



PÉRDIDAS Y OPORTUNIDADES PERDIDAS: **UN ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO DE LA EXPLORACIÓN DE** **PETRÓLEO EN LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS**

ESTUDIO BASADO EN LA METODOLOGÍA OFICIAL DEL GOBIERNO
FEDERAL – ACB (ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO) - 2026

RESUMEN

<p>1 INTRODUCCIÓN</p> <p>2 WWF-BRASIL Y LA AGENDA DE INFRAESTRUCTURA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA</p> <p>3 ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO DE COSTO-BENEFICIO (ACB) Y BIENESTAR COLECTIVO</p> <p>4 LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS</p>	<p>04</p> <p>10</p> <p>14</p> <p>20</p>	<p>5 PARTE 1 - ESCENARIO DE COMBUSTIBLES FÓSILES</p> <p>El proyecto base: un módulo petrolero típico en la desembocadura del río Amazonas</p> <p>Del potencial de reservas al diseño del módulo representativo</p> <p>El módulo típico en cifras</p> <p>BTU por BTU: el módulo como oferta energética equivalente</p> <p>Energía total y combustibles derivados del petróleo</p> <p>Combustibles derivados: configuración “Litro por Litro”</p> <p>6 PARTE 2 - ELECTRIFICACIÓN</p> <p>Escenario de electrificación como alternativa al petróleo</p> <p>Electrificación y el futuro del transporte</p> <p>Cómo se evalúa la electrificación en el Análisis Costo-Beneficio</p> <p>Una matriz renovable, viable y de bajo impacto</p> <p>Real por Real: un portafolio con el mismo costo social</p> <p>BTU por BTU: comparación de distintas rutas que entregan exactamente el mismo servicio energético</p> <p>La pregunta que orienta la decisión</p>	<p>24</p> <p>26</p> <p>28</p> <p>30</p> <p>33</p> <p>33</p> <p>34</p> <p>36</p> <p>38</p> <p>38</p> <p>39</p> <p>39</p> <p>40</p> <p>42</p> <p>43</p>	<p>7 PARTE 3 - BIOCOMBUSTIBLES</p> <p>Los biocombustibles como alternativa directa</p> <p>Una historia que ya existe</p> <p>Política pública que brinda previsibilidad</p> <p>Creciente demanda de combustibles sostenibles</p> <p>Costos privados frente a costos sociales</p> <p>Qué se incluye en el cálculo del escenario de biocombustibles</p> <p>No se trata de “capacidad ociosa”: la inversión debe iniciarse desde cero</p> <p>Origen de los parámetros de costo</p> <p>Etanol: competitivo y basado en una cadena de valor madura</p> <p>Biodiésel: la materia prima domina el costo</p> <p>Macaúba: potencial para reducir los costos de producción del biodiésel</p> <p>SAF (combustible sostenible de aviación): el más costoso entre las opciones renovables</p> <p>Biometano: una ventaja clara frente al GLP</p> <p>Cronograma de implementación “Litro por Litro” y maduración de las rutas tecnológicas</p> <p>Costos sociales y emisiones: qué cambia cuando se considera el costo social total</p> <p>Uso del suelo: gran superficie disponible, sin necesidad de nueva deforestación</p> <p>Condiciones para un desempeño óptimo</p>	<p>44</p> <p>46</p> <p>46</p> <p>46</p> <p>46</p> <p>49</p> <p>49</p> <p>49</p> <p>49</p> <p>50</p> <p>50</p> <p>50</p> <p>51</p> <p>51</p> <p>52</p> <p>52</p> <p>52</p> <p>53</p>	<p>8 PARTE 4 - COMPARACIÓN INTEGRADA DE ESCENARIOS — LO QUE REVELAN LOS DATOS</p> <p>El costo de oportunidad de optar por el petróleo</p> <p>Por qué la transición energética es más eficiente</p> <p>Análisis de riesgos e incertidumbres</p> <p>Activos varados y riesgo de transición</p> <p>Gobernanza, subsidios y el mito de las rentas petroleras</p> <p>Principales hallazgos</p> <p>La transición energética como opción de desarrollo</p> <p>Conclusiones clave</p> <p>9 REFERENCIAS ADICIONALES</p>	<p>54</p> <p>55</p> <p>55</p> <p>56</p> <p>56</p> <p>56</p> <p>58</p> <p>60</p> <p>61</p> <p>62</p>
---	---	---	--	---	---	--	---



HAGA CLIC
en los títulos para navegar
entre los capítulos

INTRODUCCIÓN

La exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas forma parte del debate público sobre el petróleo como vía de desarrollo: generar riqueza hoy para sostener inversiones y financiar la transición energética mañana.

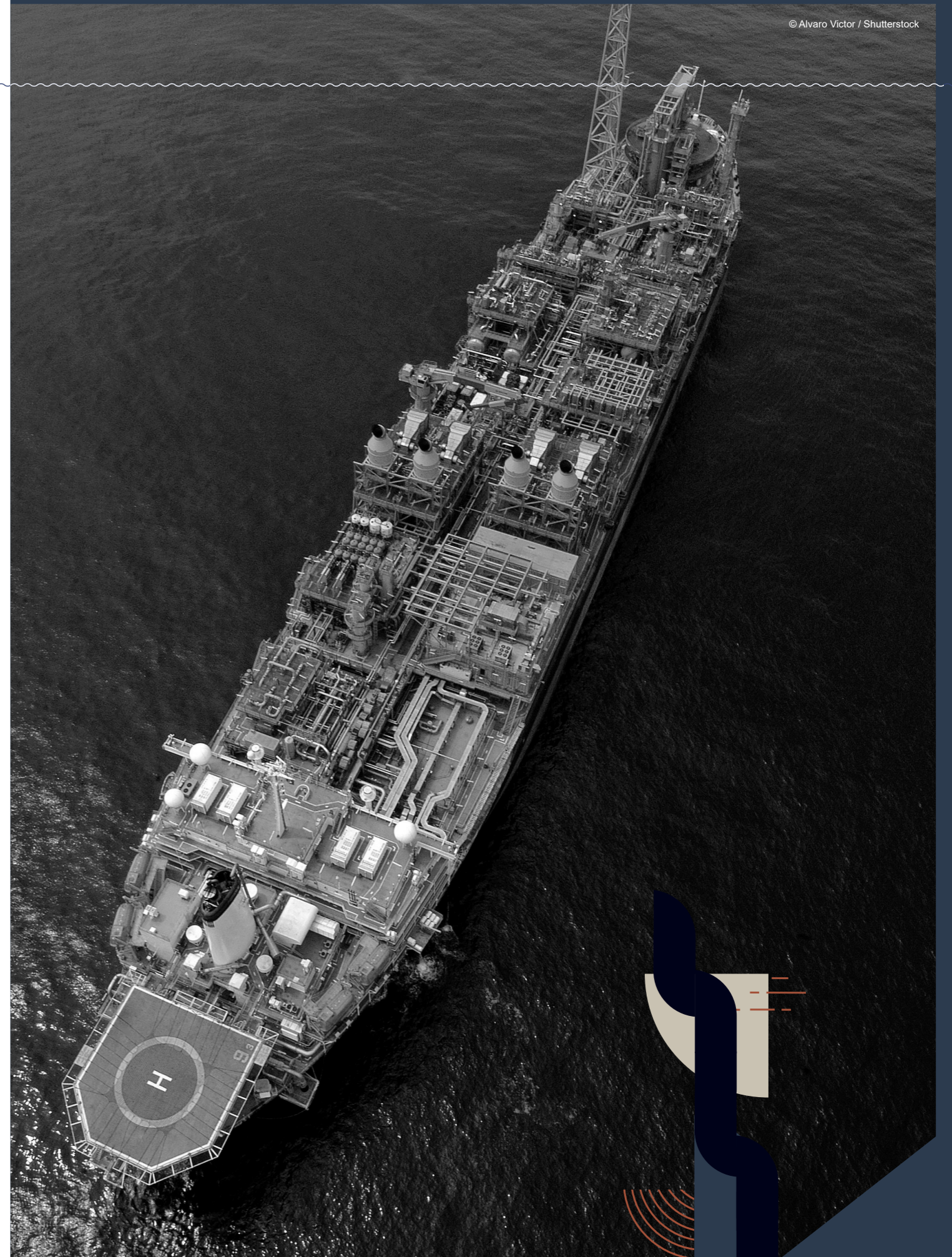
El debate suele plantearse en términos de potencial productivo y recaudación pública. Sin embargo, la pregunta decisiva para el país es otra: ¿qué puede ganar y qué puede perder la sociedad brasileña al abrir una nueva frontera petrolera en un contexto de transición energética acelerada y riesgos crecientes?

