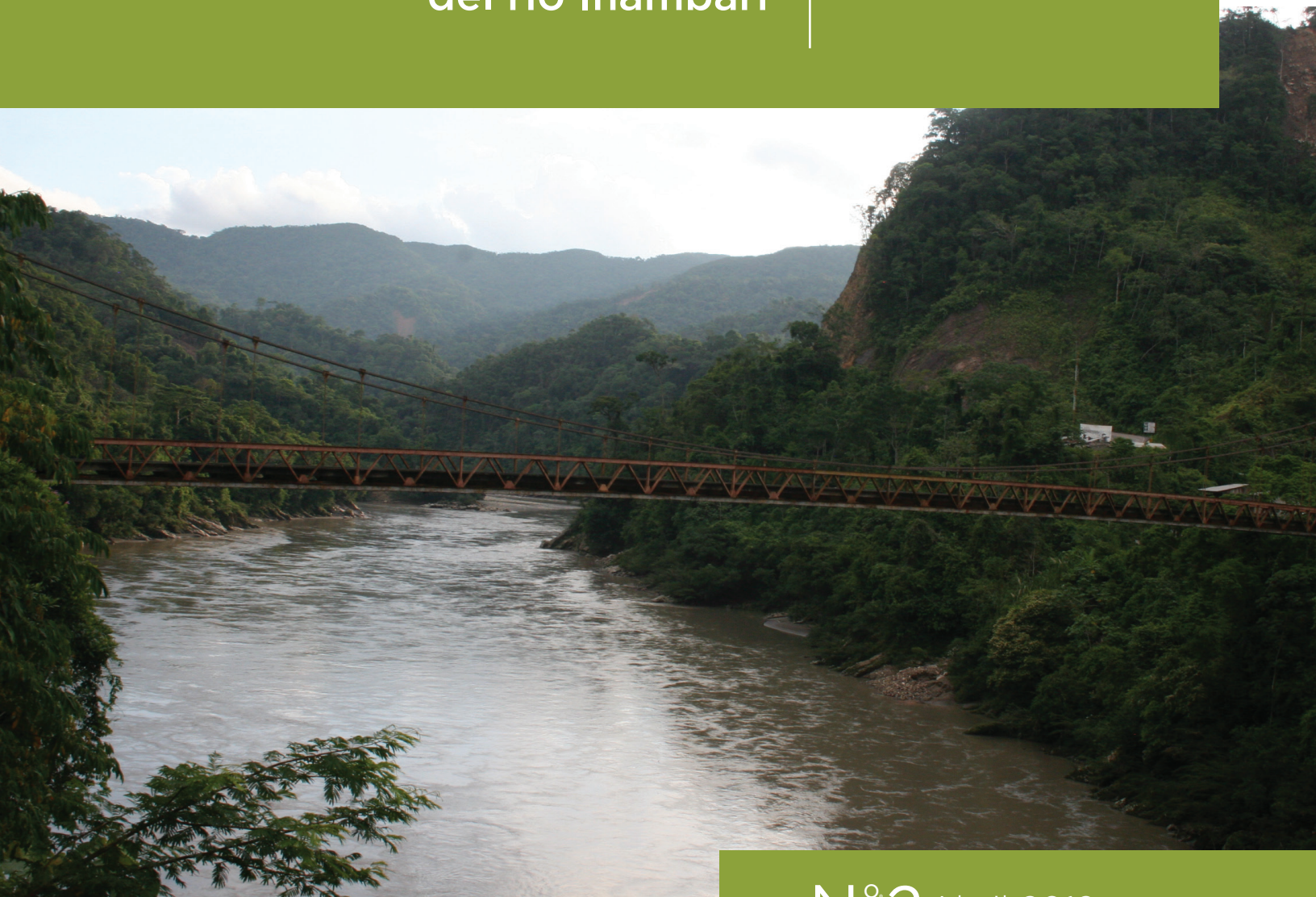




**Costos y beneficios del
proyecto hidroeléctrico
del río Inambari**

**DOCUMENTO
EN DISCUSIÓN**



N^o 2 Abril 2012



DOCUMENTO DE DISCUSIÓN

Abril 2012 / N°2

Conservación Estratégica

Costos y beneficios del proyecto hidroeléctrico del río Inambari

José Serra Vega
Alfonso Malky
John Reid

Foto: Sebastian Suito

Las opiniones expresadas en esta publicación pertenecen exclusivamente a los autores y no necesariamente reflejan las opiniones de Conservación Estratégica o sus patrocinadores. A menos que se indique lo contrario, los derechos de autor del material presentado en este informe pertenecen a los autores.

Este documento puede descargarse gratuitamente del sitio:
<http://www.conservation-strategy.org>

Apoyo:



Contenido

Contenido	2
1. Introducción	6
2. Área de estudio	7
3. Descripción del proyecto	8
4. Metodología para el Análisis Costo Beneficio Económico-Financiero del Proyecto de Hidroeléctrica del Inambari.....	11
4.1 Análisis financiero	11
4.1.1 Casos considerados.....	12
4.1.2 Inversiones y valor residual.....	13
4.1.3 Depreciación	15
4.1.4 Financiamiento.....	15
4.1.5 Precios e ingresos operativos.....	16
4.1.6 Mercados	18
4.1.7 Costos de operación y mantenimiento	19
4.1.8 Pagos a la Dirección General de Electricidad, a OSINERGMIN y por el Canon del Agua. ...	19
4.1.9 Personal del proyecto	20
4.1.10 Tasas de descuento	20
4.2 Análisis económico o social.....	21
4.3 Análisis distributivo para la sociedad peruana.....	22
4.4 Externalidades.....	24
4.4.1 Costos sociales y de manejo ambiental	24
4.4.2 Costos ambientales	26
4.5 La producción alternativa perdida	35
4.6 Análisis de riesgo.....	36
5. Resultados.....	37
5.1 Análisis financiero: Valor actual neto del proyecto desde el punto de vista del inversionista	37
5.3 Análisis Económico: VAN de las externalidades ambientales y sociales	42
5.4 Análisis económico: desde el punto de vista de la sociedad.....	42
5.5 Análisis distributivo	43
5.6 Análisis de riesgo.....	46

6.	Conclusiones	47
7.	Discusión	48
8.	Referencias.....	48

Anexos

Anexo 1 - Características técnicas de la central del Inambari.....	54
Anexo 2 - Simulaciones para determinar la solución técnica maximizando el Beneficio/Costo de la Central del Inambari.	55
Anexo 3 - Beneficios energéticos de la Central del Inambari para las centrales del Madeira.	56
Anexo 4 - Conclusiones del Análisis del Estudio de Impacto Ambiental de la Central del Inambari.....	59
Anexo 5 - Matrices de electricidad de Perú y Brasil 2017-2047.....	62
Anexo 6 – Resultados del análisis de riesgo probabilístico	64

Lista de tablas

Tabla 1. Principales parámetros del proyecto.....	11
Tabla 2. Casos para análisis desde el punto de vista del dueño.....	12
Tabla 3. Inversión total y distribución de la inversión entre las economías peruana y brasileña.....	14
Tabla 4. Valor residual de la inversión en la central al cabo de 30 años.....	15
Tabla 5. Tasa de interés total del BNDES	16
Tabla 6. Mercados y precios para potencia y energía.....	16
Tabla 7. Grandes mantenimientos	19
Tabla 8. Personal de operación y mantenimiento	20
Tabla 9. Tasas de actualización usadas en cada caso	20
Tabla 10. Valor de los bienes y servicios importados de Brasil.....	23
Tabla 11. Población afectada por la construcción e inundación causada por la represa.....	24
Tabla 12. Inversión socio-ambiental propuesta por EGASUR	24
Tabla 13. Presupuesto social y ambiental requerido	26
Tabla 14. Deforestación que sería causada por la construcción de la central	27
Tabla 15. Valor del bosque sin considerar el almacenamiento de carbono	30
Tabla 16. Balance de carbono del embalse.....	31
Tabla 17. Emisiones de dióxido de carbono equivalente, en 30 años, de las matrices nacionales de electricidad de Perú y Brasil.....	33
Tabla 18. Precios-piso esperados de la tonelada de dióxido de carbono equivalente	35
Tabla 19. Variables y parámetros considerados para el análisis de riesgo	37
Tabla 20. Valor actual neto financiero desde el punto de vista del dueño.....	37
Tabla 21. VAN de EGASUR y sensibilidad a las tarifas eléctricas peruanas y brasileñas	38
Tabla 22. Canon hidro-energético para las regiones	40
Tabla 23 - Valor de la madera de la concesión	41
Tabla 24 - VAN de EGASUR para la concesión hidroeléctrica y forestal	41

Tabla 25. VAN de las externalidades ambientales y sociales	42
Tabla 26. Valor económico de la Central del Inambari para Brasil y para Perú	43
Tabla 27. Comparación entre el VAN de EGASUR, el gobierno,	44
Tabla 28. Aportes de la CH Inambari a las economías de Brasil y Perú.....	45
Tabla 29. Resultados del análisis de riesgo probabilístico	46

Índice de gráficos

Gráfico 1. Líneas de transmisión posibles para conectar la hidroeléctrica del Inambari a las redes peruana y brasileña.....	10
Gráfico 2 - Parte de la inversión en la construcción como inyección en la economía de cada país. 14	
Gráfico 3 – Evolución prevista de la tarifa de generación en el mercado peruano.	17
Gráfico 4. Crecimiento de la demanda eléctrica peruana y generación del Inambari.....	18
Gráfico 5 - Propuestas de inversión socio-ambiental.	25
Gráfico 6. Deforestación que podría ocasionar la construcción de la hidroeléctrica del Inambari ..	28
Gráfico 7. Caudales característicos del río Inambari.....	32
Gráfico 8. Emisiones potenciales de carbono de la hidroeléctrica, con descomposición aeróbica del bosque talado.	34
Gráfico 9 - Emisiones netas de dióxido de carbono equivalente si se construye la central.....	35
Gráfico 10 - VAN de la hidroeléctrica del Inambari según el porcentaje de generación vendido en el mercado peruano.	40
Gráfico 11 - Ganancias y pérdidas de EGASUR y de la sociedad peruana con el proyecto Inambari	45

Índice de mapas

Mapa 1 - Ubicación del proyecto de hidroeléctrica del Inambari en el sur del Perú.....	8
--	---

Resumen Ejecutivo

El Acuerdo Energético firmado por los gobiernos de Perú y Brasil en junio del 2010, pero aún no aprobado por los respectivos congresos nacionales¹, prevé que compañías brasileñas construyan en ríos de la Amazonía peruana centrales hidroeléctricas para exportar energía al Brasil. El proyecto de central hidroeléctrica en el río Inambari, con una potencia instalada de 2,200 megavatios, fue el primero de cinco posibles proyectos en contar con un Estudio de Factibilidad (EF) realizado por la compañía promotora EGASUR.

El presente documento analiza la factibilidad financiera y económica del proyecto hidroeléctrico de Inambari desde los puntos de vista de la compañía promotora, el gobierno peruano, y la sociedad en su conjunto. Para realizar el análisis se asumió que la construcción de la represa comenzaría en el 2012 y su operación en el 2017.

La conclusión del análisis costo beneficio financiero es que el proyecto es muy rentable para la compañía promotora, con un valor actual neto (VAN) positivo que oscila entre USD 527 y 1,245 millones, dependiendo de las tarifas eléctricas que sean aplicadas y de la repartición de la electricidad entre los mercados de Perú y Brasil. Una parte importante de esa rentabilidad proviene de la venta del servicio de afianzamiento del embalse, en la época seca, para otras centrales en construcción en el río Madeira, en Brasil.

El proyecto tiene costos ambientales y sociales muy altos. La construcción del embalse desplazaría 4,000 personas y el proyecto causaría la deforestación de 96,000 hectáreas, una gran pérdida de biodiversidad y contribuiría al calentamiento global a través de la emisión, durante muchos años, de un volumen importante de gases de efecto invernadero (GEI). Si se incluyen estos costos se obtiene un VAN económico positivo únicamente en el caso en el que se considere el precio propuesto por los inversionistas de USD 70/MWh (muy superior a los precios actualmente vigentes en los mercados de Perú y Brasil) y simultáneamente se perciban los ingresos por el afianzamiento del Madeira, aspecto sobre el cual no se tiene certidumbre. De otro modo, el proyecto no será deseable para la sociedad.

Por otro lado, el análisis distributivo del proyecto demuestra que las ganancias de las entidades peruanas (gobierno, trabajadores y empresas proveedoras de bienes y servicios) serían ampliamente anuladas por los costos ambientales, los cuales deberán ser asumidos por la sociedad peruana. El mismo análisis permite evidenciar que las ganancias de las empresas peruanas representarían solamente un 25% de las ganancias de las empresas brasileñas. Además, si se aplica la tarifa esperada por la empresa promotora del proyecto, la pérdida neta de los consumidores peruanos sería alrededor de USD 200 millones por el aumento en el precio de energía eléctrica.

¹ Marzo del 2012.

Los resultados alcanzados fueron sometidos a un análisis de riesgo probabilístico en el que se determinó posibles rangos de variación para algunas variables sobre las que se tiene incertidumbre. Los resultados de ese análisis muestran que la probabilidad de que el proyecto sea viable financieramente para la empresa promotora, en caso de que se de el afianzamiento del Madeira, es próxima a 100%. Si este afianzamiento no se da, la probabilidad se reduce al 53%. Por otro lado, debido a los costos ambientales y sociales del proyecto, la probabilidad de que el mismo alcance su viabilidad económica y en consecuencia sea deseable para toda la sociedad es de 55% si se considera el afianzamiento del Madeira y el precio propuesto por los inversionistas. En consideración de los precios vigentes la probabilidad de que el proyecto llegue a ser deseable para la sociedad peruana es menor al 20%.

Las cifras obtenidas en el presente estudio son elementos para ayudar a reflexionar a las instancias de decisión del gobierno peruano sobre si esta hidroeléctrica debería o no ser una prioridad para el Perú. Los datos expuestos también brindan elementos que confirman la necesidad de evaluar las sumas que proyectos de esta magnitud asignan a actividades de prevención, mitigación y compensación ambiental y social.

1. Introducción

En junio de 2010 los gobiernos del Perú y Brasil firmaron un acuerdo para que compañías brasileñas construyan centrales hidroeléctricas en ríos de la Amazonía peruana. Estas podrían sumar hasta 7,200 megawatts (MW) instalados, de los cuales la mayor parte se exportaría al Brasil. Cinco lugares fueron escogidos para comenzar a construir dichas centrales y el gobierno brasileño los asignó a consorcios de compañías de electricidad y de ingeniería de su país. La compañía EGASUR, formada por las compañías OAS, Eletrobrás y Furnas fue la primera en solicitar una Concesión Temporal al Ministerio de Energía y Minas y hacer Estudios de Factibilidad y de Impacto Ambiental en una garganta del río Inambari, un afluente del río Madre de Dios, a unos 300 km en línea recta de la frontera brasileña.

El presente estudio se refiere al proyecto de la Central Hidroeléctrica en el río Inambari y tiene los siguientes objetivos:

- Evaluar la factibilidad financiera del proyecto desde el punto de vista de los inversionistas.
- Evaluar la factibilidad económica del proyecto, considerando sus aportes a las sociedades peruana y brasileña en su conjunto.
- Realizar un análisis distributivo que permita visualizar la magnitud de beneficios y costos percibidos por distintos sectores de la sociedad peruana.
- Orientar sobre los montos mínimos que deberían ser destinados a políticas de mitigación y compensación de impactos en caso de que se implemente el proyecto.

Este análisis usa datos obtenidos del Estudio de Factibilidad y del Estudio de Impacto Ambiental realizados por EGASUR, así como de la literatura científica y económica relacionada con la

Amazonía, sobre los valores económicos, positivos y negativos, de los bienes y servicios que son provistos por los bosques tropicales, la deforestación y el calentamiento global.

2. Área de estudio

La represa proyectada se situaría aguas abajo de la confluencia de los ríos Inambari y Araza, en las últimas estribaciones de los Andes y antes de que esos ríos entren a la llanura amazónica. La cresta de la represa estaría a 525 metros sobre el nivel del mar. Las zonas de vida del entorno son bosques pluviales y subtropicales. La zona es adyacente al Parque Nacional Bahuaja-Sonene, uno de los “puntos calientes” de biodiversidad más importantes del mundo.

Unas 4,000 personas viven en la zona de influencia del proyecto, en su gran mayoría colonos andinos provenientes de Cusco y Puno. Cultivan maíz, frutas y coca y buscan oro aluvial. Prácticamente no hay poblaciones nativas amazónicas en la zona. La construcción de la Carretera Interoceánica, que pasa al lado del proyecto hidroeléctrico y que une la costa del Pacífico con Porto Velho y São Paulo en Brasil, ha acelerado el proceso migratorio hacia la zona y la deforestación, sobre todo a causa de la minería informal del oro.



Mapa 1 - Ubicación del proyecto de hidroeléctrica del Inambari en el sur del Perú.

3. Descripción del proyecto

La central hidroeléctrica del río Inambari (CHI) tendría 2,200 MW de potencia instalada y un costo de USD 4,312 millones de dólares, a los cuales habría que agregarle USD 882 millones para la construcción de una línea de transmisión de 810 km de largo para exportar la energía y conectar con las hidroeléctricas actualmente en construcción en el río Madeira, cerca de Porto Velho, en Brasil. Estos son precios del 2009. No se ha decidido aún dónde se conectaría al sistema eléctrico peruano, pero EGASUR ha propuesto que sea a través de una línea que se conecte con la proyectada central hidroeléctrica de Paquitzapango, también parte del Acuerdo Energético Perú-Brasil, y de ahí a la central del Mantaro (ver Gráfico 1). Esta línea de transmisión uniría las cinco centrales propuestas en ríos amazónicos peruanos. Los costos de ambas líneas de transmisión no están considerados en este estudio.

Los principales beneficios de la construcción de la CHI para el Perú, serían la disponibilidad de una cantidad importante de energía, la inyección de unos USD 1,700 millones de dólares en la economía durante la construcción que duraría 5 años. A ellos se sumarían, cuando comience a operar la central, el 18% del Impuesto General a las Ventas (IGV), el 30% del impuesto a la renta y la entrega de las instalaciones al gobierno peruano al cabo de 30 años de concesión.

Estos beneficios deben ser contrastados con costos ambientales y sociales tales como la evacuación de unas 4,000 personas a causa de la inundación de 378 km²; la deforestación de unas 96,000 hectáreas en un período de 16 años, sobre todo a causa de la migración de población hacia la zona; la emisión de una cantidad considerable de gases de efecto invernadero, la pérdida de la biodiversidad y la severa alteración de los sistemas acuáticos.

