



**Estructuración financiera de la modernización de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH
Urrao**

Financial structuring of the modernization of municipality of Urrao's, department of Antioquia,
Colombia, small hydroelectric power plant

Por
Iván Darío Guapacha Bueno¹
Sofía Peña Correa²

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para obtener el título de
Magíster en Administración Financiera – MAF

Asesor
Diego Alexander Restrepo Tobón

Universidad EAFIT
Escuela de Finanzas Economía y Gobierno
Maestría en Administración Financiera – MAF
Medellín
2025

¹ spenac2@eafit.edu.co

² idguapachb@eafit.edu.co

© 2025 Iván Guapacha y Sofía Peña
Todos los Derechos Reservados

Resumen

El proyecto de modernización de la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) de Urrao, departamento de Antioquia, Colombia, busca mejorar la eficiencia operativa y reducir los riesgos mediante la actualización de los equipos obsoletos y la implementación de mantenimiento predictivo.

Desde el enfoque financiero, en esta investigación se evaluaron las necesidades de inversión, los costos y las opciones de financiamiento, proyectando los flujos de caja a diez años bajo distintos escenarios hidrológicos; asimismo, se analizaron las estructuras de deuda y las fuentes de financiación, a fin de asegurar la viabilidad económica del proyecto. Indicadores claves como ROI, EVA y Ebitda mostraron que las configuraciones de 700 y 800 kW fueron rentables y sostenibles, mientras que la de 500 kW resultó inviable.

La modernización de la PCH Urrao permitirá optimizar los costos operativos, mejorar la eficiencia energética y garantizar la sostenibilidad financiera y operativa, beneficiando tanto a la empresa propietaria como a la comunidad local.

Palabras claves:

Financiero (E43), modernización de infraestructura (H54), eficiencia operativa (D61), análisis de fuentes de financiación (E51), estructuración de deuda (H63), proyección de flujos de caja, planificación financiera (H63), optimización de costos (D24), retorno de la inversión (ROI) (D24).

Abstract

The modernization project of municipality of Urrao's, department of Antioquia, Colombia, Small Hydroelectric Plant (SHP), seeks to improve its operational efficiency and reduce risks by updating obsolete equipment and implementing predictive maintenance.

From a financial perspective, investment needs, costs and financing options were evaluated, projecting cash flows for ten years under different hydrological scenarios; likewise, debt structures and financing sources were analyzed, ensuring economic viability. Key indicators such as ROI, EVA and Ebitda showed that the 700 and 800 kW configurations were profitable and sustainable, while the 500 kW configuration was not viable.

This modernization will allow for the optimization of operating costs, improve energy efficiency and guarantee financial and operational sustainability, benefiting both the owner company and the local community.

Keywords

Financial (E43), Infrastructure modernization (H54), Operational efficiency (D61), Financing source analysis (E51), Debt structuring (H63), Cash flow projection, financial planning (H63), Cost optimization (D24), Return on investment (ROI) (D24).

Contenido

1. Introducción	1
1.1 Pregunta de investigación.....	2
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Justificación	4
1.4 Objetivos.....	5
1.4.1 Objetivo general.....	5
1.4.2 Objetivos específicos	5
1.5 Hipótesis	5
1.6 Alcance	5
1.7 Limitaciones	6
2. Marco teórico	7
3. Marco legal.....	9
3.1 Fundamentos constitucionales del servicio público de energía.....	9
3.2 Leyes relacionadas con el marco normativo energético.....	9
3.2.1 Leyes relacionadas con la regulación energética.....	9
3.2.2 Decretos relacionados con la reglamentación y el licenciamiento ambiental del sector energético.....	10
3.2.3 Regulaciones específicas. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)....	11
4. Presentación y análisis de resultados	12
4.1 Estado actual de la PCH Urrao	12
4.1.1 Infraestructura.....	12
4.1.2 Calidad y eficiencia energética	14
4.1.3 Análisis del factor de planta.....	14
4.2 Inversión en activos fijos.....	18
4.3 Proyecciones.....	19
4.3.1 Índices claves.....	19
4.3.2 Generación y liquidación de energía	21
4.3.3 Gastos de mano de obra	23
4.3.4 Financiación.....	23
4.3.5 Flujo de caja libre (FCL) proyectado a diez años.....	23
4.3.6 Salvamento.....	24
4.3.7 Costo de capital.....	25
4.3.8 Indicadores financieros	25
4.4 Matriz de riesgos	27
5. Conclusiones	29

Referencias30

Apéndices32

 Apéndice A. Liquidación.....32

 Apéndice B. Mano de obra.....33

 Apéndice C. Matriz.....34

Índice de tablas

Tabla 1. Inversión en activos fijos.....	18
Tabla 2. Depreciaciones y gastos de seguro (2025p-2034p).....	19
Tabla 3. Relación potencia de turbina y generador	22
Tabla 4. Amortización de la deuda (2025p-2034p).....	23
Tabla 5. Escenarios del flujo de caja libre (FCL).....	24
Tabla 6. Costo del capital ponderado, WACC (<i>weighted average cost of capital</i>).....	25
Tabla 7. Indicadores financieros para cada escenario	26

Índice de figuras

Figura 1. Proyección del índice de precios al consumidor, IPC (2000-2034p).....	20
Figura 2. Proyección del índice de precios al productor, IPP (2001-2033p).....	20
Figura 3. Proyección del precio de bolsa, PB (2014-2034p)	21
Figura 4. Proyección del indicador bancario de referencia, IBR (2013-2034p)	21

1. Introducción

El municipio de Urrao, ubicado al suroeste del departamento de Antioquia, limita al norte con los municipios de Abriaquí y Frontino, al sur con el de Vigía del Fuerte, al oriente con los de Abriaquí, Caicedo, Anzá, Betulia y Salgar, y al occidente con el de Vigía del Fuerte y el departamento de Chocó (Gobernación de Antioquia, s. f.). Allí se encuentra la Pequeña Central Hidroeléctrica Urrao —en adelante la PCH—, una planta de generación hidráulica a filo de agua, con una potencia nominal de 1030 kW, construida para atender la demanda de energía de la zona. En la actualidad, la planta es propiedad de Empresas Públicas de Urrao, E. S. P. (Ecogox, s. f.)

Las pequeñas centrales hidroeléctricas son una alternativa rentable para la generación de energía, en tanto no requieren un embalse, sino que aprovechan la caída natural del agua, lo que se traduce en costos, tiempos de construcción e impactos ambientales menores. (Valora Analitik, 2022)

La PCH enfrenta desafíos significativos relacionados con la obsolescencia de sus equipos y su eficiencia operativa. Estos problemas no solo afectan su capacidad de generación y la estabilidad del suministro eléctrico a la comunidad local, sino que incrementan los costos operacionales y reducen la rentabilidad del proyecto.

Desde el punto de vista financiero, esta investigación se enfocó en una cuidadosa evaluación de las necesidades financieras, la estimación de los costos, la estructuración de la deuda y la proyección de los flujos de caja del proyecto, a fin de asegurar su viabilidad económica y su sostenibilidad a largo plazo. Para este fin se consideraron diversas fuentes de financiación, incluyendo préstamos bancarios, subvenciones gubernamentales y posibles inversiones privadas. Además, se estableció un cronograma de pagos alineado con la capacidad de generación de flujo de caja del proyecto, garantizando un balance satisfactorio entre el costo de financiamiento y la flexibilidad de los pagos.

Para determinar la viabilidad financiera del proyecto se realizó un análisis exhaustivo basado en una metodología estructurada que incluyó la identificación de los principales factores de riesgo, la evaluación de diferentes escenarios hidrológicos de generación y la modelación financiera bajo diversos supuestos. Asimismo, se desarrollaron proyecciones del flujo de caja a diez años, considerando variaciones en la capacidad de generación y en el caudal disponible, que permitieron evaluar la sensibilidad del proyecto en condiciones adversas.

Posteriormente se analizaron diferentes formas de estructuración financiera considerando diferentes niveles de apalancamiento financiero y de costos de financiación, teniendo en cuenta las preferencias establecidas por su propietaria, Empresas Públicas de Urrao, y seleccionando el esquema más eficiente en términos de rentabilidad y sostenibilidad.

La evaluación de viabilidad se basó en indicadores claves como el ROIC, el EVA y el Ebitda, además del análisis del apalancamiento y la estabilidad en los ingresos. Los resultados indican que los escenarios de generación de 700 y 800 kW son los más rentables y sostenibles, con márgenes operativos saludables y una estructura financiera estable a largo plazo. En contraste, escenarios de menor capacidad, como el de 500 kW, resultan financieramente inviables.

Basado en los resultados obtenidos, se concluye que el proyecto es viable financieramente bajo los escenarios mencionados, asegurando ingresos estables, mitigando los riesgos y maximizando la rentabilidad operativa.

1.1 Pregunta de investigación

¿Cómo estructurar financieramente el proyecto de modernización de la Pequeña Central Hidroeléctrica Urrao, PCH Urrao?

1.2 Planteamiento del problema

La PCH Urrao es una planta de generación de energía a filo de agua con una capacidad instalada de 1030 kW. Su función es aprovechar el caudal del río Urrao para suministrar energía a la región de manera sostenible; sin embargo, actualmente, en algunos meses solo ha logrado operar al 57 % de su capacidad, generando aproximadamente 585 kW/mes, lo que representa una significativa subutilización de su potencial energético. Esta baja eficiencia se debe a problemas técnicos, estructurales y operativos que han impactado negativamente el rendimiento de la planta y su estabilidad financiera.

Uno de los principales problemas radica en la obsolescencia de la infraestructura electromecánica, que tiene una operación de aproximadamente cuarenta y cinco años, con equipos claves como las turbinas, los álabes y las tuberías de carga en un estado de manifiesto deterioro. Por ejemplo, la Unidad 2³ ha requerido múltiples reparaciones en su tubería de carga, que han sido insuficientes para garantizar su correcto funcionamiento y han hecho necesario su remplazo total para evitar fallas críticas. Además, la falta de mantenimiento preventivo y la antigüedad de los sistemas de generación han reducido significativamente la capacidad de la PCH para aprovechar de manera óptima el recurso hídrico disponible.

Desde el punto de vista operativo, la central carece de sistemas de control y protección modernos, lo que genera riesgos significativos en la operación. La ausencia de automatización obliga a los operadores a ejecutar maniobras de forma manual que incrementan la posibilidad de errores humanos y fallos en los equipos. Asimismo, la insuficiencia de los sistemas de monitoreo impide detectar anomalías como sobrecargas, variaciones de velocidad o fallas técnicas a tiempo, lo que no solo compromete la seguridad de la planta, sino que incrementa los costos de mantenimiento y reparación a largo plazo.

En el ámbito normativo, la PCH enfrenta desafíos relacionados con el cumplimiento de regulaciones técnicas y de seguridad de obligatorio cumplimiento. La falta de calibración de los sistemas de medición en conformidad con la normativa vigente podría derivar en sanciones o, incluso, en la pérdida de la certificación de operación, un hecho que afectaría la continuidad del

³ La PCH Urrao cuenta con dos generadores denominados «Unidad 1» y «Unidad 2».

servicio. Del mismo modo, las compuertas de admisión y los sistemas de regulación requieren intervenciones urgentes para cumplir con los estándares actuales de seguridad hidráulica y operativa.

Frente a este panorama, resulta evidente la necesidad de una modernización integral de la PCH que permita optimizar su capacidad de generación, garantizar su continuidad operativa y mejorar su eficiencia energética. No obstante, la ejecución de este proyecto presenta un reto financiero importante, ya que Empresas Públicas de Urrao, E. S. P., su propietaria, no cuenta con el capital suficiente para asumir la inversión requerida. Además, el Gobierno municipal ha establecido como directriz que la financiación de la modernización del proyecto no debe comprometer vigencias futuras del municipio, lo que restringe el acceso a algunos esquemas de financiamiento público.

En este contexto surge la necesidad de definir la mejor estrategia de estructuración financiera para la modernización de la PCH. De ahí que la pregunta central que guía esta investigación sea conocer cuál es la mejor forma de estructurar financieramente el proyecto de modernización de la planta, considerando las limitaciones presupuestales del municipio y las opciones de financiamiento disponibles.

Para responder a esta problemática, la investigación planteó diversas alternativas y esquemas de financiamiento, así: deuda privada, *project finance*, asociaciones público-privadas (APP), créditos de los bancos de desarrollo y subsidios y fondos públicos específicos para el sector energético. Cada una de estas opciones presenta ventajas y desafíos en términos de rentabilidad, riesgo financiero y viabilidad operativa, por lo que su análisis es crucial para garantizar que la modernización de la PCH sea económicamente sostenible y no represente una carga financiera excesiva ni para Empresas Públicas de Urrao ni para el municipio.

