

Informe Metodología de dimensionamiento y costos del sistema

Versión 3

Assessment of the Small-scale hydropower potential in Colombia

10 febrero 2026

Contenido

1. Abstracto.....	5
2. Identificación de componentes clave de costo.....	5
2.1. Introducción.....	5
2.2. Costos.....	6
2.2.1. Costos de CAPEX.....	7
2.2.2. Costos de OPEX.....	8
3. Recolección de datos.....	9
3.1. Introducción.....	9
3.2. Recolección de proyectos referencia.....	9
3.2.1. Proyecto Barrancas.....	9
3.2.2. Proyecto Cocuyo.....	12
3.2.3. Proyecto Aures Bajo.....	15
3.2.4. Proyecto Bahía Solano.....	16
3.2.5. Proyecto Mitú.....	17
3.2.6. Proyecto Cupica.....	18
3.2.7. Proyectos de sistemas pichidráulicos.....	20
4. Definición de parámetros de dimensionamiento y criterios de diseño.....	22
4.1. Introducción.....	22
4.2. Definición de parámetros de dimensionamiento y Criterios de diseño.....	22
5. Desarrollo de una metodología para definir la configuración óptima del sistema.....	24
5.1. Criterios generales.....	24
5.2. Información de partida.....	26
5.3. Consideraciones ambientales.....	26
5.4. Límites y dimensiones.....	29
5.4.1. Criterios de dimensionamiento.....	30
5.4.2. Tamaño de centrales hidroeléctricas.....	33

5.4.3.	Tamaño de los elementos que componen la central hidroeléctrica	34
5.4.4.	Funciones de costo	36
5.4.5.	Metodología.....	37

Ilustraciones

Ilustración 1:	Central hidroeléctrica de Barrancas.....	10
Ilustración 2:	Central Hidroeléctrica Cocuyó	13
Ilustración 3:	Central hidroeléctrica de Aures Bajo.....	15
Ilustración 4:	PCH de Bahía Solano	16
Ilustración 5:	PCH de Mitú	17
Ilustración 6:	PCH de Cupica.....	19
Ilustración 7:	Entidades Gubernamentales	26
Ilustración 8:	Datos que puede dar Tremarctos 3.0	27
Ilustración 9:	Grafico de la Variación espesor tubería de acero	33
Ilustración 10:	Datos tuberías	35
Ilustración 11:	Datos tuberías PN6	36
Ilustración 12:	Series de caudales medios diarios: (A) Señal senoidal pura – condiciones hidrológicas homogéneas; (B) Señal senoidal con armónicos – condiciones hidrológicas reales	37
Ilustración 13:	(A) Caudales medios diarios; (B) Caudales medios diarios vs. caudales máximos instantáneos ($Q_{max} \approx 30 \cdot Q_{med}$).....	38
Ilustración 14:	Balance hídrico de largo plazo para la estimación del caudal medio multianual ..	39
Ilustración 15:	Representación conceptual de las pérdidas de energía en una tubería a presión: el salto neto es el salto bruto menos las pérdidas hidráulicas	40
Ilustración 16:	Expresión de las pérdidas de energía por fricción en una tubería a presión.....	41

Tablas

Tabla 1:	Partidas de costos totales de una PCH.....	6
Tabla 2:	Datos Central Barrancas	10
Tabla 3:	Costos proyecto Central hidroeléctrica de Barrancas.....	11

Tabla 4: Datos Central Cocuyó.....	13
Tabla 5: Costos proyecto central hidroeléctrica de Cocuyó	14
Tabla 6: Datos Central Aures Bajo	15
Tabla 7: Costos proyecto central hidroeléctrica de Aures Bajo.....	16
Tabla 8: Datos Central Bahía Solano.....	17
Tabla 9: Datos Central Mitú.....	18
Tabla 10: Datos Central Cupica	19
Tabla 11: Datos central HY4RES	20
Tabla 12: Datos central pivote de riego.....	21
Tabla 13: Datos central tractor de riego	21
Tabla 14: parámetros de dimensionamiento y Criterios de diseño	22
Tabla 15: Media y desviación típica de los caudales mensuales en ríos de colombia	31
Tabla 16: Variación espesor tubería de acero.....	33
Tabla 17: Consumo de potencia por vivienda según zona climática [Fuente: UPME - PIEC].....	41

1. Abstracto

La Actividad 2 desarrolla una metodología integral, contextualizada y replicable para dimensionar y estimar los costos de sistemas de generación hidroeléctrica de pequeña escala (PCH) en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia.

El trabajo se estructura en cinco componentes principales. En primer lugar, se identifican y definen los componentes clave de costo a lo largo del ciclo de vida de un sistema PCH, incluyendo CAPEX, OPEX, transporte, etc. A partir de ello, se establece una estructura de costos adaptada a las condiciones logísticas y geográficas particulares de las ZNI.

En segundo lugar, se conforma una base de datos confiable y contextualizada, elaborada a partir de información de proyectos de referencia, centrales PCH actualmente en operación en ZNI (pendientes de aportarse el detalle completo de CAPEX y OPEX por la IPSE) y consultas con expertos del sector. Esta base permite validar rangos representativos, identificar patrones y ajustar las estimaciones de costos al contexto colombiano real.

El tercer componente aborda la definición de parámetros técnicos y criterios de diseño necesarios para dimensionar correctamente sistemas hidroeléctricos en condiciones reales. Se integran variables hidrológicas, técnicas, demográficas y operativas, generando criterios prácticos que orientan la selección tecnológica y sirven de insumo directo para el desarrollo del modelo previsto en la Actividad 4.

En cuarto lugar, se formula una metodología práctica para determinar la configuración óptima del sistema, combinando los parámetros de diseño con criterios técnicos y económicos. Reconociendo que las centrales hidroeléctricas presentan costos fijos (ingeniería, estudios, tramitología) independientes del tamaño y costos variables (equipos, obras civiles) proporcionales a la capacidad, se construye un modelo teórico con el objetivo de maximizar el número de viviendas abastecidas por proyecto. Esta estrategia permite diluir los costos fijos entre más beneficiarios, alineándose directamente con el objetivo del PIEC de minimizar el costo de universalización del servicio eléctrico en las ZNI. El modelo estima el potencial hidroeléctrico considerando de forma integrada todos los factores técnicos, económicos y territoriales definidos.

En conjunto, esta actividad entrega una herramienta metodológica sólida para tomadores de decisiones, permitiendo diseñar sistemas hidroeléctricos adaptados a las condiciones reales de las ZNI y constituyendo la base técnica para profundizar en el desarrollo del modelo de la Actividad 4.

2. Identificación de componentes clave de costo

2.1. Introducción

La primera etapa de esta actividad consiste en identificar y estructurar todos los componentes de costo asociados al ciclo de vida de un sistema PCH en Zonas No Interconectadas (ZNI). El objetivo es definir con claridad qué partidas deben considerarse para estimar de manera rigurosa

el CAPEX y el OPEX, incorporando además los factores logísticos, territoriales y operativos propios del contexto colombiano.

Para ello, se realiza un levantamiento sistemático de costos basado en literatura técnica, proyectos de referencia, información proporcionada por IPSE y consultas con expertos. Esta revisión permite construir un inventario detallado que integra tanto los costos tradicionales de infraestructura (obra civil, turbina, generador, controles, líneas eléctricas), como elementos críticos en zonas remotas: transporte hasta la ZNI, ingeniería, trámites, impuestos, operación, mantenimiento preventivo y correctivo, entre otros.

2.2. Costos

Se definieron y clasificaron los costos relevantes del ciclo de vida de un sistema PCH en dos grandes categorías: CAPEX (inversión inicial) y OPEX (costos de operación y mantenimiento). A continuación, se presenta la tabla con cada partida y su explicación.