El Acuerdo Energético prevé que la cantidad de electricidad que podrá ser exportada al Brasil será fijada antes del inicio de la construcción de la central y que no podrá cambiar durante 30 años. Así mismo, la empresa concesionaria deberá primeramente buscar clientes en los mercados regulado y libre peruanos, y los excedentes podrán ser exportados al Brasil. Los principales parámetros del proyecto son los siguientes:

Tabla 1. Principales parámetros del proyecto.

Potencia instalada	2,200	MW
Potencia efectiva	1,452	MW
Factor de carga	0.719	
Área del embalse	37,800	hectáreas
Generación promedio teórica (año normal)*	12,719,500	MWh
Duración de la Concesión	30	años
Inicio asumido de la construcción**	02/02/2012	
Inversión total, incluyendo línea de transmisión al Brasil***	USD 5,194	millones
Inversión sin línea de transmisión	USD 4,312	millones
*Incluye años secos y húmedos, grandes mantenimientos y otros períodos de indisponibilidad.		
**Esto supone que antes de esa fecha la empresa habrá obtenido:		
i)	La aprobación del Estudio de Impacto Ambiental.	
ii)	La Concesión Definitiva del gobierno peruano.	
iii)	Contratos de compra de energía en los mercados regulado y libre del Perú.	
iv)	Financiamiento bancario	
***La línea de transmisión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional es responsabilidad del gobierno peruano y no está en el presupuesto de EGASUR.		

4. Metodología para el Análisis Costo Beneficio Económico-Financiero del Proyecto de Hidroeléctrica del Inambari

4.1 Análisis financiero

Se hizo el **análisis financiero desde el punto de vista del inversionista**, construyendo el flujo de caja y estimando el Valor Actual Neto (VAN) para cuatro posibles casos, definidos como A, B, C y D. En todos los casos, el análisis financiero incluye el impuesto a la renta y los costos del financiamiento y considera precios de mercado. Los parámetros del flujo de caja financiero también se utilizaron para calcular los ingresos para el gobierno peruano y otras entidades peruanas: los trabajadores de la empresa y las compañías de servicios.

Al VAN de la hidroeléctrica se le agregó el VAN de la madera a recuperarse en el bosque que cubre actualmente la concesión hidroeléctrica. Según la ley peruana² al obtener esa concesión, el

² Según la abogada Rosario Linares, la ley peruana establece que obtener una Concesión es el equivalente de obtener una propiedad durante un período de tiempo limitado. Por lo tanto el Concesionario tiene derecho al uso, usufructo y libre disposición de todos sus recursos naturales superficiales, y el principio que prevalece es el de “lo que no está expresamente prohibido, está permitido”.

concesionario automáticamente obtiene la concesión de todos los bienes naturales que ocupan la superficie, no así los del subsuelo como el oro, el petróleo y el gas. Respecto al oro aluvial, traído por las aguas en época de lluvias, y que se acumulará en la represa, los especialistas en derecho consultados no han podido pronunciarse.

4.1.1 Casos considerados.

Los cuatro casos considerados se diferencian según las hipótesis de repartición de la generación entre los mercados de electricidad peruano y brasileño, los precios de la energía y la potencia para cada mercado y las tasas de actualización para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN). Para los cuatro casos se consideró un 20% de capital proveniente de los inversionistas y 80% de financiamiento bancario. Este financiamiento fue distribuido porcentualmente entre el Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) de Brasil y bancos privados (30% y 70% respectivamente). En los casos A, B y C se consideró un ingreso adicional a las ventas de energía y potencia, proveniente del afianzamiento de las hidroeléctricas del río Madeira (ver el Anexo 3). La tabla 2 resume la descripción de cada uno de los casos.

Tabla 2. Casos para análisis desde el punto de vista del dueño.

Caso	Mercado	Parte de la generación para cada país	Precio \$/MWh	Financiamiento	
				Banco líder	Interés préstamo
A	PE+BR	Indiferenciado	70.00	BNDES y privados	8% y 11%
B	PE	24%	56.00	BNDES y privados	8% y 11%
	BR	76%	51.96		
C	PE	48%	56.00	BNDES y privados	8% y 11%
	BR	52%	51.96		
D*	PE+BR	Indiferenciado	70.00	No definido	11%

**Caso Engevix. No incluye afianzamiento de centrales del Madeira*

El precio por MWh incluye energía y potencia.

PE: Perú BR: Brasil

En los casos A y D se consideró que toda la energía será vendida en la barra de salida de la central a un precio de 70.00 USD/MWh. En los casos B y C se consideró que la energía sería vendida en el Perú a nivel generación a 56.00 USD/MWh. Ese es el precio monómico promedio 2005-2010³ e incluye los precios en el mercado regulado, en el mercado libre y en el mercado instantáneo, también llamado *spot*, de energía y de potencia. El precio a nivel generación para el Brasil es el

³ De La Cruz R. Macroconsult (2012).

promedio para hidroeléctricas de la subasta de energía A-3⁴ que se realizó el 17 de agosto del 2011. Se consideró en el caso B que 24% de la energía generada iría al mercado peruano a partir de una suposición del Plan Referencial de Electricidad del Perú 2008-2017. En el caso C se duplicó el porcentaje de energía destinada al mercado peruano.

La alternativa D es la desarrollada por Engevix, la consultora que hizo el estudio de factibilidad. Ese estudio no indica cuál sería la rentabilidad del proyecto.

4.1.2 Inversiones y valor residual

Los dos rubros principales de inversión son la construcción de la hidroeléctrica y la línea de transmisión al Brasil. En este caso analizaremos sólo la rentabilidad de la hidroeléctrica por sí misma, sin considerar las líneas de transmisión hacia los mercados brasileño y peruano. La línea a Porto Velho, Brasil, será una inversión aparte con sus propios ingresos, que no provendrán sólo del transporte de la energía del Inambari sino también, en algún momento, de las otras centrales planeadas en la Amazonía peruana, y de la energía de Cachuela Esperanza en Bolivia.

La línea de transmisión para el Perú será responsabilidad del gobierno peruano. Aún no se ha definido por donde pasaría esta línea y los costos de inversión pueden variar bastante dependiendo de la distancia, su lugar en la malla eléctrica y el tipo de corriente utilizada (continua o alterna), por lo tanto su inclusión en este análisis no fue posible.

Se consideró en este ejercicio que la construcción comenzaría en febrero del 2012. En la realidad el promotor sólo podrá obtener la concesión definitiva del gobierno peruano una vez que su estudio de impacto ambiental sea aprobado y que ambos tengan la seguridad de que los posibles conflictos sociales de la zona se han solucionado. Luego debe obtener los contratos de venta de energía que le permitan negociar los créditos de los bancos. Obviamente todo esto puede tomar muchos meses y la fecha real de construcción, en caso de realizarse, será posterior a la considerada en este estudio. Estos atrasos implican incrementos en los costos de inversión.

⁴ Se llama así porque los ganadores se comprometen a comenzar a suministrar energía en los tres años que siguen la fecha de la subasta.

Tabla 3. Inversión total y distribución de la inversión entre las economías peruana y brasileña

Descripción de las Inversiones	Total	Al Perú	Al Brasil
	10 ⁶ USD		
Contrato EPC			
Servicios preliminares y auxiliares	183.7	128.6	55.1
Desvío del río	240.1	120.1	120.1
Presa de enrocamiento	709.9	425.9	284.0
Vertedero con compuertas	316.8	126.7	190.1
Circuito de generación	190.6	76.2	114.4
Casa de máquinas y canal de fuga	197.7	118.6	79.1
Túnel caudal ecológico	22.6	15.8	6.8
Otros costos	200.8	140.6	60.2
Equipos electromecánicos	1,023.1	102.3	920.8
Ingeniería	127.3	12.7	114.5
Contingencias del contrato EPC	206.5	103.2	103.2
Programas socio-ambientales	253.5	228.2	25.4
Estudio de factibilidad	15.8	1.6	14.2
Reubicación de carreteras y líneas de transmisión	408.8	204.4	204.4
Administración del propietario	144.2	28.8	115.3
Contingencia del propietario	70.4	14.1	56.3
Inversión total hidroeléctrica	4,311.7	1,847.9	2,463.8

Fuente: Serra Vega (2010)

En el siguiente gráfico puede apreciarse la distribución de la inversión entre ambos países y para cada uno de los años considerados en el período de inversión. Se estima que del monto total de inversión previsto, sólo el 42% (USD1,848 millones) ingresarían a la economía peruana.

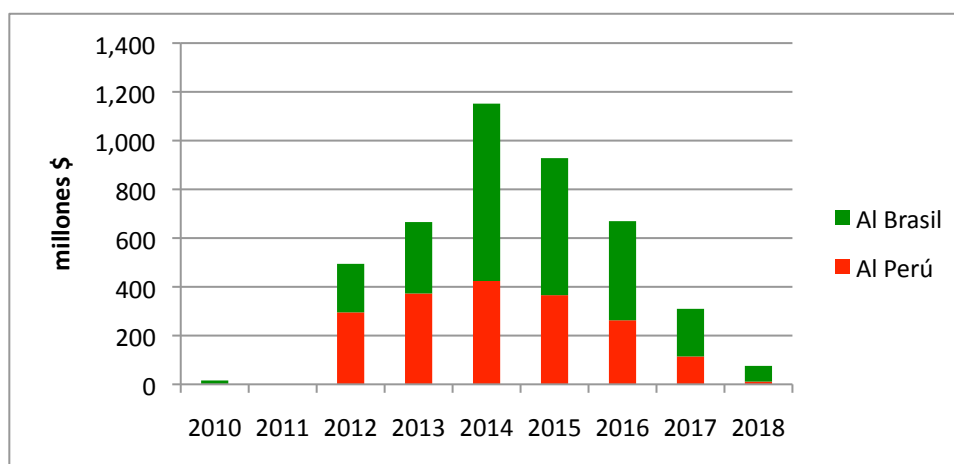


Gráfico 2 - Parte de la inversión en la construcción como inyección en la economía de cada país.

El cálculo del valor residual de la infraestructura que sería entregada al gobierno peruano al final de la concesión, al cabo de 30 años, está descrito en la tabla siguiente:

Tabla 4. Valor residual de la inversión en la central al cabo de 30 años

Descripción	Valor (USD millones)	Tiempo de vida (años)	Valor residual
Obras Civiles	2,062	80	1,289
Contingencias del contrato EPC	206	80	129
Equipos electromecánicos*	1,023	30	0
Ingeniería	127	30	0
Total	3,419		1,418

*Con mantenimiento adecuado

4.1.3 Depreciación

Se ha depreciado la inversión en 5 años acogiendo al Decreto Ley 1058 del 28 de junio 2008⁵, para incentivar las hidroeléctricas. El decreto indica que “una tasa anual de depreciación no mayor de 20% será aplicada a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de centrales a base de recursos hídricos y otros renovables”. Por otro lado, se asumió el método de depreciación en línea recta y se depreciaron los activos desde el año de entrada en funcionamiento de la central. Esta es la depreciación contable, utilizada para el cálculo del impuesto a la renta, y diferente de la depreciación intrínseca, utilizada para el cálculo del valor residual.

4.1.4 Financiamiento

Se ha supuesto un financiamiento con 20% proveniente de los accionistas y 80% de financiamiento bancario. El 30% del financiamiento bancario provendría del BNDES y 70% de la banca privada⁶. Para ese 30%, en los casos A, B y C se consideraron las condiciones preferenciales para grandes hidroeléctricas del BNDES⁷, es decir una tasa de interés del 8%, un plazo de reembolso de 25 años, un período de gracia de hasta 6 meses después de la fecha prevista para la operación comercial de cada turbina y un sistema de amortización constante⁸. Para el 70% financiado por bancos privados se consideró una tasa de interés del 11%. Para el caso D se consideró un financiamiento con un interés de 11% en general y sin diferenciar fuentes de financiamiento.

La tasa de interés cobrada por el BNDES se descompone como sigue:

⁵ http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-0zm251zz4z-D_LEG_1058.pdf

⁶ Mencionados en Murakawa, F. Oposição Indígena barra usinas brasileiras no Peru. Valor Econômico, São Paulo, 29/11/11.

⁷ En agosto del 2011.

⁸ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/belo_monte.html

Tabla 5. Tasa de interés total del BNDES

Interés a largo plazo	6%
Remuneración básica del BNDES	0.50%
Intereses de riesgo de crédito	1.50%
Interés total	8%

Los intereses serán capitalizados durante el período de gracia

A la tasa de interés descrita se suman la comisión de compromiso (commitment fee) de 0.25% y, la Comisión de contrato (arrangement fee) de 1%.

4.1.5 Precios e ingresos operativos

El Estudio de Factibilidad señala que la energía promedio generada durante la vida de la concesión sería de 12,719,500 MWh anual. El presente estudio supone que esa cantidad incluye un promedio de años secos y húmedos y los efectos del cambio climático. Hay allí un importante factor de incertidumbre porque, si de un lado, los años secos en la Amazonía se están volviendo más frecuentes, del otro, las estadísticas muestran que en los últimos 20 años la pluviometría promedio ha estado aumentando en la cuenca del Inambari. También se supone que están incluidos en la estimación de generación de energía la realización de grandes mantenimientos (cambios de rodete), que paralizarán cada unidad durante 2 días, al cabo de 40,000 horas de funcionamiento y otros períodos de indisponibilidad.

Para los casos A y D, los ingresos operativos están compuestos por la venta de energía a los mercados peruano y brasileño a un precio promedio de USD 70.00 para potencia más energía, que es el que ha sido utilizado en el Estudio de Factibilidad. Lo estamos considerando suponiendo que EGASUR ha hecho los estudios necesarios para aceptar que ese será el precio (en USD del 2009) en 2017, cuando la central debería entrar en funcionamiento.

El precio de sólo energía consignado en el Estudio de Factibilidad es de USD 64.90 por MWh, muy superior a los precios actuales percibidos en el Perú por las empresas generadoras. En octubre del 2011, el precio promedio de potencia más energía para el mercado regulado, en la barra de Lima, era de 49.33 USD/MWh y para el mercado libre fue USD 47.18 en 2010. Como ya se mencionó anteriormente, el presente estudio considera un precio monómico de USD 56.00 que integra también los precios de venta de energía en el mercado instantáneo.

Tabla 6. Mercados y precios para potencia y energía

Casos	Mercados eléctricos	USD/MWh
A y D	Precio de venta considerado en el Estudio de factibilidad	70.00
B y C	Precio monómico Perú	56.00
B y C	Precio actual mercado Brasil	51.96

El precio del mercado regulado es fijado cada 6 meses por OSINERGMIN, la autoridad regulatoria, y reajustado mensualmente con la variación de los precios de los combustibles fósiles y del tipo de cambio. El precio del mercado libre es el promedio de todas las transacciones en ese mercado, entre generadoras y grandes clientes (cementeras, refinerías de metales, fábricas metal – mecánicas, etc.). Ese promedio es calculado por OSINERGMIN. El precio usado para Brasil, USD 63.01, representa el precio medio contratado de la subasta A-3 del 17 de agosto del 2011 (102.00 reales por MWh), lo que es equivalente a USD 52.00 en dólares del 2009.

Las proyecciones de precios en el mercado peruano muestran que éstos están aumentando. Así, en la última licitación de PreInversión, del 24/3/2011 para promover la inversión privada en hidroeléctricas, que sumó 967 MW, se otorgaron concesiones a proyectos que demandaban precios variando entre USD 45.15 y 59.72 por MWh de energía ponderada (precio de horas de punta y precio de horas fuera de punta) . Las implicaciones son que los precios a nivel generación, en el Perú, podrían acercarse a mediano plazo al precio de 70.00 USD/MWh implícitamente solicitado por EGASUR.

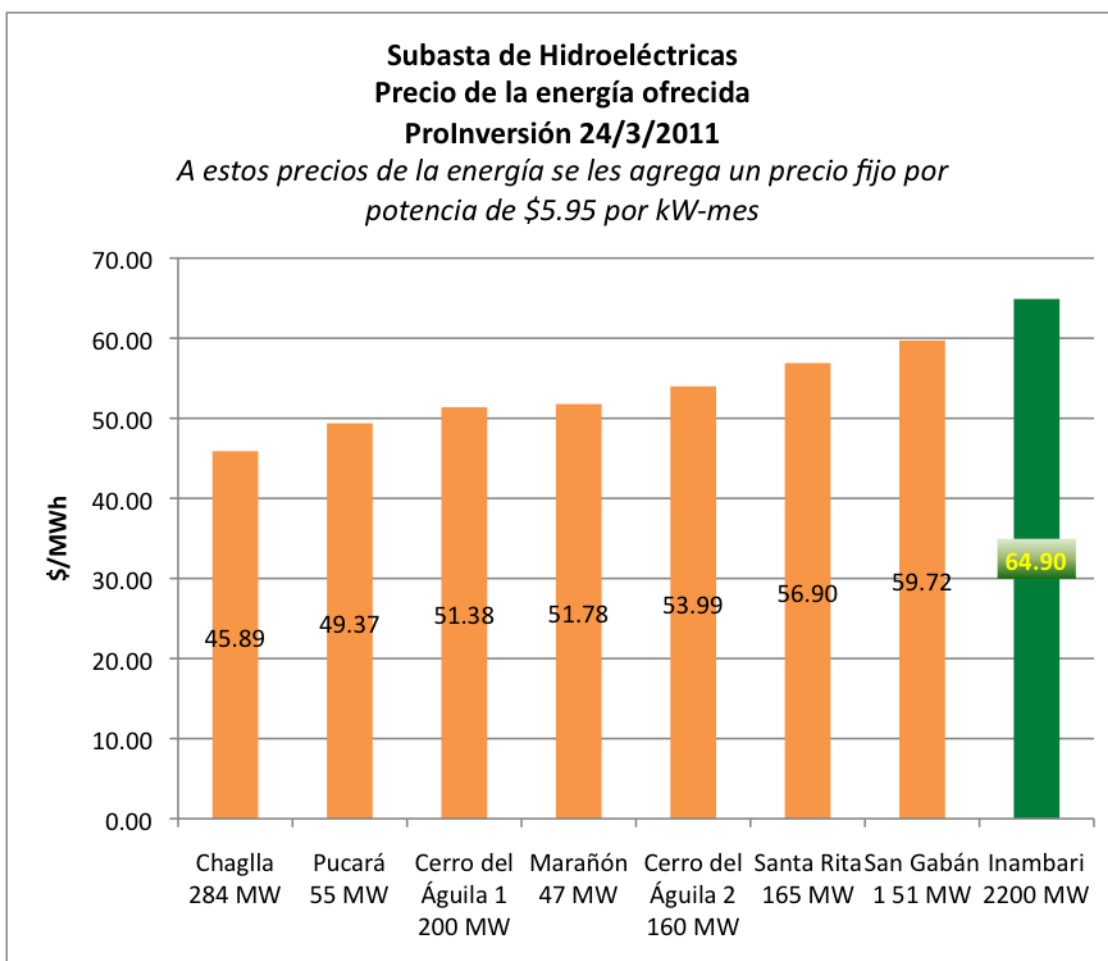


Gráfico 3 – Evolución prevista de la tarifa de generación en el mercado peruano.