En el esquema *project finance*, el solo *ticket* de entrada no lo hace atractivo para encontrar inversionistas; en las APP, experiencias anteriores en programas de gobierno como «Urrao iluminado» (alumbrado público) generaron descontento en la población y no están contempladas en el Plan municipal de desarrollo ; y en el caso de subsidios y fondos públicos específicos para el sector energético, aunque desde el Gobierno nacional existe una estructura legal para apoyar este tipo de proyectos, en el momento actual no hay recursos específicos en el Plan nacional de desarrollo. Por lo tanto, la fuente de financiación el proyecto se evaluó bajo el esquema de deuda privada.

Dado que el objetivo es asegurar la sostenibilidad financiera del proyecto sin comprometer la estabilidad económica del ente operador, esta investigación evalúa si los ingresos generados por la PCH serán suficientes para cubrir los costos de financiamiento y garantizar su auto-sostenibilidad a través de un esquema de financiación a través de créditos de bancos comerciales. Una adecuada estructuración financiera no solo permitirá la modernización de la planta, sino que asegurará su eficiencia operativa y contribuirá al desarrollo del sistema energético local y nacional.

1.3 Justificación

La rehabilitación, modernización y ampliación de la PCH, específicamente de la Unidad 1, es un proyecto de máxima importancia, ya que la mejora en la generación de energía local contribuirá de forma significativa al desarrollo económico de la región y estará alineado con los objetivos de sostenibilidad a nivel nacional. Actualmente, debido al estado crítico de los equipos, la PCH funciona muy por debajo de su capacidad instalada: solo 585 kW/mes, el 56,8 % del total de 1030 kW.

Esta situación evidencia una subutilización de los recursos hidrológicos locales disponibles que a su vez conlleva un coste de oportunidad significativo en términos de generación de energía renovable. Así entonces, el proyecto de modernización cobra vital importancia, en tanto aborda el déficit de producción de energía mencionado y busca restaurar la capacidad nominal de la PCH, permitiendo aprovechar el potencial de generación hidroeléctrica de la zona de influencia de la Unidad 1 y contribuir al desarrollo económico local. En la actualidad, la PCH funciona en condiciones críticas y obsoletas, ya que los sistemas de control electrolítico y de protección no cumplen con las normas vigentes.

Del mismo modo, el proyecto de modernización de la planta representa un impacto positivo en la infraestructura civil sobre la que se apoya la PCH. De hecho, elementos claves como el tanque de carga, los canales de conducción y las tuberías presentan índices significativos de desgaste provocado por la falta de mantenimiento adecuado, lo cual no solo afecta la eficiencia operativa, sino también, desde el punto de vista social y ambiental, la seguridad estructural de la obra. Así, esta iniciativa no solo se limita a parámetros puramente operativos, sino que representa implicaciones sociales y ambientales de gran relevancia en la vida de la comunidad.

Desde el punto de vista administrativo y financiero, la rehabilitación de la PCH es fundamental para Urrao, en tanto los ingresos que se generen serán transferidos por Empresas Públicas de Urrao a través de dividendos, dado que el municipio es su único accionista. Estos recursos serán destinados a la financiación de obras de infraestructura, el arreglo de las calles, la atención a la población vulnerable, los programas sociales y las demás partidas presupuestales establecidas en el Plan municipal de desarrollo.

Considerando la importancia de este recurso para el bienestar de la comunidad y el desarrollo local, resulta fundamental que el proceso de modernización de la planta sea una prioridad en términos estratégicos y que su ejecución y administración sean eficientes para garantizar su sostenibilidad y maximizar su impacto en el desarrollo socioeconómico de la región. Además, los conocimientos derivados de este proyecto podrán ser aplicados a obras similares para el desarrollo de buenas prácticas en la gestión y modernización de la infraestructura hidráulica en Colombia.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Estructurar financieramente el proyecto de modernización de la Pequeña Central Hidroeléctrica Urrao, PCH Urrao.

1.4.2 Objetivos específicos

- Diagnosticar el estado actual de la infraestructura de la PCH Urrao y su impacto en la eficiencia operativa y financiera, con base en información obtenida entre 2020 y 2024.
- Evaluar las opciones para la estructuración financiera del proyecto, con base en sus alternativas de operación y gestión.
- Realizar la estructuración económica y financiera del proyecto.
- Realizar la evaluación financiera del proyecto, con base en el mecanismo de estructuración financiera seleccionado: deuda privada.

1.5 Hipótesis

La hipótesis propuesta en esta investigación es la siguiente: ¿la rehabilitación, modernización y ampliación de la PCH Urrao podrá ser financieramente viable?

1.6 Alcance

A través de una evaluación financiera detallada se analizará la viabilidad financiera del proyecto de rehabilitación, modernización y ampliación de la PCH Urrao, abarcando los costos de inversión inicial, los costos operativos actuales y proyectados, y el impacto esperado en los ingresos derivados de la generación de energía. Para este fin se utilizarán herramientas de análisis financiero como el flujo de caja descontado (DCF, *discounted cash flow*), la tasa interna de retorno (TIR) y el retorno de la inversión (ROIC, *return on invested capital*), a fin de determinar si los beneficios futuros justifican la inversión inicial.

Adicionalmente, se llevará a cabo un análisis de la eficiencia operativa para definir cómo las mejoras del proyecto afectarán la eficiencia de la generación de energía, lo que influirá directamente en la capacidad de la PCH para generar ingresos adicionales. Este ejercicio incluirá proyecciones del aumento en la producción de energía y una estimación de la reducción de los costos de operación y mantenimiento tras la implementación de las mejoras.

Del mismo modo, será necesario tener en consideración los riesgos financieros, para lo cual se realizará una evaluación de los riesgos inherentes al proyecto, incluyendo las fluctuaciones en el precio de la energía, las variaciones en los costos o los imprevistos que pudieran aumentar el

costo de la inversión. Este análisis abarcará la modelación de diferentes escenarios para estimar los impactos en la rentabilidad del proyecto.

Finalmente, se llevará a cabo una evaluación de las externalidades positivas del proyecto asociadas a la implementación de las medidas mencionadas, incluyendo la contribución a la reducción de las emisiones de carbono, la mejora en la seguridad operativa y los beneficios socioeconómicos para la comunidad local derivados de la disponibilidad de una fuente de energía más eficiente y limpia.

1.7 Limitaciones

Acceso a información técnica y financiera completa y confiable disponible al momento de la investigación

Datos incompletos o poco detallados sobre el estado actual de la infraestructura o los costos de la operación podrían limitar la precisión de las proyecciones.

Incertidumbre en las proyecciones de los ingresos

Dependen de factores como las condiciones del mercado eléctrico, las fluctuaciones en los precios de la energía, los índices de precios al consumidor (IPC) y al productor (IPP) y el indicador bancario de referencia (IBR), que son difíciles de predecir con exactitud. Cualquier cambio significativo de estos indicadores durante el período de análisis podría afectar los resultados de la evaluación de viabilidad financiera.

Dependencia de las condiciones hidrológicas

Pueden variar de un año a otro debido a factores climáticos o cambios en los patrones de lluvia. Por esta razón, se modelan escenarios con caudales diferentes para evidenciar cómo pueden afectar las proyecciones de los ingresos.

Factores regulatorios y de política energética

Pueden cambiar a lo largo del tiempo, lo que podría afectar la viabilidad financiera del proyecto. Por esta razón, esta investigación se basa en las normativas actuales, aunque haciendo el salvamento de que no podrá prever cambios futuros que puedan impactar los costos, los ingresos o los requisitos operativos.

Costos imprevistos de rehabilitación

Dado que la rehabilitación y la modernización del proyecto implican intervenciones en la infraestructura existente, existe la posibilidad de que surjan costos imprevistos durante su ejecución debido a problemas técnicos no anticipados. Estos costos pueden influir en su viabilidad financiera final si no están contemplados en las estimaciones iniciales.

2. Marco teórico

A nivel mundial, la energía hidroeléctrica representa el 16 % del total de la energía producida, y es una fuente de gran importancia frente a las demás energías renovables como la solar (4 %) o la eólica (6 %) (García Pachón, 2017). Esta participación es crucial para países que, como Colombia, buscan avanzar hacia una matriz energética más limpia, alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible propuestos por la Organización de las Naciones Unidas, ONU.⁴

Colombia posee un abundante recurso hídrico, con 15 000 kilómetros de ríos, tres millones de hectáreas de cuerpos de agua superficiales y el 57 % de los páramos a nivel mundial (Cumaco Chico & Velásquez Cumaco, 2021). El 69 % de la energía del país proviene de fuentes hidroeléctricas, un hecho que lo ubica como líder de la región en la generación de energía renovable (García Pachón, 2017). En este orden de ideas, Colombia es altamente dependiente de sus recursos hídricos y, por tanto, está expuesta a fenómenos climáticos que pueden afectar negativa o positivamente la disponibilidad hídrica relacionada con la estabilización de la generación de energía.

Es así como proyectos como las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) se han vuelto esenciales para asegurar la sostenibilidad del país en el tiempo. Según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la generación de energía eléctrica producida en 2020 con recursos hídricos equivalió al 73,29 % del total, seguido por el gas, con 12,65 % (Colombia, UPME, s. f.).

Con la demanda poblacional, las PCH también se han incrementado; además, este tipo de proyectos requiere de inversiones inferiores en comparación con las centrales hidroeléctricas y, a diferencia de estas, aprovechan el líquido circulante de un afluente (Mora Navarro & Hurtado Liévano, 2024), no exigen su almacenamiento en algún terreno para generar energía —como sucede con las represas— ni requieren la inundación de grandes superficies que generan afectaciones sociales y económicas para las regiones. (Osorio Londoño, 2017)

La PCH Urrao forma parte de un plan para mejorar la generación de energía en la región utilizando métodos sostenibles. Un proyecto clave del cual hace parte es la central hidroeléctrica Penderisco I, que se encuentra ubicada a cinco kilómetros de la cabecera municipal de Urrao, cuenta con una capacidad de 19,9 MW y puede generar aproximadamente 139,8 GWk al año, lo suficiente para abastecer a unas 52 000 viviendas y generar 250 empleos. (Valora Analitik, 2022).

La PCH Urrao se encuentra ubicada en las coordenadas 6°19'23"N – 76°08'17"W, a una altura de 1825 m. s. n. m., y aprovecha las características hidrológicas y topográficas de un tramo del río Urrao. La captación es a filo de agua, y el agua turbinada —la disponible en la fuente— es timada instantáneamente en la estructura de captación, específicamente en la obra de derivación (azud) ubicada a 3,4 kilómetros aguas arriba de la desembocadura del río Urrao. La descarga se realiza al río Penderisco, conformándose así el denominado «transvase de cuenca».

⁴ Organización de las Naciones Unidas, ONU. (s. f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>

Actualmente, la PCH se encuentra en operación y diariamente genera energía que es entregada al Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y comercializada a través de XM, la entidad que opera y administra el mercado eléctrico colombiano.

3. Marco legal

En las últimas décadas, el desarrollo del sector energético en Colombia ha estado respaldado por un marco normativo que busca equilibrar el crecimiento económico, la prestación eficiente del servicio público y la sostenibilidad ambiental. En este contexto, la modernización de la PCH Urrao se enmarca en una serie de disposiciones constitucionales, legales y regulatorias que garantizan la operación y viabilidad de proyectos hidroeléctricos.

3.1 Fundamentos constitucionales del servicio público de energía

La Constitución Política de 1991 estableció el servicio de energía como un bien de interés público que debe garantizar su prestación eficiente y regulada. Dos artículos claves fundamentan su operación: el 365 y el 370, que consagran el sustento legal a la intervención del Estado en la regulación y la promoción de las energías renovables, incentivando su desarrollo mediante leyes y decretos específicos.⁵

3.2 Leyes relacionadas con el marco normativo energético

3.2.1 Leyes relacionadas con la regulación energética

*Ley 142 de 1994 – Régimen de servicios públicos*⁶

Asegura la transparencia en la comercialización de la energía y la regulación de las tarifas. En el caso de las PCH:

- Regula la prestación del servicio de energía eléctrica.
- Define el papel del Estado en la promoción de la libre competencia en el sector.