Tipo de costo	Partida	Unidad
CAPEX	Trámites ambientales	Servicio
CAPEX	Costos de expropiación	Servicio
CAPEX	Ingeniería y diseño	Servicio
CAPEX	Obra civil	Servicio
CAPEX	Turbina	Turbina
CAPEX	Generador	Generador
CAPEX	Paneles de control eléctrico	Panel de control
CAPEX	Cableado	Metro de cable
CAPEX	Tuberías	Metro de tubería
CAPEX	Transformador	Transformador
CAPEX	Línea de conexión eléctrica	Metro de línea
CAPEX	Tecnología de respaldo (Diesel / batería)	Sistema de respaldo
CAPEX	Transporte hasta la ZNI	Tonelada-km / Viaje
CAPEX	Instalación y puesta en marcha de los equipos e instalación eléctrica	Servicio
OPEX	Personal operación	Persona-mes / Año
OPEX	Personal administración	Persona-mes / Año
OPEX	Conexión y telemetria	Servicio
OPEX	Tasa por uso del agua	m ³ o canon anual
OPEX	Impuestos	Porcentaje anual / USD/año
OPEX	Mantenimiento preventivo	Servicio
OPEX	Mantenimiento correctivo	Servicio
OPEX	Seguros	Póliza anual
OPEX	Otros	Otros

TABLA 1: PARTIDAS DE COSTOS TOTALES DE UNA PCH

2.2.1. Costos de CAPEX

A continuación, se describen las partidas que conforman los costos de inversión [CAPEX] de un proyecto PCH. Estos costos corresponden a los recursos necesarios para desarrollar, construir e instalar el sistema antes de su operación.

- **Trámites ambientales:** Incluye los costos asociados a la obtención de permisos, licencias y estudios ambientales requeridos por la normativa colombiana (PMA, diagnóstico ambiental, seguimiento), indispensables para autorizar la construcción y operación del sistema hidroeléctrico.
- **Costos de expropiación:** Corresponde a la adquisición de terrenos o compensaciones necesarias para acceder a predios donde se instalarán obras civiles, canalizaciones, tuberías o líneas eléctricas. Su costo depende del contexto territorial y la disponibilidad de tierra.
- **Ingeniería y diseño:** Comprende los estudios técnicos de detalle: diseño hidráulico, eléctrico, civil y estructural. planos, modelaciones y presupuestos. Es una fase esencial para garantizar un diseño seguro y optimizado.
- **Obra civil:** Incluye la construcción de bocatomas, canales, tuberías, casa de máquinas, cimentaciones, estructuras, obras de protección y todas las intervenciones físicas necesarias sobre el terreno.
- **Turbina:** Comprende la compra de la turbina seleccionada (Francis, Pelton, PAT, etc.), incluyendo accesorios necesarios para su instalación. Es uno de los componentes principales del sistema de generación.
- **Generador:** Elemento que transforma la energía mecánica del rodete en energía eléctrica utilizable. Se selecciona en función de la potencia, velocidad y tipo de regulación.
- **Paneles de control eléctrico:** Equipo encargado de gestionar, proteger y supervisar el funcionamiento del sistema eléctrico. Puede incluir controladores, protecciones, relés, inversores y sistemas de automatización.
- **Cableado:** Comprende todo el cableado necesario entre turbina–generador, sistemas de control, distribución y líneas internas de la central. Su costo depende de calibre, longitud y tipo de aislamiento.
- **Tuberías:** Incluye las tuberías de aducción y conducción del agua. Es un costo significativo, especialmente en sitios con grandes longitudes o diámetros elevados.
- **Transformador:** Equipos para elevar o adaptar el voltaje generado hacia niveles adecuados para distribución local o conexión parcial a redes internas.
- **Línea de conexión eléctrica:** Incluye postes, cables y accesorios para conectar la PCH a la comunidad o microred. El costo crece con la distancia y dificultad del terreno.

- **Tecnología de respaldo (diésel / batería):** Corresponde a sistemas auxiliares que garantizan continuidad del suministro en caso de baja hidraulicidad. Puede incluir bancos de baterías, inversores o plantas diésel.
- **Transporte hasta la ZNI:** Incluye el traslado de equipos, tuberías y materiales hasta zonas remotas. Suele ser un costo elevado por la dificultad logística típica de las ZNI (vías deterioradas, transporte fluvial, mulas, etc.).
- **Instalación y puesta en marcha de los equipos e instalación eléctrica:** Comprende montaje mecánico y eléctrico, alineación, pruebas funcionales, ajustes, configuración de protecciones y entrada en operación del sistema.

2.2.2. Costos de OPEX

A continuación, se explican los costos operativos recurrentes (OPEX) necesarios para mantener el sistema funcionando adecuadamente a lo largo de su vida útil.

- **Personal de operación:** Costo del personal encargado de operar la planta, vigilar parámetros, realizar inspecciones básicas y gestionar la operación diaria del sistema.
- **Personal de administración:** Incluye costos relacionados con la gestión administrativa, contable y operativa del proyecto, generalmente a nivel comunitario o de operador regional.
- **Conexión y telediagnóstico:** Costos asociados a dispositivos y servicios de monitoreo remoto, telemetría, comunicaciones, sensores o plataformas digitales.
- **Tasa por uso del agua:** Tarifa regulada que cobra la autoridad ambiental por el aprovechamiento del recurso hídrico, según caudal concesionado.
- **Impuestos:** Incluye obligaciones tributarias asociadas al proyecto, como ICA u otros cargos locales vinculados a la operación del sistema.
- **Mantenimiento preventivo:** Corresponde a actividades periódicas planificadas: lubricación, limpieza, ajuste de componentes, inspecciones eléctricas e hidráulicas, revisión de tuberías y estructuras.
- **Mantenimiento correctivo:** Incluye reparaciones debido a fallas, reposición de piezas dañadas, reparación de tuberías, sustitución de componentes eléctricos, etc.
- **Seguros:** Coberturas asociadas a daños en infraestructura, responsabilidad civil, riesgos operativos o eventos naturales.
- **Otros:** Agrupa costos no contemplados en otras categorías, como sustitución de piezas menores, consumibles, capacitaciones adicionales o emergencias logísticas.

3. Recolección de datos

3.1. Introducción

La segunda etapa de esta actividad consiste en recopilar, consolidar y validar la información necesaria para construir una base de datos de costos confiable y contextualizada para sistemas PCH en ZNI. El objetivo es disponer de valores representativos y actualizados que reflejen tanto las condiciones reales del mercado como las particularidades logísticas asociadas a la operación en territorios remotos.

Esta recopilación se ha basado en tres fuentes principales: tres proyectos en zonas conectadas de Colombia, tres proyectos en ZNI desarrollados por el IPSE¹ y tres proyectos internacionales de pichidráulica, los cuales complementan el análisis y amplían el marco de referencia utilizado.

La integración de estas fuentes permitirá conformar una base de costos representativa y coherente con la realidad colombiana.

3.2. Recolección de proyectos referencia

3.2.1. Proyecto Barrancas

La Central Hidroeléctrica Barrancas, proyecto ubicado en zona conectada, se localiza en el municipio de Dabeiba, al occidente del departamento de Antioquia, Colombia. Fue desarrollada con el propósito de aprovechar de manera sostenible los recursos hídricos locales y fortalecer la disponibilidad energética de la región.

Se trata de una central a filo de agua, con una potencia instalada de 4,7 MW y una generación media anual de 20,24 GWh. Opera con un caudal de diseño de 0,94 m³/s y un salto bruto de 577 m, mediante una turbina Pelton fabricada por Andritz y acoplada a un generador Indar (año de fabricación 2018). La planta inició su operación comercial en mayo de 2020.

El proyecto contempló la construcción de un azud, desarenador, tubería en GRP y acero, tanque de carga, casa de máquinas y canal de descarga. Su operación contribuye al desarrollo local al proveer energía limpia y estable a las comunidades de la zona. Para su funcionamiento, cuenta con concesión de aguas para generación como permiso ambiental principal.