Con el objetivo de responder a esta pregunta con base en evidencia – y no en expectativas – se elaboró el estudio sintetizado en este documento. En lugar de limitar el análisis a la viabilidad financiera desde la perspectiva

del inversionista, se aplica un Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio (ACB), metodología oficial del Gobierno Federal para la evaluación de inversiones públicas, con el fin de medir el retorno real para la sociedad.

Esto implica incorporar en un mismo marco analítico los costos directos, los beneficios y las externalidades, incluidas aquellas que no se reflejan en los precios de mercado pero que afectan a toda la población: riesgos climáticos, costos difusos y consecuencias de largo plazo.

El punto de partida es claro: la demanda social es por energía y por servicios energéticos, no por la mercancía “petróleo” en sí misma. Por esta razón, el estudio compara la ruta de los combustibles fósiles con alternativas efectivas de transición energética mediante criterios de equivalencia que permiten una comparación justa y verificable: misma inversión (Real por Real), misma energía entregada (BTU por BTU) y volumen equivalente de combustibles (Litro por Litro).





¿QUÉ REVELAN LOS DATOS?

Al traducir el debate en cifras concretas, el estudio ofrece orientación clara para responsables de políticas públicas, inversionistas y tomadores de decisión: cuando los costos y beneficios se evalúan desde una perspectiva social — y no únicamente desde la óptica del lucro privado — **la exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas podría generar pérdidas de miles de millones para el país.**

Los resultados demuestran que persistir en la “ruta fósil” representa una grave ineficiencia asignativa. En otras palabras, **la inversión propuesta no genera los retornos esperados para la sociedad brasileña, sino que implica mayores costos totales, riesgos financieros elevados — incluido el riesgo de activos varados — y retornos sociales negativos.**

Las pérdidas se amplían cuando se incorporan los costos asociados al cambio climático, que actualmente no se reflejan en los balances corporativos, pero cuyos impactos recaen sobre la sociedad en su conjunto.

Las rutas alternativas ofrecen mayor seguridad energética y reducen los riesgos fiscales y climáticos.

Al mismo tiempo, el estudio hace explícito el costo de oportunidad: **persistir en el desarrollo petrolero implica renunciar a beneficios sociales significativos que podrían alcanzarse al redirigir recursos hacia la ruta renovable y hacia biocombustibles**, como el etanol, el biodiésel y el biometano. Esta opción genera mayores beneficios socioeconómicos inmediatos y fortalece la seguridad energética, sin comprometer la estabilidad climática y fiscal de largo plazo del país.



EVIDENCIAS PARA RESPONSABLES DE POLÍTICAS PÚBLICAS Y TOMADORES DE DECISIÓN

El propósito de este análisis es ofrecer una hoja de ruta clara para orientar las decisiones de política pública y las estrategias de inversión con base en lo que verdaderamente importa para la sociedad: retorno social, costo total y exposición al riesgo.

LA MATRIZ ENERGÉTICA DE BRASIL

La matriz energética brasileña es amplia, diversificada y con gran potencial. El país combina energía hidroeléctrica, petróleo y gas, bioenergía, energía eólica y solar, con un crecimiento sostenido de las fuentes renovables en los últimos años: actualmente, el **88,2%** de la generación eléctrica de Brasil es renovable. Esta combinación constituye un activo estratégico: fortalece la seguridad energética, reduce la dependencia del petróleo y el gas (que aún representan el **43,6%** del consumo total de energía), evita la concentración en una única fuente y aumenta la flexibilidad frente a choques de precios y cambios en el contexto internacional.

88,2%
de la generación eléctrica
de Brasil ya es renovable

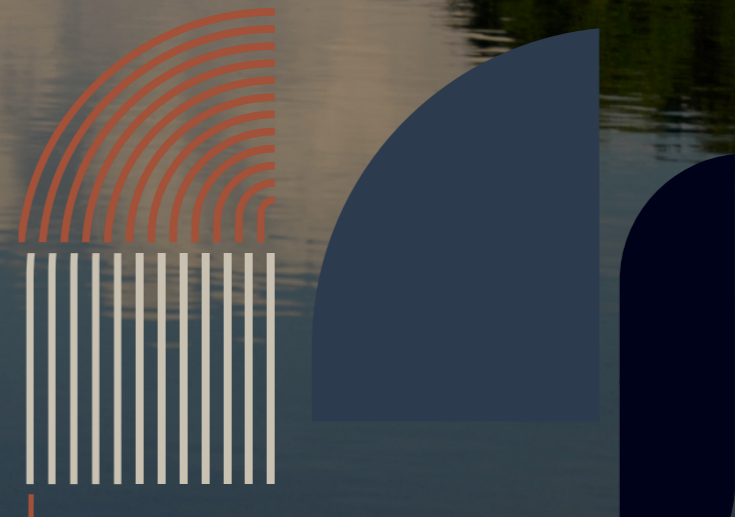
Es necesario modernizar la infraestructura, ampliar las redes de transmisión, acelerar la electrificación del transporte y garantizar previsibilidad regulatoria para atraer inversiones de largo plazo. Asimismo, resulta fundamental reducir las desigualdades territoriales para que los beneficios de la transición energética alcancen a todas las regiones del país. Las oportunidades, sin embargo, son claras: expandir las energías renovables, fortalecer los biocombustibles, recuperar tierras degradadas e impulsar la innovación industrial. Con planificación estratégica y decisiones públicas orientadas por el costo social, Brasil puede transformar su diversidad energética en desarrollo sostenible, competitividad y resiliencia climática.



© Alexandre Siqueira / Shutterstock

2

WWF-BRASIL Y LA AGENDA DE INFRAESTRUCTURA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA



WWF-Brasil es una organización brasileña que actúa en el país desde 1996, en articulación con la sociedad civil, la academia, los gobiernos y el sector privado en todo el territorio nacional, con el objetivo de enfrentar la degradación socioambiental y contribuir a la construcción de un futuro en el que las personas vivan en armonía con la naturaleza.

La organización forma parte de una red internacional independiente dedicada a impulsar soluciones urgentes frente a la emergencia climática, promoviendo la conservación de la biodiversidad y el uso responsable de los recursos naturales en beneficio de las generaciones presentes y futuras.



Desde esta perspectiva, establece como uno de sus pilares estratégicos la promoción de infraestructuras que respondan a los desafíos contemporáneos del desarrollo y la sostenibilidad. Esto implica respaldar decisiones y proyectos que consideren:



impactos positivos de largo plazo



eficiencia en el uso de recursos naturales y financieros



reducción de riesgos e impactos



conciliación de los beneficios económicos y sociales con la protección de los ecosistemas.

NECESITAMOS INFRAESTRUCTURA CONFIABLE Y EFICIENTE

Una red de infraestructura confiable y eficiente – tanto en escala como en calidad – es esencial para sostener el desarrollo económico, social y ambiental de un país. Esta base requiere inversiones públicas y privadas coordinadas, respaldadas por una planificación rigurosa y una evaluación integral de costos, beneficios y riesgos a lo largo de todo el ciclo de vida de los proyectos.

En este contexto, el debate sobre grandes emprendimientos energéticos – como aquellos vinculados a la exploración de petróleo – debe realizarse con transparencia y con un enfoque claro en el interés público, evitando inversiones que incrementen las vulnerabilidades sociales. Es en este marco que se inscribe el presente estudio sobre la exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas.

3

ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO DE COSTO- BENEFICIO (ACB) Y BIENESTAR COLECTIVO

¿QUÉ ALTERNATIVA SATISFACE LA DEMANDA DE LA SOCIEDAD CON EL MAYOR RETORNO SOCIAL Y EL MENOR COSTO TOTAL?



El estudio aquí presentado aplica la metodología de Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio (ACB), conforme a las [directrices oficiales del Gobierno Federal](#), con el fin de evaluar si la exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas constituye una asignación eficiente de recursos escasos para la sociedad brasileña, en comparación con alternativas efectivas de transición energética basadas en fuentes renovables.

La evaluación socioeconómica se diferencia de la evaluación financiera porque desplaza el foco del análisis. En lugar de preguntar “¿cuán rentable es para el inversor?”, el ACB busca determinar qué opción genera el mayor beneficio neto para la sociedad en su conjunto, al menor costo total. Al comparar rutas alternativas – exploración petrolera frente a electrificación y biocombustibles – el estudio sitúa el interés público en el centro del análisis: evaluar primero el beneficio social antes de definir el medio para proveerlo. Este enfoque permite jerarquizar las alternativas de manera transparente, identificando aquellas que ofrecen mayores beneficios con menores costos totales, incluso cuando se consideran efectos que permanecen invisibles en la contabilidad privada – como las externalidades ambientales y climáticas.

El ACB busca determinar qué opción genera el mayor beneficio neto para la sociedad en su conjunto.