*Ley 143 de 1994 – Plan energético nacional*⁷

Permite la integración de los proyectos al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el caso de las PCH:

⁵ Colombia, Congreso de la República. (1991). *Constitución Política de la República de Colombia*. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion_politica_1991.html

⁶ Colombia, Congreso de la República. (1994). *Ley 142* («por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones»). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>

⁷ Colombia, Congreso de la República. (1994). *Ley 143* («por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética»). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>

- Establece las bases para la generación, transmisión y distribución de la electricidad.
- Promueve la eficiencia, la calidad y la cobertura del servicio.

*Ley 697 de 2001 – Uso racional y eficiente de la energía (URE)*⁸

Justifica el desarrollo de las PCH en términos de la sostenibilidad y la optimización del recurso hídrico, y acredita el URE como un asunto de interés nacional que promueve fuentes alternativas de energía y eficiencia energética.

*Ley 1715 de 2014 – Integración de energías renovables*⁹

Les permite a las PCH beneficiarse de exenciones fiscales y tener acceso a mecanismos de financiación preferencial a través del impulso y la diversificación de la matriz energética con fuentes no convencionales; adicionalmente, define los incentivos tributarios y arancelarios para los proyectos renovables.

3.2.2 Decretos relacionados con la reglamentación y el licenciamiento ambiental del sector energético

Previo a la expedición del Decreto 2820 de 2010, las PCH operaban con concesiones de agua y permisos de ocupación de cauce. Con este decreto se les exigió licencia ambiental, un hecho que marcó un cambio en la regulación y la gestión de estos proyectos e introdujo la obligatoriedad del licenciamiento ambiental para todos los proyectos energéticos, incluyendo las PCH.

Por su parte, el Decreto 2041 de 2014 sostuvo la exigencia de las licencias ambientales para los proyectos energéticos integrando esta normativa en el Decreto 1076 de 2015, que permite una evaluación más eficiente de los proyectos hidroeléctricos.

*Decreto 2820 de 2010 – Licencias ambientales*¹⁰

Introduce la obligatoriedad del licenciamiento ambiental para proyectos energéticos, incluyendo las PCH.

*Decreto 2041 de 2014 – Modificación del licenciamiento ambiental*¹¹

Deroga el Decreto 2820 de 2010 y agiliza los procedimientos de licenciamiento ambiental.

⁸ Colombia, Congreso de la República. (2001). *Ley 697* («por la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones»). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4449>

⁹ Colombia, Congreso de la República. (2014). *Ley 1715* («por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional»). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

¹⁰ Colombia, Presidencia de la República. (2010). *Decreto 2820 de 2010* («por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales»). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=45524>

¹¹ Colombia, Presidencia de la República. (2014). *Decreto 2041 de 2014* («por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales»). <https://www.suin-juricol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Decretos/1389917>

*Decreto 1076 de 2015 – Compilación de normas ambientales*¹²

Provee estabilidad jurídica a los inversionistas, favoreciendo la planificación y el financiamiento de las PCH. Asimismo, unifica la normatividad del sector energético, un hecho clave porque agrupa las normas ambientales aplicables a la generación de energía, estableciendo criterios claros para la concesión de las licencias ambientales, especialmente en los proyectos hidroeléctricos. De este modo, se les brinda estabilidad jurídica a los inversionistas y se logra un estado de armonía con las políticas de desarrollo sostenible.

3.2.3 Regulaciones específicas. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La CREG se creó en 1994 mediante las Leyes 142 y 143. Su objetivo es garantizar la disponibilidad de energía para abastecer la demanda del país. En el desarrollo de sus funciones, la Comisión ha emitido normas técnicas y económicas esenciales para el sector de las PCH, entre ellas las siguientes:

*Resolución CREG 091 de 2007*¹³

Define las metodologías tarifarias para la energía en las llamadas «zonas no interconectadas» .

*Resolución CREG 030 de 2018*¹⁴

Regula la autogeneración y la generación de energía distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

¹² Colombia, Presidencia de la República. (2015). *Decreto 1076 de 2015* («por el cual se incorpora las modificaciones introducidas al Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible a partir de la fecha de su expedición»). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>

¹³ Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2007). *Resolución CREG 091 de 2007* («por la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas»). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0091_2007.htm

¹⁴ Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2007). *Resolución CREG 030 de 2018* («por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional»). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm

4. Presentación y análisis de resultados

4.1 Estado actual de la PCH Urrao

4.1.1 Infraestructura

Con el fin de cumplir con el debido diagnóstico del estado actual de la planta, se llevó a cabo un análisis del estado de los diferentes elementos que la componen y de las fases del proceso de producción de energía. Todos ellos se detallan a continuación.

Captación del agua

Se realiza a través de un azud —un muro de tipo tirolesa— de 25 m de longitud, que corresponde a la totalidad del ancho del cauce del río Urrao en este punto, y un perfil Creager con una rejilla de fondo de 11 m de largo.¹⁵ En general, la estructura se encuentra en buen estado y no se detectaron fallas estructurales; sin embargo, no cuenta con pasarela de operación y la compuerta de salida requiere mantenimiento.

Desarenador

Adosado directamente al *box* que conduce el agua captada a través de la reja coladera, una estructura de tipo rectangular que finaliza en una figura trapezoidal con las siguientes dimensiones: base mayor: 8 m; base menor: 3 m; rectángulo: 8 m; trapecio: 5 m. Este componente se encuentra estructuralmente bien, sin fugas o problemas, aunque se recomienda un cerramiento en reja para evitar accidentes.

Canal de purga

Donde desemboca el desarenador. Cuenta con una compuerta de fondo para la purga de sedimentos, que los conduce a través de un *box* que conecta a un canal descubierto que vierte finalmente al río Urrao. Este componente se encuentra en buen estado.

Canal de conducción

Una estructura hidráulica de tipo abierta, con dos cruces tipo *box Colbert* para atravesar las calles del sistema urbano del municipio. El canal es de baja pendiente y de sección rectangular, y tiene una longitud de 2,31 km. Una parte del recorrido está recubierta en concreto —la salida de la captación y la llegada al tanque de carga—, mientras que el resto está recubierta en tierra sin protección.

¹⁵ Agudelo Zapata, J. A. (2014). *Creager, otra curva interesante para usar en una estructura*. Estructurando. <https://estructurando.net/2014/05/20/creager-otra-curva-interesante-para-usar-en-una-estructura/>

Tanque de carga o cámara de presión

Garantiza la protección contra los golpes del ariete y las cavitaciones debidos al ingreso de aire a las tuberías de presión. En su mayoría se encuentra estable; sin embargo, uno de sus costados sufrió un daño en algún momento del pasado y fue reparado con palos y neumáticos. Esta restauración no se considera apropiada y representa un riesgo tanto para el tanque como para la casa de máquinas, por lo que debe ser reformada cuanto antes. Se recomienda cerrar completamente el tanque con malla para evitar accidentes o la manipulación indebida de terceros.

Cámara de carga

Desde aquí se derivan dos tuberías dirigidas hacia el sistema de anclajes y almenaras de cada una de las unidades de turbina (PCH1 y PCH2). El anclaje de la tubería de la Unidad 1 es un dado de concreto cuya función exclusiva es servir de codo o cambio de dirección; y el anclaje la tubería de la Unidad 2 es una cámara de carga con las mismas funciones de la anterior. Ambos anclajes cuentan con chimeneas o almenaras para liberar las ondas de sobrepresión o los golpes de ariete producidos por los llenados o los cierres rápidos de los álabes en un rechazo de carga dado. Ambas estructuras están en buen estado.

Compuertas de fondo

Tres pares de elementos mecánicos distribuidos en las diferentes transiciones de la PCH: captación, aducción y conducción, y en el tanque de carga. Un par está ubicado en la entrada del tanque de carga y dos en la salida. Las compuertas, de tipo cortina, están construidas en acero al carbono con sello metal-metal, vástagos lisos enganchados al tornillo y un actuador directo con un volante de giro circular. Caber resaltar que las compuertas son de muy lento recorrido.

Casa de máquinas

En esta estructura están ubicados las válvulas de admisión, las turbinas, los generadores, las excitatrices, los sistemas hidráulicos, de refrigeración, auxiliares eléctricos, de control, protección y medida, los transformadores, la frontera de medida, la bahía de la subestación, los pórticos de salida de la línea de conexión y los canales de descarga.

Unidades de generación

Son dos. La Unidad 1 tiene una potencia nominal en bornes de generador de 780 kVA; y la Unidad 2, de 250 kVA. En suma, una potencia eléctrica instalada de 1030 kVA. Los generadores son de la marca Brown Boyen & Co., una empresa ubicada en la ciudad de Baden (Suiza), hoy día propiedad del Grupo ABB (Asea Brown Boyen).

A pesar de que, en bornes de generador, la potencia aparente es de 1030 kVA, la potencia real está limitada por la capacidad del conjunto hidromecánico —conocido como «turbinas»—, de la empresa Dress & Co., de las cuales no se cuenta con datos detallados. La placa de especificaciones de la Unidad 1 solo señala la altura y el caudal nominal de trabajo, pero no registra la potencia de salida. La Unidad 2 no tiene placa de especificaciones visibles y, por tanto, es imposible asegurar cuál es su potencia nominal de fabricación.

4.1.2 Calidad y eficiencia energética

Actualmente, la PCH tiene en operación las dos unidades, que no están generando la capacidad nominal que tienen de fabricación. La Unidad 1 está generando un promedio de 400 kW y la Unidad 2, un promedio de 185 kW. Esta condición se debe a la pérdida de eficiencia del sistema hidroenergético, especialmente en los equipos de conducción y turbinas.

Ambas unidades requieren intervención mecánica de forma urgente, en tanto están generando un promedio de 585 kW de los 1030 kW nominales de fábrica. Según los datos reportados al operador XM, durante los últimos cuatro años, su promedio de generación horario fue de 718,7 kW, lo que equivale a un factor de planta del 70 %. Por lo tanto, se debe intervenir la tubería de presión de forma inmediata, ya sea con reparaciones o cambios totales, mediante la metodología de ensayos no destructivos (pruebas END).

4.1.3 Análisis del factor de planta

La Unidad 1 posee una válvula de tipo compuerta DN 800, con cuerpo de acero al carbono, tornillo y volante como actuadores, sello en bronce y un rodete —una rueda tipo Francis—; la válvula de la Unidad 2, aunque la tubería viene en un DN 500 aproximadamente, esta cuenta con una reducción de diámetro a casi la mitad y, por esta razón, esta unidad posee una compuerta DN 300 aproximadamente, con cuerpo de acero al carbón, tornillo y volante como actuador. Ambas compuertas representan la seguridad al cierre del sistema hidráulico, no son reguladoras y solo tienen la función de admisión o de cierre total. Su operación es manual y de larga duración, y no cuentan con un sistema de cierre rápido de emergencia.

No fue posible inspeccionar dichos elementos, pues se encuentran en operación y el alcance del presente contrato no incluye la realización de pruebas END. Aun sí, de los resultados de la generación energética se presupone, de manera técnica y lógica, que han perdido eficiencia de generación hidroeléctrica, un claro indicador de la necesidad de intervenirlos con aportes, reparaciones o cambios definitivos. Dicha conclusión debe estar respaldada por las pruebas predictivas que se requieran. Finalmente, cabe resaltar que estos elementos cuentan con plantillas que harían mucho más fáciles estos procesos.

Caracol

Conformado por dos distribuidores y colectores con seis álabes directrices cada uno, que determinan la eficiencia del sistema. Ambos están sellados con tapas y laberintos acoplados al ducto de succión y a la descarga de cada unidad, y están contruidos en acero al carbono con tapas del mismo material y sellos de tipo laberinto en bronce. La eficiencia de estos elementos está muy comprometida debido a las fugas evidentes y las reparaciones provisionales.

Álabes

Cada unidad cuenta con doce álabes móviles, encargados de regular la potencia generada y completar el perfil hidrodinámico que garantiza la eficiencia en la generación de energía junto con los álabes fijos. No fue posible inspeccionar dichos elementos, pues se encuentran en operación y el alcance del presente contrato no incluye la realización de pruebas END. Aun sí, de los resultados

de la generación energética se presupone, de manera técnica y lógica, que han perdido eficiencia de generación hidroeléctrica, un claro indicador de la necesidad de intervenirlos con aportes, reparaciones o cambios definitivos. Dicha conclusión debe estar respaldada por las pruebas predictivas que se requieran. Finalmente, cabe resaltar que estos elementos cuentan con plantillas que harían mucho más fáciles estos procesos.