Pendiente que IPSE nos envíe los datos de costos de CAPEX y OPEX de los proyectos



ILUSTRACIÓN 1: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BARRANCAS

Zona
Zona conectada

Caudal de diseño (m³/s)	Salto bruto (m)	Potencia en turbina (MW)	Factor de planta	Energía media (GWh/año)
0,94	575	4,7	51%	23

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
Pelton	Andritz	Indar	2018	Mayo de 2020

TABLA 2: DATOS CENTRAL BARRANCAS

A continuación, se presentan los principales costos reportados para este proyecto, organizados según las partidas definidas en la metodología de CAPEX y OPEX mensual. Todos los valores han sido actualizados al año 2025 conforme a la inflación. A diferencia del PIEC, que trabajó con precios constantes del año de publicación, se ha optado por esta actualización debido a que los proyectos de referencia tienen antigüedades de 3 a 8 años, período durante el cual Colombia ha experimentado una inflación acumulada superior al 30%, con incrementos aún mayores en equipos electromecánicos importados y materiales de construcción. Esta actualización a un año de referencia común permite la comparabilidad directa entre proyectos de diferentes épocas y proporciona estimaciones más realistas y útiles para la planificación de inversiones en el contexto actual. Esta información permite obtener una primera aproximación a la estructura económica de la central.¹

¹ Fuente: Grupo Elemental SAS. Datos obtenidos del desarrollo de ingeniería e interventoría del proyecto hidroeléctrico Barrancas

Tipo de costo	Partida	Valor (USD)	Valor (COP) ²
CAPEX	Trámites ambientales	452.900	1.680.918.510
CAPEX	Costos de expropiación	171.600	636.830.544
CAPEX	Ingeniería y diseño	228.700	-
CAPEX	Obra civil	9.917.175	36.805.309.725
CAPEX	Equipos de generación (generador, turbina, tuberías etc.)	2.378.454	-
CAPEX	Línea de conexión eléctrica	321.600	-
CAPEX	Tecnología de respaldo (Diesel / batería)	0	-
CAPEX	Transporte hasta la ZNI ¹ (Se incluye aclaración debajo de la tabla)	6.784.305	25.175.916.258
CAPEX	Instalación y puesta en marcha de los equipos e instalación eléctrica	125.181	470.706.881
OPEX	Personal operación	8.186	32.977.701
OPEX	Personal administración	4.093	18.528.433
OPEX	Conexión y telemedida	3.288	12.202.851
OPEX	Tasa por uso del agua	785	2.917.033
OPEX	Impuestos	-	-
OPEX	Mantenimiento preventivo	3.131	13.177.546
OPEX	Mantenimiento correctivo		
OPEX	Seguros	6.132	-
OPEX	Otros	1.688	6.190.598
Costo total CAPEX		20.379.915	75.637.812.731
Costo total OPEX/mes		27.303	101.332.081

TABLA 3: COSTOS PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BARRANCAS

Respecto a la vida útil del proyecto, el diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas considera una vida útil de 50 años para la infraestructura civil (obras de captación, conducción, casa de máquinas) y de 25 años para los equipos electromecánicos (turbina, generador, sistemas de control). Esto implica que se proyecta la sustitución de las unidades de generación cada 25 años, aunque existen casos documentados de centrales hidroeléctricas de pequeña escala que han operado con los mismos equipos durante 40 años o más. Los costos presentados en OPEX incluyen los mantenimientos mayores y rutinarios tanto de la infraestructura civil como de los equipos electromecánicos, garantizando la operación continua durante toda la vida útil del proyecto.

¹ Dado que los proyectos analizados se localizan en zonas interconectadas con acceso vial y logístico relativamente favorable, se incorporó un costo adicional destinado a representar el transporte de materiales, equipos y herramientas hacia Zonas No Interconectadas (ZNI). Este ajuste es fundamental, ya que las ZNI suelen presentar condiciones de acceso complejas, rutas fluviales, transporte por trochas, restricciones de carga, mayores tiempos de traslado o incluso necesidad de transporte especializado que incrementan de manera significativa los costos reales de movilización.

Para determinar el coste de transporte entre una ciudad capital de departamento y las poblaciones de las zonas no interconectadas se definieron materiales y equipos menores que se requerirían para la construcción de una central hidroeléctrica de estas características, todos de las mismas características técnicas y comerciales, y se averiguó el coste de estos en Bogotá y Medellín y en dos poblaciones de las zonas definidas para los casos de estudio 1 (Acandí, Chocó) y 2 (Orito, Putumayo). En ellas se pidieron ofertas formales de ferreterías y depósitos de materiales y se compararon entre ellas. Se eliminaron aquellos productos que no eran comparables. Se seleccionaron materiales que pudieran encontrarse fácilmente en cualquier sitio de estos. Los valores se compararon sin IVA. La lista de materiales y equipos fue la siguiente: ALAMBRE PÚAS 14*150 MT X 400M, BLOQUE MORTERO 20 CM, BOMBILLO 15 VATIOS, BOMBILLOS 20 VATIOS, CONCRETADORA MEDIO SACO MANUAL, PINTURA BLANCA BASE ACEITE, PINTURA BLANCA BASE AGUA, SACO CEMENTO 50 kg, TUBERÍA POLIETILENO 1/2", TUBERÍA POLIETILENO 1", TUBERÍA POLIETILENO 2", VARILLA ACERO 1/2", VARILLA ACERO 3/4, VARILLA ACERO 3/8".

Esos materiales son, en promedio, un 67% y 73% más costosos en Acandí y Orito, respectivamente, que en las ciudades capitales de departamento. Se seleccionó un valor del 70% como valor. Se asoció esa diferencia de valor al coste del transporte entre las ciudades capitales de departamento y las zonas no interconectadas.

Incluir este factor permite extrapolar los valores obtenidos a un escenario más representativo del contexto operativo de las ZNI, asegurando que las estimaciones económicas reflejen adecuadamente las condiciones logísticas propias de estos territorios.

² Esta metodología aplica igualmente para el resto de los proyectos. Para la conversión de USD a COP se ha utilizado la tasa de cambio representativa de mercado (TRM) de 1 USD = 3.711,39 COP. Se han convertido a pesos colombianos únicamente las partidas que corresponden a costos locales pagados en Colombia: trámites y gestiones regulatorias, costos de expropiación, obra civil (materiales y mano de obra nacional), transporte dentro del territorio colombiano, instalación y puesta en marcha, personal operativo y administrativo, servicios de telecomunicaciones, tasa por uso del agua, mantenimiento preventivo con recursos locales, y otros gastos operativos. Las partidas mantenidas en USD corresponden a costos ligados a divisa extranjera: equipos de generación importados (turbinas, generadores, componentes electromecánicos), ingeniería y diseño que puede incluir consultoría internacional o software especializado, componentes electrónicos de líneas de conexión frecuentemente importados, y pólizas de seguros que usualmente se contratan en dólares en el sector eléctrico colombiano. Esta diferenciación refleja la estructura real de costos de proyectos hidroeléctricos en ZNI, donde aproximadamente el 70-75% de los costos de capital son de origen local.

3.2.2. Proyecto Cocuyo

La Central Hidroeléctrica Cocuyó, proyecto ubicado en zona conectada, se encuentra en el municipio de Versalles, en el departamento del Valle del Cauca, Colombia. Se trata de una central a filo de agua diseñada para aprovechar los caudales de montaña característicos de esta región. La planta cuenta con una turbina Pelton de la marca Gugler, adecuada para altos saltos y bajos caudales, en coherencia con la morfología hídrica del sector.

La central entró en operación en mayo de 2016 y utiliza un caudal de diseño de 0,3 m³/s y un salto bruto de 311 metros, alcanzando una potencia instalada cercana a 0,78 MW. Su factor de planta

del 51% refleja una operación estable y un buen aprovechamiento del recurso hídrico durante todo el año. La generación media anual es de 3,48 GWh, suficiente para abastecer pequeñas comunidades rurales y actividades productivas locales.

La instalación opera bajo concesión de aguas para generación de energía, cumpliendo con la normativa ambiental vigente en Colombia.