SOBRE LA METODOLOGÍA

Reconocido internacionalmente y aplicado por países como Chile, el Reino Unido, Australia, Corea del Sur y Sudáfrica – así como por instituciones multilaterales – el Análisis Costo-Beneficio (ACB) constituye un marco sólido para comparar alternativas de inversión y evaluar si los beneficios de un proyecto justifican sus costos. El ACB permite considerar impactos y riesgos – incluidos aquellos asociados al cambio climático, analizar distintos diseños de proyecto y supuestos tecnológicos, medir efectos sobre los servicios ecosistémicos e incorporar perspectivas de demanda, junto con análisis de sensibilidad de variables clave.

La metodología ha sido incorporada por el Gobierno Federal en el [Modelo de Cinco Dimensiones \(M5D\)](#), para la evaluación de inversiones en infraestructura, conforme al Guía General de Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio, y es recomendada por el Tribunal de Cuentas de la Unión. WWF-Brasil promueve su adopción desde las fases iniciales de los proyectos, con el fin de fortalecer decisiones públicas alineadas con la sostenibilidad y el bienestar colectivo.

Estruturação de Propostas de Investimento em Infraestrutura

Modelo de Cinco Dimensões
Adaptação do Five Case Model para o Contexto Brasileiro

QUÉ REVELA EL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO (ACB) EN EL CASO DE LA EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO EN LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS

A diferencia de un análisis puramente financiero, el Análisis Costo-Beneficio (ACB) evalúa los retornos para la sociedad en su conjunto, considerando:



COSTOS Y BENEFICIOS SOCIALES:

No solo las utilidades empresariales, sino también cómo la población gana o pierde con un proyecto, ajustando aquellos precios que no reflejan el verdadero costo económico para el país.



EXTERNALIDADES:

Impactos que no son capturados por las transacciones de mercado, en particular el costo social del carbono (daños asociados al cambio climático, como sequías, inundaciones, impactos en la salud pública y otras pérdidas), que finalmente son asumidos por la sociedad brasileña mediante la reducción de la calidad de vida y interrupciones económicas.



ESCENARIO BASE:

El caso de referencia corresponde a una unidad estándar de producción en la desembocadura del río Amazonas – una plataforma offshore con capacidad para extraer 120.000 barriles de petróleo por día, operando durante 30 años hasta agotar una reserva aproximada de 900 millones de barriles.



COMPARACIÓN CONTRAFACTUAL:

El estudio compara el proyecto de extracción de petróleo con alternativas limpias de transición energética (energías renovables no hidráulicas y biocombustibles) desde tres perspectivas analíticas: mismo nivel de inversión (“Real por Real”), misma cantidad de energía entregada (“BTU por BTU”) y mismo volumen de combustibles derivados del petróleo (“Litro por Litro”).



ROBUSTEZ:

Se realiza una simulación de Monte Carlo para evaluar riesgos y variaciones en parámetros clave, con 10.000 simulaciones bajo distintos escenarios de riesgo y fluctuaciones de precios, con el fin de verificar la consistencia de las conclusiones.



ALTERNATIVAS COMO SISTEMAS COMPLETOS

Un principio central de este Análisis Costo-Beneficio es comparar las alternativas como sistemas integrales y autosuficientes: no basta con enumerar fuentes de energía; es fundamental considerar todo lo necesario para proveer efectivamente el servicio energético.

En la construcción del escenario basado en fuentes eléctricas renovables, se evalúa toda la infraestructura requerida para suministrar energía a la sociedad a través del Sistema Interconectado Nacional. Se realiza un análisis integral que incluye: la energía firme producida por cada fuente; el costo de construcción de centrales de generación y líneas de transmisión;

30 años de operación, incluida la repotenciación para armonizar la vida útil de los activos; así como impactos locales, tales como ruido y uso del suelo. Asimismo, se incorporan los costos de la contaminación generada a lo largo de todo el ciclo de vida – producción, uso y disposición final. En el escenario de biocombustibles, se garantiza el mismo contenido energético y la misma funcionalidad para los usuarios finales, incorporando igualmente los costos de contaminación en el ciclo de vida.

En consecuencia, la comparación abarca el ciclo de vida completo y todos los costos asociados, desde las etapas iniciales de producción hasta el consumo final.

LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS

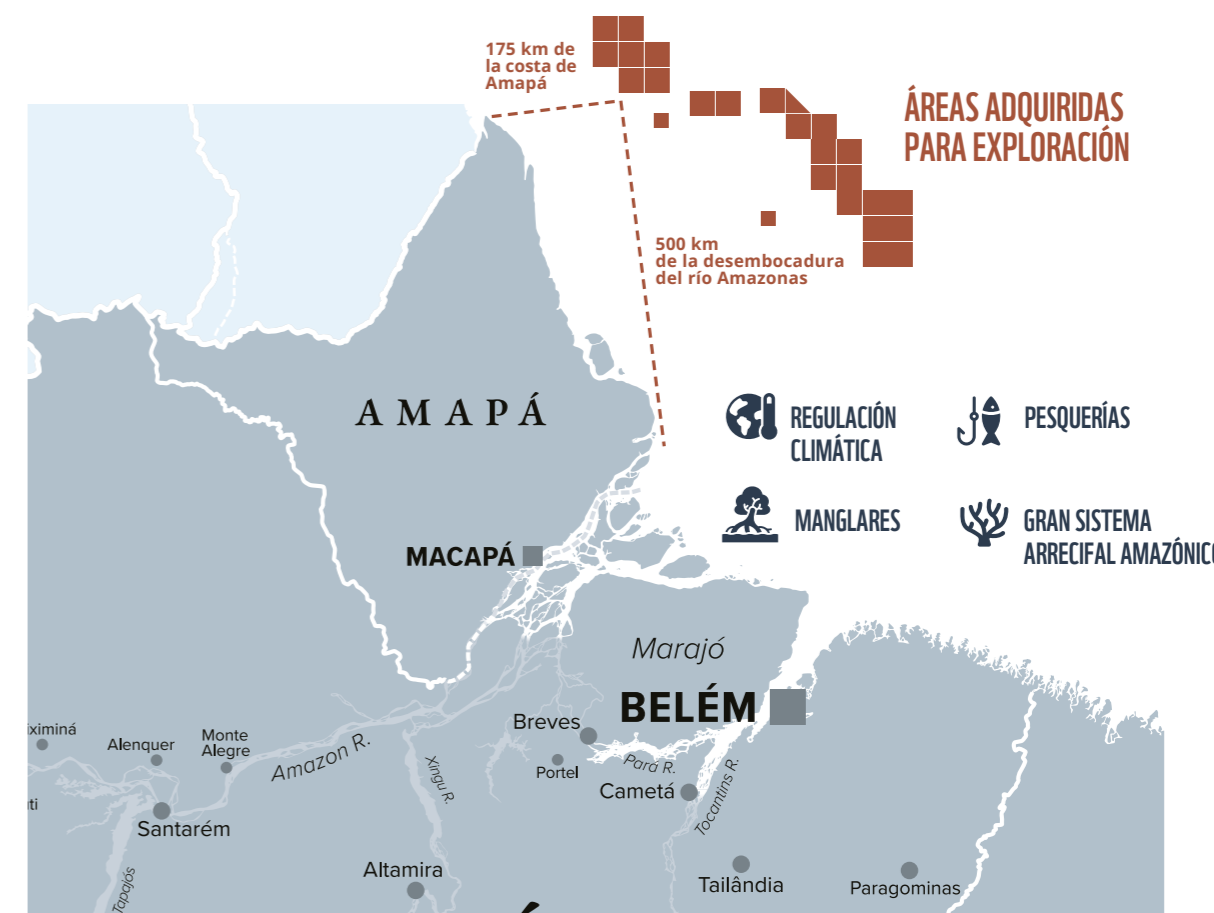
La Margen Ecuatorial es una franja del litoral brasileño que se extiende desde Amapá hasta Río Grande do Norte – un territorio costero y marino singular, asociado a un complejo sistema ecológico que incluye el Gran Sistema Arrecifal Amazónico.

Por estas características, se trata de una región ambientalmente sensible y estratégicamente relevante para los servicios ecosistémicos que sustentan la biodiversidad, la pesca y los procesos de regulación climática. La cuenca de la desembocadura del río Amazonas, área de interés para la exploración de petróleo, forma parte de la Margen Ecuatorial.

Lo que está en juego trasciende el balance financiero de un proyecto específico: incluye el costo social del carbono, otras externalidades no reflejadas en los precios de mercado, riesgos operativos y el costo de oportunidad de una política energética altamente dependiente del petróleo.

Esta dependencia incentiva la asignación de inversiones públicas y privadas hacia proyectos con alto riesgo climático y potencial de pérdidas irreversibles. Al mismo tiempo, a nivel nacional, dificulta la expansión de fuentes renovables necesarias para la transición energética, con implicaciones negativas para la resiliencia fiscal y los retornos de los inversionistas. Incluso cuando algunos de estos efectos no se traducen plenamente en valores monetarios, siguen siendo determinantes para evaluar si la exploración de petróleo y gas en la región responde al interés público.