Sistemas de regulación

Los elementos encargados de la apertura y el cierre de los álabes para regular la cantidad de carga que va a ser suministrada al sistema de generación. Están compuestos por bielas, palancas, bujes, pasadores, graseras y bronces. No fue posible inspeccionar dichos elementos, pues se encuentran en operación y el alcance del presente contrato no incluye la realización de pruebas END. Aun sí, de los resultados de la generación energética se presupone, de manera técnica y lógica, que han perdido eficiencia de generación hidroeléctrica, un claro indicador de la necesidad de intervenirlos con aportes, reparaciones o cambios definitivos. Dicha conclusión debe estar respaldada por las pruebas predictivas que se requieran. Finalmente, cabe resaltar que estos elementos cuentan con plantillas que harían mucho más fáciles estos procesos.

Cojinetes

Cada unidad de generación descansa sobre cuatro cojinetes: dos principales de empuje y carga, que tienen refrigeración permanente a través de la circulación continua del sistema de lubricación, y dos adosados al cuerpo de cada generador, que cumplen las funciones de guía, de tipo cuba, sin refrigeración externa.

Los primeros, adosados al pedestal de apoyo, que sirve de cuba al aceite de refrigeración y lubricación de la chumacera, se encuentran a cada lado de la volante de inercia de las unidades; están fundidos en *babbit*, en dos mitades que descansan sobre los casquetes de cierre y confinamiento. No fue posible inspeccionar dichos elementos, pues se encuentran en operación y el alcance del presente contrato no incluye la prueba de resistencia y desgaste.

Cabe anotar que los operadores no reportaron eventos de alta temperatura, pero la baja eficiencia del sistema puede ir en detrimento del estado y la sanidad de estos elementos, que son de importancia fundamental en el índice de operatividad. Asimismo, no se hallaron plantillas de ellos, lo que hace que su intervención requiera de un proceso previo de reingeniería de diseño y modelación hidráulica.

Sistema de refrigeración

Cada unidad de generación cuenta con un sistema de refrigeración de tipo serpentín, sumergido en el canal de descarga. El sistema toma el aceite de lubricación dinámica de la cuba del pedestal de chumacera mediante la presión y el caudal inyectados por la bomba del motor eléctrico. El aceite es llevado hacia el serpentín que, por transferencia de calor, radia la temperatura hacia el agua de descarga. El sistema de refrigeración de la Unidad 1 fue modificado y reconstruido en acero galvanizado; y el de la Unidad 2 se encuentra fuera de servicio.

Reguladores de velocidad

Presentes en cada unidad y tienen un sistema hidromecánico que controla de manera manual y automática la apertura de los álabes, es decir, que hacen parte del sistema de regulación de carga y mantienen la velocidad sincrónica de las unidades de generación. Este sistema, también en modo automático, representa la seguridad de las unidades de generación ante una variación o un rechazo de carga, evitando que los reguladores caigan en sobre-velocidad (embalamiento), se sobrecalienten mecánicamente, quemen el sistema de lubricación o dañen los casquetes de los cojinetes.

En la actualidad, según el reporte de los operadores, los reguladores de velocidad funcionan en modo manual y automático. Algunos de sus accesorios, como los manómetros o los tacómetros, están fuera de servicio, por lo que es necesario adecuarlos y habilitarlos para disponer de su potencial total.

Los generadores de la Unidad 1 tienen las siguientes características:

- Generador sincrónico. Marca: Brown Boyen & Co.
- Tipo: WyK 238-B 66356
- Potencia aparente: 780 KVA
- Velocidad: 900 r. p. m.
- Corriente: 900 A
- Voltaje: 500 V
- Número de fases: 3
- Frecuencia: 60 Hz
- Factor de potencia: 0,8
- Tensión de excitación: 60 VDC
- Corriente de excitación: 107 A
- Ciclo de trabajo: continuo

Los generadores de la Unidad 2 tienen las siguientes características:

- Generador sincrónico. Marca: Brown Boyen & Co.
- Tipo: WyK206qn-B62204
- Potencia aparente: 250 KVA
- Velocidad: 1200 r. p. m.
- Corriente: 60 A
- Voltaje: 2400 V
- Número de fases: 3
- Frecuencia: 60 Hz
- Factor de potencia: 0,8
- Tensión de excitación: 49 VDC
- Corriente de excitación: 31 A
- Ciclo de trabajo: continuo

Excitatrices de cada generador

Cada unidad posee un generador que suministra la corriente para generar el campo de excitación. Dichos generadores poseen las siguientes características:

- Generador: DC
- Tipo: Shunt
- Voltaje: 55 V
- Corriente: 34,5 A
- Velocidad: 1200 r. p. m.
- Potencia: 1,9 kW

Sistema de medición y control

Las unidades de generación cuentan con un sistema de medición análogo con transformadores de corriente y potencia instalados en los bornes de generación, cerca del interruptor de potencia. También cuentan con analizadores de red digitales, que visualizan una gran cantidad de variables, pero no cuentan con puertos de comunicaciones del tipo IEC-104 para ser monitoreados de forma remota.

Este hecho es de suma importancia para el cumplimiento de los acuerdos CNO 646 y el listado SOE del CND Anexo 3 del operador XM.¹⁶ En la actualidad, la PCH no cuenta ni con la infraestructura ni con la arquitectura tecnológica para dar cumplimiento a estas normas si se llegaren a aplicar a este tipo de proyectos —como es posible que suceda—, en tanto no poseen los certificados de calibración y presentan algunas discrepancias con la frontera de medida.

Cada unidad de generación tiene un interruptor de potencia de tipo seco, cargado por una palanca resorte que no posee circuito de disparo o de cierre. Su sistema de control no está automatizado y consiste básicamente en controlar la corriente de excitación y, con ella, el voltaje de regulación. Este control lo realiza el operador de forma manual a través del reóstato, al momento de la sincronización de cada máquina. La regulación de la carga y de la potencia generada también la realiza el operador de forma manual.

La PCH no posee un sistema de control definido, sin automatización ni RTU (*remote terminal unit*) para la comunicación de las variables entre los PLC (*programmable logic controllers*), y tampoco cuenta con un sistema de protección mecánico o eléctrico. La temperatura de los cojinetes se monitorea con un termómetro adosado al casquete de chumaceras, de tipo bimetálico, que es revisado por el operador de forma periódica. La velocidad de la unidad tampoco es monitoreada, por lo que no existe ninguna clase de disparo por sobre-velocidad. Ninguna variable, a excepción de la corriente, produce disparo de las unidades de generación.

En conclusión, el nivel de protección de la central es muy bajo.

Los transformadores de cada unidad de generación, provistos de un transformador de potencia individual que transporta la energía generada hasta la subestación local, están ubicados en el patio de la subestación en los predios de la PCH. La bahía es de media tensión, a un nivel de 13,2 kV; cada unidad tiene una protección de caja primaria con cañuela y un fusible de 15 amperios. El pórtico es de tipo H, con doble estructura metálica y vestido con dos niveles de crucetas. De cada caja primaria se realiza la transferencia a la línea a través de un baraje de tipo puente flojo, para unir ambas unidades a una caja primaria común, con una cañuela y un fusible de 30 amperios. En total, la bahía de transferencia cuenta con nueve cajas primarias, nueve cañuelas y nueve fusibles de 15 y 30 amperios. Cabe resaltar que es una bahía de sincronización, lo que implica que cualquier maniobra debe hacerse con las unidades fuera de servicio.

¹⁶ Colombia, Consejo Nacional de Operación, CNO. (2013). *Acuerdo 646* («por el cual se modifica el procedimiento guía y los plazos aclaratorios no previstos en la regulación para la entrada en operación de plantas al SIN de Activos del Sistema de Transmisión Nacional, STN, del Sistema de Transmisión Regional, STR, y de Activos de conexión al STN»). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/acuerdo_cno_0646_2013.htm

Línea de conexión

El punto donde la central exporta la energía generada, con un nivel de tensión de 13,2 KV, estructuras de tipo poste con dos aisladores por fase y un solo circuito. La línea de conexión inicia en la bahía de generación y termina en la subestación eléctrica del municipio.

Fronteras de medida

La medición de la frontera comercial se hace de manera unificada en las instalaciones de la PCH, es decir, que existe una sola frontera comercial que unifica lo exportado por cada equipo. La central cuenta con un medidor bidireccional, tanto de la energía activa como de la energía reactiva, con transformadores de la energía potencial y de corriente calibrados según la normatividad vigente, de tipo ONAC. La frontera está certificada y actualmente cumple con la normativa CREG 038 de 2014, con la cual se realizan verificaciones quinquenales. Cabe resaltar que su incumplimiento podría dar lugar a la declaración en falla de la frontera y a su futura cancelación.

4.2 Inversión en activos fijos

El valor de los suministros y de los trabajos tiene dos componentes: 1) extranjero, de USD 200 000 en puerto colombiano; para esta valoración se tomó un supuesto para la TRM de COP 4400 para la compra de maquinaria y equipos, equivalente a COP 880 millones; y 2) nacional, de COP 2 544 381 000, para la adecuación de las obras civiles, la nacionalización y los gastos de aduana, el transporte hasta el municipio, el descargue y la movilización hasta la casa de máquinas, el desmonte de los equipos existentes, el montaje de los nuevos equipos, las pruebas y la puesta en servicio.

Es necesario, además, incluir los trabajos civiles y el remplazo de la tubería GRP de 600 mm y de las unidades de generación, la instalación, los acoples, los *liners*, los anclajes y las silletas, por un valor de COP 911 939 000.

Así, se contempla un valor de inversión en activos fijos inicial de COP 4 336 320 000, y una depreciación anual a diez años en línea recta, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Inversión en activos fijos

Inversión Inicial	COP	Vida útil en años	Depreciación anual
Maquinaria y Equipos	\$ 880.000.000	10	\$ 88.000.000
Redes	\$ 911.939.000	10	\$ 91.193.900
Obras Civiles	\$ 2.544.381.000	10	\$ 254.438.100
Montajes	\$ -	10	\$ -
Transporte de Equipos	\$ -	10	\$ -
Total	\$ 4.336.320.000		\$ 433.632.000

Fuente: elaboración de los autores.

Es importante también incluir un seguro de rotura o pérdida de maquinaria que cubra el valor de reposición de la inversión y un seguro de lucro cesante que dé cobertura al flujo de caja de los costos fijos y el flujo de caja financiero. Para un período de cinco años, el costo de estos seguros asciende aproximadamente a COP 650 448 000.

La Tabla 2 muestra la depreciación y el costo de los seguros anuales para los años de proyección.

Tabla 2. Depreciaciones y gastos de seguro (2025p-2034p)

Periodo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Costo histórico	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320	\$ 4.336.320
Depreciación acumulada	\$ 433.632	\$ 867.264	\$ 1.300.896	\$ 1.734.528	\$ 2.168.160	\$ 2.601.792	\$ 3.035.424	\$ 3.469.056	\$ 3.902.688	\$ 4.336.320
Valor en libros	\$ 3.902.688	\$ 3.469.056	\$ 3.035.424	\$ 2.601.792	\$ 2.168.160	\$ 1.734.528	\$ 1.300.896	\$ 867.264	\$ 433.632	\$ -
Seguro	\$ 650.448	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 325.224	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gasto seguro	\$ 130.090	\$ 130.090	\$ 130.090	\$ 130.090	\$ 130.090	\$ 65.045	\$ 65.045	\$ 65.045	\$ 65.045	\$ 65.045

Nota. Cifras expresadas en COP miles de millones.

Fuente: elaboración de los autores.

4.3 Proyecciones

4.3.1 Índices claves

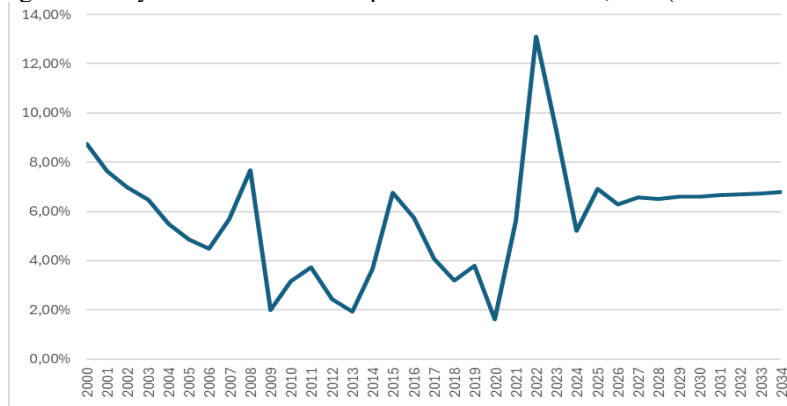
Índice de precios al consumidor (IPC)

Para estimar la evolución del índice de precios al consumidor (IPC) en el período 2025-2034, se empleó el modelo autorregresivo integrado de media móvil, ARIMA (*autoregressive integrated moving average*), a partir de datos históricos del IPC, tomados del período 1955-2024, que fueron analizados en el software RStudio para identificar la mejor especificación del modelo.