ILUSTRACIÓN 2: CENTRAL HIDROELÉCTRICA COCUYÓ

Zona
Zona conectada

Caudal de diseño [m³/s]	Salto bruto [m]	Potencia en turbina [MW]	Factor de planta	Energía media [GWh/año]
0,3	311	0,78	51%	3,38

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
Pelton	Gugler	Marelli	2014	Mayo de 2016

TABLA 4: DATOS CENTRAL COCUYÓ

A continuación, se presentan los principales costos reportados para este proyecto, organizados según las partidas definidas en la metodología de CAPEX y OPEX mensual. Todos los valores han sido actualizados al año 2025 conforme a la inflación.¹ A diferencia del PIEC, que trabajó con precios constantes del año de publicación, se ha optado por esta actualización debido a que los proyectos de referencia tienen antigüedades de 3 a 8 años, período durante el cual Colombia ha experimentado una inflación acumulada superior al 30%, con incrementos aún mayores en equipos electromecánicos importados y materiales de construcción. Esta actualización a un año de referencia común permite la comparabilidad directa entre proyectos de diferentes épocas y proporciona estimaciones más realistas y útiles para la planificación de inversiones en el contexto

actual. Esta información permite obtener una primera aproximación a la estructura económica de la central.

Tipo de costo	Partida	Valor (USD)	Valor (COP)
CAPEX	Trámites ambientales	129.700	481.367.283
CAPEX	Costos de expropiación	129.700	481.367.283
CAPEX	Ingeniería y diseño	43.400	161.074.326
CAPEX	Obra civil	1.189.700	4.415.440.683
CAPEX	Equipos de generación (generador, turbina, tuberías etc.)	863.265	-
CAPEX	Línea de conexión eléctrica	65.000	-
CAPEX	Tecnología de respaldo (Diesel / batería)	-	-
CAPEX	Transporte hasta la ZNI ¹ (Se incluye aclaración en el punto 3.2.1)	1.231.635	4.571.077.822
CAPEX	Instalación y puesta en marcha de los equipos e instalación eléctrica	45.435	168.627.004
OPEX	Personal operación	2.665	9.890.854
OPEX	Personal administración	1.332	4.943.571
OPEX	Conexión y teledioda	1.017	3.774.483
OPEX	Tasa por uso del agua	235	872.176
OPEX	Impuestos	-	-
OPEX	Mantenimiento preventivo	940	3.488.706
OPEX	Mantenimiento correctivo		
OPEX	Seguros	1.044	-
OPEX	Otros	487	1.807.446
Costo total CAPEX		3.697.835	13.724.107.840
Costo total OPEX/mes		7.720	28.651.930

TABLA 5: COSTOS PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE COCUYÓ

¹ Fuente: Grupo Elemental SAS. Datos obtenidos del desarrollo de ingeniería y gerencia de construcción del proyecto hidroeléctrico Cocuyo. Valores actualizados a 2025.

3.2.3. Proyecto Aures Bajo

La Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Aures Bajo, proyecto ubicado en zona conectada, se localiza entre los municipios de Sonsón y Abejorral, en el oriente del departamento de Antioquia, Colombia, dentro de la cuenca del río Aures. La central opera a filo de agua, sin necesidad de embalse, aprovechando la velocidad del caudal para generar energía de manera continua y sostenible.

El proyecto cuenta con una caída neta nominal de 237 m y un caudal nominal de 5 m³/s, condiciones que permiten una operación eficiente de su turbina Pelton. La instalación dispone de una turbina Pelton de eje vertical con 5 inyectores. La planta alcanza una potencia instalada total de 19,4 MW y genera aproximadamente 116 GWh/año, contribuyendo de manera significativa a la generación de energía renovable en la región.

Zona
Zona conectada

Caudal de diseño (m ³ /s)	Salto bruto (m)	Potencia en turbina (MW)	Factor de planta	Energía media (GWh/año)
5	237	19,4	61%	103

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
Pelton	Andritz	Leroy-Somer	2014	Enero de 2019

TABLA 6: DATOS CENTRAL AURES BAJO



ILUSTRACIÓN 3: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE AURES BAJO

A continuación, se presentan los principales costos reportados para este proyecto, organizados según las partidas definidas en la metodología de CAPEX. Todos los valores han sido actualizados al año 2025 conforme a la inflación¹. Esta información permite obtener una primera aproximación a la estructura económica de la central.

Tipo de costo	Partida	Valor (USD)	Valor (COP)
CAPEX	Trámites ambientales	2.247.000	8.339.493.330
CAPEX	Costos de expropiación	2.098.400	7.787.980.776
CAPEX	Ingeniería y diseño	1.941.900	7.207.148.241
CAPEX	Obra civil	40.777.900	151.342.690.281
CAPEX	Equipos de generación (generador, turbina, tuberías etc.)	6.978.344	-
CAPEX	Línea de conexión eléctrica	1.655.800	-
CAPEX	Tecnología de respaldo (Diesel / batería)	0	-
CAPEX	Transporte hasta la ZNI ¹ (Se incluye aclaración en el punto 3.2.1)	26.101.690	96.873.551.249
CAPEX	Instalación y puesta en marcha de los equipos e instalación eléctrica	367.281	1.363.123.030
Costo total CAPEX		82.168.315	304.958.662.607

TABLA 7: COSTOS PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE AURES BAJO

¹ Fuente: Grupo Elemental SAS. Datos obtenidos del desarrollo de ingeniería y gerencia de construcción del proyecto hidroeléctrico de Aures Bajo. Valores actualizados a 2025.

3.2.4. Proyecto Bahía Solano

La PCH de Bahía Solano, proyecto ubicado en una zona no interconectada, se encuentra en el departamento del Chocó, en inmediaciones del Parque Nacional Natural Utría, sobre la quebrada Mutatá, afluente del río Boroboro. Este proyecto fue desarrollado para abastecer de energía a la zona costera, caracterizada por su aislamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y su alta dependencia histórica del diésel.

La central opera a filo de agua, aprovechando un caudal moderado y un salto considerable, y cuenta con cinco turbinas Pelton, adecuadas para zonas montañosas con alta caída y bajo caudal.



ILUSTRACIÓN 4: PCH DE BAHÍA SOLANO

Zona
ZNI

Caudal de diseño [m³/s]	Salto bruto [m]	Potencia en turbina [MW]	Factor de planta	Energía media [GWh/año]
3,125	365	2,2	50%	8,7 – 11,6

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
Pelton	-	-	2013	2013

Costo total USD
359.000

TABLA 8: DATOS CENTRAL BAHÍA SOLANO¹

¹ Pendiente recibir la información completa de CAPEX y OPEX del IPSE

3.2.5. Proyecto Mitú

La PCH de Mitú, proyecto ubicado en una zona no interconectada, se localiza en la zona suroriental de Colombia, en el departamento de Vaupés, un territorio fuertemente aislado, selvático y sin conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La central se encuentra sobre la margen derecha del río Vaupés y aprovecha una topografía caracterizada por caídas cortas, pero técnicamente aprovechables desde el punto de vista hidroenergético.

La generación eléctrica de Mitú ha sido clave para reducir el uso de combustibles fósiles en esta región amazónica. Actualmente opera con una turbina Pelton, adecuada para saltos altos y caudales reducidos.



ILUSTRACIÓN 5: PCH DE MITÚ

Zona
ZNI

Caudal de diseño [m³/s]	Salto bruto [m]	Potencia en turbina [MW]	Factor de planta	Energía media [GWh/año]
1,3	8	2	45-60 %	7,0 – 10,5 GWh/año

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
Pelton	-	-	-	-

Costo total USD	Coste total COP
9.500.000	35.258.205.000

TABLA 9: DATOS CENTRAL MITÚ¹

¹ Pendiente recibir la información completa de CAPEX y OPEX del IPSE

3.2.6. Proyecto Cupica

La PCH de Cupica, proyecto ubicado en una zona no interconectada, se localiza en el departamento del Chocó, en la región del Baudó, sobre el río Cupica, a unos 13 km de su desembocadura en el océano Pacífico. El proyecto fue concebido para abastecer a comunidades costeras y rurales sin acceso al Sistema Interconectado Nacional (SIN), aprovechando un caudal moderado y un salto relativamente bajo.

La central utiliza dos turbinas Pelton, adecuadas para la topografía inclinada y las condiciones hídricas propias de la costa pacífica colombiana.