⁹ <http://proinversion.gob.pe/0/0/modulos/JER/PlantillaFichaHijoOpcion.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=5453>

4.1.6 Mercados

La central del Inambari contribuiría de una manera importante, por lo menos en los próximos 20 años, a satisfacer la demanda eléctrica peruana en constante crecimiento. El gráfico siguiente muestra dos hipótesis de crecimiento¹⁰ de la demanda para los próximos 30 años considerando tasas de crecimiento de 6% y 9% anual.

Se han escogido estos porcentajes porque el Plan Referencial de Energía del Perú (MEM, 2008) hace tres escenarios de crecimiento de la demanda: Conservador=4%, Medio=6% y Optimista=8%, pero en los últimos años el crecimiento ha sido del orden de 9% anual. Si continúa este ritmo de crecimiento, con los proyectos de generación que están siendo implementados actualmente¹¹, la demanda por energía superaría la oferta en el año 2016.

Como puede apreciarse en el gráfico siguiente y considerando las hipótesis de contribución del Inambari para el mercado peruano de 24%, 48% y 100% de su generación, en el año 2023, con una hipótesis de 6% anual de crecimiento de la demanda, el Perú sería capaz de utilizar toda la generación del Inambari. Tasas de crecimiento superiores o exportación de la energía del Inambari al Brasil implicarán una demanda superior a la oferta. Esto, si no se construye ninguna otra central a partir del año 2016.

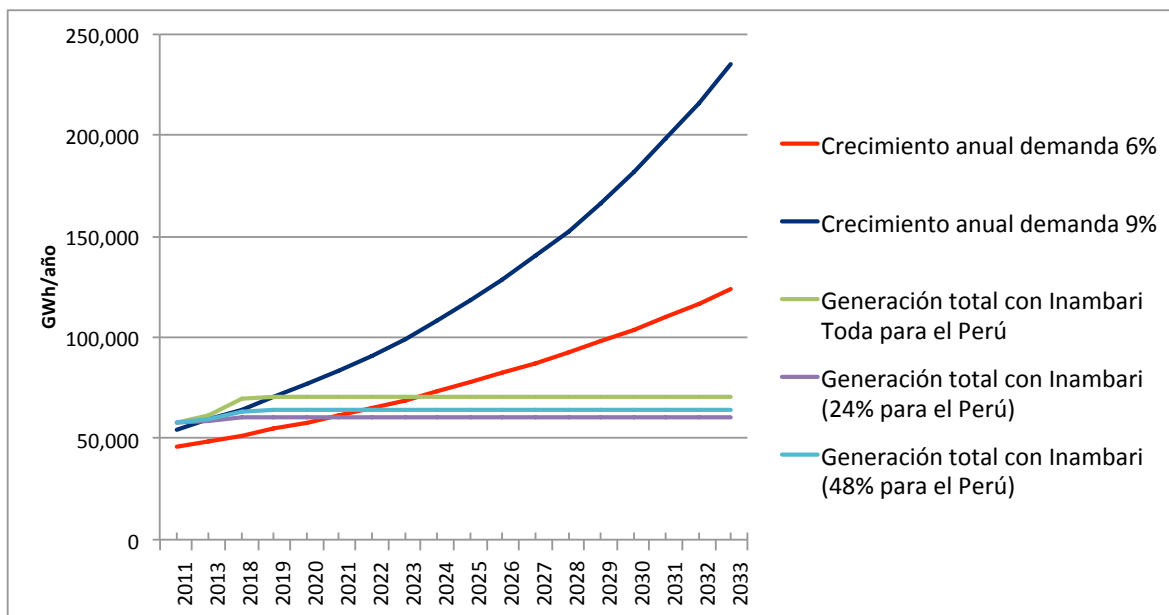


Gráfico 4. Crecimiento de la demanda eléctrica peruana y generación del Inambari (incluye previsiones de crecimiento de la oferta hasta 2016).

¹⁰ Ministerio de Energía y Minas, 2008. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017. Lima

¹¹ Declaraciones del ministro de Energía y Minas Pedro Sánchez. Revista "Caretas", suplemento "Energía y Minas". 21/7/2011.

La hipótesis de reservar un bloque de 24% de la generación del Inambari para el Perú, proviene del Plan Referencial de Electricidad 2008-2017¹², en el que se propone reservar 350 MW del Inambari para el mercado nacional. Se utilizó esta hipótesis para el caso B y para el Análisis Económico, para el Caso C se duplicó ese bloque a 48%, para poder identificar los efectos económicos para los diferentes actores. En debates realizados en el Colegio de Ingenieros del Perú¹³, en el que han participado varios ex ministros de Energía y Minas, se ha insistido en que, si se construye el Inambari, un porcentaje importante de la energía (no especificado) debe ser para el Perú. Se pudo apreciar por ejemplo que, si se duplica el bloque de electricidad para el Perú, el VAN para el promotor aumenta en 16%, mientras que para las entidades peruanas el VAN aumenta en 26%. Esto se debe básicamente a la incidencia de la recaudación adicional del impuesto general a las ventas (IGV).

A las ventas de energía se les ha agregado el ingreso por el afianzamiento de las centrales del Madeira (ver el Anexo 3), calculado en USD212 millones anuales. Ese ingreso adicional no se ha incluido en el Caso D, porque la consultora Engevix, autora del estudio de factibilidad, no lo consideró.

4.1.7 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de administración, operación y mantenimiento fueron considerados a USD2.78 por MWh, que es el costo promedio utilizado por Engevix en el estudio de factibilidad. A ellos se suma el costo de los grandes mantenimientos cuya estimación se describe en la siguiente tabla.

Tabla 7. Grandes mantenimientos

Mantenimiento	cada t horas	40,000	80,000	120,000	160,000	200,000
Horas		43,800	87,600	131,400	175,200	219,000
Años de funcionamiento		5	10	15	20	25
<i>Gran mantenimiento n°</i>		1	2	3	4	5
% del costo equipos		3.3%	3.6%	4.1%	4.7%	5.8%
Costo de inversión de las turbinas, generadores y equipos auxiliares (10 ⁶ USD)						1,023
		Costos de gran mantenimiento (10 ⁶ USD)				
Una turbina	256	9	9	10	12	15
Tres turbinas	767	26	28	31	36	44

Fuente: Elaboración propia

4.1.8 Pagos a la Dirección General de Electricidad, a OSINERGMIN y por el Canon del Agua.

Los egresos para la empresa promotora incluyen un pago de 1% anual sobre las ventas totales para la Dirección General de Electricidad y para OSINERGMIN y, un pago de 1% sobre las ventas de energía como canon del agua.

¹² <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/pre%20publicaciones/PRE-2008-V4.pdf>

¹³ Marzo del 2012

4.1.9 Personal del proyecto

Según el estudio de factibilidad, 100 personas serán necesarias para manejar la hidroeléctrica: 10 de alta dirección, 60 especialistas y 30 personas de menor calificación. La masa salarial anual se calculó en USD 5.2 millones. Ella incluye seguridad social, jubilación y otros costos sociales, además de 14 remuneraciones anuales, como es norma en Perú.

Tabla 8. Personal de operación y mantenimiento

Personal de operación y mantenimiento	n° personas	Sueldo promedio mes (USD)	Meses año con bonificación	Remuneración anual promedio (USD/año por persona)	Total salarios (USD/año)
Costo alta dirección	10	12,000	14	168,000	1,680,000
Costos de personal calificado	60	4,000	14	56,000	3,360,000
Costos personal no calificado	30	307	14	4,297	128,914
TOTAL					5,168,914

Se ha considerado para el presente estudio que habrá 8 especialistas brasileños en la alta dirección y 15 en el personal calificado. También se consideró que los trabajadores recibirían una participación equivalente a 5% de las utilidades netas, hasta el equivalente de un máximo de 18 mensualidades. La diferencia va a un fondo manejado por el Ministerio de Trabajo.

4.1.10 Tasas de descuento

Se calcularon los VAN para los casos considerados usando las siguientes tasas de descuento o actualización:

Tabla 9. Tasas de actualización usadas en cada caso

Caso	Mercado	Parte de la generación para cada país	Tasa de actualización		
			11.00%	12.00%	17.50%
A	PE+BR	Indiferenciado		X	X
	PE	24%		X	X
B	BR	76%		X	X
	PE	48%		X	X
C	BR	52%		X	X
	PE+BR	Indiferenciado	X	X	X

La tasa de actualización de 12% corresponde al retorno sobre inversión garantizado por la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú. La tasa de 17.5% corresponde al retorno deseado por los inversionistas en hidroeléctricas en el Perú, entre 15 y 20% según el Banco Mundial¹⁴. Finalmente, la tasa de 11% es la utilizada por la consultora Engevix en el EF.

¹⁴ Banco Mundial. *El Desarrollo Eléctrico en el Perú*. 2010.

4.2 Análisis económico o social

El análisis económico o social adoptado en este estudio evalúa los costos y beneficios que el proyecto genera a las sociedades peruana y brasileña en su conjunto. Este análisis, busca asignar valor a los costos sociales y ambientales no contabilizados en el análisis financiero con el fin de internalizar estos costos en la evaluación del proyecto o estimar los costos que deberán ser asumidos por la sociedad.

El flujo de caja utilizado es similar al del análisis financiero pero considera precios-sombra, internaliza externalidades sociales y ambientales y no asume como costos los impuestos, esto último, en consideración a que se trata de transacciones que se dan al interior de una misma economía. Los pagos de intereses bancarios tampoco son considerados cuando ocurren al interior de ambas economías.

Los costos sociales y ambientales fueron estimados sólo parcialmente considerando que las externalidades negativas del proyecto de la CHI no se limitan a las que fueron cuantificadas en el presente estudio. Las externalidades negativas consideradas son:

- Los costos de relocalización y compensación de la población que sería directa e indirectamente afectada por el embalse.
- Los costos para la sociedad inducidos por la deforestación, asumiendo un talado de 30% del fondo del reservorio previo a la construcción.
- Los costos inducidos por la emisión de gases de efecto invernadero.
- El valor de la pérdida de biodiversidad y otros valores del bosque.

Para el Análisis Económico se usó como tasa social de descuento la utilizada por el Sistema Nacional de Inversión Pública del Ministerio de Economía y Finanzas del Perú, 11%, con la excepción de la tasa de 1% que se usó para el valor del bosque destruido y de la biodiversidad, recomendada en Jansson (1993), pág. 162.

En cuanto a la estimación de los precios sombra, también se siguió la metodología de estimación sugerida por el Ministerio de Economía y Finanzas¹⁵, considerándose los siguientes aspectos:

- La CHI se construirá para satisfacer una demanda adicional de energía, tanto en el Perú como en el Brasil, por lo tanto el precio de la electricidad generada, para que pueda ser considerado equivalente a un precio-sombra debe estar en un punto de equilibrio en la curva de demanda. En el Perú OSINERGMIN, la autoridad regulatoria, determina bianualmente el precio de la electricidad siguiendo un método que, teóricamente, le asegura un precio de mercado.
- El insumo principal de la CHI es la energía hidráulica, la que vendrá de un río no explotado aún para energía. Por lo tanto el precio de ese insumo, para que sea un precio sombra

¹⁵ Anexo SNIP 09: Parámetros de Evaluación:
http://www.mef.gob.pe/inv_publica/docs/anexos/AnexoSNIP09v10.pdf

debería estar en un punto de equilibrio de la curva de oferta de energía hidráulica con la curva de la demanda. En el Perú el precio del agua para generación, llamado canon hidráulico, es fijado por el gobierno a 1% del valor de la energía generada, la que está a precio de mercado. Por lo tanto consideramos el canon hidráulico como el precio sombra del agua.

- En el Perú las inversiones en hidroeléctricas están liberadas de aranceles y el impuesto general a las ventas (IGV) que deben pagar es inmediatamente reembolsado, inclusive antes de que el proyecto empiece a operar. Para el cálculo del precio social de los bienes no transables se excluyó el Impuesto General a las Ventas. No se hizo mayores ajustes porque en el Perú no existe ningún subsidio para los bienes y servicios considerados.
- Para los bienes de exportación, en este caso la electricidad: dado que en el caso estudiado estamos considerando la venta de la energía en los bornes de salida de la central, no se consideró ningún peaje de transmisión.
- Respecto al costo de los servicios necesarios para operación y mantenimiento. Se consideró los costos como de mercado ya que la talla de la empresa hidroeléctrica le permitiría negociar los mejores precios.
- El factor de ajuste considerado para el precio social de la mano de obra no calificada, en consideración de la región donde se desarrollaría el proyecto, fue de 0.63 de acuerdo al manual del Ministerio de Economía y Finanzas.
- Asimismo, para el cálculo del precio social de los combustibles se aplicó un factor de corrección de 0.66 al precio de mercado, incluyendo impuestos. Se estimó además que los vehículos de la hidroeléctrica consumirían unos USD 9,000 de combustible al año (unos USD 5,700 a precios-sombra). Esta cantidad está incluida en los costos de administración.
- Finalmente, se sustrajo de los costos de operación los costos de oportunidad de los sueldos de los trabajadores peruanos para determinar el precio-sombra de los sueldos.

4.3 Análisis distributivo para la sociedad peruana

El análisis distributivo se realizó a fin de comparar los beneficios y costos generados para distintos actores involucrados. El Grupo de Referencia considerado es el conjunto de la población peruana (el gobierno peruano, los trabajadores de la CHI, las empresas peruanas que le dan servicios y la población en general), considerandose también en este análisis a EGASUR, los bancos que financiarían el proyecto y las empresas brasileñas proveedoras de bienes y servicios.

Utilizando los datos del análisis financiero se calculó el VAN para entidades peruanas de acuerdo a dos enfoques: primero, sin considerar un aumento de la tarifa eléctrica actual de USD 56.00 a USD 70.00 por megavatio-hora (MWh), que es el valor utilizado en el estudio de factibilidad, y, segundo, considerando ese aumento.

Para el **gobierno peruano** se consideraron los siguientes ingresos:

- El valor residual de las instalaciones de la hidroeléctrica, cedidas sin costo por el concesionario al cabo de 30 años.
- El pago a OSINERGMIN y la Dirección General de Electricidad que es igual a 1% de las ventas.
- El pago del ya mencionado Canon del Agua que es igual a 1% de la generación.

- El impuesto general a las ventas de electricidad en el Perú (IGV). Las exportaciones al Brasil no pagan IGV.
- El impuesto a la renta, que es de 30% de los beneficios netos.
- El aporte al Ministerio de Trabajo, proveniente de la participación de los trabajadores a las utilidades. Esa participación es de 5%. Los trabajadores reciben el equivalente de hasta un máximo de 18 mensualidades y el excedente es vertido a un fondo del Ministerio.

También se calcularon los ingresos para los **trabajadores peruanos y las compañías peruanas** prestadoras de servicios, durante la construcción y durante la operación.

Para los trabajadores peruanos, se consideraron sus sueldos, descontados de los costos de oportunidad, evaluados con factores de corrección de 1 para los trabajadores calificados y de 0.63 para los no calificados, tal como lo recomienda el Ministerio de Economía y Finanzas. A ello se agregó la ya mencionada participación a los beneficios.

Para las compañías peruanas se consideraron sus beneficios netos durante la construcción y la operación.

Durante la construcción: Para su cálculo, primero se evaluó la parte de la inversión que ingresaría a la economía peruana a través de la adquisición de bienes y servicios y luego se consideró como beneficios netos el 15% de ella.

Durante la operación: Para calcular los beneficios netos de las compañías peruanas se calculó el costo de los servicios exteriores, equivalente al valor de los costos de operación, mantenimiento y administración de la planta, menos los costos de personal, más los grandes mantenimientos. Se consideró que 50% de la compra de servicios iría a compañías peruanas y que sus beneficios netos corresponderían al 15% de ese total. También se calculó el perjuicio para los **consumidores de electricidad peruanos** si las tarifas de generación suben del promedio actual de USD 56.00 a USD 70.00 por MWh, para cada caso. Para los casos A y D se consideró que 24% de la generación iría al mercado peruano.

Para estimar los beneficios de las **empresas brasileñas proveedoras de bienes y servicios** se calculó el valor agregado de los bienes y servicios importados del Brasil con los coeficientes del cuadro siguiente y se repartieron en el tiempo según el calendario de construcción de la central:

Tabla 10. Valor de los bienes y servicios importados de Brasil

Inversiones durante la construcción	Total	Valor agregado en Brasil	
	10 ⁶ USD	Fracción	10 ⁶ USD
Bienes provenientes de Brasil	1,320	0.6	792
Servicios provenientes de Brasil	1,144	0.8	915
TOTAL			1,707

Se calcularon los beneficios netos de las **compañías brasileñas** durante la operación y el mantenimiento asumiendo que obtendrían 50% del negocio y que sus beneficios netos serían 15% de sus ventas. Finalmente, los intereses que ganarían los **bancos brasileños** se obtuvieron del plan de financiamiento del proyecto.

4.4 Externalidades

4.4.1 Costos sociales y de manejo ambiental

La siguiente tabla muestra la población que sería afectada en 2012 por la construcción de la hidroeléctrica:

Tabla 11. Población afectada por la construcción e inundación causada por la represa

<i>Población directamente afectada</i>	
Afectada por la construcción y la inundación	3,782
Afectada aguas abajo de la represa	300
Sub-Total	4,082
<i>Población indirectamente afectada</i>	
Comunidad Nativa San Lorenzo II	182
Mazuko	4,733
Sub-Total	4,916
TOTAL	8,997

Fuente: Serra Vega (2010) y ECSA Ingenieros y Egasur (2011)

La población directamente afectada es la que deberá ser reubicada a causa de la inundación de sus terrenos y por el cambio del régimen del río aguas abajo de la represa. La indirectamente afectada es la que será reubicada a consecuencia del secado del río durante la construcción, la destrucción del bosque, el desvío de la carretera y los consecuentes efectos del ruido, el polvo, etc.

Para hacer frente a las contingencias ambientales y sociales EGASUR ha propuesto, en su Estudio de Impacto Ambiental, el siguiente presupuesto, en el que los recursos destinados a la parte social ascienden a USD168 millones, mientras que aquellos destinados al manejo ambiental, alcanzan los USD 86 millones. Entre ambos, representan menos del 6% de la inversión total del proyecto.