Se adoptó un enfoque conservador para la proyección de este índice a diez años, considerando el rango objetivo del Banco de la República del 3 % (Colombia, s. f.) y factores como el déficit fiscal y la inflación actual, que respaldan la prudencia de la estimación.

En 2024, el déficit fiscal alcanzó el 6,8 % del PIB, superando la meta inicial propuesta del 5,2 %; y para 2025 está proyectada una reducción hacia el 5,1 %, en línea con la regla fiscal. Por su parte, la inflación en enero de 2025 se ubicó en 5,22 %, con un crecimiento del 0,94 % respecto al mismo mes del año anterior, impulsado por factores como alza en transporte (1,71 %), alimentos y bebidas no alcohólicas (1,62 %) y restaurantes y hoteles (1,9 %). Estas cifras dejan ver un entorno desafiante, un hecho que refuerza la necesidad de mantener una posición prudente en las proyecciones a largo plazo [Figura 1]. (Reuters, 2025)

Figura 1. Proyección del índice de precios al consumidor, IPC (2000-2034p)

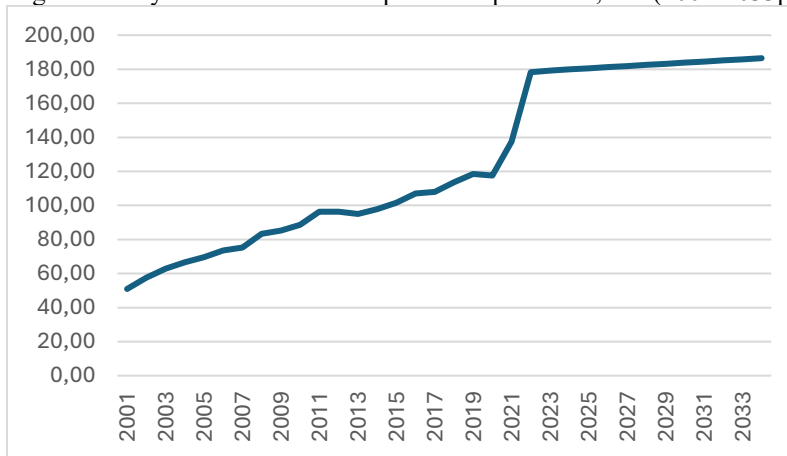


Fuente: elaboración de los autores.

Índice de precios al productor (IPP)

Para este indicador se tomó una base de datos histórica correspondiente al período 2001-2024, usando la metodología de proyección basada en tendencias pasadas, donde se observó y se calculó la razón por la cual crecía este índice entre cada año con la variación mensual para, de esta forma, proyectar los años siguientes [Figura 2].

Figura 2. Proyección del índice de precios al productor, IPP (2001-2033p)

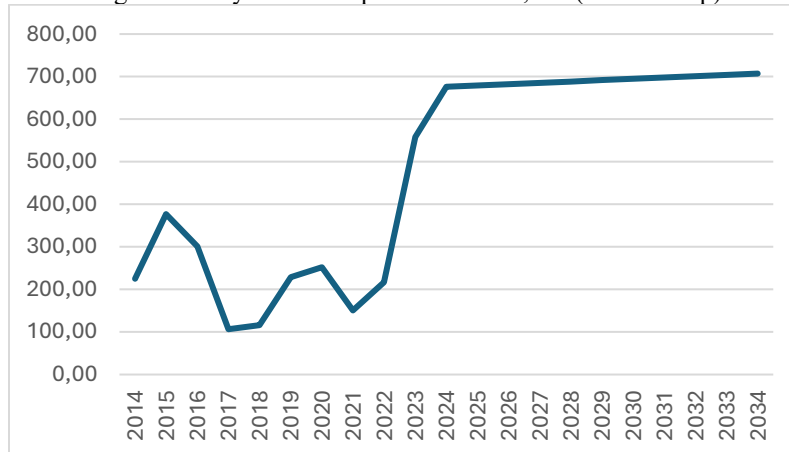


Fuente: elaboración de los autores.

Precio en bolsa (PB)

Para este indicador fue necesario realizar una proyección del precio en bolsa de la energía, por lo que se decidió incrementar su valor a partir de la tasa en la que crece el IPP para la industria manufacturera: 0,45 % mensual en promedio, en el período 2014-2024. Los datos fueron tomados de la base de datos del IPP por sector emitidos por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE [Figura 3]. (Colombia, DANE, 2025)

Figura 3. Proyección del precio de bolsa, PB (2014-2034p)



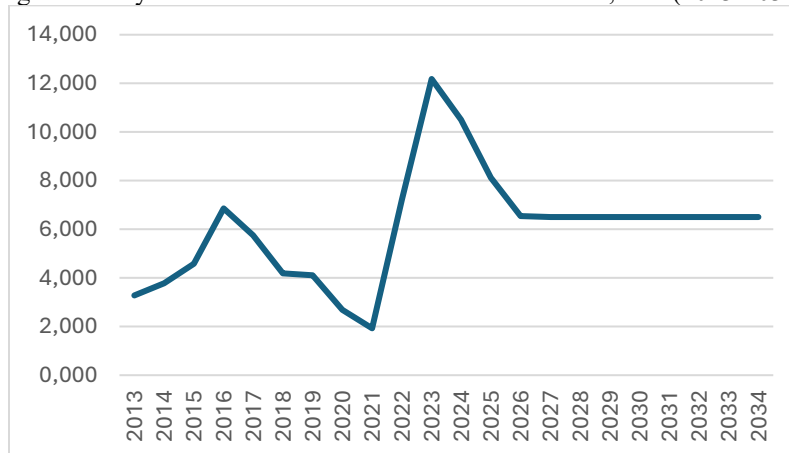
Fuente: elaboración de los autores.

Indicador bancario de referencia (IBR)

La proyección de este indicador permite disponer de los datos necesarios para la amortización de la deuda. Los datos fueron tomados de las proyecciones dadas por el Banco de Bogotá. (2025)

Nótese en la siguiente figura que, en el período 2027-2034, el IBR se estabiliza con un valor del 6,5 % [Figura 4].

Figura 4. Proyección del indicador bancario de referencia, IBR (2013-2034p)



Fuente: elaboración de los autores.

4.3.2 Generación y liquidación de energía

A partir de la unidad de generación que fue entregada a la empresa Icaters S. A. S. para su análisis, la Tabla 3 muestra la potencia de la turbina y del generador según las condiciones del caudal y la referencia técnica de la PCH.

Tabla 3. Relación potencia de turbina y generador

Caudal (m ³ /sec)	2,71	2,4	2,14	2,93	1,6	1,42	1,18
Caida (m)	50	50	50	50	50	50	50
Eficiencia turbina (%)	89	91,2	92	91	89	86	72
Potencia turbina (kW)	1183	1073	967	860	753	645	538
Potencia Generador	1100	1000	900	800	700	600	500

Fuente: elaboración de los autores.

Cabe aclarar que, en los datos reportados, para un caudal de 1,18 m³/s no hubo indicadores de eficiencia; en todo caso, se quiso evaluar esta medida como un modelo adicional que tuviera una eficiencia de alrededor del 70 %.

Se consideró un supuesto de generación de 24 horas por día y 30 días al mes, y se crearon tres modelos: potencia de generador de 500, 600 y 700 kW/h, para los valores respectivos de 324 000, 388 800 y 453 600 kW/mes.

Para la liquidación es importante tener en cuenta que el 80 % de la energía generada por la PCH será pagada a un precio fijo determinado: COP 300/kWh y, el 20 % restante, en la modalidad de precio mínimo (piso): COP 250/kWh y precio máximo (techo): COP 450/kWh. Esto significa que si el precio de bolsa del kWh es inferior al valor ofertado como precio mínimo (piso) y adjudicado, se pagará el valor ofertado como precio mínimo. De igual manera, si el precio en bolsa es superior al precio máximo (techo), se seguirá pagando el valor ofertado como precio máximo. Cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio mínimo y menor que el precio máximo, el valor de la energía generada se pagará al precio de bolsa menos un delta de COP 15/kWh.

La tarifa actual fija se obtiene de la tarifa base (COP 300/kWh) por la división entre el IPP proyectado y el IPP base. La parte fija se obtiene luego de encontrar el 80 % de la energía mensual generada multiplicada por la tarifa actual. Para la parte de facturación variable, teniendo en cuenta el piso y el techo mencionados, se contempla el valor del precio en bolsa que, según las proyecciones para el período 2025-2034, en todos los casos supera el techo, por lo que se toma como referencia el valor de COP 450/kWh multiplicado por el 20 % de la energía generada al mes.

También deben considerarse los costos SIN (Sistema Interconectado Nacional), es decir, aquellos asociados a la administración y la regulación del sistema. Estos pueden incluir tarifas por el uso de la red de transmisión y distribución, costos administrativos del sistema eléctrico nacional y cargos regulatorios asociados al funcionamiento del mercado eléctrico que, según el contrato actual, equivalen al 0,251 % del total por generación.

Otro ítem por incluir son los costos por compras de arranques y paradas CND, es decir, los costos operativos derivados de la gestión del Centro Nacional de Despacho, la entidad encargada de coordinar el suministro de energía en tiempo real en el país. El CND incluye los costos por los servicios de despacho y suspensión del sistema, los costos de restricciones en la operación del mercado y los gastos administrativos relacionados con la coordinación de la demanda y la oferta de energía.

Finalmente, para esta liquidación también es necesario tener en cuenta que la generación de energía se reduce al 90 % de lo realmente es generado, en razón de que se presenta un desperdicio en la captación y el procesamiento estimado del 10 %.

La tabla de liquidación se presenta en el Apéndice A, al final del documento.

4.3.3 Gastos de mano de obra

La operación de la PCH demanda un equipo de siete personas, así: cuatro operadores para la planta de energía, un electricista, un auxiliar eléctrico y un «bocatomero». A fin de incorporar estos costos en el modelo financiero, se realizó una proyección de los salarios de los empleados indexada al IPC proyectado por año. Este ajuste permite reflejar el impacto de la inflación en la estructura de los costos laborales, garantizando una estimación realista y sostenible en el horizonte del proyecto. Cabe anotar que los salarios y los demás gastos de mano de obra se proyectan teniendo en cuenta que el personal ya ha laborado en la PCH desde hace algunos años, y para algunos de ellos fue necesario tener en cuenta las condiciones normativas en las cesantías del régimen al que aplicaban.

Estos gastos se presentan en el Apéndice B, al final del documento.

4.3.4 Financiación

Las condiciones de financiación del proyecto involucran un horizonte de diez años, una indexación al IBR + 4,5 % y un monto total de COP 4 336 320 000, teniendo en cuenta que el proyecto iría financiando en un 100 % con deuda privada.

La Tabla 4 muestra un desglose anual de la amortización de la deuda en el período proyectado.

Tabla 4. Amortización de la deuda (2025p-2034p)

Tasa	Periodo	IBR	IBR+%	SD	Interes	Capital	Saldo
	0		4,50%				\$ 4.336.320.000
2025	1	8,13%	12,63%	\$ 787.197.832	\$ 547.460.400	\$ 239.737.432	\$ 4.096.582.568
2026	2	6,54%	11,04%	\$ 741.048.246	\$ 452.330.992	\$ 288.717.254	\$ 3.807.865.313
2027	3	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 418.865.184	\$ 321.083.218	\$ 3.486.782.096
2028	4	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 383.546.031	\$ 356.402.371	\$ 3.130.379.724
2029	5	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 344.341.770	\$ 395.606.632	\$ 2.734.773.092
2030	6	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 300.825.040	\$ 439.123.362	\$ 2.295.649.730
2031	7	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 252.521.470	\$ 487.426.932	\$ 1.808.222.799
2032	8	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 198.904.508	\$ 541.043.894	\$ 1.267.178.904
2033	9	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 139.389.679	\$ 600.558.722	\$ 666.620.182
2034	10	6,50%	11,00%	\$ 739.948.402	\$ 73.328.220	\$ 666.620.182	\$ 0

Fuente: elaboración de los autores.