ILUSTRACIÓN 6: PCH DE CUPICA

Zona
ZNI

Caudal de diseño (m³/s)	Salto bruto (m)	Potencia en turbina (MW)	Factor de planta	Energía media (GWh/año)
2,2	5	0,327	45%-55%	1,15 – 1,58

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
Pelton	-	-	-	-

Costo total USD	Coste total COP
598.000	2.219.411.220

TABLA 10: DATOS CENTRAL CUPICA¹

¹ Pendiente recibir la información completa de CAPEX y OPEX del IPSE

3.2.7. Proyectos de sistemas picohidráulicos

A continuación, se presentan tres proyectos adicionales de PCH implementados en zonas no interconectadas de distintos países. Aunque el PIEC se enfoca en demanda residencial, estos casos del sector agrícola resultan técnicamente pertinentes, pues la generación hidroeléctrica depende de variables físicas (caudal, salto, eficiencia) independientes del uso final de la energía. Los proyectos muestran el aprovechamiento de pequeños caudales, entre 0,015 y 0,030 m³/s, con turbinas de baja capacidad cuya tecnología es directamente extrapolable a sistemas residenciales off-grid en ZNI. Para estos casos internacionales, la información disponible se limita a costos de capital (CAPEX), sin contar con datos detallados de costos operativos (OPEX), lo cual es común en la literatura de proyectos de muy pequeña escala en contextos rurales. Su revisión permite ampliar el espectro de referencias de CAPEX disponibles y aportar aprendizajes técnicos valiosos para el dimensionamiento inicial de soluciones en ZNI colombianas, y aportar aprendizajes relevantes para el análisis y diseño de soluciones en ZNIs.

- Proyecto híbrido picohidráulico–solar en Andalucía (España):** Sistema de picohidráulica integrado en un proyecto híbrido de energías renovables desarrollado en la comunidad de regantes del Valle Inferior, en el valle del Guadalquivir (Andalucía, España), en el marco del proyecto europeo HY4RES. La instalación aprovecha el desnivel y el caudal gestionado en uno de los depósitos de riego de la finca Las Catalinas, desde donde se impulsa agua procedente de un embalse de 13.000 m³ hacia las parcelas. El sistema picohidráulico, complementado con una planta solar de pequeña escala, permite generar electricidad renovable in situ, reducir el consumo de energía convencional y avanzar hacia un modelo de riego más eficiente y sostenible.

Zona
ZNI

Caudal de diseño [m ³ /s]	Salto bruto [m]	Potencia en turbina [MW]	Factor de planta	Energía media [GWh/año]
0,03	35	0,0072	45%	0,028

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
PAT	Saer	Saer	2025	2025

Costo total USD (incluye instalación y baterías)
27.937

TABLA 11: DATOS CENTRAL HY4RES

- Sistema picohidráulico en pivote de riego (España):** Instalación off-grid destinada a la carga de un sistema de baterías, desarrollada en 2024 en el norte de España. El sistema aprovecha la presión residual existente en un pivote de riego para generar energía mediante una turbina PAT, permitiendo así la autosuficiencia energética de la instalación y optimizando el uso del recurso hídrico.

Zona
ZNI

Caudal de diseño [m³/s]	Salto bruto [m]	Potencia en turbina [MW]	Factor de planta	Energía media [GWh/año]
0,015 – 0,018	20-30	0,0022	33%	0,006

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
PAT	Saer	Bosch	2024	2024

Costo total USD (incluye la turbina)
2.910

TABLA 12: DATOS CENTRAL PIVOTE DE RIEGO

- Sistema picohidráulico instalado en tractor de riego autónomo (Francia):** Sistema off-grid de generación hidráulica para la carga de baterías, instalado en 2025 en un tractor de conducción autónoma utilizado en el riego de una explotación agrícola privada en el norte de Francia. La solución permite aprovechar el caudal y la presión disponible en la red de riego para generar energía renovable y mantener la operatividad del tractor sin necesidad de suministro eléctrico externo.

Zona
ZNI

Caudal de diseño [m³/s]	Salto bruto [m]	Potencia en turbina [MW]	Factor de planta	Energía media [GWh/año]
0,015	35	0,0023	25%	0,005

Tipo de turbina	Marca de la turbina	Marca del generador	Año de fabricación	Fecha de puesta en operación
PAT	Saer	-	2025	2025

Costo total USD (incluye la turbina)
1.920

TABLA 13: DATOS CENTRAL TRACTOR DE RIEGO

4. Definición de parámetros de dimensionamiento y criterios de diseño

4.1. Introducción

La tercera etapa de esta actividad consiste en establecer los parámetros técnicos y los criterios de diseño necesarios para dimensionar de manera adecuada los sistemas PCH en Zonas No Interconectadas (ZNI). El objetivo es definir las variables clave y que permitirán seleccionar la configuración óptima del sistema en función de las condiciones reales del sitio.

Esta definición se basa en la integración de tres grupos principales de factores: condiciones del recurso hídrico (salto, caudal disponible y relación salto-caudal), criterios técnicos de ingeniería (pérdidas hidráulicas, umbrales de potencia, rangos de operación) y características socio-territoriales (tamaño de la población, distancia al núcleo habitado y restricciones ambientales). Estos parámetros permiten establecer límites operativos, identificar necesidades de obra civil, seleccionar el tipo de turbina adecuado y acotar los escenarios a analizar en la metodología de dimensionamiento.

En conjunto, este marco constituye la base técnica que alimentará los modelos de cálculo posteriores, garantizando que las decisiones de diseño estén plenamente ajustadas al contexto físico, social y normativo de las ZNI colombianas.

4.2. Definición de parámetros de dimensionamiento y Criterios de diseño

Se definieron y clasificaron los criterios fundamentales para el diseño y dimensionamiento de sistemas PCH en ZNI, agrupándolos según su naturaleza: recurso hídrico, criterios técnicos, criterios asociados a la población y condicionantes territoriales. Estos criterios permiten caracterizar adecuadamente cada sitio, identificar sus restricciones y orientar la selección tecnológica, el tamaño óptimo del sistema y la viabilidad de la intervención.

A continuación, se presenta la tabla con cada criterio identificado y su correspondiente clasificación.

Tipo	Criterio
Recurso hídrico	Salto (metros)
Recurso hídrico	Caudal aprovechable (m ³ /s (metros cúbicos por segundo) o l/s (litros por segundo))
Recurso hídrico	Relación salto - caudal para selección de la turbina tipo
Técnicos	Pérdidas técnicas por la distancia (kWh o %)
Técnicos	Valor umbral en kW para necesidad de obra civil (kW)
Técnicos	Umbral mínimo y máximo de centrales a analizar
Población	Distancia núcleo población (metros)
Población	Número de habitantes del núcleo de población
Otros	Zona geográfica (normativa ambiental para Parques Naturales, zonas protegidas, etc.)

TABLA 14: PARÁMETROS DE DIMENSIONAMIENTO Y CRITERIOS DE DISEÑO

A continuación, se presenta la explicación de cada criterio de diseño y dimensionamiento incluido en la tabla, junto con su importancia para la correcta selección y planificación de sistemas PCH en Zonas No Interconectadas (ZNI).