REGIÓN SENSIBLE, CON AMPLIA BIODIVERSIDAD, PRÓXIMA A GRANDES RÍOS Y A LA SELVA AMAZÓNICA.



5

PARTE 1

ESCENARIO DE COMBUSTIBLES FÓSILES



EL PROYECTO BASE: UN MÓDULO PETROLERO TÍPICO EN LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS

La producción de combustibles fósiles derivados del petróleo puede entenderse como una cadena de valor compuesta por dos etapas principales.

ETAPA UPSTREAM:

comprende la exploración, la perforación, el desarrollo del campo y, posteriormente, la extracción y producción de petróleo crudo en un entorno *offshore*.

ETAPA MIDSTREAM:

incluye la refinación y el procesamiento para transformar el petróleo crudo en combustibles y viabilizar su suministro para el consumo final.

En este análisis, la desembocadura del río Amazonas se representa mediante un módulo típico (un “bloque representativo”), definido para permitir comparaciones consistentes bajo tres configuraciones del Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio (ACB):



Real por Real
(comparación de asignación de recursos)



BTU por BTU
(equivalencia energética)



Litro por Litro
(equivalencia de volumen de combustibles)

La lógica es directa: al fijar un módulo representativo, el estudio puede estimar volúmenes de producción, cronogramas y costos, y a partir de allí comparar alternativas utilizando métricas comunes..

QUÉ ES EL MÓDULO TÍPICO

El módulo típico constituye la base analítica del estudio. A partir de esta unidad de referencia se estiman los volúmenes de producción, los costos, los ingresos y, posteriormente, los impactos que no se reflejan en los precios de mercado (externalidades).

En este informe, los términos “módulo típico”, “bloque representativo” y “módulo representativo” se utilizan de manera indistinta. Todos hacen referencia a la plataforma de producción de petróleo (FPSO) y a los sistemas asociados a ella. Siempre que estos términos aparecen, designan la misma estructura subyacente.



© Zoomworld88 / Shutterstock

DEL POTENCIAL DE RESERVAS AL DISEÑO DEL MÓDULO REPRESENTATIVO

El primer paso del estudio consiste en construir, con base en supuestos explícitos, un puente entre el potencial de reservas y lo que puede efectivamente producirse mediante un módulo típico en la desembocadura del río Amazonas. Para ello, se utilizan estimaciones atribuidas a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) sobre la Margen Ecuatorial Brasileña y, dentro de ella, sobre la cuenca sedimentaria de la desembocadura del río Amazonas.

La definición del módulo sigue una lógica de “embudo”:



Este cuadro transforma la incertidumbre geológica y el riesgo exploratorio en un escenario de proyecto cuantificado, condición necesaria para realizar cálculos comparables de costos, beneficios y riesgos.

FASE UPSTREAM: DE LAS RESERVAS AL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN

Según la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), la Margen Ecuatorial Brasileña (MEB) posee reservas potenciales totales estimadas en 30 mil millones de barriles de petróleo. Aun así, una vez tomada la decisión de avanzar con la exploración, existe un desfase temporal significativo entre el inicio de las actividades exploratorias y el comienzo de la producción. El estudio incorpora esta realidad: las campañas de prospección, la perforación, las pruebas de pozos y el desarrollo del campo preceden al primer barril comercial producido.

La Margen Ecuatorial Brasileña (MEB) posee reservas potenciales estimadas en 30 mil millones de barriles de petróleo

PARA TRADUCIR ESTA DINÁMICA EN TÉRMINOS CUANTITATIVOS, EL ESTUDIO DEFINE UN HORIZONTE DE CUATRO DÉCADAS, CON:



Además, la producción no es constante: incluye una fase de aumento gradual (ramp-up), una meseta de producción plena y, posteriormente, una fase de declive (ramp-down), reflejando limitaciones de capacidad y agotamiento del recurso.

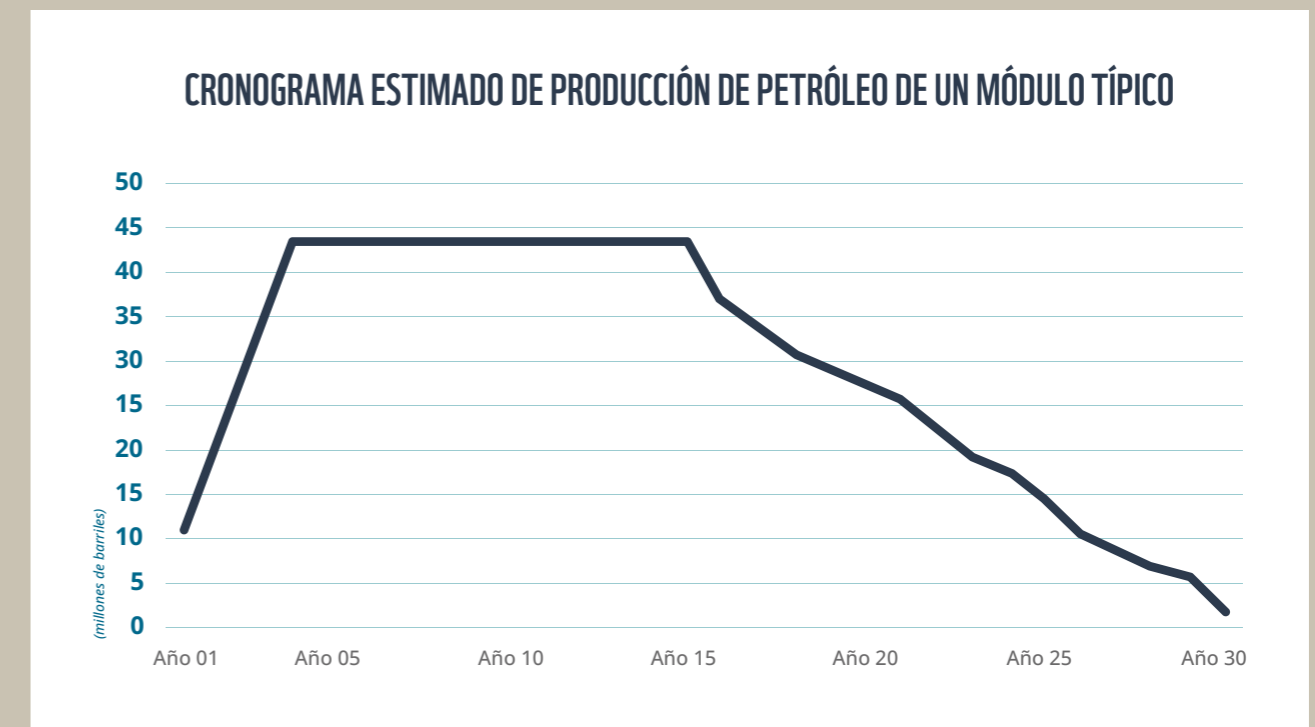


Figura 1 – Cronograma estimado de producción de petróleo en un módulo típico



EL MÓDULO TÍPICO EN CIFRAS

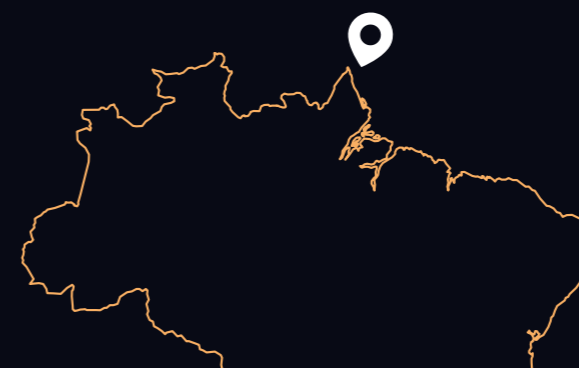
El módulo representativo (una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga – FPSO, por sus siglas en inglés) – está concebido como un sistema offshore con capacidad de producción de 120.000 barriles por día.

La producción total del módulo a lo largo de su ciclo operativo asciende a 884,21 millones de barriles, distribuidos en distintas fases. Durante el período de producción plena (12 años), el módulo opera a su capacidad máxima (120.000 barriles diarios), concentrando la mayor parte del volumen total producido.

**Un solo módulo.
Cuatro décadas de inversión.
Impactos económicos y climáticos de largo plazo.**

EL PROYECTO EN LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS

¿DÓNDE Y QUÉ?



El estudio analiza un **módulo representativo de exploración offshore** en la desembocadura del río Amazonas, basado en una plataforma **FPSO** (Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga), con capacidad de producción de **120.000 barriles por día**.