**Tabla 12. Inversión socio-ambiental propuesta por EGASUR
como porcentaje de la inversión total**

Inversión socio-ambiental propuesta	10⁶ USD	% de la inversión total
Social	167	3.9
Ambiental	86	2.0
El resto	4,058	94.1
Inversión total	4,312	100.0

En consideración del limitado presupuesto destinado a cubrir los costos sociales y de manejo ambiental, lo que se hizo en el presente estudio es comparar ese presupuesto con lo que se denominará en adelante la “mejor práctica”. Se consideró como “mejor práctica” aquella aplicada por el Banco Mundial para mitigar los impactos ambientales y sociales durante la construcción y la operación de la hidroeléctrica Nam Theun 2 (NT2)¹⁶ en Laos.

En NT2 unas 6,200 personas han sido impactadas por la construcción del embalse y en el Inambari lo serían unas 9,000. En NT2 el presupuesto socio-ambiental representó el 3.3% de la inversión total para el período de construcción más 3.3% para el período de operación durante 25 años, es decir 6.6%. En el Inambari dicho presupuesto es 5.9% durante la construcción y 0% durante la operación.

El actual presupuesto socio-ambiental del Inambari es de USD 253.5 millones. Extrapolándolo a la “mejor práctica”, como porcentaje del presupuesto total, se estimó el presupuesto socio-ambiental debería ser USD 285 millones y que se debería extender durante 30 años después del inicio de operaciones. Por otro lado, debido a que se encontraron serias deficiencias en la Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) de EGASUR y a que el programa socio-ambiental de NT2 también tiene muchas críticas¹⁷, se estimó que el monto resultante de la extrapolación debería incrementarse en al menos un 30% (Ver observaciones al EIA en el Anexo 4). Así, el presupuesto final propuesto para cubrir los costos sociales y de manejo ambiental del proyecto ascendería a USD 371 millones.

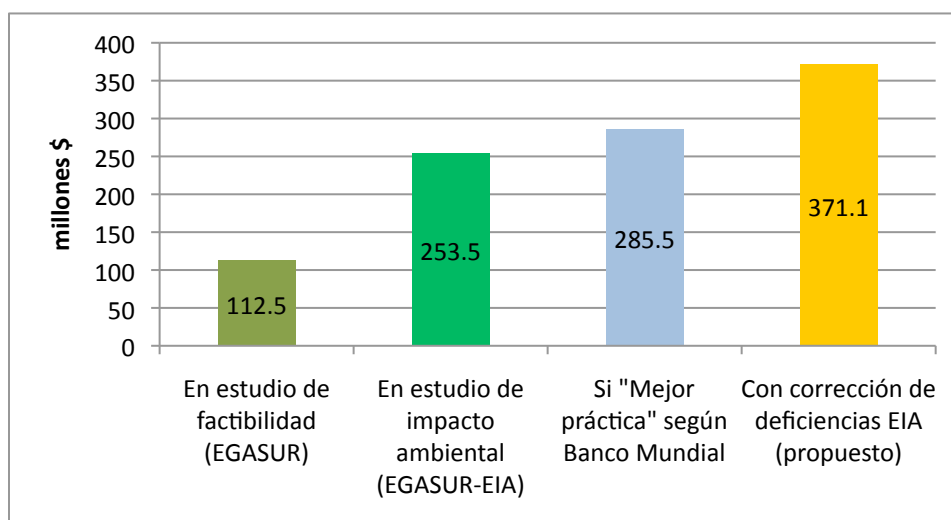


Gráfico 5 - Propuestas de inversión socio-ambiental.

Para hacer una repartición, aproximativa, entre los presupuestos para las etapas de construcción y de operación se aumentó el presupuesto propuesto en el EIA de 10%, para la etapa de

¹⁶ World Bank (2005)

¹⁷ Lawrence (2008).

construcción, y la diferencia de USD 371 millones se asignó a la etapa de operaciones. Así la inversión socio-ambiental antes del inicio de operaciones debería ser de USD 279 millones y un mínimo de USD 92 millones durante los 30 años siguientes de operación.

La diferencia entre la inversión mínimamente requerida y el presupuesto propuesto por EGASUR fue considerado como un costo social que debe ser asumido por el país. Los resultados del cálculo están resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 13. Presupuesto social y ambiental requerido

Descripción	10⁶ USD	Fracción
Presupuesto del proyecto hidroeléctrico Inambari	4,312	1
Presupuesto socio-ambiental inicial Inambari	254	0.059
Presupuesto socio-ambiental inicial de Nam Theun 2 (fracción del total)		0.066
Presupuesto socio-ambiental Inambari corregido para "mejor práctica"	285	
Presupuesto socio-ambiental Inambari corregido por deficiencias del EIA	371	

4.4.2 Costos ambientales

Muchos valores ambientales, no considerados en el presupuesto de manejo ambiental, serán impactados por la construcción de la hidroeléctrica. No se ha considerado el valor del impacto sobre el río que será muy serio. El presente estudio se limita a cuantificar monetariamente los siguientes impactos:

- Sobre el bosque, que será deforestado.
- Sobre la atmósfera, a través de la emisión de gases de efecto invernadero: dióxido de carbono y metano. No se han considerado los óxidos nitrosos, que también contribuyen considerablemente al efecto invernadero.
- Sobre la biodiversidad, que perderá su hábitat y sus cadenas tróficas.

4.4.2.1 La deforestación

Se ha estimado que unas 96,000 hectáreas (ha) serán deforestadas en 16 años como consecuencia de la construcción de la central, incluyendo las que serán taladas en Brasil para la construcción de la línea de transmisión. Las causas de esa pérdida de bosque son los trabajos de construcción de la represa, el desplazamiento de la población afectada y la inmigración de población hacia la zona del proyecto en busca de trabajo y tierras.

Tabla 14. Deforestación que sería causada por la construcción de la central

Causas de la deforestación	Tala total (hectáreas)
Campamentos	104
Carreteras de construcción	240
Canteras	785
Fondo del lago	30,424
Reubicación de desplazados	5,062
Inmigración causada por la construcción	17,910
Desvío Interoceánica	460
Líneas de transmisión en Perú	2,442
Línea de transmisión en Brasil	2,465
Colonización alrededor del lago	35,797
DEFORESTACIÓN PERÚ Y BRASIL	95,688
DEFORESTACIÓN PERÚ	93,223

Se ha considerado un escenario de deforestación con el talado previo a la construcción de la represa de 7,430 hectáreas, aproximadamente 30% del fondo del reservorio, tal como está propuesto en el EIA. Asimismo, se ha considerado un período de 16 años (6 de construcción más 10 de operación) como el tiempo en el que podría atribuirse a la construcción de la represa los flujos migratorios hacia la región. Más allá indudablemente la inmigración hacia la región continuará, pero el atractivo de obtener un puesto de trabajo en el proyecto hidroeléctrico o de hacer algún negocio con el personal de la compañía habrá seguramente desaparecido. Los nuevos factores de la inmigración podrían ser el aumento de tráfico en la carretera Interoceánica, la intensificación del comercio con Brasil y el crecimiento de Puerto Maldonado, por lo tanto están fuera de las perspectivas de este trabajo.

El gráfico siguiente describe la proyección del número de hectáreas que serían taladas anualmente a causa del proyecto. Como puede apreciarse, se espera un pico inicial debido a la construcción y un aumento constante del talado debido a la colonización.

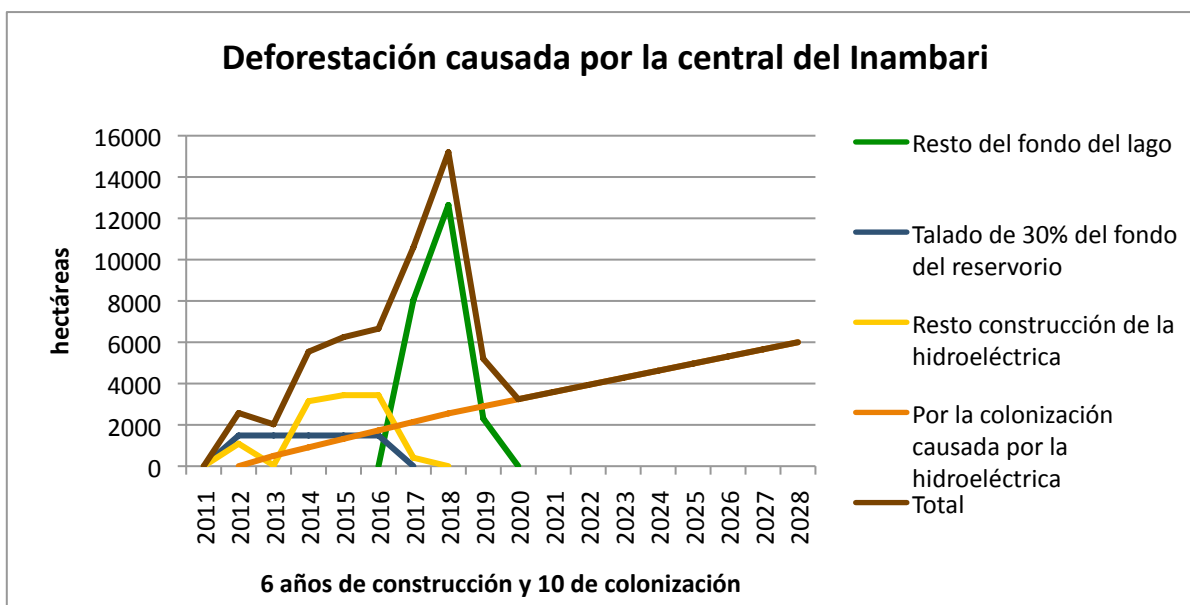


Gráfico 6. Deforestación que podría ocasionar la construcción de la hidroeléctrica del Inambari

Sin embargo, debido a que procesos de deforestación se darán en la zona aún si no se llega a implementar el proyecto, se proyectó la deforestación en caso de que no se construya la represa. Esta deforestación ocurriría como consecuencia de la inmigración, con el avance de la frontera agrícola y de la minería de oro. Para el mismo período de 16 años se esperaba que 3,500 ha sean deforestadas por la minería del oro y 9,900 por la agricultura haciendo un total de 13,400 ha. A partir de ambas proyecciones se dedujo que la deforestación neta ocasionada por la construcción de la represa ascendería a 83,333 hectáreas.

4.4.2.2 El valor del bosque

Para darle un valor al bosque el EIA aplicó un sistema de análisis común en la literatura económica ambiental¹⁸ y encontró valores por hectárea para los siguientes rubros: plantas medicinales, erosión y calidad del suelo, calidad del aire, recursos hídricos superficiales, fauna y leña. El presente estudio considera además de los rubros mencionados el valor de la madera que ya no podría ser aprovechada comercialmente y el de la biodiversidad. Los valores considerados son:

- **Plantas medicinales:** Se adoptó el valor propuesto por Simpson, Sedjo y Reid (1996), quienes estimaron un valor de 2.59 USD/ha para los bosques de las tierras altas de la Amazonía occidental, lo que equivale en USD del 2009 a 3.54 USD/ha
- **Erosión del suelo:** El EIA utilizó un valor de USD 165.93 por ha/año calculado por el Proyecto “Apoyo a la Estrategia Nacional para el Desarrollo Forestal” - FAO-GCP/PER/035 NET - INRENA, 2001, equivalente a 201 USD/ha.

¹⁸ *Valuing forests. A review of methods and applications in developing countries. IIED. London, 2003*

- **Calidad del suelo:** La capacidad productiva del suelo fue calculada por el método del costo de reposición de los nutrientes para suelos amazónicos brasileños (Medeiros J. S., 1995). Se encontró que la pérdida por deforestación era equivalente a USD 6.26 por ha/año.
- **Conservación de los recursos hídricos superficiales:** Los bosques amazónicos juegan un importante rol de regulación hídrica. Para calcular su valor el EIA tomó los valores calculados para la cuenca binacional Catamayo-Chira (Perú-Ecuador, año 2005) el que da un promedio de 45 USD/ha/año.
- **Caza y pesca:** El EIA evaluó un consumo de carne de monte de 18 kg/año por familia lo que para 759 familias en el área de influencia directa representa un consumo anual de 14 toneladas. Igualmente calculó un consumo anual de 50 toneladas de pescado. A precios actuales ellos representan USD77,400 al año. Es decir 3.13 USD/ha/año.
- **Leña:** Según el EIA 71% de la población utiliza leña para cocinar. Calculando el costo de oportunidad del tiempo de recolección se obtuvo un valor anual de USD136,000, equivalente a 5.50 USD/ha/año.
- **Calidad ambiental y su efecto sobre la salud:** Se utilizaron las herramientas propuestas por D. Azqueta (1994) para medir el efecto del cambio en la salud de las personas a consecuencia del deterioro ambiental, asumiendo tasas de morbilidad y mortalidad durante el período de construcción del proyecto (5 años), y utilizando los valores de los seguros de vida y salud. Para 759 familias se halló un valor anual de USD 156,000.
- **Valor de la madera:** Se utilizó la información del EIA sobre los tipos de bosques y especies de árboles de la región y se concluyó que hay 554 m³ por hectárea de madera en la zona del Inambari. Considerando que la mitad podría ser comercializada, a un precio de USD 1.33/m³ para madera corriente en Puerto Maldonado, el valor de la madera comercializable sería de 736 USD/ha.
- **Biodiversidad:** Prácticamente no existen estudios sobre la biodiversidad del área pero el equipo que ejecutó el EIA tomó una serie de muestras y realizó una serie de transectos que indican su riqueza. Además de estos estudios, la proximidad del Parque Nacional Bahuaja-Sonene, uno de los puntos de mayor biodiversidad en el mundo hacen que sea razonable suponer que muchas de las especies que allí habitan también existen y transitan en la zona de influencia del proyecto, sobre todo en las que aún están poco intervenidas por el hombre.

Para fines del estudio, se consideró un valor estimado por Horton et.al. (2003), para la Amazonía, el cual actualizado a 2009 asciende a USD 1,973/hectárea. El valor estimado por Horton corresponde a un ejercicio de valoración contingente para establecer el valor de la conservación

del bosque amazónico brasileño. Se asumió este valor en consideración a la proximidad del área del proyecto con el Parque Nacional Bahuaja-Sonene¹⁹.

La siguiente tabla resume los valores considerados para calcular el valor del bosque. No toma en cuenta el valor del carbono almacenado.

Tabla 15. Valor del bosque sin considerar el almacenamiento de carbono

Valor total del bosque que sería deforestado	USD/ha	%
Plantas medicinales	3.5	0.12
Erosión del suelo	201	6.72
Calidad del suelo	6.3	0.21
Recursos hídricos superficiales	45	1.50
Fauna (Caza y pesca)	3.1	0.10
Madera	736	24.60
Leña	5.5	0.18
Salud como función de la calidad ambiental	18	0.60
Biodiversidad	1,973	65.96
Total	2,991	100.0

Por lo tanto, sin incluir la biodiversidad, el valor del bosque es de 1,018 USD/ha. Se aplicó este valor al total de hectareas que serían deforestadas y se halló un valor actual neto de USD 90 millones, con una tasa de actualización social de 1%. El VAN de la biodiversidad, con la misma tasa de actualización, es de USD 175 millones. En consecuencia el valor actual neto del bosque es de USD 265 millones.

4.4.2.3 Los gases de efecto invernadero

Los embalses tropicales (y también los que están en zonas templadas) son emisores de dióxido de carbono y metano, gases de efecto invernadero. Las altas temperaturas y la abundancia de materia orgánica contribuyen a aumentar el volumen de esas emisiones.

El cálculo de las emisiones para una hidroeléctrica que no existe es particularmente difícil y seguramente inexacto, sea porque los estudios realizados hasta ahora sobre el fenómeno de emisión de gases son insuficientes o porque las evaluaciones de la biomasa en determinadas partes de la selva amazónica, como la del Inambari, aún no fueron realizadas, obligando a considerar datos de parcelas de selva amazónica con características similares.

El presente estudio evalúa las futuras emisiones del Inambari a partir de las investigaciones de: i) Iván de Lima, Luis Antonio Bambace y Fernando Manuel Ramos sobre embalses brasileños, ii)

¹⁹ El estudio global sobre la economía de la biodiversidad "The economics of ecosystems and biodiversity. Ecological and economic foundations" (KUMAR P. (Ed.), 2010) analizó 140 estudios y encontró que asignaban a los bosques tropicales valores monetarios entre 99 y 25,193 USD/ha. Cita como el caso más completo de estudio del valor de un bosque tropical al del Parque Nacional de Gunung Leuser en Sumatra, para el que se halló un valor de 4,139 USD/ha.

Corinne Galy-Lacaux Frédéric Guerin y Gwendaël Avril y otros, para la central de Petit Saut, en la Guayana Francesa y Philip Fearnside para las represas de Tucuruí, Samuel, Belo Monte y Babaquara, todas en Brasil.

Para el caso de Inambari se calculó la emisión de gases provenientes de:

- El bosque talado del fondo del embalse: 7,430 ha.
- La muerte del bosque inundado por el embalse, con descomposición aeróbica de la vegetación encima de la superficie del agua.
- La muerte de los árboles de la orla, una banda de 90m alrededor del embalse donde los árboles mueren por sus raíces anegadas.
- El fondo del embalse, con descomposición anóxica de la vegetación sumergida y del carbono lábil del suelo.
- La construcción de la central, incluyendo el acero, cemento, diesel y la electricidad utilizados.

El balance entre las existencias iniciales carbono y las emisiones de 35 años, con descomposición aeróbica de la vegetación talada del fondo del embalse es:

Tabla 16. Balance de carbono del embalse

	Existencias iniciales Millones de toneladas	Emisiones en 35 años
Bosque talado fondo embalse	1.7	1.4
Bosque inundado*	0.9	0.8
Orla del embalse	0.9	0.9
Fondo del embalse	6.2	2.9
TOTAL EMBALSE	9.7	6.0
Construcción de la central		0.9
EMISIONES TOTALES 35 AÑOS		6.9

Las existencias de carbono iniciales del cuadro no incluyen la vegetación que crece entre dos aguas en los ciclos de llenado y vaciado del embalse durante la operación ni la vegetación flotante que crece en el espejo de agua. Ambos tipos de vegetación sí están considerados en el balance de emisiones, después de su muerte y submersión.

Las cantidades de carbono consideradas son:

- Para el suelo se consideró 54 t C/ha (toneladas de carbono por hectárea) de un ultisol²⁰. Los ultisoles son los suelos mayoritarios de la zona del embalse²¹.
- Para la vegetación arbórea encima del suelo se utilizó 108 t C/ha tomadas del censo aéreo de carbono hecho por la Carnegie Institution²² en Madre de Dios. Como el censo aéreo no

²⁰ Fearnside, 2009

²¹ EIA, pág. 198 y siguientes.