- **Salto:** El “salto” corresponde a la altura neta disponible entre el punto de captación del agua y la turbina. Es una variable determinante en el cálculo de la potencia hidroeléctrica, ya que influye directamente en la energía disponible. Define qué tipo de turbina puede utilizarse y condiciona las obras civiles necesarias.
- **Caudal aprovechable:** Es el volumen de agua disponible por unidad de tiempo que puede ser utilizado de manera sostenible para generación. Junto con el salto, determina la potencia posible del sistema. Además, el caudal define la estabilidad estacional del recurso, influye en la elección de la turbina y condiciona el diseño hidráulico y ambiental del proyecto.
- **Relación salto-caudal para selección de la turbina tipo:** Este criterio vincula directamente la hidrología del sitio con la tecnología más adecuada. Cada turbina opera eficientemente en un rango específico de salto-caudal. Relacionar ambas variables evita sobredimensionamientos, pérdidas de eficiencia o costos excesivos.
- **Pérdidas técnicas por la distancia:** Representan la reducción de energía debido a pérdidas en tuberías, fricción, conducción y distancia entre captación, casa de máquinas y población. Permiten estimar la potencia real disponible y ajustar el diseño hidráulico. Evitan sobrestimar el recurso y ayudan a definir longitudes, diámetros de tubería y necesidad de infraestructura adicional.
- **Valor umbral en kW para necesidad de obra civil:** Determina a partir de qué potencia requerida se justifica o exige un cierto tipo de obra civil (canales, bocatomas, obras de protección, casa de máquinas robusta, etc.). Permite diferenciar soluciones de muy pequeña escala de PCH más complejas. Es clave para prever costos, logística y exigencias constructivas del sitio.
- **Umbral mínimo y máximo de centrales a analizar:** Define el rango de potencias que serán consideradas viables para el análisis. Delimita el alcance del modelo y evita evaluar tamaños no adecuados para ZNI (muy grandes o demasiado pequeños). Facilita la estandarización de criterios en el análisis y en el modelo posterior.
- **Distancia al núcleo de población:** Indica cuántos kilómetros separan la central del centro poblado al que abastece. Afecta directamente los costos de línea eléctrica, las pérdidas de transmisión y la factibilidad logística. Además, influye en decisiones de micro red vs. conexión directa y en el impacto social del proyecto.
- **Número de habitantes del núcleo de población:** Determina el tamaño del sistema eléctrico necesario para cubrir la demanda. Permite dimensionar la potencia requerida, estimar curvas de carga, definir el tipo de micro red y prever el crecimiento futuro. Es la variable base para estimar la demanda energética a cubrir.

- **Zona geográfica:** Incluye restricciones normativas, ambientales o territoriales como Parques Nacionales, reservas indígenas, zonas protegidas, comunidades específicas, entre otros. Define la factibilidad ambiental del proyecto, los requisitos regulatorios, el nivel de intervención permitida y la complejidad de permisos. También puede condicionar soluciones más “livianas”, modulares o de menor impacto.

Estos criterios permiten construir una metodología sólida, coherente y contextualizada para la selección y dimensionamiento de sistemas PCH en ZNI. Estos parámetros son fundamentales para maximizar la función objetivo del modelo, el número de viviendas abastecidas por proyecto, lo cual diluye los costos fijos de ingeniería y tramitología entre más beneficiarios, alineándose directamente con el objetivo del PIEC de minimizar el costo de universalización del servicio de energía. Con ello se fortalece la precisión del proceso de diseño y se reducen riesgos técnicos, económicos y regulatorios en territorios aislados.

5. Desarrollo de una metodología para definir la configuración óptima del sistema

5.1. Criterios generales

El objeto del presente estudio es definir las tecnologías hidroeléctricas más adecuadas para suministrar energía eléctrica a pequeñas poblaciones ubicadas en Zonas No Interconectadas (ZNI). Resulta lógico, por tanto, plantear una metodología que permita identificar y priorizar este tipo de proyectos, de manera que el objetivo principal sea maximizar el número de viviendas abastecidas por central hidroeléctrica. Dado que las centrales PCH presentan costos fijos (ingeniería, estudios, tramitología) independientes de su capacidad, maximizar las viviendas servidas diluye estos costos entre más beneficiarios, reduciendo el costo unitario por vivienda. Este enfoque se alinea directamente con el objetivo del PIEC de minimizar el costo de universalización del servicio de energía eléctrica, garantizando al mismo tiempo costos razonables y la viabilidad ambiental de las soluciones.

Con este propósito, se analizan tipologías de proyectos que presenten bajos costos de inversión, costos de operación y mantenimiento reducidos, alta replicabilidad y escalabilidad, y que, en la medida de lo posible, sean modulares para facilitar su implementación en territorios de difícil acceso. Todos estos aspectos han sido estudiados y desarrollados en el presente informe.

- **Costo:** El análisis de costos considera tanto el CAPEX como el OPEX a lo largo de la vida útil de la tecnología. El CAPEX incluye el costo de turbinas, generadores, sistemas de control, obra civil e instalación, mientras que el OPEX cubre el mantenimiento rutinario, repuestos, mano de obra y cualquier consumible a lo largo del tiempo.
- **Mantenimiento:** Evalúa la frecuencia, la complejidad y el costo de las actividades de operación y mantenimiento. Las tecnologías se evaluaron en función de la disponibilidad de repuestos y la necesidad de técnicos especializados. Los sistemas con mantenimiento simplificado y componentes robustos son preferibles para regiones con capacidad técnica limitada.

- **Escalabilidad:** Describe la facilidad con la que se puede ajustar la capacidad de una tecnología. Considerará el rango de capacidades que ofrece cada tecnología y la viabilidad técnica y económica de la expansión del sistema. Las tecnologías que admiten una amplia escala energética, desde picocentrales hasta pequeñas centrales hidroeléctricas, priorizarán una implementación flexible en diversas comunidades colombianas. Este aspecto también es crucial para adaptar el suministro de energía a la creciente demanda o para expandirse de sistemas aislados a redes interconectadas.
- **Modularidad:** Se refiere al grado en que los componentes del sistema pueden fabricarse, estandarizarse e implementarse en unidades escalables. Las soluciones modulares ofrecen la ventaja de reducir los plazos de entrega e instalación, simplificar la logística y reducir los costos de mantenimiento. Este KPI puede ser especialmente relevante en la zona de estudio, ya que las zonas remotas podrían enfrentarse a importantes barreras logísticas

Entendiendo que el costo de inversión o CAPEX de una central de este tipo está dado por:

1. Trámites ambientales
2. Costos de expropiación
3. Ingeniería y diseño
4. Obra civil
5. Turbina
6. Generador
7. Paneles de control eléctrico
8. Cableado
9. Tuberías
10. Transformado
11. Línea de conexión eléctrica
12. Tecnología de respaldo (diésel / batería)
13. Transporte hasta la ZNI
14. Instalación y puesta en marcha de los equipos e instalación eléctrica

El menor costo del proyecto se alcanzará si se cumplen las siguientes condiciones:

1. **Tramitación ambiental sencilla:** Los trámites ambientales y la normativa asociada son simples y ágiles.
2. **Uso de predios de los usuarios:** Se emplean los terrenos de los futuros usuarios de las centrales, evitando así costos de expropiación.
3. **Estandarización del diseño:** Se replican centrales tipo para reducir los costos de ingeniería y diseño.
4. **Minimización de obra civil:** Se formulan proyectos con requerimientos mínimos de obra civil y se seleccionan materiales, herramientas y equipos que puedan adquirirse fácilmente en las poblaciones cercanas.
5. **Equipos de bajo costo y mantenimiento:** Se prioriza el uso de equipos de generación económicos, confiables y de bajo mantenimiento.

6. **Distancias de conexión acordes al tamaño:** Se definen distancias de líneas de conexión eléctrica que sean coherentes y asumibles según la capacidad de la central.

Adicionalmente, para facilitar el transporte de todos los componentes, incluso por caminos de herradura, se establece que el elemento más pesado no exceda los 50 kg.

5.2. Información de partida

Se tomará como punto de partida la siguiente información suministrada por la UPME:

- Caudal medio multianual definido juntamente con la Universidad Javeriana.
- Potencial hidroenergético estimado por UPME.
- Localización de la población a abastecer de energía eléctrica
- Consumos de viviendas por zona climática estimados

5.3. Consideraciones ambientales

Desde el punto de vista ambiental y patrimonial, existen varios aspectos que deberán ser considerados por todos los proyectos seleccionados mediante la metodología propuesta. Algunos de estos aspectos facilitarán el planteamiento de los proyectos, mientras que otros podrán limitar o restringir su desarrollo.