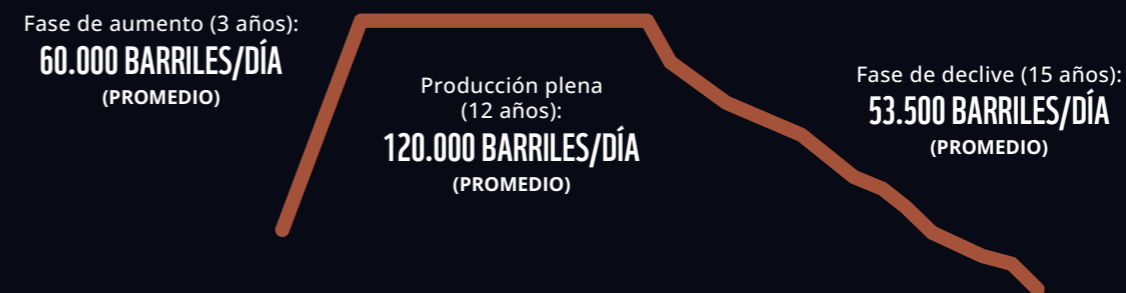
ESCALA Y HORIZONTE TEMPORAL



Aproximadamente **900 MILLONES DE BARRILES** — volumen estimado extraíble

40 AÑOS
DE CICLO DE VIDA

10 AÑOS DE INVERSIÓN + **30 AÑOS** DE OPERACIÓN



COSTO PARA LA SOCIEDAD

R\$ 32,4 MIL MILLONES
DE COSTO SOCIAL TOTAL
(VALOR PRESENTE)



IMPACTO CLIMÁTICO

446 MILLONES
DE TONELADAS DE CO₂
(EMISIONES A LO LARGO DEL CICLO DE VIDA)



BTU POR BTU: EL MÓDULO COMO OFERTA ENERGÉTICA EQUIVALENTE

El estudio parte de una premisa clara: la sociedad requiere energía, no petróleo como mercancía en sí misma. Por ello, la producción anual promedio de petróleo del módulo se convierte en una medida equivalente de energía. Esta conversión permite una comparación directa entre el petróleo y otras rutas capaces de entregar el mismo servicio energético.

Con base en el promedio anual de barriles producidos, el estudio estima un equivalente energético de 48,63 TWh por año. Este valor sirve como referencia para evaluar si alternativas como la electrificación pueden suministrar la misma cantidad de energía a menor costo y con menor impacto ambiental.

ENERGÍA TOTAL Y COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

El Análisis Costo-Beneficio compara la producción en la desembocadura del río

Amazonas bajo tres criterios: Real por Real, BTU por BTU y Litro por Litro. Dado que el petróleo se considera un sustituto de importaciones, la comparación Real por Real contempla únicamente los costos asociados a la fase de exploración y producción, sin depender de la refinación ni del uso final.

ENERGÍA TOTAL – CONFIGURACIÓN “BTU POR BTU”

En la comparación BTU por BTU, el módulo analizado operaría durante 30 años y produciría aproximadamente 884,21 millones de barriles en total. Para mayor claridad analítica, el estudio utiliza la producción promedio anual, estimada en 29,47 millones de barriles por año.

De acuerdo con los factores de conversión del Balance Energético Nacional, este volumen equivale a 48,63 TWh por año. La alternativa renovable se dimensiona, por tanto, para entregar de manera continua la misma cantidad de energía, lo que corresponde a una potencia firme aproximada de 5.551 MW, considerando los factores de capacidad de las distintas fuentes.

En síntesis, bajo la equivalencia BTU por BTU, la pregunta central es directa: ¿qué ruta entrega la misma cantidad de energía con menor costo total y menores impactos para la sociedad?



COMBUSTIBLES DERIVADOS: CONFIGURACIÓN “LITRO POR LITRO”

Bajo la lógica Litro por Litro, el estudio analiza qué combustibles y en qué volúmenes pueden derivarse del petróleo producido. Aunque no es seguro que este petróleo sea refinado en Brasil, el análisis adopta una equivalencia teórica de 159 litros por barril.

CON BASE EN EL PATRÓN NACIONAL DE CONSUMO,
EL VOLUMEN SE DISTRIBUYE DE MANERA SIMPLIFICADA:



En el año de mayor producción, esto corresponde a aproximadamente **6,76 mil millones** de litros de productos refinados.

QUÉ SE PIERDE EN EL CAMINO HASTA CONVERTIRSE EN COMBUSTIBLE

La refinación genera ganancias físicas, pero también consume energía y conlleva pérdidas. Para evitar distorsiones, el estudio aplica un ajuste del 3%, asumiendo que estos efectos se compensan en gran medida y estimando únicamente el volumen efectivamente disponible como combustible.

CÓMO SE UTILIZAN ESTAS CIFRAS EN LAS SIGUIENTES ETAPAS

Las equivalencias energéticas y de combustibles permiten comparar costos, beneficios y externalidades – en particular las emisiones – en condiciones homogéneas, siempre expresadas en valor presente y con supuestos consistentes. Estos parámetros también orientan el dimensionamiento de las alternativas de electrificación y biocombustibles.

Incluso bajo supuestos conservadores para el Costo Social del Carbono, **la mayoría de los escenarios analizados indican pérdidas económicas a lo largo del horizonte de 40 años del proyecto.** Solo en escenarios con precios elevados del petróleo se aproxima el punto de equilibrio.

En conjunto, la evidencia sugiere que **abrir una nueva frontera petrolera en la desembocadura del río Amazonas aumentaría los riesgos climáticos,** presionaría los recursos públicos y **reduciría el espacio fiscal para invertir en alternativas con mayor retorno social.** La viabilidad de la ruta fósil depende, por tanto, de un escenario en el que la crisis climática no sea enfrentada de manera efectiva – y cuyos costos recaigan sobre la sociedad en su conjunto.



PARTE 2

ELECTRIFICACIÓN



© Ifkhar alam / Adobe Stock

ESCENARIO DE ELECTRIFICACIÓN COMO ALTERNATIVA AL PETRÓLEO

El punto de partida del escenario de electrificación es que existen rutas más eficientes, más limpias y mejor alineadas con el futuro energético del país que la extracción de petróleo en la desembocadura del río Amazonas. Dado que Brasil cuenta con 16,8 mil millones de barriles de reservas probadas (2024), suficientes para abastecer la demanda interna en una trayectoria decreciente compatible con sus compromisos climáticos, la apertura de nuevas fronteras fósiles en la Margen Ecuatorial no constituye una necesidad energética. Los recursos que se destinarían a dicha extracción pueden, por tanto, redirigirse hacia la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, fortaleciendo la transición energética y reduciendo riesgos económicos, sociales y ambientales.

ELECTRIFICACIÓN Y EL FUTURO DEL TRANSPORTE

La electrificación también está ganando protagonismo en el sector del transporte, tradicionalmente dependiente de combustibles fósiles. Proyecciones de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indican que la demanda eléctrica asociada a la electromovilidad podría aumentar de 627 GWh a 7,8 TWh para 2035, lo que representa un crecimiento del 1.144%. Este avance está impulsado por la reducción de los costos tecnológicos, la ampliación de la oferta de vehículos eléctricos y políticas públicas de incentivo. La transformación no se limita a los vehículos leves, sino que también incluye autobuses y camiones, especialmente de menor porte, redefiniendo la relación entre energía y movilidad en el país.

CÓMO SE EVALÚA LA ELECTRIFICACIÓN EN EL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

En el Análisis Costo-Beneficio, el escenario de electrificación se evalúa a través de dos enfoques complementarios. El enfoque “Real por Real” compara la asignación de los mismos recursos sociales: invertir en extracción petrolera o dirigir esa inversión hacia la electrificación. El enfoque “BTU por BTU” parte de la provisión del mismo servicio a la sociedad – la misma cantidad de energía – y compara los costos e impactos de producirla mediante combustibles fósiles o electricidad renovable. En ambos casos, el foco permanece en el interés público y en el retorno social de las decisiones adoptadas hoy.

UNA MATRIZ RENOVABLE, VIABLE Y DE BAJO IMPACTO

El escenario de electrificación se apoya exclusivamente en fuentes renovables no hidráulicas, combinando rapidez de implementación, menor impacto ambiental y mayor resiliencia del sistema eléctrico.

La matriz considerada se compone de: **50% energía eólica terrestre, 42% energía solar fotovoltaica, 4% biomasa (bagazo de caña de azúcar), 4% biogás (residuos sólidos urbanos, residuos del sector sucroenergético y desechos animales)**



ENERGÍA SOLAR

se destaca por su rapidez de implementación – puede instalarse en aproximadamente un año, una vida útil operativa de 25 años y una fuerte expansión en Brasil.



ENERGÍA EÓLICA

presenta un alto desempeño, con un factor de capacidad promedio del 42,5%, alcanzando entre 50% y 60% en la región Nordeste de Brasil.



BIOENERGÍA

a través de la biomasa y el biogás, complementa el sistema, contribuye a la reducción de emisiones y aporta estabilidad al suministro eléctrico, reforzando una ruta coherente para la transición energética brasileña.