²² <http://geoservidor.minam.gob.pe/geoservidor/Carnegie.aspx>

cubre exactamente la mayor parte del área de la CHI se tomaron los datos para un área aledaña y con una ecología similar.

- Para las raíces bajo el suelo se consideró 34 t C/ha.

A partir de los modelos utilizados por Philip Fearnside²³ se construyó un nuevo modelo denominado “Mazuko”, en base al cual se calcularon las emisiones de:

- CO₂ proveniente de la muerte del bosque inundado: Para ello se utilizaron las tasas de descomposición de la vegetación en el tiempo, tomadas del estudio para Babaquara. Se consideró que 30% del fondo del reservorio sería talado previo a su inundación y que 10% de la madera talada sería utilizada para construcción y fabricación de muebles, y que por lo tanto no emitiría GEI.
- Metano: Aplicando una simulación del llenado y vaciado del embalse según una secuencia de estaciones húmedas y secas. Para ello, se utilizaron los caudales característicos del río Inambari, maximizando el turbinado del caudal para maximizar la generación. Se calcularon durante 30 años, mes a mes, los niveles del embalse y la biomasa creciente en la zona ubicada entre espejos de agua. Las emisiones de metano y su equivalente en CO₂ se calcularon usando un factor GWP (Global Warming Potential) de 34²⁴

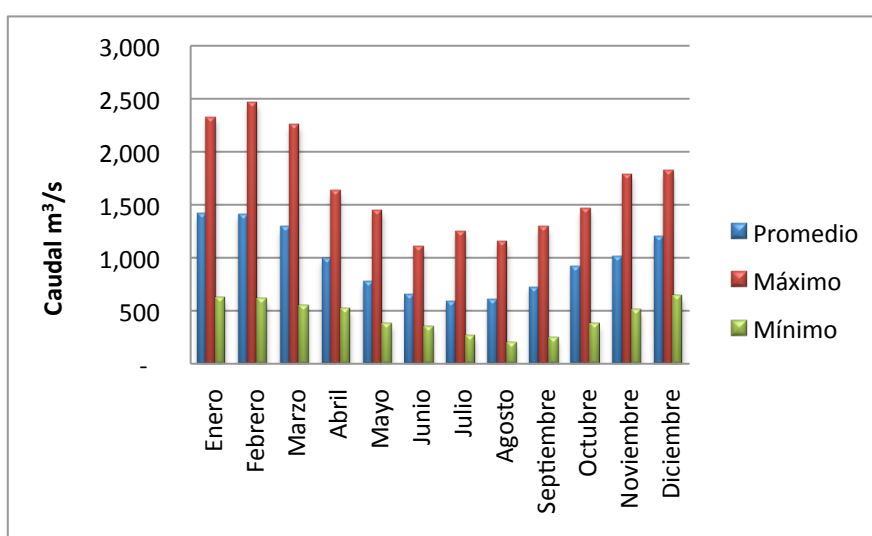


Gráfico 7. Caudales característicos del río Inambari.

Fuente: Estudio de factibilidad EGASUR.

²³ Fearnside (1995) y (2009).

²⁴ Shindell *et al.*, 2009. El Grupo Intergubernamental de Cambio Climático de la ONU consideró en su informe del 2007 que una tonelada de metano, durante 100 años equivale a 25 t de CO₂ en su contribución al calentamiento global. Pero análisis posteriores han mostrado que si se incluyen los efectos del polvo y otros aerosoles este coeficiente debería ser 34.

Además se calcularon las emisiones de GEI provenientes de la construcción de la central (acero, cemento, diesel y electricidad) y se adicionaron al modelo.

Las emisiones obtenidas se compararon con las que se liberarían a la atmósfera, si no se construye la central, y que provendrían de otras centrales en Perú y Brasil que generarían la misma cantidad de MWh. Para esto se tomaron las matrices actuales de ambos países y se extrapolaron al período 2017-2047. La brasileña, según sus planes de desarrollo energético publicados por el Ministerio de Minas y Energía, y la peruana según una proyección que hemos asumido en función de los recursos naturales existentes en el país. Esto último, debido a que el plan referencial de desarrollo de la generación del Ministerio de Energía y Minas sólo va hasta el 2017²⁵ y además es obsoleto.

La generación de emisiones equivalente de las matrices nacionales se calculó para el período 2017-2047, con 24% de la generación para el Perú y 76% para el Brasil. Los resultados se describen en la siguiente tabla (ver detalles en el Anexo 5):

Tabla 17. Emisiones de dióxido de carbono equivalente, en 30 años, de las matrices nacionales de electricidad de Perú y Brasil

País	Millones toneladas de CO₂
Perú	25
Brasil	107
TOTAL	132
Promedio emisiones CO ₂ equivalente por unidad de energía	350g/kWh

Se consideró que las emisiones unitarias de GEI de las hidroeléctricas brasileñas serán mayores que las de las peruanas (400 contra 225 g de CO₂ equivalente por kWh) debido a que las centrales situadas en los Altos Andes emiten menos metano que las situadas en las tierras bajas de la Amazonía, con grandes reservorios.

El siguiente gráfico muestra la evolución de las emisiones del Inambari, estimadas de acuerdo a las distintas fuentes. Esta estimación, considera que el bosque talado del fondo del embalse se descompone aeróbicamente. Si se quemase la vegetación talada se liberaría inmediatamente a la atmósfera casi todo el carbono contenido en ella, mientras que la descomposición aeróbica lo hace lentamente sobre un largo período.

²⁵ <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/pre%20publicaciones/PRE-2008-V4.pdf>

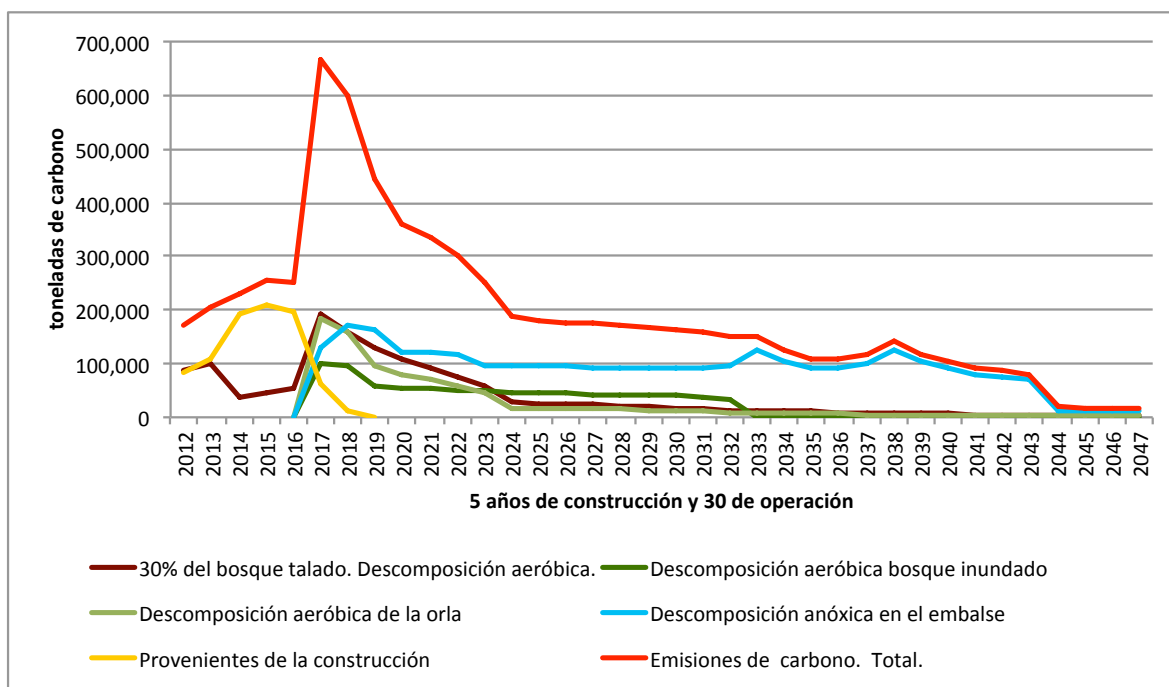


Gráfico 8. Emisiones potenciales de carbono de la hidroeléctrica, con descomposición aeróbica del bosque talado.

Las emisiones **netas** del proyecto están referidas a la diferencia entre las emisiones del Inambari, menos las de las matrices nacionales, menos las emisiones emitidas por la deforestación proyectada por agricultura y minería en el caso en el que no se construya la hidroeléctrica. Esa deforestación de 13,400 ha ocasionada por la agricultura y minería del oro, para un período de 16 años, emitiría a la atmósfera 4 millones t de CO₂ equivalente.

Las emisiones de la represa se calcularon considerando una meteorología promedio, en consecuencia, un cambio en la alternancia de estaciones húmedas y secas cambiará los resultados. Al cabo de 35 años, con el modelo meteorológico promedio las emisiones netas acumuladas de GEI del Inambari serían superiores a las suma de las emisiones de las matrices de generación de reemplazo y a las de la deforestación si no se hace la hidroeléctrica. El balance negativo es de algo más de 29m t CO₂e.

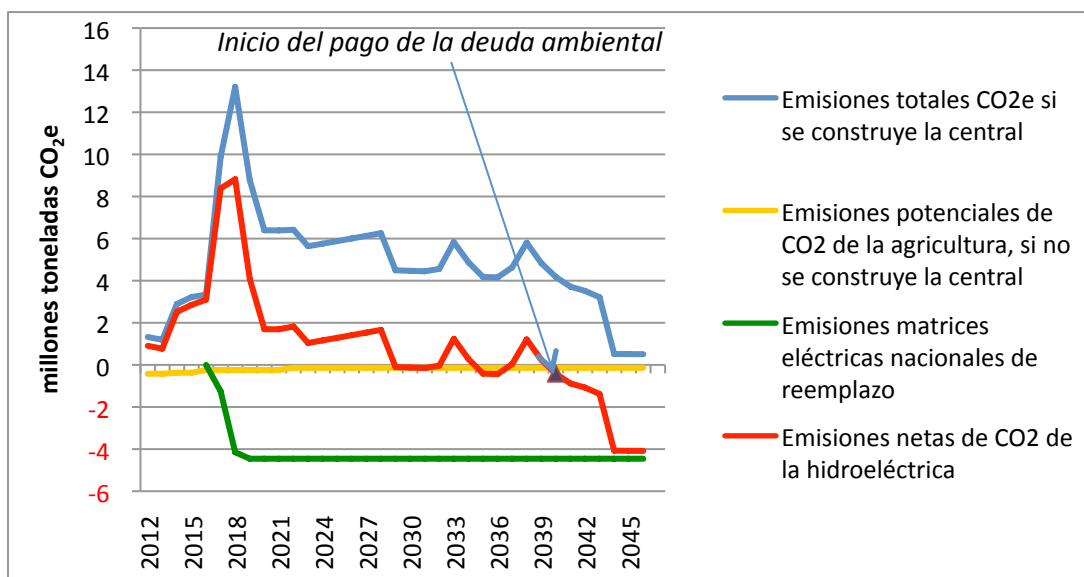


Gráfico 9 - Emisiones netas de dióxido de carbono equivalente si se construye la central.

En base a las emisiones netas estimadas, se calculó el VAN de las emisiones potenciales netas de dióxido de carbono equivalente de la CHI en función de un escenario de evolución futura de precios en el mercado de carbono. Se tomó como referencia los precios piso definidos por el Comité del Cambio Climático del Reino Unido²⁶ para 2020 y 2030, y como precio inicial, en 2011, los del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (Emissions Trading System o ETS). Para extrapolar al 2050 se utilizó el precio esperado para ese año mencionado en el “Carbon Valuation in UK Policy Appraisal (2009)²⁷”.

Tabla 18. Precios-piso esperados de la tonelada de dióxido de carbono equivalente

	2011	2020	2030	2050
USD/t CO ₂ e	13.35	47.62	111.11	281.69

Se obtuvo un VAN para las emisiones de USD 818 millones para el período 2012-2047, con una tasa de descuento de 11%. El valor estimado representa el costo de oportunidad del proyecto en consideración a los mercados de carbono emergentes.

4.5 La producción alternativa perdida

El embalse va a reemplazar la **agricultura existente** en la zona, esta misma, con mayor integración a los mercados peruano y brasileño y mejoras en la productividad, podría crecer. Se ha proyectado el crecimiento de esta actividad considerando los siguientes parámetros:

²⁶

http://hmccc.s3.amazonaws.com/Progress%202011/CCC_Progress%20Report%202011%20Single%20Page%20no%20buttons_1.pdf, pág. 18.

²⁷ Department of Energy And Climate Change, Reino Unido (2009)

- Incremento anual de la extensión cultivada: 580 ha, que es una extrapolación de la tendencia que se viene observando desde el año 2000.
- Incremento de la productividad y aumento de los precios reales de la producción. Se ha asumido una tasa de incremento de 1.5% anual para ambos factores, esta tasa, responde al aumento de los precios reales de la fruta en el mercado de Lima (en base a datos del Instituto Nacional de Estadística).

Los campesinos de la zona cultivan actualmente 3,700 ha de coca, yuca, maíz, arroz y frutas. El EIA hizo una estimación bastante precisa del valor de esos cultivos y, en función de esta y de un aumento de las superficies cultivadas, de la productividad y de los precios reales, se estimó un VAN de USD 181 millones para 35 años de producción.

Por otro lado, dentro del área de la concesión temporal de EGASUR (actualmente expirada) hay 46,813 ha de concesiones legales para la **extracción de oro**. El EIA calculó que USD 43.7 millones serían necesarios para indemnizar a los propietarios en el 2009 cuando la onza Troy estaba a USD 974. Se corrigió ese valor con el precio actual²⁸ del oro de 1,706 USD/onza y se consideró que el monto total sería pagado en una sola armada. No se consideró la posibilidad, existente, de que EGASUR extraiga el oro por su cuenta. Para que ello ocurra, habría que esperar a que el embalse acumule los sedimentos con el mineral durante un período prolongado. El VAN estimado es de USD 80 millones.

4.6 Análisis de riesgo

El análisis de riesgo permite evaluar, a través de miles de iteraciones, el efecto de las incertidumbres asociadas con la estimación de variables de entrada. Su aplicación es especialmente importante en proyectos de infraestructuras, dada la gran incertidumbre que rodea la definición de las variables de mayor importancia de los proyectos.

En el presente estudio se aplicó un análisis de riesgos utilizando el software Crystal Ball, utilizando 8 variables relevantes en la determinación de la factibilidad del proyecto y 10.000 iteraciones. La distribución asumida para todas las variables es la triangular. En esta distribución, los valores fundamentales corresponden a los valores adoptados en el flujo de caja del proyecto, mientras los valores extremos representan los valores máximo y mínimo que podría alcanzar cada variable. En ausencia de información específica sobre los niveles de incertidumbre asociada con las variables seleccionadas, los valores máximo y mínimo se definieron en función de las opciones establecidas por los autores.

Los parámetros de variación para cada una de estas variables y las variables mismas se describen en la siguiente tabla.

²⁸ London Metal Exchange, octubre 2011.

Tabla 19. Variables y parámetros considerados para el análisis de riesgo

Variabl	Valor	Rango Máximo	Rango Mínimo	Variacion % Máxima	Variación % Mínima
Precio Perú (USD/MWh)*	56	64	56	14.3	0.00
Precio Brasil (USD/MWh)	51.65	60	51.65	15.5	0.00
Precio económico (USD/MWh)*	70	77	52	0.34	0.10
Precio actual del CO2 (USD/t CO2)	13.35	17.36	9.35	0.30	0.30
Generación (miles de MW/h)	12,719	15,263	7,631	0.20	0.40
Tasa interés BNDES (%)	8.0	9.6	6.4	0.20	0.20
Tasa interés bancos privados (%)	11.0	13.2	8.8	0.20	0.20
Inversión proyectada (USD millones)	4,312	6,036	4,311	0.40	0.00

* Para el analisis de riesgo correspondiente a la viabilidad económica se consideró el precio propuesto por EGASUR para Inambari (70.00 USD/MWh), estableciéndose como rango mínimo el precio vigente en Perú.

Notas: i) Los análisis de riesgo económico consideran en todos los casos el afianzamiento del Madeira; ii) Se estableció una correlación de 0.65 entre los precios considerados.

5. Resultados

5.1 Análisis financiero: Valor actual neto del proyecto desde el punto de vista del inversionista

Los valores actuales netos (VAN) financieros del proyecto hidroeléctrico para EGASUR son los siguientes para cada uno de los casos:

Tabla 20. Valor actual neto financiero desde el punto de vista del dueño

Caso	Mercado	Parte de la generación por país	Precio \$/MWh	VAN en millones USD Tasa de actualización		
				10.48%**	12.00%	17.50%
A	PE+BR	Indiferenciado	70.00	1,580	1,209	427
B	PE	24%	56.00	797	530	0.023
	BR	76%	51.96			
C	PE	48%	56.00	853	578	29
	BR	52%	51.96			
D*	PE+BR	Indiferenciado	70.00	582	341	-122

*Caso Engevix. No incluye afianzamiento de centrales del Madeira

**WACC Costo ponderado promedio del capital (Weighted average cost of capital)

Como se puede apreciar en la tabla anterior el proyecto es altamente rentable para el inversionista. No obstante, si se considera la tasa de actualización que corresponde a la rentabilidad requerida por los inversionistas de 17.5%, el proyecto es sólo viable financieramente

con una tarifa de 70.00 USD/MWh. También puede observarse en la misma tabla la importancia financiera que tendría para el proyecto la generación de ingresos a partir del afianzamiento de las centrales del Madeira, sin este afianzamiento el VAN financiero para los inversionistas es significativamente menor (una diferencia entre los casos A y D de alrededor de mil millones de dólares, considerando una tasa de actualización de 10.48%).

Los cuadros siguientes muestran la importancia del afianzamiento del Madeira en la rentabilidad del proyecto, en función de las tarifas peruana y brasileña, para distintos niveles de distribución de la energía y considerando en todos los casos una tasa de actualización de 12%.