Para este análisis, se utilizará la información disponible en la Plataforma de Alertas Tempranas Ambientales Tremarctos 3.0, desarrollada por Conservación Internacional – Colombia, en colaboración con diversas entidades gubernamentales del país:



ILUSTRACIÓN 7: ENTIDADES GUBERNAMENTALES

En general, Tremarctos 3.0 puede dar:

<p>SG: Etno territorios de Colombia - Importancia Arqueológica Fuente: SIGOT-IGAC, ICANH</p> <ul style="list-style-type: none"> ✦ Parque Arqueológico (Oficial - 1:25.000) ✦ Resguardos Indígenas (Oficial - 1:500.000) ✦ Tierras Comunidades Negras (Oficial - 1:500.000) 	<p>SG: Hidrocarburos y Minería Fuente: ANH, Servicio Geológico Nacional</p> <ul style="list-style-type: none"> ✦ Título Minero (Oficial - multiescala) ✦ Mapa de Tierras ANH (Oficial - 1:100.000) 	<p>SG: Vulnerabilidad y Riesgos Ambientales Fuente: IDEAM</p> <ul style="list-style-type: none"> ✦ Vulnerabilidad del Territorio 2010 - 2040 (Oficial - 1:500.000) ✦ Susceptibilidad a Inundación (Oficial - 1:500.000) ✦ Índice de Vulnerabilidad Hídrica (Oficial - 1:500.000) ✦ Susceptibilidad a Incendios (Oficial - 1:500.000) ✦ Susceptibilidad por Remoción en Masa (Oficial - 1:500.000) ✦ Índice de Aridez (Oficial 1:500.000) ✦ Escenario de Precipitación 2011-2040 (Oficial - 1:500.000) ✦ Escenario de Temperatura 2011-2040 (Oficial - 1:500.000)
<p>SG: Áreas de Importancia Ambiental Fuente: CI y Otros.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✦ Zonas de Importancia Biológica (@ CI y otros - 1:100.000) ✦ Área de Protección Regional (@ CI y otros - multiescala) ✦ Área de Protección Local (@ CI y otros - multiescala) ✦ Áreas de Distribución de Especies Sensibles (@ CI y otros - 1:500.000) ✦ Hallazgos Arqueológicos por Municipio (@ CI y otros - 1:100.000) 	<p>SG: Áreas Protegidas Fuente: UAESPNN</p> <ul style="list-style-type: none"> ✦ Límite Parques Nacionales Naturales (Oficial - 1:100.000) ✦ Límite Otras Áreas Sistema RUNAP (Oficial - multiescala) ✦ Límite Reservas Naturales de la Sociedad Civil (Oficial - multiescala) 	<p>SG: Áreas Sensibles y Compensaciones Fuente: MADS, IAVH</p> <ul style="list-style-type: none"> ✦ Reservas Forestales de Ley 2da (Oficial - 1:500.000) ✦ Áreas de Manglar (Oficial - 100.000) ✦ Complejos de Páramo (Oficial - 1:100.000) ✦ Factor de Compensación (Oficial - 1:500.000)

ILUSTRACIÓN 8: DATOS QUE PUEDE DAR TREMARCTOS 3.0

A continuación, se explican las variables que son de interés para las consideraciones ambientales en este proyecto.

- **Tierras de comunidades negras:** Hace referencia a la capa de Tierras en comunidades negras. Capa Oficial generada por la Subdirección de Geografía y Cartografía del IGAC a escala 1:100.000. Las tierras baldías son los terrenos situados dentro de los límites del territorio nacional que pertenecen al estado y que carecen de otro dueño, y los que, habiendo sido adjudicados con ese carácter, deban volver a dominio del estado, de acuerdo con lo que dispone el artículo 56 de la ley 110 de 1913, y las normas que lo adicionen, desarrollen o reformen. Comunidad Negra es el conjunto de familias de ascendencia afrocolombiana que poseen una cultura propia, comparten una historia y tienen sus propias tradiciones y costumbres dentro de la relación campo-poblado, que revelan y conservan conciencia de identidad que las distinguen de otros grupos étnicos. El Estado adjudicará a las comunidades negras la propiedad colectiva sobre las áreas que comprenden las tierras baldías de las zonas rurales ribereñas de los ríos de la Cuenca del Pacífico. Los terrenos respecto de los cuales se determine el derecho a la propiedad colectiva se denominarán para todos los efectos legales "Tierras de las Comunidades Negras". - Proyecto - Desarrollo Conceptual y Metodológico de un Sistema de Información Geográfica para el Ordenamiento Territorial Nacional.

- **Resguardos indígenas:** El mapa contiene información a nivel municipal de la variable RESGUARDOS INDÍGENAS Año 2011. Escala 1:100.000. El resguardo es una institución legal y sociopolítica de origen colonial y de carácter especial, conformada por una comunidad o parcialidad indígena que, con un título de propiedad comunitaria, posee su territorio y se rige para el manejo de éste. En su ámbito interno el resguardo se rige por una organización ajustada al fuero indígena, es decir, con pautas y tradiciones culturales propias. - Proyecto - Desarrollo Conceptual y Metodológico de un Sistema de Información Geográfica para el Ordenamiento Territorial Nacional.
- **Parques arqueológicos:** Parques Arqueológicos de Colombia, del INSTITUTO COLOMBIANO DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA – ICAHN.
- **Hallazgos arqueológicos:** Hace referencia a la capa de Municipios. Capa Oficial generada por la Subdirección de Geografía y Cartografía del IGAC y el número de hallazgos arqueológicos. IGAC, ICAHN.
- **Complejos de Páramo:** Identificación de los complejos de páramo de Colombia en datum Magna-Sirgas. Incluye lo considerado como Orobioma de páramo. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt. 2007. Complejos de páramo de Colombia, escala 1:250.000. Información cartográfica digital en formato geográfico ESRI, datum MAGNA_SIRGAS. Convenio especial de cooperación No. 022 - 2006 entre IAvH, IGAC e IDEAM. Proyecto "Apoyo a la gestión ambiental" BOG0058563 entre la Embajada del Reino de los Países Bajos y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia. Bogotá D.C. Colombia.
- **Áreas de protección local:** Áreas con alto grado de sensibilidad del orden local, de acuerdo con la información suministrada por las diferentes entidades a Conservación Internacional – Colombia.
- **Áreas de protección regional:** Áreas sensibles ambientalmente del orden regional de acuerdo a la información suministrada por las diferentes entidades a Conservación Internacional – Colombia.
- **Reservas Nacionales de la Red Civil:** Delimitación Geográfica de las Reservas Naturales de la Sociedad Civil Registradas ante Parques Nacionales Naturales de Colombia.
- **Registro Único Nacional de Áreas Protegidas:** Delimitación del Sistema de áreas protegidas Registradas ante Parques Nacionales Naturales de Colombia.
- **Parques Nacionales Naturales:** Delimitación del Sistema de Parques Nacionales Naturales sobre cartografía oficial IGAC a escala 1.100.000.
- **Reservas forestales Ley 2ª:** Las áreas de Reserva Forestal se definen como extensiones territoriales que, por la riqueza de sus formaciones vegetales y la importancia estratégica de sus servicios ambientales, fueron delimitadas y oficialmente declaradas como tales por el Estado a través de Ley 2 de 1959 y el Decreto 111 del mismo año. A nivel nacional, estas

áreas representan aproximadamente el 45% del área terrestre, superponiéndose con otras figuras de afectación legal del territorio como son las áreas protegidas del sistema de Parques Nacionales Naturales y Territorios de grupos étnicos. IDEAM, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

- **Distribución espacial de especies:** Distribución potencial de las especies a partir de los rangos altitudinales y los ecosistemas. Escala 1:500000. Conservación Internacional – Colombia.

Discusión

Aunque la legislación lo permite, dentro de un Parque Natural Nacional, PNN, o de un Parque Arqueológico, PA, es muy difícil desarrollar infraestructura como la requerida para una central hidroeléctrica. Normalmente, en ellos se restringe este tipo de actividad y modificar esa restricción es un proceso complejo y costoso.

En el primer caso, la normativa de los PNN se basa en la Constitución Política, la Ley 99 de 1993 (creación del Ministerio del Medio Ambiente), y decretos clave como el 3572 de 2011 (que crea la Unidad Administrativa Especial Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN) y el 1313 de 2020 (modifica su estructura), además de políticas como el CONPES 4050 para el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP); es decir, existe mucha legislación y normativa administrativa (<https://www.parquesnacionales.gov.co/normativas/#marco-normativo-ap>), así como convenios internacionales del país, que hacen muy compleja la sustracción de un área dentro de una PNN para el desarrollo de un proyecto de infraestructura.