4.3.5 Flujo de caja libre (FCL) proyectado a diez años

Para la proyección del flujo de caja libre (FCL) de la PCH se realizaron análisis de diferentes escenarios considerando variaciones en la capacidad de generación y en las condiciones hidrológicas. El escenario óptimo se basó en una potencia de generación de 1100 kW, equivalente a una producción mensual de 712 000 kW/mes, lo que generó un flujo de caja positivo de COP 6524 millones. En contraste, en un escenario extremo de baja generación, con una producción de 324 000 kW/mes, se registró un flujo de caja negativo de COP –2044 millones.

La Tabla 5 muestra el flujo de caja libre para los diferentes escenarios.

Tabla 5. Escenarios del flujo de caja libre (FCL) para los diferentes escenarios

Potencia Generacion	Potencia turbina (kW)	Caudal (m3/sec)	FCL	KW/ mes
1100	1183	2,710	\$ 6.524.021.629	712.800
1000	1073	2,400	\$ 5.065.760.654	648.000
900	967	2,140	\$ 3.609.744.656	583.200
800	860	2,930	\$ 2.157.154.947	518.400
700	753	1,600	\$ 704.767.170	453.600
600	645	1,420	-\$ 710.699.485	388.800
500	537,5	1,183	-\$ 2.044.223.707	324.000

Fuente: elaboración de los autores.

El escenario más conservador del proyecto corresponde a una capacidad de generación de 800 kW, con una producción mensual estimada de 518 000 kWh. No obstante, para evaluar la sensibilidad del proyecto se analizaron escenarios más extremos, considerando variaciones en el caudal. Mientras que el caudal de referencia se sitúa en 2,9 m³/s, existen períodos en los que este puede disminuir hasta 1,6 m³/s, lo que resultaría en un flujo de caja de COP 704 millones, que representa un escenario crítico para la sostenibilidad financiera del proyecto.

Los escenarios extremos fueron modelados con el fin de evaluar la resiliencia del proyecto ante condiciones hidrológicas adversas como sequías prolongadas o eventos climáticos extremos. Aunque en la práctica es poco probable que dichas condiciones se mantengan durante largos períodos consecutivos, el análisis evidencia que el proyecto puede sostenerse aún en condiciones extremas.

4.3.6 Salvamento

El valor del salvamento, que está proyectado para el período 2025-2054, muestra una tendencia decreciente a lo largo del tiempo, con variaciones que reflejan cambios en las condiciones de operación o en los activos de la empresa propietaria. En 2044 ingresa una inversión importante de Capex (*capital expenditure*) que está sobre los COP 2000 millones, lo que indica una reinversión para mantener los equipos en adecuada operación; esto, sin embargo, no sugiere un aumento en la capacidad instalada inicial.

Más adelante, se observa una disminución progresiva de este valor, con un comportamiento típico de los modelos de valoración de proyectos a largo plazo donde el valor del salvamento disminuye debido al desgaste de los activos o a la obsolescencia de la infraestructura, lo que puede indicar una menor capacidad de generación o de eficiencia operativa con el tiempo. Las variaciones anuales, como el incremento que se refleja en 2030, pueden sugerir algunos ajustes o reconsideraciones en las proyecciones del valor residual.

En términos generales, este comportamiento es el esperado en proyectos de larga duración y debe ser considerado para evaluar la sostenibilidad del modelo financiero a lo largo del tiempo, destacando la importancia de tomar en cuenta la depreciación y el desgaste de los activos en la planificación financiera.

4.3.7 Costo de capital

Para determinar el costo del capital ponderado, WACC (*weighted average cost of capital*), se utilizó el modelo de valoración por activos de capital, CAPM (*capital asset pricing model*), a fin de calcular el costo del *equity* (k_e). En primer lugar se tomó como tasa libre de riesgo (R_f) la rentabilidad del bono del Tesoro de Estados Unidos a diez años, con un valor de 4,415 % al 5 de febrero de 2025 (Investing.com, s. f.). Adicionalmente, se consideró un *equity risk premium* (ERP) de 5 % (KROLL, s. f.), con corte a diciembre 31 de 2024.

Para definir la beta del sector se acudió a la base de datos de Damodaran correspondiente al sector *Green & Renewable Energy*, que mostró un valor de 1,13 (2025). De esta misma fuente se tomó el valor de la ratio deuda-capital (D/E) del sector, que asciende a 176,18 %, lo que permitió calcular una beta desapalancada (B_u) de 0,48679 y una beta ajustada ($B_{releveraged}$) de 1,0733.

De otro lado, se consideró la información de las emisiones de Yankee Bonds, que, para el 5 de febrero de 2025, reflejaba un valor de 7,896 % (Grupo AVAL, 2025). La estimación del costo de la deuda (k_d), usando la prima libre de riesgo y el dato de los Yankee Bonds, arrojó un valor de 14,53 %. Adicionalmente, se incorporaron factores como una tasa fija en COP de 11,27 % (Grupo AVAL, s. f.), la devaluación esperada del peso colombiano frente al dólar de 2,44 % (Federal Reserve Economic Data, FRED, 2025) y un *cash/EV* (*enterprise value*) del sector de 2,71 %.

Finalmente, se obtuvo una estructura de capital (WACC) del 10,71 %, con un porcentaje de deuda del 63,79 % y un porcentaje de *equity* del 36,21 %.

La Tabla 6 muestra el WACC del proyecto.

Tabla 6. Costo del capital ponderado, WACC (*weighted average cost of capital*)

%D	63,79%
%E	36,21%
Kd	11,36%
Tax	35%
Ke	16,58%
WACC	10,71%

Fuente: elaboración de los autores.

Según los flujos relacionados con la financiación, el proyecto arrojó una tasa interna de retorno (TIR) del 11,36 %, un porcentaje mayor que el WACC, lo que significa que el proyecto es viable y genera valor para los inversionistas. De este modo, la inversión cubrirá sus costos financieros y aún ofrecerá un retorno adicional.

4.3.8 Indicadores financieros

La Tabla 7 muestra los indicadores financieros para cada escenario.

Tabla 7. Indicadores financieros para cada escenario

Indicadores Financieros	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario potencia de 500										
ROIC	-0,86%	-1,26%	-1,55%	-1,92%	-2,29%	-1,73%	-2,18%	-2,66%	-3,18%	-3,74%
EVA	-502	-519	-532	-548	-564	-540	-559	-580	-602	-627
EBIT/Intereses	-0,11	-0,19	-0,25	-0,33	-0,44	-0,38	-0,58	-0,89	-1,52	-3,40
FCL/Servicios a la Deuda	0,472	0,511	0,495	0,474	0,452	0,484	0,458	0,430	0,400	0,367
Deuda/EBITDA	-23,89	-36,96	-39,36	-40,19	-42,96	133,40	50,41	22,10	8,11	0,00
KTNO	24	24	24	24	25	25	25	25	25	25
PKTNO	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Margen EBITDA	-13,75%	-8,24%	-7,06%	-6,19%	-5,05%	1,36%	2,83%	4,51%	6,44%	8,66%
Margen Operacional	-4,62%	-6,74%	-8,24%	-10,18%	-12,13%	-9,14%	-11,45%	-13,94%	-16,62%	-19,50%
Margén Neto	-49%	-43%	-42%	-41%	-39%	-33%	-31%	-30%	-28%	-25%
Palanca de Crecimiento	- 7,07	- 4,24	- 3,63	- 3,19	- 2,60	0,70	1,45	2,32	3,31	4,45
EBITDA	-171	-103	-89	-78	-64	17	36	57	82	111
Indicadores Financieros										
Escenario potencia de 600										
ROIC	2,67%	2,28%	2,00%	1,64%	1,28%	1,85%	1,42%	0,95%	0,44%	-0,12%
EVA	-349	-366	-378	-393	-409	-384	-403	-423	-446	-469
EBIT/Intereses	0,33	0,34	0,32	0,29	0,25	0,41	0,37	0,32	0,21	-0,10
FCL/Servicios a la Deuda	0,661	0,718	0,703	0,682	0,661	0,694	0,669	0,641	0,611	0,579
Deuda/EBITDA	63,86	28,57	23,49	19,59	15,65	8,96	6,56	4,26	2,06	0,00
KTNO	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30
PKTNO	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Margen EBITDA	4,29%	8,88%	9,86%	10,59%	11,54%	16,88%	18,11%	19,51%	21,12%	22,96%
Margen Operacional	11,90%	10,13%	8,88%	7,27%	5,64%	8,13%	6,21%	4,13%	1,90%	-0,50%
Margén Neto	-25%	-20%	-19%	-18%	-17%	-12%	-10%	-9%	-7%	-5%
Palanca de Crecimiento	2,21	4,57	5,07	5,45	5,94	8,68	9,31	10,03	10,86	11,81
EBITDA	64	133	148	160	175	256	276	298	323	353
Indicadores Financieros										
Escenario potencia de 700										
ROIC	6,20%	5,82%	5,56%	5,21%	4,85%	5,43%	5,01%	4,55%	4,05%	3,51%
EVA	-196	-212	-224	-239	-254	-229	-247	-267	-289	-312
EBIT/Intereses	0,76	0,86	0,88	0,91	0,94	1,21	1,32	1,53	1,94	3,19
FCL/Servicios a la Deuda	0,849	0,926	0,912	0,891	0,870	0,934	0,889	0,863	0,836	0,806
Deuda/EBITDA	13,67	10,30	9,05	7,88	6,62	4,63	3,51	2,35	1,18	0,00
KTNO	34	34	34	34	34	13	6	-2	-11	-21
PKTNO	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	- 0,00	- 0,01	- 0,01
Margen EBITDA	17,18%	21,11%	21,95%	22,58%	23,39%	27,97%	29,02%	30,22%	31,60%	33,18%
Margen Operacional	23,70%	22,18%	21,11%	19,73%	18,34%	20,47%	18,82%	17,04%	15,13%	13,07%
Margén Neto	-8%	-4%	-3%	-2%	-1%	2%	3%	4%	5%	6%
Palanca de Crecimiento	8,83	10,86	11,29	11,61	12,03	38,62	87,19	- 270,78	- 51,02	- 27,71
EBITDA	300	370	385	398	413	495	515	538	564	594
Indicadores Financieros										
Escenario potencia de 800										
ROIC	9,73%	9,36%	9,11%	8,77%	8,43%	9,02%	8,61%	8,15%	7,67%	7,13%
EVA	-42	-58	-69	-84	-99	-73	-91	-111	-132	-155
EBIT/Intereses	1,19	1,38	1,45	1,53	1,63	2,00	2,27	2,73	3,67	6,49
FCL/Servicios a la Deuda	1,083	1,166	1,128	1,106	1,087	1,154	1,100	1,075	1,048	1,019
Deuda/EBITDA	7,65	6,28	5,60	4,93	4,20	3,13	2,39	1,63	0,83	0,00
KTNO	3	-21	-27	-31	-37	-66	-73	-81	-91	-101
PKTNO	0,00	- 0,01	- 0,01	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,04	- 0,04	- 0,04	- 0,05
Margen EBITDA	26,84%	30,29%	31,02%	31,57%	32,28%	36,29%	37,20%	38,25%	39,46%	40,85%
Margen Operacional	32,55%	31,22%	30,29%	29,08%	27,86%	29,73%	28,28%	26,72%	25,05%	23,25%
Margén Neto	3%	6%	6%	7%	7%	10%	10%	11%	12%	13%
Palanca de Crecimiento	169,19	- 28,31	- 22,99	- 20,22	- 17,60	- 11,14	- 10,33	- 9,59	- 8,90	- 8,27
EBITDA	535	606	622	635	652	734	755	779	806	836

Fuente: elaboración de los autores.

En relación con el indicador Rentabilidad y crecimiento del ROIC (*return on invested capital*), en el escenario de potencia 500, este valor es negativo para todos los años, lo que indica que el capital invertido no está generando retornos suficientes. Sin embargo, en los casos de potencia 600, 700 y 800, este indicador mejora significativamente y se vuelve positivo. Para el escenario de potencia 800 alcanza valores del 9,73 % en 2025, lo que indica que, a mayor capacidad instalada, el retorno sobre el capital también mejora o, en otros términos, que la inversión es más viable y que la potencia y el retorno sobre el capital tienen una correlación positiva.