REAL POR REAL: UN PORTAFOLIO CON EL MISMO COSTO SOCIAL

Bajo la equivalencia Real por Real, el estudio plantea qué podría lograrse con los mismos **R\$ 32,4 mil millones** de costo social asociados al proyecto petrolero. El portafolio dimensionado incluye aproximadamente:



COSTOS, BENEFICIOS E IMPACTOS NO VISIBLES

El estudio contabiliza los costos directos, los beneficios derivados de los servicios energéticos entregados y las externalidades, manteniendo la equivalencia en la inversión social. La pregunta orientadora es: ¿qué ruta genera el mayor retorno neto para la sociedad dentro del mismo “presupuesto social”?

EL BALANCE FINAL PARA LA SOCIEDAD

El contraste es claro: mientras la **ruta petrolera** presenta un **Valor Social Presente Neto (VSPN) promedio negativo**, la **electrificación** genera un **beneficio neto positivo** del orden de **R\$ 24,8 mil millones**. La diferencia representa el costo de oportunidad: **persistir en el desarrollo petrolero costaría a la sociedad aproximadamente R\$ 46,9 mil millones**.

CÓMO INTERPRETAR ESTAS CIFRAS PARA LA TOMA DE DECISIONES

El mensaje es de eficiencia asignativa. Cuando los recursos son escasos, la decisión relevante no es solo evitar pérdidas, sino maximizar los beneficios sociales. La alternativa renovable ofrece mayores retornos netos y menor riesgo para la sociedad.





BTU POR BTU: COMPARACIÓN DE RUTAS QUE ENTREGAN EXACTAMENTE EL MISMO SERVICIO ENERGÉTICO

Bajo la equivalencia BTU por BTU, el beneficio energético se mantiene constante: entregar el equivalente a 48,63 TWh por año, asociado a una potencia firme promedio de 5,55 GW. La comparación pasa entonces a ser: ¿qué ruta entrega esta misma cantidad de energía con menor costo total y con menores impactos?

¿QUÉ SERÍA NECESARIO PARA ENTREGAR LA MISMA ENERGÍA?

Para suministrar el mismo nivel de energía, el estudio dimensiona un portafolio aproximado de:



122 PARQUES
EÓLICOS ONSHORE
(EN TIERRA FIRME)
6.530MW



154 CENTRALES SOLARES
FOTOVOLTAICAS
7.771MW



28 CENTRALES
TÉRMICAS A BIOMASA
779MW



10 CENTRALES
TÉRMICAS A BIOGÁS
277MW

¿CUÁNTO CUESTA CADA OPCIÓN CUANDO TODO SE INCORPORA EN LA CUENTA?

Con el beneficio energético constante, el estudio compara los costos totales, incluidas las externalidades. La ruta petrolera presenta costos totales que oscilan entre **R\$ 106,0 y R\$ 127,1 mil millones**, mientras que la electrificación varía entre **R\$ 91,8 y R\$ 93,4 mil millones**, dependiendo de los parámetros adoptados.

EL PRECIO EXTRA DE ELEGIR EL PETRÓLEO: CUÁNTO MÁS CUESTA LA RUTA FÓSIL PARA ENTREGAR LA MISMA ENERGÍA

El resultado se expresa como el costo adicional impuesto por la ruta fósil: entre **R\$ 14,2 y R\$ 33,8 mil millones más** a lo largo de 30 años para entregar exactamente la misma energía.

LA PREGUNTA QUE ORIENTA LA DECISIÓN

¿POR QUÉ PAGAR MÁS POR EL MISMO RESULTADO?

El estudio plantea finalmente una pregunta sencilla: ¿por qué asumir un mayor costo social para obtener la misma cantidad de energía? Cuando el beneficio es equivalente, la elección eficiente es la ruta con el menor costo total y el menor impacto: **la ruta de las energías limpias.**

7

PARTE 3
BIOCOMBUSTIBLES

LOS BIOCOMBUSTIBLES COMO ALTERNATIVA DIRECTA

Además de reducir emisiones, los biocombustibles fortalecen la seguridad energética al producirse a partir de recursos nacionales, lo que representa una ventaja estratégica para Brasil. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), la oferta global de combustibles renovables ya reduce la demanda de petróleo en aproximadamente 2,5 millones de barriles por día.

UNA HISTORIA QUE YA EXISTE

Brasil es pionero en el uso de biocombustibles, con la mezcla obligatoria de etanol en la gasolina desde 1931 y la creación del programa Proálcool en la década de 1970. Con la introducción de los motores flex-fuel, el etanol consolidó su posición como combustible competitivo. En 2024, representó alrededor del 20% del consumo nacional de combustibles para transporte, respaldado por una cadena productiva sólida y madura.

POLÍTICA PÚBLICA QUE BRINDA PREVISIBILIDAD

RenovaBio estableció un mecanismo de mercado para incentivar la reducción de emisiones en el sector transporte mediante créditos

de descarbonización (CBIOS). El programa recompensa la eficiencia ambiental, impone salvaguardas como el requisito de deforestación cero y ha sido complementado por la Ley del Combustible del Futuro, que definió mandatos claros para diésel verde, combustible sostenible de aviación, biometano y descarbonización del gas natural, garantizando seguridad regulatoria para la inversión.

CRECIENTE DEMANDA DE COMBUSTIBLES SOSTENIBLES

La demanda de combustibles sostenibles está aumentando tanto en Brasil como a nivel global. Según estimaciones de la IEA, para 2035 podrían abastecer:



10% DE LA DEMANDA MUNDIAL DEL TRANSPORTE POR CARRETERA



15% DEL SECTOR DE LA AVIACIÓN



35% DEL TRANSPORTE MARÍTIMO

En Brasil, se espera que la flota de vehículos leves continúe siendo mayoritariamente flex-fuel, representando aproximadamente el 75% del total, lo que mantiene el papel central del etanol en la transición energética.





COSTOS PRIVADOS FRENTE A COSTOS SOCIALES

Los biocombustibles de nueva generación aún presentan costos de mercado superiores a los de los combustibles fósiles, especialmente en el caso del combustible sostenible de aviación (SAF), el biometanol y el amoníaco verde. Sin embargo, estos mayores costos tienden a tener un impacto limitado en los precios finales de muchos productos. Además, los precios de mercado no reflejan el costo climático asociado a la combustión de combustibles fósiles. Cuando esta externalidad se incorpora en el análisis, la sustitución de combustibles fósiles por biocombustibles genera ahorros sociales netos.

QUÉ SE INCLUYE EN EL CÁLCULO DEL ESCENARIO DE BIOCOMBUSTIBLES

El ACB estima el costo de suministrar biocombustibles en volúmenes equivalentes a los combustibles fósiles producidos por el módulo en la desembocadura del río Amazonas, convirtiendo los gastos de mercado en costos sociales (expresados en valor presente). Estos gastos se distribuyen año a año siguiendo el mismo cronograma “Litro por Litro” utilizado para la ruta fósil.

NO SE TRATA DE “CAPACIDAD OCIOSA”: LA INVERSIÓN DEBE COMENZAR DESDE CERO

Los volúmenes considerados son lo suficientemente elevados como para requerir nuevas plantas de producción e infraestructura específica. El escenario contempla la creación de capacidad industrial adicional para producir aproximadamente 8,04 mil millones de litros anuales de diversos biocombustibles.

ORIGEN DE LOS PARÁMETROS DE COSTO

Capex (aporte propio y financiamiento) y Opex (gastos operativos), incluyendo materia prima, se parametrizan principalmente con datos de la nota técnica sobre biocombustibles de la EPE (2024). La productividad agrícola y los rendimientos de conversión se fundamentan en los parámetros del estudio sobre biocombustibles del Instituto de Energía y Medio Ambiente (IEMA, 2025).





ETANOL: COMPETITIVO Y BASADO EN UNA CADENA DE VALOR MADURA

El CapEx de referencia se basa en plantas integradas (etanol/azúcar) y en la formación del cultivo de caña de azúcar. Los costos operativos están mayoritariamente determinados por la biomasa, que representa el **87% del OpEx total (R\$ 1,94 por litro)**, mientras que los costos industriales ascienden a **R\$ 0,29 por litro**. La diferencia de costos frente a la gasolina es marginal (0,3%), lo que confirma la competitividad del etanol.

BIODIÉSEL: LA MATERIA PRIMA DOMINA EL COSTO

En el caso de la soja, la inversión incluye la molienda (trituración del grano) y la transesterificación (transformación del aceite en combustible). El costo de oportunidad del aceite de soja se estima a partir de precios promedio recientes de exportación, ajustados mediante un descuento logístico del 15%, lo que resulta en **R\$ 4,61 por litro**. Las grasas y el sebo animal siguen una lógica similar, con un costo de oportunidad estimado en **R\$ 3,53 por litro**. Los ingresos derivados del glicerol reducen **el OpEx en aproximadamente R\$ 0,13 por litro de biodiésel**.