Tabla 21. VAN de EGASUR y sensibilidad a las tarifas eléctricas peruanas y brasileñas (en 10⁶ \$us)

Con afianzamiento del Madeira y 24% de la generación para Perú						
	Tarifa brasileña (USD/MWh)					
Tarifa peruana (USD/MWh)	60.00	51.96	50.00	45.00	40.00	35.00
10.00	283	-35				
15.00	344	28	-51			
30.00	583	216	139	-61		
40.00	642	338	262	65	-136	
56.00	823	530	456	264	68	-134
70.00	957	695	622	434	242	44
Sin afianzamiento del Madeira y 24% de la energía para Perú						
	Tarifa brasileña (USD/MWh)					
Tarifa peruana (USD/MWh)	51.96	55.00	56.00	57.00		
65.00	-237	-112	-72	-31		
66.00	-224	-100	-59	-19		
67.00	-211	-87	-46	-6		
68.00	-198	-74	-34	7		
69.00	-185	-61	-21	19		
70.00	-26	119	167	214		
Con afianzamiento del Madeira y 48% de la energía para Perú						
	Tarifa brasileña (USD/MWh)					
Tarifa peruana (USD/MWh)	60.00	51.96	50.00	45.00	40.00	35.00
30.00	159	-60	-115	-255		
40.00	404	191	139	2	-136	
50.00	642	435	384	252	118	-19
56.00	781	578	528	398	266	132
60.00	861	672	622	494	364	231
70.00	1,048	885	845	729	603	474

La primera parte de la tabla 21 muestra que, con afianzamiento del Madeira y con 24% de la energía para Perú, el Inambari es rentable si se considera el precio actual en Perú y una tarifa

brasileña de 40 USD/MWh (la tarifa actual brasileña es de 51.96 USD/MWh). A medida que ambas tarifas suben, el proyecto se hace más rentable para los inversionistas.. Por otro lado, en la segunda parte de la tabla se observa que, con afianzamiento y 24% de la energía para Perú el proyecto es rentable si se considera el precio propuesto por EGASUR (70 USD/MWh), o bien, si las tarifas suben a 68 y 57 USD/MWh en los mercados peruano y brasileño respectivamente, es decir, si se considera en todos los casos precios superiores a los actualmente vigentes . Finalmente, la tercera parte de la tabla muestra que, con afianzamiento y 48% de la energía para Perú, si se considera la tarifa actual brasileira, se requeriría que el precio en Perú caiga a \$us 30/MWh para que el proyecto deje de ser rentable.

Teniendo en cuenta su alta rentabilidad, cuando se incluye el afianzamiento del Madeira, evidente en la tabla anterior, los promotores del proyecto podrían tener una estrategia muy competitiva. Puesto que la tarifa eléctrica es más alta en el Perú que en el Brasil y que además tiene tendencia a subir, a EGASUR le convendría vender el máximo de electricidad posible en el mercado peruano.

Sin embargo, teniendo en cuenta la necesidad del Brasil de obtener una parte de su energía de los países vecinos y de que EGASUR se beneficiaría de créditos con mejores condiciones provenientes del BNDES, fuertemente subvencionados por el gobierno brasileño, es posible que la empresa tenga que reservar obligatoriamente parte importante de la energía del Inambari para el mercado brasileiro. Por otro lado, si la cantidad de energía exportada a Brasil fuese muy pequeña, surgen el cuestionamiento sobre cómo podría amortizarse una línea de transmisión presupuestada en USD 882 millones. Una respuesta podría ser la cuasi obligatoriedad de construir las cuatro otras centrales que estarían incluidas en el Acuerdo Energético Perú-Brasil.

El gráfico siguiente muestra el incremento del VAN del proyecto a medida que su participación en el mercado peruano aumenta y el fuerte incentivo que tendría EGASUR en privilegiarlo. Cabe mencionar que las tarifas eléctricas en Chile son mucho más altas que en el Perú, por lo tanto, si la empresa consideraría la posibilidad de exportar energía al norte de Chile, posiblemente el VAN de la empresa sería mayor.

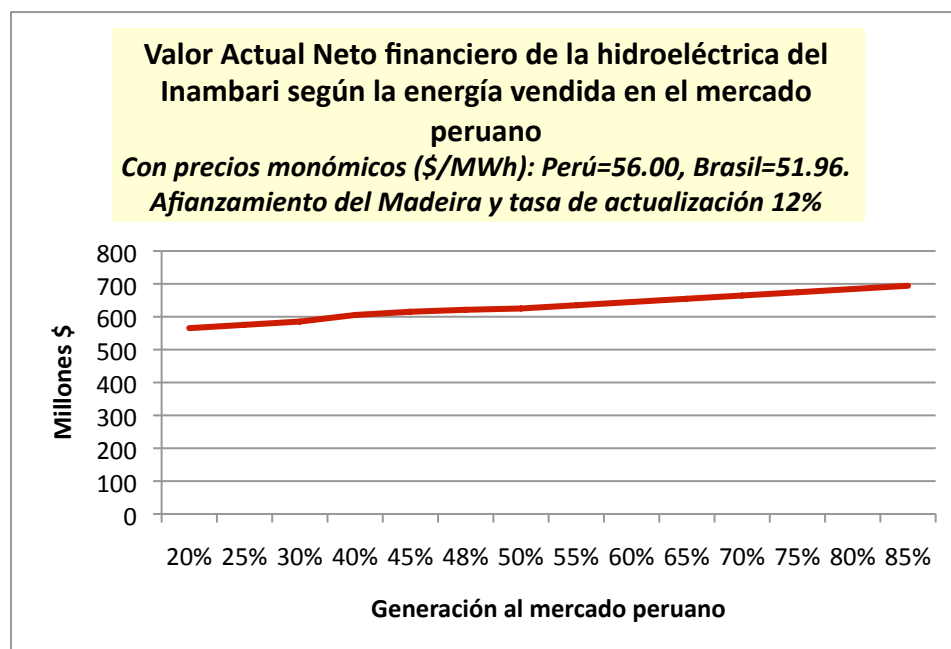


Gráfico 10 - VAN de la hidroeléctrica del Inambari según el porcentaje de generación vendido en el mercado peruano.

Respecto al canon hidro-energético, esto corresponde al 50% del impuesto a la renta y se destina directamente a las regiones y municipalidades para que lo inviertan en infraestructura. En el caso del Inambari ese canon deberá ser dividido entre las regiones de Madre de Dios, Puno y Cusco. La existencia de ese canon es usada actualmente como argumento por algunas autoridades para justificar la construcción de la hidroeléctrica. Como puede apreciarse en la siguiente tabla, el VAN de los ingresos que recibiría cada región ascendería a USD 3 millones/año, en el mejor de los casos. La razón de que el canon sea tan bajo es que la empresa comenzaría a pagar el impuesto a la renta muy tarde, debido a la depreciación acelerada y al reembolso de su deuda.

Tabla 22. Canon hidro-energético para las regiones

Casos	A	B	C	D
VAN Canon hidro-energético (10 ⁶ USD)	198	56	60	45
Repartido entre (años de vigencia)	22	14	15	12
Promedio anual (10 ⁶ USD)	9	4	4	4
Parte para cada Región (10 ⁶ USD/año)	3.0	1.3	1.3	1.3

5.2 VAN del proyecto incluyendo el valor de la madera del bosque intervenido.

Según la ley peruana al obtener la concesión hidroeléctrica EGASUR automáticamente obtiene la concesión forestal del área de servidumbre. Por lo tanto puede comercializar la madera allí contenida, pagándole sólo una cantidad simbólica al Estado. El valor de esa madera está calculado en el cuadro siguiente:

Tabla 23 - Valor de la madera de la concesión

Áreas susceptible a aprovechamiento		% del total	ha	m ³
Área de la concesión			193,153	
Bosques		90%	173,838	
Bosques que realmente podría explotar EGASUR		40%	69,535	15,708,581
Valor de la madera				
Valor inicial de la madera de la concesión		736	\$/ha	\$51,166,342
Pago al estado*	2.00	S/./m ³	S/. 31,417,163	\$11,341,936
Valor de la madera				\$39,824,406
VAN de la madera (USD) para el período 2012-2014		Tasa de actualización		
		10.48%	11%	12.00%
		36,166,160	36,008,210	35,709,894
			17.50%	34,187,573

S/.: soles peruanos

* Resolución Ministerial N° 107-2000-AG (4/3/2000)

La siguiente tabla muestra el VAN total de EGASUR, considerando será la suma del VAN hidroeléctrico más el de la concesión forestal para los distintos casos y tasas de actualización consideradas.

Tabla 24 - VAN de EGASUR para la concesión hidroeléctrica y forestal

VAN incluyendo la concesión forestal		10⁶ USD		
Tasa de actualización		10.48%	12%	17.50%
A		1,617	1,245	461
B		833	566	34
C		889	614	63
D		618	527	-87

Cabe destacar que estas estimaciones no consideran los ingresos que EGASUR podría percibir debidos al oro de aluvión que trae el río y que se acumulará en la represa y al oro de las concesiones que está obligada de adquirir para poder hacer sus trabajos.

5.3 Análisis Económico: VAN de las externalidades ambientales y sociales

La tabla siguiente muestra el VAN de los impactos ambientales y sociales del proyecto.

Tabla 25. VAN de las externalidades ambientales y sociales

Externalidades consideradas	VAN (USD millones)	%	Tasa de actualización
Valor del bosque destruido	90.0	6.51%	1%
Valor de la biodiversidad	174.5	12.62%	1%
Valor emisiones netas CO ₂ equivalente	817.7	59.13%	11%
VAN ambiental	1,082.4	78.26%	
VAN inversión social faltante	39.5	2.86%	11%
VAN agricultura perdida	180.6	13.06%	11%
VAN producción oro perdida	80.4	5.82%	11%
VAN agricultura y minería perdidas	261.1	18.88%	
VAN total externalidades	1,383,1	100%	

El costo de la oportunidad perdida por la emisión de GEI es predominante en la determinación del VAN total de los costos ambientales y sociales. Este costo representa el valor de los ingresos que dejaría de percibir la sociedad peruana al emitir a la atmósfera carbono cuyo almacenamiento podría generar ingresos en futuros mercados regulados²⁹.

5.4 Análisis económico: desde el punto de vista de la sociedad

Se calculó el VAN económico para los casos A, B y C, con una tasa de actualización social de 11%, salvo en el caso de los valores ambientales relativos al bosque, para los que se usó una tasa de 1%. La tabla siguiente muestra el detalle de la factibilidad económica del proyecto para casos A, B y C.

²⁹ El Estudio de Impacto Ambiental utiliza dos superficies diferentes para el embalse en su cota máxima: en un punto se mencionan 37,766 ha y en otro 35,234 ha, es decir una superficie 7% menor. En este análisis hemos utilizado la primera cifra, que es la que está consignada en el Estudio de Factibilidad. La utilización de la segunda resultaría en una pequeña disminución del área deforestada y de la emisión de GEI, que no implicarían cambios importantes en los valores actuales de las externalidades ambientales.

Tabla 26. Valor económico de la Central del Inambari para Brasil y para Perú
(en millones de USD)

	A	B	C
Generación	Mercado Indiferenciado	24% para Perú	48% para Perú
Tarifa Perú (USD/MWh)	70.00	56.00	56.00
Tarifa Brasil (USD/MWh)	70.00	51.96	51.96
Valor económico (USD)	640	-466	-375

Como se puede apreciar en la tabla, considerando los ajustes fiscales y financieros e internalizando las externalidades ambientales y sociales que fueron cuantificadas, el proyecto aparece como económicamente deseable sólo en el caso A, debido a la alta tarifa considerada, que es la tarifa propuesta por EGASUR. No obstante, la aplicación de esa tarifa representaría una disminución de la eficiencia del sector eléctrico, la cual, deberá ser pagada por los consumidores, tanto del Perú como del Brasil. En los casos B y C, donde se consideran tarifas más bajas para los mercados brasileño y peruano, el VAN económico del proyecto es negativo, para ambos casos. Es decir, en consideración de esos precios, el proyecto implica una pérdida económica para el conjunto de las sociedades peruana y brasileña.

5.5 Análisis distributivo

Para el análisis distributivo se calcularon los valores actuales netos de los ingresos de entidades peruanas, habiéndose considerado al gobierno, los trabajadores de la empresa y las empresas de servicios. También se ha calculado el VAN del perjuicio a los consumidores si la tarifa aumenta de USD 56.00 por MWh (tarifa actual de generación) a USD 70.00. Para los casos A, y D se calculó el impacto del alza de la tarifa con 24% de la generación para el Perú.

Tabla 27. Comparación entre el VAN de EGASUR, el gobierno, otras entidades peruanas y la sociedad (en millones de USD)

		Otras entidades peruanas y la sociedad (en millones de USD)			
		A	B	C	D
		sin reparto	24% para Perú	48% para Perú	sin reparto
		Tarifa PE=70.00	Tarifa PE=56.00	Tarifa PE=56.00	Tarifa PE=70.00
EGASUR		1,245	566	614	527
Gobierno		732	364	518	388
Trabajadores		6	2	2	2
Empresas		230	230	230	230
Total entidades peruanas		968	597	751	620
Costos ambientales y sociales		-1,383	-1,383	-1,383	-1,383
Consumidores de electricidad*		-200	0	0	-200
IGV		-180	-144	-288	-180
Total sociedad peruana		-795	-930	-920	-1,143
Año en el que comienzan a pagar impuesto a la renta		2025	2033	2032	2035
Años después del inicio de operaciones		8	16	15	18
*Para el cálculo del costo del alza de tarifa para los consumidores de electricidad en los casos A y D se ha asumido que 24% de la generación irá al mercado peruano.					

Las vastas pérdidas que causaría el proyecto para la sociedad peruana contrastan con su rentabilidad para el promotor. Como se puede ver en la tabla, después de EGASUR, el gran ganador del proyecto es el gobierno peruano, ya que participa a las utilidades a través del impuesto a la renta, el fondo del Ministerio de Trabajo y el impuesto general a las ventas (IGV). En el caso de las tarifas más altas el VAN del gobierno ascendería a USD 732 millones. Con las tarifas actuales tendría un VAN mínimo de 364 millones, esto, con 24% de la energía para el Perú (aumentando la participación del mercado peruano el VAN del gobierno aumenta). Las ganancias de las empresas prestadoras de servicios son constantes y en función de los gastos de operación y mantenimiento de EGASUR, que son independientes de los precios de la electricidad.

Comparando los valores estimados para las entidades peruanas con los costos ambientales, se puede apreciar que prácticamente todas las ganancias son eliminadas por los costos ambientales y sociales. Si se toma el caso con 24% de la energía para el Perú, las ganancias de las entidades peruanas, representarían en promedio solamente el 43% de las pérdidas ambientales y sociales que generaría el proyecto.

Así mismo, se puede apreciar que las pérdidas de los consumidores de electricidad a consecuencia del alza de la tarifa son casi equivalentes a las ganancias de los trabajadores y las empresas

peruanas. Los VAN descritos han sido calculados con una tasa de actualización de 12%, menos para los costos ambientales y sociales (1 y 11% como ya se ha señalado).

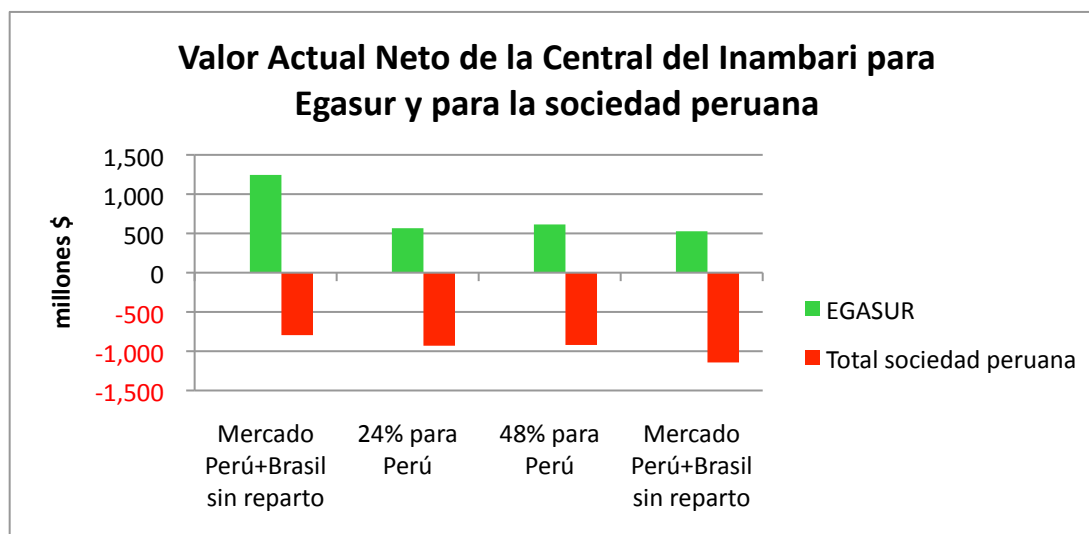


Gráfico 11 - Ganancias y pérdidas de EGASUR y de la sociedad peruana con el proyecto Inambari

Complementariamente y de manera referencial, se hizo un análisis comparativo entre los beneficios que generaría el proyecto a las entidades peruanas y aquellos beneficios que irían a la economía brasileña, específicamente a los bancos y a las entidades proveedoras de bienes y servicios. Para ello, se consideró que la utilidad neta de las empresas brasileñas representa el 15% de sus ingresos brutos, mientras que la de los bancos brasileños³⁰ representa el 22.5%. Se utilizó el caso con 24% de la generación para el Perú para hacer los cálculos.

Tabla 28. Aportes de la CH Inambari a las economías de Brasil y Perú

VAN (USD millones)	Brasil	Perú
Bienes y servicios durante la construcción	1,342	230
Ganancias del personal	30	
Bienes y servicios durante la operación	12	
Ganancias bancos	421	
EGASUR	566	
Gobierno		364
Trabajadores		2
Total	2,371	596

³⁰ Retorno sobre el patrimonio líquido de los bancos brasileños en 2010.

<http://www.litci.org/inicio/newspaises/brasil/2878-bancos-parasitos-que-sofocan-el-pais>

Como se puede apreciar el proyecto generaría beneficios mucho más altos para las empresas brasileñas que para las peruanas, si se considera el caso B, los beneficios de las entidades peruanas (incluido el gobierno) representan solamente el 25% de los beneficios que serían percibidos por las empresas brasileñas.

El proyecto tendría un valor adicional para el Brasil si su energía reemplazase la energía de punta generada por termoeléctricas. Además ese aporte de energía tendrá un efecto multiplicador en ambas economías que no se ha calculado.

5.6 Análisis de riesgo

El análisis de riesgo probabilístico se aplicó a 7 escenarios, los 4 casos de análisis financiero de EGASUR y los análisis económicos que consideran el afianzamiento del Madeira³¹. Como puede apreciarse, la probabilidad de que el proyecto alcance una viabilidad financiera en caso de que se de el afianzamiento del Madeira es muy alta, no así en caso de que este afianzamiento no se de (53% de probabilidad). Así mismo, debido a los altos costos ambientales y sociales del proyecto, la viabilidad económica del mismo tiene una probabilidad de ocurrencia de 55% si se considera el precio propuesto por EGASUR y un mercado indiferenciado. Si se consideran los precios vigentes la probabilidad de que el proyecto llegue a ser deseable para la sociedad peruana es menor al 20%.