En relación con el indicador EVA (*economic value added*), en el escenario de potencia 500, este valor es negativo durante todos los años de proyección, lo que significa que el proyecto no

está generando valor adicional a los inversionistas; es más: lo está destruyendo. En definitiva, este escenario es el más crítico, pues muestra niveles de caudal del río y de generación de energía extremadamente bajos según los históricos disponibles; con todo, su análisis se hace necesario a efecto de revisar niveles caóticos de producción en una duración constante. Para el escenario de potencia 600 sí hay valores positivos, aunque en menor proporción. Pero, a partir de los escenarios 700 y 800, el EVA muestra que, al igual que con el ROIC, con mayor capacidad instalada, el proyecto empieza a generar valor económico.

En relación con el indicador Capacidad de pago de intereses, para el escenario de potencia 500, este es negativo, lo que indica que la empresa no genera suficientes utilidades operativas para cubrir los intereses de la deuda. Pero, para los escenarios de potencia 600, 700 y 800, el indicador mejora progresivamente, alcanzando valores positivos y más estables.

En el caso del escenario de potencia 500, el endeudamiento es extremadamente alto y negativo y deja ver una insostenibilidad financiera debido a la baja generación de Ebitda. Para los demás escenarios, este indicador presenta una evidente mejoría, indicando que la deuda se vuelve más manejable a medida que el Ebitda aumenta, es decir, que el aumento de la potencia instalada reduce significativamente el nivel de apalancamiento y hace que la estructura de la deuda sea más manejable y sostenible.

En relación con el indicador Rentabilidad operativa (margen Ebitda y margen operacional), el escenario de potencia 500 muestra valores negativos, indicando que los ingresos no son suficientes para cubrir los costos operativos. Con el incremento de la capacidad instalada para los otros tres escenarios, estos márgenes mejoran superando el 30 y el 40 % para el caso de los escenarios de potencia 700 y 800, respectivamente.

En relación con el indicador Generación de flujo de efectivo, en el escenario de potencia 500, el Ebitda es negativo en los primeros años, lo que indica una fuerte presión sobre la liquidez. En el escenario de potencia 600, estos valores mejoran, pero siguen siendo limitados, mientras que para los escenarios de potencia 700 y 800, el Ebitda crece sustancialmente y permite financiar las operaciones y reducir el riesgo financiero.

4.4 Matriz de riesgos

A fin de abordar la gestión de riesgos, se desarrolló una matriz diseñada para identificar, evaluar y priorizar los riesgos que pueden afectar el desarrollo del proyecto. La función principal de este ejercicio es proporcionar un enfoque sistemático para mitigar las amenazas y garantizar la continuidad operativa. La matriz se desarrolló identificando los macro-procesos y los sub-procesos del proyecto, clasificándolos por categoría, así: hidrológico, hidráulico, operacional y operacional.

Cada riesgo fue evaluado basado en su frecuencia e impacto, determinando su nivel de riesgo. Posteriormente, se identificaron y documentaron los controles implementados para mitigar cada riesgo, que fueron categorizados como preventivos o correctivos, estos últimos en su mayoría. Con esta información, a partir de su efectividad, se calculó el nivel de riesgo de dichos controles.

Este análisis permitió determinar la probabilidad y la severidad de los riesgos más críticos, a fin de facilitar la toma de decisiones estratégicas para los manejos respectivos. Como resultado, se obtuvo una clasificación detallada de los riesgos con sus respectivos planes de mitigación, contribuyendo a una gestión del riesgo más eficiente y alineada con los objetivos del proyecto.

La matriz se presenta en el Apéndice C, al final del documento.

5. Conclusiones

El proyecto de la PCH Urrao, considerando la situación energética de Colombia y el déficit proyectado, se enmarca en la estrategia de diversificación de fuentes de generación. En este contexto, no solo no presenta riesgos significativos en la comercialización y la venta de energía, sino que garantiza la viabilidad de los ingresos. No obstante, el factor clave radica en la generación, la cual depende directamente de las condiciones climáticas e hidrológicas de la región. Para evaluar su impacto financiero, el proyecto fue modelado bajo escenarios de generación mínima, evaluando casos extremos y pocos probables, pero importantes, al fin y al cabo, para evaluar sus impactos financieros.

El escenario de potencia 500 es financieramente inviable, ya que presenta indicadores ROIC, EVA y Ebitda negativos, además de una alta deuda en relación con el Ebitda. El escenario de potencia 600 muestra cierta mejora en relación con el anterior, pero aún presenta algunos riesgos en términos de rentabilidad y de generación de valor. Por otro lado, el escenario de potencia 700 representa el punto de inflexión donde el proyecto refleja mayor estabilidad; aquí, el EVA se acerca a valores positivos y la rentabilidad mejora notablemente. Y, por último, el escenario de potencia 800 es el más rentable, con un ROIC positivo, un Ebitda alto y menor apalancamiento y márgenes operativos saludables, haciendo de este escenario el más conveniente en términos financieros. Si el objetivo es maximizar la rentabilidad y la sostenibilidad financiera a largo plazo, es recomendable ser menos conservadores, evaluando los escenarios de potencia de 700 y 800, donde se mejora la generación de ingresos, se reduce el apalancamiento y aumenta la rentabilidad.

Evaluando el escenario de potencia 700, que es más el escenario mínimo menos probable, el modelo financiero refleja una estructura sólida y estable en el tiempo, con proyecciones de ingresos y EBIT y Ebitda que muestran un comportamiento moderado y predecible. La generación de energía anual estimada y el aumento gradual del precio por kW, ajustado a la inflación, aseguran ingresos estables durante los años de evaluación. Los costos y su incremento, de alrededor del 2 %, siguen una tendencia moderada y controlada, lo que permite que se mantengan márgenes de rentabilidad operativos adecuados.

La gestión de costos, junto con los cálculos de los ingresos, da cabida a una rentabilidad operativa constante sin variaciones bruscas. En términos de estabilidad financiera, el modelo presenta una estrategia conservadora que asegura la viabilidad del proyecto a largo plazo, adaptándose de manera efectiva a las condiciones macroeconómicas moderadas. En general, el modelo es adecuado para el proyecto, demostrando solidez y previsibilidad en las proyecciones, lo que lo convierte en una herramienta confiable para la toma de decisiones en el contexto sobre la viabilidad y estabilidad económica.

Referencias

- Banco de Bogotá. (2025, enero). *Proyecciones económicas 2024-2030*. <https://pbit.bancodebogota.com/Investigaciones/Proyecciones.aspx>
- Colombia, Banco de la República. (s. f.). *Meta de inflación*. [https://www.banrep.gov.co/es/glosario/meta-inflacion#:~:text=META%20DE%20INFLACI%C3%93N%20ACTUAL%3A%203,rango%20aceptable%20%2B%2F%2D%201%25\)&text=En%20Colombia%20la%20meta%20de,encuentra%20en%20el%203%20%25%20anual](https://www.banrep.gov.co/es/glosario/meta-inflacion#:~:text=META%20DE%20INFLACI%C3%93N%20ACTUAL%3A%203,rango%20aceptable%20%2B%2F%2D%201%25)&text=En%20Colombia%20la%20meta%20de,encuentra%20en%20el%203%20%25%20anual)
- Colombia, Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE. (2025, enero). *Índice de Precios del Productor (IPP)*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>
- Colombia, Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME. (s. f.). *Boletín Estadístico de Minas y Energía*. <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/Boletin-estadistico-de-ME.aspx>
- Cumaco Chico, R. J., & Velásquez Cumaco, G. L. (2021). *Propuesta de diseño de una pequeña central hidroeléctrica en el embalse de Sisga* [tesis de pregrado, Universidad Católica, Bogotá]. <https://repository.ucatolica.edu.co/server/api/core/bitstreams/3ea6b379-a1cd-456c-a60e-f3f10ba35908/content>
- Damodaran, A. (2025, enero). *Betas by Sector (for computing private company costs of equity) - US*. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html
- Ecogox. (s. f.). *PCH Urrao*. <https://www.ecogox.com/project/public/313>
- Federal Reserve Economic Data, FRED. (2025, 12 de febrero). *10-Year Breakeven Inflation Rate*. <https://fred.stlouisfed.org/series/T10YIE>
- Gobernación de Antioquia. (s. f.). *Urrao*. <https://corregimientos.antioquia.gov.co/urrao/>
- Grupo AVAL. (s. f.). *Portal financiero*. <https://www.grupoaval.com/wps/portal/grupo-aval/aval/portal-financiero/renta-fija/yankees>
- Investing.com (s. f.). *Rentabilidad del bono Estados Unidos 10 años*. <https://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>
- KROLL. (s. f.). *Cost of Capital Resource Center*. <https://www.kroll.com/en/insights/publications/cost-of-capital>
- Mora Navarro, D. C., & Hurtado Liévano, J. M. (2004). *Guía para estudios de pre-factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos* [tesis de pregrado, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá] <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/7105/tesis15.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Osorio Londoño, I. (2017). *Impactos ambientales, sociales y económicos de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Antioquia* [tesis de maestría, Universidad EAFIT, Medellín]. <https://repository.eafit.edu.co/server/api/core/bitstreams/24b29e1a-16c0-4521-8cca-a40504c744af/content>

- García Pachón, M. del P. (2017). *Derecho de aguas Tomo VII* (7.^a ed.). Bogotá: Fondo Editorial Universidad Externado de Colombia. <https://publicaciones.uexternado.edu.co/gpd-derecho-de-aguas-tomo-vii-9789587728675.html>
- Reuters. (2025, 7 de febrero). *Colombia registra déficit fiscal en 2024 superior a meta, ajusta plan financiero de este año*. <https://www.reuters.com/latam/negocio/3HDMK3OWSZN3XNQG3TKQY3LCRA-2025-02-07/#:~:text=El%20pa%C3%ADs%20registr%C3%B3%20un%20d%C3%A9ficit,la%20revisi%C3%B3n%20del%20Plan%20Financiero>
- Valora Analitik. (2022, 16 de febrero). *Penderisco I, el nuevo proyecto hidroeléctrico que impulsa el IDEA en Antioquia*. <https://www.valoraanalitik.com/penderisco-i-proyecto-hidroelectrico-impulsa-idea/>

Apéndices

Apéndice A. Liquidación

CONSI	NOMBRE	CARGO	FECHA INGRESO	FECHA CORTE	DIAS BASE LIQ CESANTIA 2024	Salario 2024	Aux Transporte 2024	Consolidado horas extras-dom-fest-rec noct enero-diciembre 2024	Prima de Servicios 2024	Gastos de Representación n 2024	Prima de Vacaciones 2024	Prima de Navidad	Cesantia 2024	Int Cesantia	Liq cesantia Leidy/Arle	dif cesantia	Liq int cesantia Leidy/Arle	dif int cesantia	OBSERVACION	SALARIO TOTAL
40	HECTOR ORLANDO MONTOYA T.	Operador Pta Energía	1/07/2002	31/12/2024	360	2.789.668,00	162.000,00	17.959.947,00	1.475.834,00		1.537.327	3.202.765	4.966.324	595.959	4.966.324	0	595.959	0		65.158.172
42	EDINSON ANDRES FLOREZ HIGUITA	Operador Pta Energía	17/09/2018	31/12/2024	360	2.789.668,00	162.000,00	17.890.746,00	1.475.834,00		1.537.327	3.202.765	4.960.557	595.267	4.960.558	-1	595.267	0		65.082.512
43	FREDDY DE JESUS URREGO ARGAEZ	Electricista	10/08/2018	31/12/2024	360	2.514.204,00	162.000,00	3.401.381,00	1.394.331,00		1.442.012	3.004.191	3.537.988	424.559	3.537.988	0	424.559	0		46.418.406
44	BRAYAN SEBASTIAN SEGURO SEPULVEDA	Auxiliar Área eléctrica	12/10/2021	31/12/2024	360	1.696.997,00	162.000,00	1.215.308,00	975.728,00		1.016.383	2.117.465	2.395.195	287.423	2.395.196	-1	287.424	-1		31.424.962
45	RAMON EMILIO TAMAYO RUEDA	Bocatomero	26/11/2021	31/12/2024	360	1.835.165,00	162.000,00	3.400.781,00	1.044.812,00		0	2.176.691	2.641.480	316.978	2.641.480	0	316.978	0		34.656.218