MACAÚBA: POTENCIAL PARA REDUCIR LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL BIODIÉSEL

Con base en estudios de viabilidad y productividad, **la macaúba presenta costos finales inferiores a los de la soja y las grasas animales**, debido a su alto rendimiento por hectárea, menor costo de oportunidad de la tierra y el hecho de que no es un commodity globalmente comercializado. La participación de la macaúba influye significativamente en los resultados: sin su incorporación, el biodiésel se encarece sustancialmente; con una mayor participación, los costos disminuyen de forma sensiblemente.

SAF (COMBUSTIBLE SOSTENIBLE DE AVIACIÓN): EL MÁS COSTOSO ENTRE LAS OPCIONES RENOVABLES

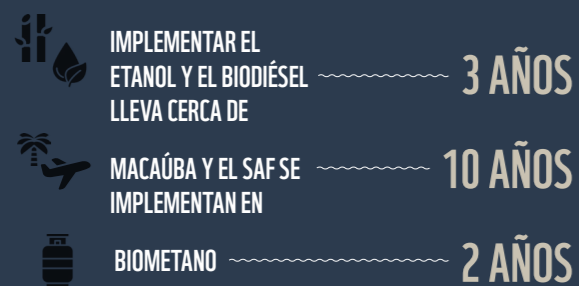
Bajo la ruta HEFA (ésteres y ácidos grasos hidroprocesados), el combustible sostenible de aviación (SAF) implica un CapEx elevado y un OpEx alto (procesamiento más materia prima). **El resultado es un costo superior al doble del queroseno fósil de aviación**, dentro del rango global reportado para el SAF en comparación con el combustible convencional de aviación.

BIOMETANO: UNA VENTAJA CLARA FRENTE AL GLP

Aunque requiere una inversión inicial significativa, el biometano presenta bajos costos operativos (OpEx) y costos de oportunidad reducidos asociados a los residuos utilizados como materia prima. En términos agregados, resulta aproximadamente un **43% menos costoso que el GLP**. Incluso bajo un escenario conservador con supuestos de mayor costo de oportunidad, mantiene una ventaja económica.

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN “LITRO POR LITRO” Y MADURACIÓN DE LAS RUTAS TECNOLÓGICAS

La oferta renovable comienza en 2036, siguiendo el mismo perfil de aumento gradual (ramp-up), meseta de producción y declive (ramp-down) que la ruta fósil.



COSTOS SOCIALES Y EMISIONES: QUÉ CAMBIA CUANDO SE CONSIDERA EL COSTO SOCIAL TOTAL

Aplicando factores de conversión sectoriales (con ajustes conservadores para exportaciones), los costos sociales totales ascienden a

R\$ 89,80 mil millones (valor presente),

aproximadamente un 9% por debajo de los gastos de mercado.

En términos de emisiones, el escenario renovable se estima en **85 MtCO_{2e}** a lo largo de 30 años, frente a **445,56 MtCO_{2e}** de los combustibles fósiles equivalentes.

La externalidad monetizada asociada a las emisiones renovables varía entre

R\$ 4,03 y R\$ 8,06 mil millones

(valor presente).

USO DEL SUELO: GRAN SUPERFICIE DISPONIBLE, SIN NECESIDAD DE NUEVA DEFORESTACIÓN

La superficie estimada para este escenario es de **3,89 millones de hectáreas**.

Este requerimiento podría satisfacerse utilizando parte de los **55,8 millones de hectáreas** de tierras degradadas disponibles en Brasil, sin necesidad de expandirse hacia nuevas áreas. El estudio también contempla la adopción de salvaguardas socioambientales – como la prohibición de producción en áreas con deforestación reciente, la trazabilidad de la materia prima y la aplicación de criterios de uso del suelo – con el fin de mitigar riesgos asociados. Por esta razón, las externalidades relacionadas con la deforestación no fueron incluidas en la contabilización.



QUÉ CAMBIA CUANDO EL ANÁLISIS SE REALIZA DESDE LA PERSPECTIVA DE LA SOCIEDAD

En el escenario “Litro por Litro”, los biocombustibles entregan el mismo beneficio final que los combustibles fósiles, y la comparación se centra en los costos totales y las externalidades. El modelo asume nuevas inversiones (sin capacidad ociosa) y estima costos sociales totales por

R\$ 89,80 mil millones (valor presente).

Las emisiones en el ciclo de vida ascienden a **85 MtCO_{2e}** en 30 años, frente a **445,56 MtCO_{2e}** de los combustibles fósiles equivalentes. La externalidad monetizada asociada a las emisiones de las opciones renovables varía entre **R\$ 4,03 y R\$ 8,06 mil millones**. **El etanol es competitivo; los costos del biodiésel dependen en gran medida de la materia prima; el biometano es menos costoso que el GLP; y el SAF continúa siendo la opción más cara.**



© WWF-Brasil

CONDICIONES PARA UN DESEMPEÑO ÓPTIMO

El estudio identifica condiciones bajo las cuales el balance socioeconómico es claramente positivo para las renovables no hidráulicas:



LO QUE REVELAN LOS DATOS

La consolidación de los resultados en las tres configuraciones del ACB – “Real por Real”, “BTU por BTU” y “Litro por Litro” – muestra un patrón consistente: en todas las comparaciones, las alternativas de transición energética superan a la exploración petrolera en términos de retorno socioeconómico. Mientras la ruta fósil destruye valor social, la electrificación renovable y los biocombustibles generan beneficios netos significativos, independientemente de la métrica utilizada para la comparación.

EL COSTO DE OPORTUNIDAD DE OPTAR POR EL PETRÓLEO

Persistir en la exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas implica un elevado costo de oportunidad. **Al comparar lo que se pierde con la ruta petrolera frente a lo que podría ganarse mediante la transición energética, la sociedad brasileña renuncia a un beneficio potencial que oscila entre R\$ 29 mil millones y R\$ 47 mil millones.** Esta cifra no representa números abstractos, sino recursos que podrían destinarse a la generación de empleo, la innovación tecnológica, la reducción de riesgos climáticos y el fortalecimiento de un sistema energético más resiliente y descentralizado.

POR QUÉ LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ES MÁS EFICIENTE

Las rutas de transición energética analizadas presentan ventajas estructurales frente al petróleo. Requieren inversiones distribuidas en el territorio, reducen riesgos ambientales concentrados, muestran menor sensibilidad a choques regulatorios y se alinean con la trayectoria global de descarbonización. Además, la electrificación y los biocombustibles se basan en tecnologías maduras, disponibles y competitivas, lo que elimina la necesidad de apostar por soluciones inciertas o de largo plazo para justificar su viabilidad.

ANÁLISIS DE RIESGOS E INCERTIDUMBRES

Para evaluar la robustez de los resultados, el estudio aplica simulaciones de Monte Carlo, incorporando variaciones en parámetros clave como precios del petróleo, costos de capital, plazos de implementación y el valor del Costo social del carbono. Los resultados muestran que el escenario petrolero permanece predominantemente asociado a Valores Sociales Presentes Netos negativos, incluso bajo supuestos favorables. En contraste, los escenarios de electrificación y biocombustibles presentan distribuciones fuertemente positivas, lo que indica mayor resiliencia frente a incertidumbres futuras.

PARTE 4

COMPARACIÓN INTEGRADA DE ESCENARIOS

ACTIVOS VARADOS Y RIESGO DE TRANSICIÓN

La exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas presenta un desajuste temporal significativo. El proyecto requiere una década de inversión antes de generar beneficios, entrando en operación en un contexto internacional en el que se proyecta una disminución de la demanda global de petróleo. Este desalineamiento incrementa el riesgo de activos varados – infraestructuras que podrían no recuperar sus costos antes de volverse económicamente obsoletas.

En tales situaciones, las pérdidas privadas suelen socializarse mediante subsidios, reestructuraciones financieras o el abandono de activos.

GOBERNANZA, SUBSIDIOS Y EL MITO DE LAS RENTAS PETROLERAS

Un argumento recurrente a favor de la expansión petrolera es su potencial para generar ingresos públicos, como regalías y participaciones especiales. Sin embargo, la experiencia reciente demuestra que estos ingresos no se traducen automáticamente en desarrollo sostenible ni en financiamiento efectivo de la transición energética.

El Fondo Social del Pre-Sal, frecuentemente presentado como un instrumento para invertir en el futuro del país, ha destinado una parte significativa de sus recursos a la amortización de la deuda pública, sin generar impactos estructurales en educación, salud o políticas climáticas. El problema central no es la falta de recursos, sino la gobernanza inadecuada en su asignación.