Tabla 29. Resultados del análisis de riesgo probabilístico

Análisis	Probabilidad ocurrencia VAN positivo (%)
Viabilidad financiera para EGASUR con afianzamiento (indiferenciado)	98,18
Viabilidad financiera para EGASUR con afianzamiento (24% para Perú)	91,29
Viabilidad financiera para EGASUR con afianzamiento (48% para Perú)	100,00
Viabilidad financiera para EGASUR sin afianzamiento (indiferenciado)	53,09
Viabilidad económica (mercado indiferenciado)	55,60
Viabilidad económica (24% para Perú)	13,64
Viabilidad económica (48% para Perú)	19,16

³¹ La probabilidad de que el proyecto sea viable económicamente sin considerar el afianzamiento del Madeira es próxima a 0.

6. Conclusiones

- El proyecto se beneficia de un sitio geográfico excepcional, con buena geología a la salida de la cordillera de los Andes, con un río de gran caudal alimentado por una pluviometría abundante y en aumento, además de una forma en anfiteatro de la cordillera, las que combinadas con la dirección de los vientos predominantes aseguran un abastecimiento de agua bastante confiable. También las actuales existencias de bosques en las cabeceras y vertientes aseguran una escurrentía adecuada en la época seca. Estas condiciones hacen que el proyecto sea atractivo para los inversionistas.
- El proyecto es altamente rentable para el promotor pero no es deseable par la sociedad peruana a causa de sus altos costos ambientales y sociales.
- La inversión sería deseable para la sociedad peruana sólo en caso de que el precio económico de la electricidad nueva este por encima de los precios vigentes en Perú y Brasil (alcanzando el precio propuesto por los promotores del proyecto) y, a al vez, se perciba un beneficio adicional por el afianzamiento de los proyectos hidroeléctricos Santo Antonio y Jirau en el río Madeira. De otra forma, el proyecto no sería deseable.
- No es seguro que a mediano plazo los mercados peruano y brasileño lleguen a la tarifa considerada por los promotores del proyecto en el estudio de factibilidad (70 USD/MWh) a partir de los precios actuales (56.00 para Perú y 51.96 para Brasil). Sin embargo, si llegase a ocurrir ese incremento en la tarifa eléctrica, se generaría una pérdida significativa para los consumidores de electricidad, pues tendrían que asumir el costo de ese incremento.
- Si se asume que el gobierno peruano no tomase en cuenta los costos ambientales y decida ir adelante con el proyecto, este sería muy competitivo teniendo en cuenta su alta rentabilidad financiera, la cual, depende en gran medida, de que se consideren los ingresos provenientes del afianzamiento del Madeira.
- La economía brasileña sería mucho más beneficiada por el proyecto que la peruana (unas cuatro veces más). Además, el Perú deberá absorber buena parte de los costos ambientales y sociales.
- Las pérdidas para la sociedad peruana serían principalmente las generadas por el impacto ambiental. La pérdida de bosque como consecuencia del llenado del embalse y la deforestación causada por la inmigración a la zona tendrían un impacto devastador en la biodiversidad, la calidad de las aguas y en el clima. Además, el impacto en la biodiversidad no sólo se va a sentir en la zona de influencia directa del proyecto sino también en el adyacente Parque Nacional Bahuaja-Sonene, una de las zonas de biodiversidad más ricas del mundo.

7. Discusión

- Dado que la rentabilidad del proyecto está ampliamente asegurada por su bajo costo de generación, su rentabilidad podría ser aumentada exportando energía al mercado chileno, donde la electricidad cuesta más del doble que en el Perú.
- Antes de ofrecer concesiones, sobre todo sin licitación, el gobierno peruano debería calcular la rentabilidad económica y los impactos ambientales y sociales de la explotación de los mejores sitios hidroeléctricos. Asimismo, un mejor conocimiento de los costos sociales y ambientales, brindaría los argumentos necesarios para que el gobierno pueda subastar las concesiones en mejores condiciones.
- La firma eventual de un acuerdo energético con Brasil debería tomar en cuenta el tipo de matriz energética requerida por el Perú, la equidad y eficiencia de cada proyecto propuesto, y la estrategia de conservación y desarrollo a ser adoptada para la región amazónica. Es indispensable que los grandes proyectos que se están preconizando en la Amazonía se inserten dentro de una evaluación estratégica ambiental y de una matriz energética eficiente definidas por el gobierno peruano.
- Si proyectos de la magnitud de Inambari se ejecutan debería implementarse un sistema de cálculo y financiamiento de compensación ecológica integral, asegurando que la pérdida neta de ecosistemas sea igual a cero. Esto a fin de que proyectos de infraestructura no impliquen pérdidas para el capital natural del país.
- Es vital tener una línea de base científica previa de todos los lugares sensibles desde el punto de vista ambiental donde se pretende hacer desarrollos hidroeléctricos. Es una inversión, pequeña si se compara con la inversión en la construcción, pero que permitirá definir los límites de los proyectos y saber lo que se perdería y lo que se ganaría si se construyen.

8. Referencias

- ABRIL G., GUÉRIN F. *et al.* (2005). Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of 10-year old tropical reservoir (Petit Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles*, 19, GB 4007.
- ANDERSEN L. (1997). Cost-benefit analysis of deforestation in the Brazilian Amazon. *Texto para Discussão N° 455*, IPEA, RJ. 42 p.
- ASNER G. *et al.* (2010). High resolution forest carbon stocks and emissions in the Amazon. www.pnas.org/cgi/content/short/1004875107.
- AZQUETA D. (1994). Valoración económica de la calidad ambiental. Mc Graw Hill. Bogotá.
- BARTHEM R. *et al.* (2003). Ecología acuática del río Madre de Dios. Asociación para la Conservación de la Cuenca Amazónica. Lima.

BINNEY J. y ZAMMIT C. (2010). Australia: The Tasmanian Forest Conservation Fund. En OECD: Paying for Biodiversity: Enhancing the Cost-Effectiveness of Payments for Ecosystem Services.

CAMBPBELL C. y BROWN H. (2003). Benefit-Cost analysis. Financial and economic appraisal using spreadsheets. Cambridge University Press.

CHAMBI P. (2001). Valoración económica de secuestro de carbono mediante simulación aplicada a la zona del río Inambari y Madre de Dios. En: Glave, M. y Pizarro, R. (eds), *Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú*, Lima: INRENA-IRG-USAID.

COMMITTEE ON CLIMATE CHANGE UK (2011). Meeting carbon budgets-Third progress report to Parliament.

http://hmccc.s3.amazonaws.com/Progress%202011/CCC_Progress%20Report%202011%20Single%20Page%20no%20buttons_1.pdf

COMISIÓN EUROPEA. DG POLÍTICA REGIONAL (2003). Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión.

CRAFT A. y SIMPSON D. (2001). The value of biodiversity in pharmaceutical research with differentiated products. *Environmental and Resource Economics*. 18: 1-17.

CUADROS DULANTO M. H. (2001). Valoración económica total de la biodiversidad en Bahía Independencia, Reserva Nacional de Paracas. En: Glave, M. y Pizarro, R. (eds), *Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú*, Lima: INRENA-IRG-USAID.

DASGUPTA P., SEN A. y MARGLIN S. (1972). Pautas para la evaluación de proyectos. UNIDO, Viena.

DE LA CRUZ R., Macroconsult S. A. (2012). Panorama del sector eléctrico peruano. Presentación en ExpoEnergía. Lima.

DE VASCONCELOS S. S., FEARNSIDE P. *et al.* (2011). Mapeamento das áreas afetadas por incêndios florestais no sul do Amazonas e estimativas das emissões potenciais de carbono. INPE, São José dos Campos.

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, REINO UNIDO (2009). Carbon Valuation in UK Policy Appraisal: A revised approach. *Climate change economics*.

DHAKAL D.N.S. y JENKINS G.P. (2009). Power purchase agreements for risk and rent sharing in Himalayan hydropower developments. Duke Center for International Development, Duke University, E.U.A., y Department of Economics, Queen's University, Canadá, y Eastern Mediterranean University, Chipre del Norte.

ECSA INGENIEROS y EGASUR (2011). Estudio de Impacto Ambiental Hidroeléctrica del Inambari. Lima. Disponible en http://dar.org.pe/eia_inambari.html.

EGASUR, ENGEVIX y SyZ (2010). Estudio de Factibilidad de la Central Hidroeléctrica del Inambari-Resumen Ejecutivo del Proyecto.

FAS (2008). The Juma Sustainable Development Reserve Project: Reducing Greenhouse gas emissions from deforestation in the state of Amazonas, Brazil. Project Design Document. Fundação Amazônia Sustentável, Manaus/AM. Version 3.0. 117 p.

FEARNSIDE P. (1995). Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of greenhouse gases. *Environmental Conservation*. 22(1): 7-19.

FEARNSIDE P. (1996). Amazonian deforestation and global warming: carbon stocks in vegetation replacing Brazil's Amazon forest. *Forest Ecology and Management* 80:21-34.

FEARNSIDE P. (1997). Environmental services as a strategy for sustainable development in rural Amazonia. *Ecol. Econ.* 20(1), 53-70.

FEARNSIDE P. (2001). Environmental Impact of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons of hydroelectric development in Amazonia. INPA, Manaus.

FEARNSIDE P. (2002). Implicações das emissões de gases de efeito estufa de um reservatório hidrelétrico (a represa de Tucuruí) e as suas implicações para política energética. INPA, Manaus.

FEARNSIDE P. (2003). A floresta amazônica nas mudanças globais. INPA, Manaus.

FEARNSIDE P. (2005). Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development and the environment in Amazonia. INPA, Manaus.

FEARNSIDE P. (2009). As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos. UFPA*.

FEARNSIDE P. (2011a). Gases de efeito estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos. UFPA*.

FEARNSIDE P. (2011b). Hidrelétricas amazônicas como emissoras de gases de efeito estufa. *Proposta 35 (122): 24-28*.

FLECK L. (2009). Eficiência econômica, riscos e custos ambientais da reconstrução da rodovia BR-319. *Conservation Strategy Fund*.

FLORIO M. *et al.* (2003). Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión. Unidad responsable de la evaluación. DG Política Regional. Unión Europea.

GOULDING M., BARTHEM R. *et alia* (2010). La Cuenca del río Inambari. Ambientes acuáticos, biodiversidad y represas. *Wildlife Conservation Society*. Lima.

GOULDING M., CAÑAS C., BARTHEM R. *et alia* (2003). Amazon headwaters. Rivers, wildlife and conservation in Southeastern Peru. Asociación para la Conservación de la Cuenca Amazónica. Lima.

HARBERGER A. C. (1973). Project Evaluation Collected Papers. Chicago, Markham.

HORTON B. *et al.* (2003). Evaluating non-users willingness to pay for the implementation of a proposed national parks program in Amazonia: A UK/Italian contingent valuation study. CSERGE Working Paper ECM, 02-01.

INAMBARI GERAÇÃO DE ENERGIA S/A, ENGEVIX y SyZ (2010). Central Hidrelétrica Inambari. Estudio de Factibilidad. 2ª etapa-Reporte Final.

JANSSON A. M. (1993). Investing in natural capital: the ecological economics approach to sustainability. International Society for Ecological Economics. En Google Books.

JENKINS G. y HARBERGER A. (2000). Manual de análisis de costo-beneficio de las decisiones de inversión. Harvard Institute for International Development.

KUMAR P. (Editor) (2010). The economics of ecosystems and biodiversity. Ecological and economic foundations. Earthscan. Londres y Washington D. C.

LAWRENCE S. (2008). Power Surge. The impacts of rapid dam development in Laos. International Rivers, Berkeley, E. U. A.

LITTLE J. M. D. y MIRRLESS J. A. (1974). Project appraisal and planning for developing countries. Heinemann. Londres.

MEDEIROS J. S. (1995). Aspectos económicos-ecológicos de la producción y utilización del carbón vegetal en la siderurgia brasileña. En: Economía ecológica: Aplicações no Brasil. REDCAPA. Peter May. Río de Janeiro.

MOSQUERA C., CHÁVEZ M. L., PACHAS V. H., MOSCHELLA P. (2009). Estudio diagnóstico de la actividad minera artesanal en Madre de Dios. Fundación Conservación Internacional. Lima.

NOGUEIRA E., FEARNSIDE P., NELSON B., BARBOSA R., KEIZER E. (2008). Estimates of forest biomass in the Brazilian Amazon. New allometric equations and adjustments of biomass from wood-volume inventories. Forest Ecology and Management. 256: 1853-1867.

PEARCE D. y MORAN D. (1994). The economic value of biodiversity. IUCN, Gland.

PEARCE D. (1995). Capturing global environmental values. Earthscan. En Google Books.

PEARCE D. (1997). Can non-market values save the tropical forests? Center for Social and Economic Research on the Global Environment. University College London and University of East Anglia.

PEARCE D., PEARCE C., PALMER C. (2002). Valuing the environment in developing countries: case studies. Edward Elgar Publishing, Cheltenham,UK.

PUEYO S. y FEARNSTIDE P. (2011). Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios de hidrelétricas: Implicações de uma Lei de Potência. INPA. Manaus.

REEBURGH W. S. (2003). Global methane biogeochemistry. The Smithsonian NASA Astrophysics Data System. <http://adsabs.harvard.edu/abs/2003TrGeo...4...65R>

RUITENBEEK H. J. (1991). Mangrove management. An economic analysis of management options with a focus on Bintuni Bay, Irian Jaya. Ministry of State for Population and Environment, Jakarta.

RUITENBEEK H. J. (1992). The rainforest supply price. A tool for evaluating rainforest conservation expenditure. Ecological Economics, vol. 6, nº 1, July, pp. 57-78.

SCHUMPETER (2011). Why firms go green. The Economist, 12 November.

SERÔA DA MOTTA R. (2002). Estimativa do custo econômico do desmatamento na Amazônia. Rio de Janeiro. Disponible en www.csr.ufmg.br/simamazonia/apresenta/suppl.pdf .

SERRA VEGA j. (2010). Inambari: La urgencia de una discusión seria y nacional. Pros y contras de un proyecto hidroeléctrico. Pro Naturaleza. Lima.

SHINDELL D. T. *et al.* (2009). Improved attribution of climate forcing to emissions. Science. 326: 716-718.

SILVA R. P. (2007). Alometria, estoque e dinâmica da biomassa das florestas primárias e secundárias na região de Manaus. INPA, Manaus.

SIMPSON D., SEDJO R., REID, J. (1996). Valuing biodiversity for use in pharmaceutical research. Journal of Political Economics. Vol. 104, Issue 1.

TOL, R., (2008). The social cost of carbon: trends, outliers and catastrophes. Economics E-Journal, 2:2008-25.

TORRAS M. (2000). The total economic value of Amazonian deforestation 1978-1993. Ecological Economics. 33: 283-297.

VALOR ECONÓMICO (2011). Oposição indígena barra usinas brasileiras no Peru. São Paulo 29/11/2011 <http://www.valor.com.br/internacional/1116510/oposicao-indigena-barra-usinas-brasileiras-no-peru>

VOGEL J. H. (1997). The successful use of economic instruments to foster sustainable use of biodiversity: six case studies from Latin America and the Caribbean. Biostrategy Associates.

WORLD BANK & MIGA (2005). Project appraisal document on a proposed IDA grant (Nam Theun 2 social and environment project) in the amount of SDR 3.1 million (US\$20 million equivalent) to the Lao People's Democratic Republic. Report N° 31764-LA.

WORLD BANK (2005). Nam Theun 2 resettlement program and budget, Appendix A.1. Concession Agreement signing copy.

Anexos

Anexo 1 - Características técnicas de la central del Inambari.

Área del reservorio al nivel máx. de operación normal	km ²	378	
Área media	km ²	333	
Área del reservorio al nivel mín. de operación normal	km ²	289	
Área de fluctuación del nivel del agua	km ²	89	
Variación del nivel del agua	m	22	
Volumen del nivel máx. de operación normal	10 ⁹ m ³	23.01	
Volumen medio	10 ⁹ m ³	19.33	
Volumen del nivel mín. de operación normal	10 ⁹ m ³	15.66	
Volumen de almacenamiento vivo	10 ⁹ m ³	7.36	
Volumen muerto	10 ⁹ m ³	15.66	
Perímetro cota nivel máx.	525 m	km	843
Perímetro cota cerca del mín.	500 m	km	663
Faja de árboles con raíces afectadas por embalse	m	98	
Área de árboles con raíces afectadas	km ²	82	
Profundidad del agua promedio al nivel máx.	m	60.9	
Profundidad media	m	58.0	
Tiempo de residencia máx.	días	60.5	
N° de turbinas		4	
Potencia máx. por turbina	MW	563	
Capacidad instalada	MW	2,200	
Consumo de agua por turbina	m ³ /s	352	
Caudal turbinado máx. total	m ³ /s	1,408	
Caudal promedio	m ³ /s	961	
Velocidad máx. en el canal de aducción	m/s	0.77	
Velocidad máx. p. caudal turbinado en el canal de fuga	m/s	1.23	
Elevaciones snm			
Nivel máx. de operación normal	m	525	
Nivel mín. de operación normal	m	503	
Nivel de la cresta del vertedero	m	503	
Fondo del canal de aducción	m	484	
Solera de entrada de las turbinas	m	485	
Otros parámetros			
Cuenca de drenaje	km ²	18,265	
Evaporación anual	mm	2,140	
Precipitación media anual en la cuenca controlada	mm	2,400	

por la central

Localización

Latitud 13° 10' 59" S

Longitud 70° 23' 02" O

Anexo 2 - Simulaciones para determinar la solución técnica maximizando el Beneficio/Costo de la Central del Inambari.

Las premisas utilizadas para determinar la mejor solución técnica para la CHI fueron las siguientes:

- Integración a la red: se realizaron dos simulaciones, con la central aislada y con la central integrada a la red brasileña.
- Modelo de simulación referente a hidroeléctricas individualizadas: MSUI de Eletrobras, versión 3.1.
- Cronograma de desembolsos anuales: 15%, 18%, 20%, 22%, 25%.
- Tasa anual de interés: 11%.
- Tasa de descuento: 11%.
- Vida económica útil: 30 años.
- Factor de recuperación del capital, FRC = 0.115
- Costo de referencia de la energía: USD 68 por MWh (precio máximo de la subasta A-5 del año 2008 (R\$123 por MWh).
- Costos operacionales (operación y mantenimiento, costos fijos e impuestos sectoriales): USD 2.78 por MWh.
- Impuestos: 30% sobre la ganancia neta.