CONSEC	NOMBRE	CARGO	FECHA INGRESO	FECHA CORTE	DIAS BASE LIQ CESANTIA 2024	Salario 2024	Aux Transporte 2024	Consolidado horas extras-dom-fest-rec noct enero-diciembre 2024	Prima de Servicios 2024	Gastos de Representación n 2024	Prima de Vacaciones 2024	Prima de Navidad	Cesantia 2024	Int Cesantia	Liq cesantia Leidy	dif cesantia	Liq int cesantia Leidy	dif int cesantia	Anticipos	saldo x pagar al 31-12-2024	
39	AMADO DE JS. SERNA AGUIRRE	Operador Pta Energía	1/01/1993	31/12/2024	11667	2.789.668,00	162.000,00	17.316.583,00	1.475.834,00	0,00	1.537.327	3.202.765	15.343.174	0	157.300.950	0	0	0	51.000.000	106.300.950	
41	JOSE MARIA BOLIVAR LARREA	Operador Pta Energía	01/01/1992	31/12/2024	12053	2.789.668,00	162.000,00	17.324.427,00	1.475.834,00	0,00	1.537.327	3.202.765	15.343.174	0	162.248.705	0	0	0	55.104.782	107.143.923	
											2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
AMADO DE JS. SERNA AGUIRRE											SALARIO	2.934.731	3.137.510	3.334.249	3.553.784	3.785.187	4.034.836	4.301.773	4.588.357	4.895.672	5.225.526
											CESANTIAS REI	16.141.019	17.256.307	18.338.368	19.545.813	20.818.526	22.191.598	23.659.751	25.235.962	26.926.194	28.740.392
											DEMÁS	26.801.287	27.236.847	27.074.019	27.153.949	27.135.395	27.158.795	27.161.986	27.173.753	27.182.851	27.193.033
TOTAL											45.877.037	47.630.664	48.746.635	50.253.546	51.739.108	53.383.228	55.123.510	56.998.071	59.004.717	61.158.951	
JOSE MARIA BOLIVAR LARREA											SALARIO	2.934.731	3.137.510	3.334.249	3.553.784	3.785.187	4.034.836	4.301.773	4.588.357	4.895.672	5.225.526
											CESANTIAS REI	16.141.019	17.256.307	18.338.368	19.545.813	20.818.526	22.191.598	23.659.751	25.235.962	26.926.194	28.740.392
											DEMÁS	26.801.287	27.236.847	27.074.019	27.153.949	27.135.395	27.158.795	27.161.986	27.173.753	27.182.851	27.193.033
TOTAL											45.877.037	47.630.664	48.746.635	50.253.546	51.739.108	53.383.228	55.123.510	56.998.071	59.004.717	61.158.951	

Apéndice B. Mano de obra

Liquidación	Mes	Días mes	Tarifa Base [\$/Wh]	IPP base	Mes lpp Base provisional	Lpp Actual	Mes lpp actual provisional	Tarifa Actual [\$/Wh]	Energía Total Mes [MWh]	Energía lpp [MWh]	Facturación mes fija [COP\$/Wh] (80%)	Facturación variable [COP\$/Wh] (20%)	Total a pagar generación	Costos SIC y CND	Compras de arranques y paradas	Valor total a facturar	Total a pagar	0.251% 0.561%	
																		0.251%	0.561%
	Diciembre	31	\$ 300.00	179.45	sep-24	184.52	dic-24	\$ 308.4	595.93	476.751	\$ 147.041.482	\$ 50.656.819	\$ 197.698.300	\$ 406.761	\$ 1.108.314	\$ 196.093.225	\$ 196.093.225		
2025	Enero		\$ 300.00	179.45	Enero	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Febrero		\$ 300.00	179.45	Febrero	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Marzo		\$ 300.00	179.45	Marzo	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Abril		\$ 300.00	179.45	Abril	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Mayo		\$ 300.00	179.45	Mayo	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 30.362.676	\$ 155.522.136	\$ 390.784	\$ 871.871	\$ 154.298.481	\$ 154.298.481		
2025	Junio		\$ 300.00	179.45	Junio	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 29.232.473	\$ 154.391.932	\$ 387.944	\$ 865.535	\$ 153.138.453	\$ 153.138.453		
2025	Julio		\$ 300.00	179.45	Julio	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 29.660.225	\$ 154.849.655	\$ 389.094	\$ 868.101	\$ 153.692.489	\$ 153.692.489		
2025	Agosto		\$ 300.00	179.45	Agosto	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Septiembre		\$ 300.00	179.45	Septiembre	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Octubre		\$ 300.00	179.45	Octubre	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Noviembre		\$ 300.00	179.45	Noviembre	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2025	Diciembre		\$ 300.00	179.45	Diciembre	180.55	2025	\$ 301.8	518.400	414.720	\$ 125.159.460	\$ 46.656.000	\$ 171.815.460	\$ 431.724	\$ 963.213	\$ 170.420.523	\$ 170.420.523		
2026	Enero		\$ 300.00	179.45	Enero	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Febrero		\$ 300.00	179.45	Febrero	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Marzo		\$ 300.00	179.45	Marzo	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Abril		\$ 300.00	179.45	Abril	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Mayo		\$ 300.00	179.45	Mayo	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 30.498.064	\$ 156.114.460	\$ 392.272	\$ 875.192	\$ 154.846.996	\$ 154.846.996		
2026	Junio		\$ 300.00	179.45	Junio	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 29.362.821	\$ 154.979.217	\$ 389.420	\$ 868.827	\$ 153.720.970	\$ 153.720.970		
2026	Julio		\$ 300.00	179.45	Julio	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 967.405	\$ 154.177.031	\$ 154.177.031		
2026	Agosto		\$ 300.00	179.45	Agosto	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 967.405	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Septiembre		\$ 300.00	179.45	Septiembre	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Octubre		\$ 300.00	179.45	Octubre	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Noviembre		\$ 300.00	179.45	Noviembre	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2026	Diciembre		\$ 300.00	179.45	Diciembre	181.21	2026	\$ 302.9	518.400	414.720	\$ 125.616.396	\$ 46.656.000	\$ 172.272.396	\$ 432.873	\$ 965.774	\$ 170.873.749	\$ 170.873.749		
2027	Enero		\$ 300.00	179.45	Enero	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Febrero		\$ 300.00	179.45	Febrero	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Marzo		\$ 300.00	179.45	Marzo	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Abril		\$ 300.00	179.45	Abril	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Mayo		\$ 300.00	179.45	Mayo	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 30.634.056	\$ 156.571.388	\$ 393.762	\$ 878.516	\$ 155.435.111	\$ 155.435.111		
2027	Junio		\$ 300.00	179.45	Junio	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 29.493.751	\$ 155.567.083	\$ 390.897	\$ 872.123	\$ 154.304.063	\$ 154.304.063		
2027	Julio		\$ 300.00	179.45	Julio	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 29.955.995	\$ 156.028.927	\$ 392.057	\$ 874.712	\$ 154.762.157	\$ 154.762.157		
2027	Agosto		\$ 300.00	179.45	Agosto	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Septiembre		\$ 300.00	179.45	Septiembre	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Octubre		\$ 300.00	179.45	Octubre	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Noviembre		\$ 300.00	179.45	Noviembre	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2027	Diciembre		\$ 300.00	179.45	Diciembre	181.87	2027	\$ 304.0	518.400	414.720	\$ 126.073.332	\$ 46.656.000	\$ 172.729.332	\$ 434.021	\$ 968.336	\$ 171.326.975	\$ 171.326.975		
2028	Enero		\$ 300.00	179.45	Enero	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Febrero		\$ 300.00	179.45	Febrero	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Marzo		\$ 300.00	179.45	Marzo	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Abril		\$ 300.00	179.45	Abril	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Mayo		\$ 300.00	179.45	Mayo	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 30.770.655	\$ 157.300.923	\$ 395.253	\$ 881.843	\$ 156.023.926	\$ 156.023.926		
2028	Junio		\$ 300.00	179.45	Junio	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 29.625.265	\$ 156.155.533	\$ 392.375	\$ 875.422	\$ 154.887.736	\$ 154.887.736		
2028	Julio		\$ 300.00	179.45	Julio	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 30.099.168	\$ 156.619.436	\$ 393.541	\$ 878.022	\$ 155.347.872	\$ 155.347.872		
2028	Agosto		\$ 300.00	179.45	Agosto	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Septiembre		\$ 300.00	179.45	Septiembre	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Octubre		\$ 300.00	179.45	Octubre	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 171.780.201		
2028	Noviembre		\$ 300.00	179.45	Noviembre	182.53	2028	\$ 305.1	518.400	414.720	\$ 126.530.268	\$ 46.656.000	\$ 173.186.268	\$ 435.169	\$ 970.998	\$ 171.780.201	\$ 1		

Apéndice C. Matriz

MACROPROCESO	SUBPROCESO	RIESGO	CODIGO	Categoría	CONSECUENCIA	Frecuencia	INHERENTE		PROBABILIDAD	CONTROLES	TIPO	Frecuencia	RESIDUAL
							IMPACTO	RI					
Operación	Gestión de caudal	Inundaciones por aumento del caudal	01	Hidrológico	Daños en infraestructura y afectación a la operación	Alta	Catastrófico	(3-4)	4	Monitoreo de caudales y alertas tempranas	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Formación de bancos de arena en el canal de conducción	02	Hidráulico	Disminución en la eficiencia del flujo de agua hacia la turbina	Media	Moderado	(2-2)	3	Mantenimiento y limpieza periódica del canal de conducción	CORRECTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Ostrucción de tomas de agua por materia vegetal o residuos sólidos	03	Operacional	Reducción del caudal captado, afectando la generación	Media	Moderado	(2-2)	3	Implementación de rejillas y limpieza programada de tomas	CORRECTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Sequías reducen generación	04	Hidrológico	Reducción en la generación y afectación en los ingresos	Media	Severo	(2-3)	4	Gestión de embalses y almacenamiento estratégico	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
Infraestructura	Mantenimiento	Fallas en tuberías de carga	I1	Infraestructura	Posible colapso y fallas en generación	Media	Severo	(2-3)	2	Mantenimiento preventivo y monitoreo estructural	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Falla en el sistema de transmisión eléctrica por sobrecargas	I2	Técnica	Interrupciones en la generación y riesgo de daño en transformadores	Baja	Catastrófico	(1-5)	2	Instalación de protecciones eléctricas y monitoreo en tiempo real	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Fallas en anclajes y soportes estructurales por sismos	I3	Geotécnico	Daños estructurales en tuberías y equipos críticos	Baja	Catastrófico	(1-5)	3	Refuerzo de estructuras y simulacros de respuesta ante sismos	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Vibraciones excesivas en turbinas y generadores	I4	Técnica	Desgaste prematuro y fallas mecánicas	Media	Severo	(2-3)	3	Monitoreo de vibraciones y balanceo periódico	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
Ambiental	Impacto ambiental	Erosión en estructuras de soporte	I5	Infraestructura	Desestabilización de estructuras críticas	Media	Severo	(2-3)	3	Obras de mitigación y estabilización de suelos	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Mortandad de peces por cambios bruscos en el caudal	A1	Biodiversidad	Afectación a la fauna acuática y conflictos con comunidades	Media	Severo	(2-3)	3	Regulación del caudal ecológico y monitoreo continuo de fauna	PREVENTIVO	Media	Moderado (2-2)
		Ruido excesivo en turbinas afectando fauna y comunidades cercanas	A2	Ambiental	Alteración del comportamiento de especies y molestias a poblaciones	Media	Moderado	(2-2)	2	Aislamiento acústico en salas de máquinas y reinstalación de barreras naturales	CORRECTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		Generación de residuos: peligrosos por mantenimiento de equipos	A3	Ambiental	Contaminación del suelo y riesgo para los trabajadores	Media	Severo	(2-3)	3	Plan de gestión de residuos y disposición adecuada de aceites y químicos	DETECTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
FRECUENCIA		Alteración de ecosistema	A4	Biodiversidad	Pérdida de biodiversidad y afectación a comunidades locales	Baja	Severo	(1-3)	2	Monitoreo ambiental y planes de conservación	PREVENTIVO	BAJA	SEVERO (1-3)
		4	8	12	16								
		3	6	9	12								
		2	4	6	8								
1	2	3	4										
Impacto													
FRECUENCIA (TIEMPO)													
4 El evento ocurrirá casi siempre													
3 El evento ocurrirá frecuentemente													
2 El evento podría ocurrir en algún momento													
1 El evento puede ocurrir solo en circunstancias excepcionales													
Impacto													
4 Catastrófico Genera consecuencias Graves para el proceso													
3 Severo Genera un impacto negativo con consecuencias considerables para el proceso													
2 Moderado Afectación potencial al proceso que genera medianas consecuencias en el cumplimiento de los objetivos.													
1 Leve El riesgo no afecta el logro de los objetivos													