La evaluación socioeconómica no incorporó los subsidios fiscales específicos del sector de petróleo y gas, en particular el régimen Repetro, que otorga importantes exenciones tributarias y hace que estos proyectos sean considerablemente más atractivos de lo que serían en su ausencia.

Desde la perspectiva del Análisis Costo-Beneficio, la renuncia a ingresos fiscales asociada a este régimen debería considerarse un costo social del proyecto, especialmente ante la inexistencia de un tratamiento equivalente para las energías renovables. La exclusión de este subsidio — que ascendió a R\$ 18,6 mil millones solo en el período 2022-2023¹ — implica que los costos sociales estimados en el estudio representan valores mínimos y subestiman el impacto económico real del proyecto.

¹ Fuente: INESC (2024). Subsidios a las fuentes fósiles y renovables (2022–2023): Reformar para una transición energética justa. Instituto de Estudios Socioeconómicos (INESC), Brasília, DF.



PRINCIPALES HALLAZGOS

La pregunta es directa: ¿qué ocurre si el mismo volumen de recursos destinado a la exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas se invierte en electrificación?



ESCENARIO “REAL POR REAL”

(R\$ 32,4 MIL MILLONES DE INVERSIÓN)

Los resultados muestran un contraste claro. Invertir en petróleo genera una **pérdida social de R\$ 22,2 mil millones**. Redirigir los mismos recursos hacia la electrificación renovable produce **beneficios netos de R\$ 24,8 mil millones**, viabilizando un portafolio diversificado de generación basado en fuentes renovables no hidráulicas.

La diferencia entre incurrir en pérdidas y dejar de obtener beneficios representa un **costo de oportunidad de aproximadamente R\$ 47 mil millones para la sociedad**. Esta cifra es probablemente conservadora, ya que impactos como daños a la salud pública, riesgos de derrames de petróleo y pérdidas ambientales no fueron monetizados.

pérdida social
R\$ 22,2 mil millones

+

beneficios netos de
R\$ 24,8 mil millones

=

una pérdida de
R\$ 47 mil millones
para la sociedad



ESCENARIO “BTU POR BTU”

(MISMA ENERGÍA: 5,55 GW)

Cuando la comparación considera la misma cantidad de energía entregada, la **ruta petrolera le cuesta a Brasil entre R\$ 106,0 mil millones y R\$ 127,1 mil millones**, mientras que la **electrificación renovable oscila entre R\$ 91,8 mil millones y R\$ 93,4 mil millones**.

En otras palabras, la ruta fósil cuesta entre **R\$ 14,2 mil millones y R\$ 33,7 mil millones más para entregar exactamente la misma energía a lo largo de 30 años**. Cuando se incorporan los costos asociados a la crisis climática, la **ruta petrolera presenta resultados negativos en todos los escenarios analizados**.



la ruta fósil cuesta entre
R\$ 14,2 mil millones y R\$ 33,7 mil millones
más para entregar exactamente la misma energía



ESCENARIO “LITRO POR LITRO”

(SUSTITUCIÓN DE 39,2 MIL MILLONES DE LITROS)

En comparación con los biocombustibles, **los costos totales oscilan entre R\$ 93,8 mil millones y R\$ 97,9 mil millones**, considerando soluciones ya disponibles en el mercado: etanol, biodiésel, combustible sostenible de aviación y biometano.

En contraste, la **ruta petrolera muestra un saldo social negativo que varía entre R\$ 106,0 mil millones y R\$ 127,1 mil millones**. **Optar por la ruta fósil implica pérdidas de entre R\$ 12,2 mil millones y R\$ 29,2 mil millones en oportunidades económicas desaprovechadas**. Cuando se producen bajo prácticas sólidas de sostenibilidad, los biocombustibles presentan un balance socioeconómico ampliamente positivo.



la ruta fósil implica pérdidas de entre
R\$ 12,2 mil millones y R\$ 29,2 mil millones
en oportunidades económicas

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMO UNA OPCIÓN DE DESARROLLO

Los resultados desmontan el argumento de que el petróleo es necesario para financiar la transición energética. La exploración en la desembocadura del río Amazonas representa una elección ineficiente, que combina riesgo de activos varados, elevados costos climáticos y la pérdida de oportunidades más rentables y seguras.

Independientemente de la métrica aplicada – Real por Real, BTU por BTU o Litro por Litro – la electrificación y los biocombustibles generan entre R\$ 29,2 mil millones y R\$ 47,0 mil millones adicionales en bienestar social, mejoras en salud pública y preservación ambiental para Brasil, en comparación con la ruta petrolera.

Al incorporar los daños climáticos, los 446 millones de toneladas proyectadas de gases de efecto invernadero representan un costo adicional de entre R\$ 21,1 mil millones y R\$ 42,2 mil millones, que finalmente es asumido por la sociedad. El desalineamiento es evidente: aun si el proyecto resultara rentable para los inversionistas, impondría pérdidas sustanciales al país.

Para que la transición energética sea efectiva, los recursos deben dirigirse hacia fuentes renovables no hidráulicas, que ofrecen mayores retornos sociales, menor riesgo ambiental y beneficios distribuidos en todo el territorio nacional. La decisión de detener la expansión petrolera en la Margen Ecuatorial es, ante todo, una decisión estratégica de desarrollo.



8.8 CONCLUSIONES CLAVE



LA EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO EN LA DESEMBOCADURA DEL RÍO AMAZONAS GENERA PÉRDIDAS DE APROXIMADAMENTE **R\$ 22,2 MIL MILLONES** PARA LA SOCIEDAD BRASILEÑA.



LA ELECTRIFICACIÓN RENOVABLE Y LOS BIOCOMBUSTIBLES PRESENTAN **RETORNOS SOCIOECONÓMICOS SUPERIORES** EN TODOS LOS ESCENARIOS ANALIZADOS.



EL COSTO DE OPORTUNIDAD DE PERSISTIR EN EL PETRÓLEO ALCANZA **R\$ 47 MIL MILLONES.**



EL RIESGO DE **ACTIVOS VARADOS** HACE QUE LA RUTA FÓSIL SEA AÚN MÁS VULNERABLE.



REFERENCIAS ADICIONALES

IISD, 2025. O Brasil em uma encruzilhada: repensando a expansão de petróleo e gás da Petrobras.

[acceda aquí](#)

WWF, 2025. Orientação sobre a eliminação gradual de combustíveis fósseis por meio de NDCs 3.0.

[acceda aquí](#)

IEA, 2023. Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach.

[acceda aquí](#)

WWF, 2023. Global Energy Policy Framework.

[acceda aquí](#)

Observatório do Clima, 2024. Futuro da Energia: visão do Observatório do Clima para uma transição justa no Brasil

[acceda aquí](#)

Este catálogo se basa en el Informe Final: “La inviabilidad económica de la exploración de petróleo y gas en la desembocadura del río Amazonas: un análisis de costo-beneficio de opciones efectivas de transición energética”, elaborado conforme al Guía General de Análisis Socioeconómico de Costo-Beneficio del Gobierno Federal. Las cifras presentadas se expresan en valor presente y consideran horizontes temporales, supuestos y parámetros consistentes entre los escenarios analizados.

INFORME COMPLETO

Acceda al Informe Técnico completo, incluyendo los supuestos y las bases de datos utilizadas

[acceda al estudio completo aquí.](#)

WWF-BRASIL

Director Ejecutivo
Maurício Voivodic

Directora de Conservación
Mariana Napolitano

FICHA TÉCNICA

Autor:
WWF-Brasil

Coordinación:
Ricardo Fujii (WWF-Brasil)

Investigación:
Daniel Thá (Kralingen Consultoria)

Redacción:
Camila Fróis (XYZA)

Colaboración:
Alexandre Gross (WWF-Brasil)
Ana Paula Jachelli (WWF-Brasil)
Helga Correa (WWF-Brasil)
Kássia Bazzo (WWF-Brasil)
Regiane Guzzon (WWF-Brasil)

Diseño gráfico:
Henrique Susumo (XYZA)

Producción editorial:
Ana Paula Jachelli (WWF-Brasil)

Cita recomendada:
WWF-Brasil (2026) PÉRDIDAS Y OPORTUNIDADES PERDIDAS: Un análisis socioeconómico de la exploración de petróleo en la desembocadura del río Amazonas. WWF, Brasília, DF.

ISBN 978-65-89267-21-8





Trabajamos en defensa de la naturaleza por las personas y la vida silvestre.

#JuntosEspossible

wwf.org.br

© 2026

© 1986 – Símbolo Panda WWF – Fondo Mundial para la Naturaleza (también conocido como Fondo Mundial para la Vida Silvestre). © “WWF” es una marca registrada de WWF. WWF-Brasil: CLS 114, Bloque D, No. 35 Código Postal: 70377-540 Asa Sur, Brasília/DF.

Para información de contacto y más información, por favor visite nuestro sitio web en wwf.org.br