Los datos básicos utilizados fueron:

- Serie de caudales sobre 40 años.
- Los datos de evaporación del embalse calculados para el proyecto.
- Polinomios para el estudio energético que son generados a partir de las curvas cota x área y cota x volumen y de la curva-clave aguas abajo (la curva-clave es la que relaciona el nivel del río con su caudal).

Anexo 3 - Beneficios energéticos de la Central del Inambari para las centrales del Madeira.

La CH Inambari, con un reservorio de 20.493 millones de m³, estaría ubicada aguas arriba, a una distancia de unos 1.200 km, de las centrales brasileñas del río Madeira: Jirau y Santo Antonio. Estas dos son centrales tienen reservorios relativamente pequeños en comparación con el caudal del Madeira.

Según un ejercicio hecho por Mario Veiga Pereira de PSR, para el Proyecto CIER 15 Fase II, utilizando el programa GRAF y presentado en la reunión de la Comisión Energética Regional (CIER) en Río, en octubre del 2009, el Inambari podría mejorar la rentabilidad de ambas centrales jugando un rol de regulador, aumentando su energía firme, es decir suministrando agua durante la estación seca. Esto requerirá de una estrategia operativa conjunta entre las respectivas compañías.

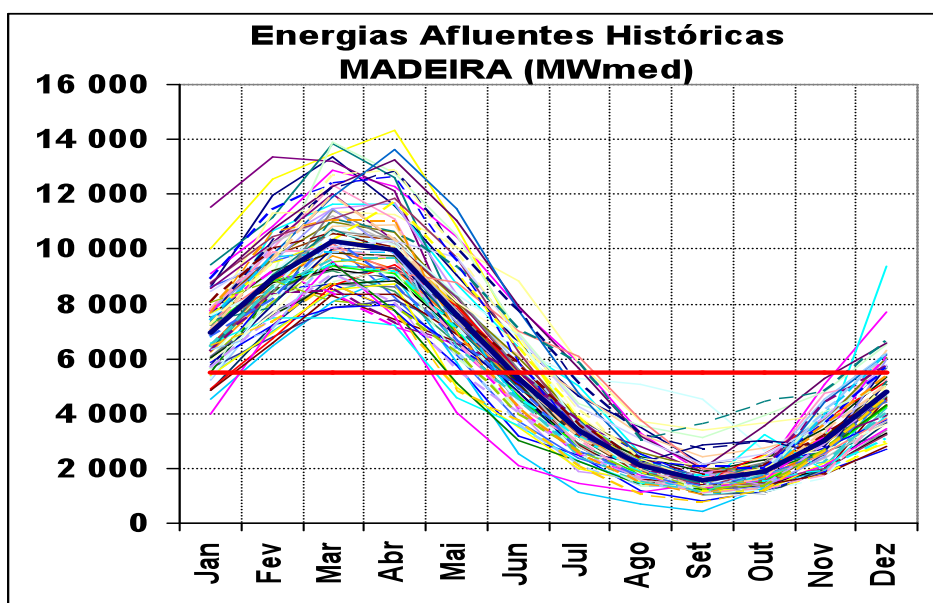
Las centrales del Madeira y la del Inambari

CARACTERÍSTICAS	SANTO ANTONIO (Brasil)	JIRAU (Brasil)	INAMBARI
Potencia instalada (MW)	3.450	3.450	2.200
Nivel de agua normal en el embalse (msnm)	70	90	525
Nivel de agua normal al pie de la represa (msnm)	53	73	320
Superficie del embalse en cota máxima (km ²)	271	258	378
Vida útil del embalse (años)	138	221	1.934
Caudal diseño vertedero, T=10.000 años (m ³ /s)	84.938	83.566	20.458
Número y tipo de turbinas	48, Bulbo	44, Bulbo	4, Francis
Potencia unitaria de cada turbina (MW)	71,9	78.4	550
Factor de capacidad de las plantas	0,61	0,59	0,719
Relación Área del embalse/Potencia (km²/MW)	0,079	0,075	0,172
Inversión con líneas de transmisión (USD millones)	26.900		4.847
Inversión por kW instalado (USD/kW)*	3.899		2.193

*Se ha considerado la inversión total del complejo Santo Antonio-Jirau

Fuente: Bank Information Center y Estudio de Factibilidad Inambari.

La energía firme (EF) de un conjunto de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas es la máxima energía constante (MW medios) que puede ser suministrada por estas plantas si ocurre la sequía más severa del historial del río. En la figura siguiente se puede ver la drástica caída de la capacidad de generación del río Madeira en la estación seca, fundamentalmente entre junio y noviembre. El reservorio del Inambari podría aumentar la potencia disponible de las centrales del Madeira en esa época.



Energía media disponible en el río Madeira, según sus caudales históricos

Fuente: Presentación del Sr. José Carlos de Miranda Farias, Empresa de Pesquisa Energética, Seminario de Integración Energética Perú-Brasil, Lima, 14/1/2010.

La diferencia entre la energía firme conjunta del Inambari y de las centrales del Madeira (EF Madeira) y la EF Madeira sería de 1.395 MW en promedio.

$$(EF \text{ Inambari} + EF \text{ Madeira}) - EF \text{ Madeira} = 1.395$$

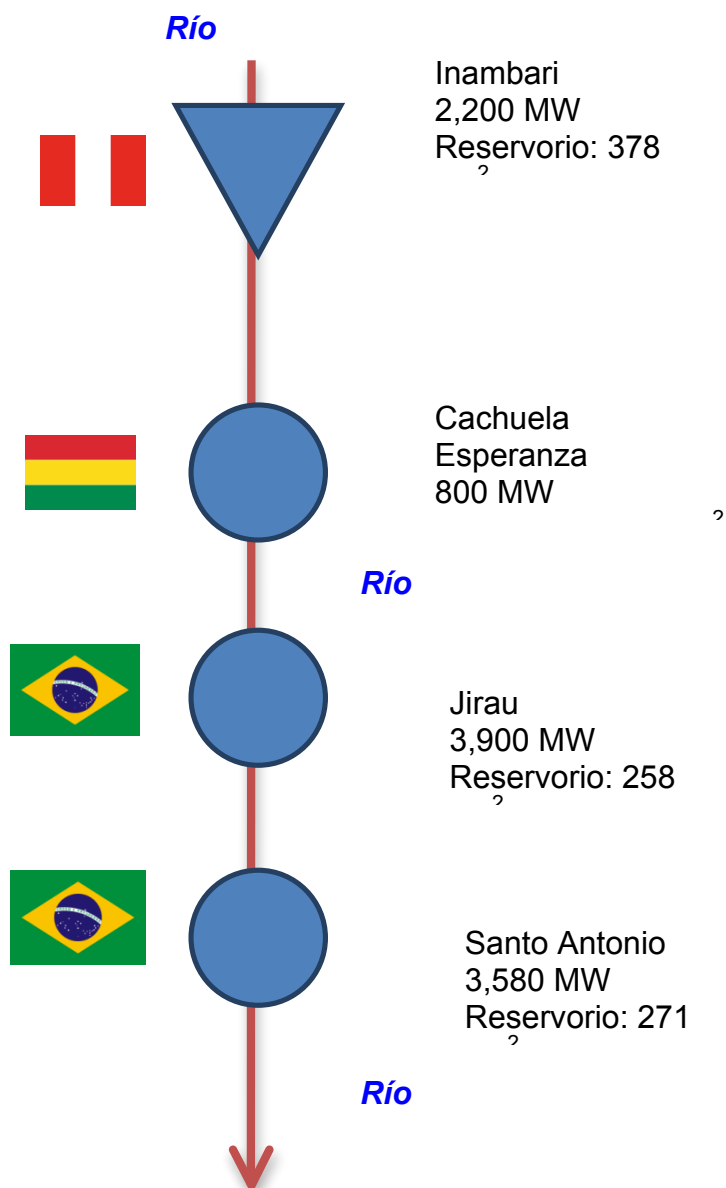
Como la EF Inambari aislada sería de 1.092 MW, el beneficio económico de la integración sería de $1.395 - 1.092 = 303$ MW.

Este sería el beneficio óptimo para el Brasil, no necesariamente para el Perú. Si, al contrario, se optimiza la operación de la central para el Perú, puede que este beneficio sea menor.

El valor para el Brasil de este beneficio sería:

$303 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas/año} \times 146 \text{ R\$ (costo marginal de la energía a largo plazo)} = 388 \text{ millones de R\$ anuales}$, es decir aproximadamente USD 212 millones anuales.

Notar que este estudio fue hecho para una potencia instalada del Inambari de 2.000 MW y una EF de 1.092 MW. Actualmente la potencia a instalarse es de 2.200 MW y la EF de 1.581 MW, por lo tanto las cifras deben cambiar, pero el principio es el mismo.



Centrales del Inambari, Beni y Madeira.

Ya que entre el Inambari y el Jirau se construiría la central boliviana de la Cachuela Esperanza, este ejercicio deberá ser rehecho en el futuro con nuevos datos.

Anexo 4 - Conclusiones del Análisis del Estudio de Impacto Ambiental de la Central del Inambari.

Las conclusiones más importantes de este análisis son las siguientes:

- 1- La línea de base ambiental ha sido hecha recopilando una buena parte de la información existente sobre la zona y por lo tanto nos parece exhaustiva y una buena base para investigaciones ulteriores.
- 2- Los muestreos de fauna también son una importante recopilación de información que por la primera vez se hace sistemáticamente en la zona.
- 3- Igualmente, el método utilizado para la valoración económica de los impactos ambientales nos parece parcialmente correcto, no así algunos de los datos utilizados.
- 4- EGASUR asume que 7,737 personas serán afectadas por la construcción de la CHI. Nosotros pensamos que serán unas 9,000, tomando en cuenta el crecimiento demográfico al 2012 y una pequeña población a lo largo del río aguas abajo del embalse. Esta población aguas abajo de la represa no se menciona en el EIA.
- 5- El EIA no ha calculado los posibles efectos del fenómeno de El Niño ni escenarios de los efectos del calentamiento global.
- 6- No se han evaluado los efectos del calentamiento global en los glaciares y lagunas de las cabeceras de cuenca. Dependiendo de la velocidad de fundición de los glaciares estas lagunas, eventualmente, podrían reventar, con devastadoras consecuencias aguas abajo.
- 7- No se ha previsto ningún plan para salvaguardar los abundantes fósiles de la zona.
- 8- Hay versiones diferentes sobre el área de canteras que sería explotada: 872 hectáreas (ha) en el estudio de factibilidad y 708 ha en el EIA. Sin embargo en la evaluación del área impactada el EIA sólo considera 30 ha de canteras y lo mismo en el presupuesto para su restauración al cierre de la obra. Es necesario que EGASUR confirme cuál sería la extensión real de canteras que podrían ser explotadas.
- 9- No se indica cuántos mineros de oro hay en el Área de Impacto Directo (AID), cuánta superficie ocupan ni dónde están. Tampoco el estado de su explotación.
- 10- Hay escasez de tierras cultivables en el AID y las que hay son muy pobres. Esto va a obligar a EGASUR a ubicar a los desplazados que quieran seguir siendo agricultores lejos del AID.
- 11- El EIA no indica dónde se piensa reubicar a los damnificados, ni la calidad de las tierras ni las distancias a la carretera más cercana, ni el detalle de la inversión en servicios básicos como agua, desagüe, electricidad, comunicaciones y disposición de residuos sólidos. Por lo tanto el presupuesto de reasentamiento no parece haberse basado en datos reales. Este es un punto fundamental que falta.
- 12- La biomasa arbórea (encima del suelo) unitaria, calculada por ECSA es de 91 t/ha. Esto no coincide con la biomasa calculada para zonas similares de la Amazonía que da entre 223 y 244 t/ha. Dilucidar este punto es importante porque incide sobre el valor del bosque deforestado y sobre las emisiones de gases de efecto invernadero. (GEI).

- 13- Es también importante dilucidar si EGASUR debe pagar por el bosque destruido. Al precio de \$11,537 por hectárea, las 39,500 hectáreas que la empresa destruiría directamente tienen un valor de \$456 millones.
- 14- También sería importante definir quién sería el propietario de la madera extraída, puesto que EGASUR sólo tendría la servidumbre, sin pagar nada por ella.
- 15- La parte Zonificación Ambiental está inconclusa. Los límites entre las zonas no están claramente definidos y, sobre todo, no se especifican exactamente las funciones de cada zona.
- 16- En la identificación y evaluación de impactos ambientales se ha aplicado una metodología exhaustiva y correcta pero es al nivel de los resultados obtenidos que tenemos algunas dudas. Se planteó un escenario con hidroeléctrica y otro sin hidroeléctrica. El escenario sin hidroeléctrica no contiene ninguna evaluación cuantificada del posible desarrollo de la zona en los próximos 30 años. Esto hace que sea imposible compararlo con el escenario con construcción de la hidroeléctrica.
- 17- Se hicieron 45 Hojas de Campo para analizar la gravedad de los impactos ambientales. Tenemos discrepancias con las evaluaciones de 19 de ellas. Ver cuadro pertinente.
- 18- Han considerado que unas 10,000 personas inmigrarán hacia la zona de la represa, a la búsqueda de trabajo, pero estiman que su impacto será “ligero” aunque este es el doble de la población actual de Mazuko, lo que nos parece una prudente subestimación. De todas maneras no hay ningún cálculo de cómo se llegó a esa cifra ni una evaluación de los cambios que traerían al área.
- 19- No se cuantificó las emisiones potenciales de gases de efecto invernadero que provendrían de la central ni las compensaciones que podrían ofrecer por su emisión, como por ejemplo, la compra de Certificados de Carbono. Nosotros hemos calculado que la construcción, la destrucción del bosque y el embalse emitirían, por lo menos, el equivalente de 145m de toneladas de CO₂.
- 20- Dos presas bajas deberían ser construidas aguas arriba y aguas abajo de la represa principal. La primera para mezclar las capas de agua oxigenada e hipóxica del embalse, y la segunda para ayudar a liberar el metano contenido en el agua de descarga. Ninguna de las dos es mencionada por el EIA.
- 21- Hay una discrepancia entre las áreas que inundaría el embalse en su cota máxima en diferentes páginas del EIA. En un punto se mencionan 37,766 ha y en otros 35,234 ha. Es decir una superficie 7% menor.
- 22- El EIA indica que 24,767 ha de bosque serán inundadas. Nuestros cálculos indican que sólo en el área del reservorio, 29,930 ha quedarán bajo las aguas y que en otras 8,200 ha, en una faja de unos 100 m de ancho, alrededor del reservorio los árboles morirán a causa del anegamiento de sus raíces. Es decir 38,100 ha.
- 23- En total el EIA indica que sólo 24,767 ha serán deforestadas, mientras que nosotros hemos calculado que en realidad se perderán 96,000 ha de bosque, la mayor parte a causa de la inmigración atraída por la construcción de la CHI. El valor del bosque, más los cultivos existentes, más la minería del oro que se perdería a causa de la construcción de la represa tendrían un Valor Actual Neto de \$1,383 millones, tal como se demuestra en este Análisis

Financiero y Económico. Si no se construye la represa hemos proyectado que entre la agricultura y la minería del oro se deforestarían unas 13,000 ha.

- 24- El presupuesto para el Plan de Fortalecimiento Institucional parece demasiado pequeño: \$800 mensuales durante la construcción.
- 25- El EIA reserva un presupuesto para talar sólo 30% del fondo del embalse pero no justifica ni ese porcentaje ni el montante del presupuesto. No indica que se haría con la madera talada.
- 26- El Plan de Manejo de la Cuenca nos parece insuficiente, con consecuencias sobre la sedimentación del embalse y la evapotranspiración del bosque. No se especifican ni los medios ni la inversión para la protección de la cuenca aguas arriba.
- 27- No hay un Plan de Manejo del río aguas debajo de la represa.
- 28- Hay muy pocos fondos para el monitoreo del río aguas abajo de la represa, de sus playas y aguajales.
- 29- No se han definido las grandes líneas de investigación de la Estación Científica.
- 30- No se ha definido programas especiales de conservación para las especies vulnerables de la zona.
- 31- No hay detalles sobre el Manejo del Ecosistema Acuático ni sobre cómo se llevará a cabo en la etapa operacional.
- 32- No indica cómo se va a modificar la calidad del agua del río una vez que sus tributarios sean inundados.
- 33- No hay una propuesta, ni presupuesto, para un sistema para que los peces migratorios puedan sortear el dique (túneles, ascensores u otros). Esto quiere decir que la sociedad peruana debe aceptar la pérdida de esas migraciones como un costo ambiental más que no será asumido por la empresa.
- 34- No hay presupuesto, después de que la construcción termine, para la restauración integral de la flora en el área afectada. De hecho no se indican ni cuántas hectáreas serán reforestadas ni con qué especies.
- 35- El EIA debería haber incluido una propuesta de Plan de Inversiones y un Cronograma para todas las acciones de mitigación ambiental y social que serían obligatorias durante los 30 años el período de operación.

Anexo 5 - Matrices de electricidad de Perú y Brasil 2017-2047.

PERÚ	Generación	Emisiones unitarias	Emisiones totales
2017-2047	MWh	g/kWh	toneladas de CO ₂
Hidroeléctricas Altos Andes	54,115,883	225	12,176,074
Gas natural	13,528,971	571	7,725,042
R500	1,803,863	900	1,623,476
Carbón	901,931	1,270	1,145,453
Diesel 2	901,931	819	738,682
R6	90,193	900	81,174
Bagazo	180,386	89	16,054
Gas de Refinería	90,193	571	51,500
Eólicas	10,913,370	-	-
Biomasa	1,803,863	46	82,978
Solar	3,156,760	150	473,514
Geotérmica	2,705,794	205	554,688
TOTAL	90,193,138		24,668,635
t CO ₂ /MWh			0.274

BRASIL	Proporción de la matriz	Generación	Emisiones unitarias	Emisiones totales
2017-2047		MWh	g/kWh	toneladas de CO2
Generación del Inambari		285,611,604		
Hidroeléctrica	72.9	208,271,690	400	83,242,815
Gas natural	4.0	11,399,125	571	6,508,900
Petróleo	0.9	2,478,071	806	1,997,325
Gas industrial	1.4	3,964,913	571	2,263,965
Biomasa	8.7	24,780,707	46	1,139,913
Nuclear	2.4	6,938,598	3	21,510
Carbón mineral	2.0	5,699,563	1,270	7,238,444
Eólica	3.7	10,655,704	-	-
Solar	0.0	2,478	150	372
Importación contratada	4.0	11,421,608	400	4,565,031
			100.0	
TOTAL				106,978,276
t CO ₂ /MWh				0.375

Fuentes: Plano Nacional de Energía 2030, MME, 2007 y extrapolación del Plano Nacional de Expansão de Energía 2020

Anexo 6 – Resultados del análisis de riesgo probabilístico