En el segundo caso, la normativa para PA en Colombia es robusta, centrada en la protección del patrimonio cultural por el ICANH, amparados bajo la Constitución Política (Arts. 63, 72), la Ley 397 de 1997 (Ley General de Cultura) y decretos clave como el 1080 de 2015 (modificado por el 138 de 2019), que establecen la propiedad de la Nación, la obligación de registro, la gestión de programas de arqueología preventiva (PAP) y la regulación de usos, con sanciones por incumplimiento, buscando la investigación, conservación y divulgación del pasado precolombino.

Los demás condicionantes ambientales tienen procedimientos establecidos de manejo o sustracción de área que permiten el desarrollo de este tipo de proyectos. Lo que implicaría en esos casos es el establecimiento de procedimientos más simplificados, aspecto que se tratará en desarrollo de la Actividad 3 de este estudio.

5.4. Límites y dimensiones

Siempre teniendo en cuenta los criterios generales descritos en este documento, es posible definir el tamaño de las centrales hidroeléctricas y algunos elementos básicos que las componen de la siguiente manera:

5.4.1. Criterios de dimensionamiento

- Caudal:** Con el objetivo de maximizar la cantidad de horas que una central hidroeléctrica es capaz de suministrar la energía consumida por una población, es necesario dimensionarlas para un caudal bastante menor que el caudal medio de la corriente en la que se localiza. De esta manera, se garantiza que incluso en momentos de muy bajos caudales, como en una época de influencia del fenómeno de El Niño, se pueda generar energía. En esas épocas muy secas, la oferta hídrica (en términos de los caudales medios) en algunas regiones de Colombia puede disminuir entre el 40% y el 50%. Con el objeto de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica incluso durante estos periodos críticos, se propone dimensionar los proyectos con el 20% del caudal medio multianual de la corriente de agua.¹ Este criterio conservador asegura que, aun en los escenarios hidrológicos más adversos documentados en las regiones de estudio, la central mantenga un caudal disponible suficiente para operar, lo que garantizaría factores de planta superiores al 90% por efectos puramente hidrológicos, maximizando así la confiabilidad del suministro eléctrico a las comunidades.

Discusión

La correlación entre El Niño, La Niña y la hidroclimatología de Colombia ha sido ampliamente estudiada. Poveda y Mesa (1995) ya identificaban, en 42 estaciones limnimétricas, que durante el fenómeno de El Niño los caudales medios multianuales disminuyen en promedio entre un 12% y un 15%. De la tabla siguiente se puede extraer esa información.

¹ Fuente: Criterio establecido por Grupo Elemental SAS con base en la experiencia de desarrollo de proyectos hidroeléctricos en ZNI y el análisis de series históricas de caudales en las regiones Pacífica, Amazónica y Orinocense de Colombia, considerando periodos de estiaje extremo asociados al fenómeno de El Niño.

Río (Estación, DEPTO.)	REGISTRO TOTAL		Años EL NIÑO		Años LA NIÑA	
	Media	Desv.Tip.	Media	Desv.Tip.	Media	Desv.Tip.
Zona Andina, Occidente						
Nare (Santa Rita, ANT)	46.50	19.74	37.28	16.00	62.18	21.11
Riogrande (RG-8, ANT)	33.8	12.2	28.6	9.9	43.2	13.4
Guadalupe (Troneras, ANT)	21.8	8.0	19.9	7.5	25.2	8.7
Sonsón (Sonsón, ANT)	2.77	1.13	2.32	0.71	3.64	1.53
Tenche (TC-3, ANT)	4.16	1.49	3.60	1.23	4.71	1.67
Nechí (La Esperanza, ANT)	859.3	363.2	781.4	353.1	953.3	349.7
Chichiná (El Retiro, CAL)	25.96	16.21	19.75	14.37	39.72	15.86
Otún (Bananera, RIS)	12.17	5.10	10.70	4.25	16.01	5.67
La Vieja (Cartago, VAL)	91.65	55.83	69.48	41.31	135.85	74.23
Jamundí (Potrerito, VAL)	5.34	3.43	4.57	2.84	7.21	4.02
Cauca (P. Valdivia, ANT)	1209.8	480.4	967.6	399.2	1505.2	432.8
Cauca (La Pintada, ANT)	744.1	386.5	564.5	282.2	1085.3	416.8
Cauca (Irrá, CAL)	672.0	343.6	515.0	263.9	988.6	371.4
Cauca (Anacaro, VAL)	414.1	211.2	319.9	164.6	593.6	232.1
Cauca (Juanchito, VAL)	277.3	140.1	222.9	107.5	374.0	173.3
Cauca (La Balsa, CAU)	197.3	97.8	163.9	73.4	264.7	122.5
Cauca (Julumito, CAU)	24.8	8.9	22.7	8.8	29.2	9.3
Piendamó (Carretero, CAU)	8.24	4.15	7.34	3.59	9.85	4.38
Palo (Bocatoma, CAU)	16.89	9.53	13.30	7.77	22.84	11.03
Micay (Angostura, CAU)	280.48	126.19	229.21	111.89	343.45	120.15
Patía (Pusmeo, NAR)	333.0	156.5	288.5	123.6	425.8	192.8
Blanco (Carlosama, NAR)	3.83	2.58	3.41	2.06	4.72	2.29
Mayo (La Canada, NAR)	14.12	5.65	13.38	5.36	15.34	5.06
Zona Andina, Centro						
Saldaña (P. de Cobre, TOL)	325.7	122.3	298.4	102.1	393.8	135.8
Prado (Boquerón, TOL)	54.7	33.2	45.1	29.7	67.5	42.3
Luisa (Pavo Real, TOL)	5.05	2.92	3.86	2.03	6.97	3.69
Magdalena (P. Stander, HUI)	484.68	177.24	457.38	187.94	545.85	147.76
Magdalena (P.ificación, TOL)	732.68	275.38	659.91	280.37	886.72	284.14
Magdalena (Arrancaplumas, CUN)	1357.36	466.62	1168.09	428.38	1635.13	490.32
Magdalena (P. Berrío, ANT)	2439.95	794.58	2117.59	726.78	2968.31	812.55
Zona Andina, Oriente						
Pamplona (A. Claras, N. SAN)	26.55	24.84	16.84	14.77	41.14	31.76
Sogamos (El Tablazo, SAN)	447.9	248.9	392.1	242.4	552.1	242.9
Lebrija (Café Madrid, SAN)	19.27	10.20	16.53	7.69	25.73	13.70
Sumapaz (El Profundo, CUN)	19.74	13.28	15.64	11.35	25.79	12.15
Negro (Colorados, CUN)	86.78	74.4	69.7	53.20	129.32	96.18
Chivor (Ubalá, CUN)	3.89	3.24	3.88	3.54	4.33	3.47
Guavio (Chusneque, CUN)	29.05	21.05	29.12	23.02	34.13	20.30
Costa del Caribe						
Ranchería (El Cercado, GUA)	9.31	7.77	8.21	6.29	9.86	9.15
Garupal (Cantaclaro, CES)	1.88	2.24	1.35	1.48	1.96	1.95
Cesar (P. Salguero, CES)	34.82	38.68	31.90	38.40	41.30	41.93
Ariguaní (La Aurora, MAG)	16.62	7.95	15.87	7.15	18.86	10.30
Sinú (Urrá, COR)	348.4	169.3	312.5	165.3	379.9	168.0

TABLA 15: MEDIA Y DESVIACIÓN TÍPICA DE LOS CAUDALES MENSUALES EN RÍOS DE COLOMBIA¹
¹ Fuente: Poveda, G., & Mesa, O. J. (1995). *El Niño, La Niña y la predicción de la hidrología colombiana*. Energética, No. 16, 105-116

Más recientemente, Ávila *et al* (2014), concluyeron para la cuenca del río Cali que “...la oferta hídrica en la zona de estudio decrece en un 40 % en épocas de la fase El Niño y aumenta su disponibilidad hasta un 65 % en épocas de La Niña”

Por otro lado, sabiendo que el caudal de diseño determina el factor de planta (el número de horas que la central está funcionando a plena capacidad), definir un caudal de diseño bajo en relación con el caudal medio de la cuenca hará que la central esté generando incluso en épocas de caudales muy bajos. Si el caudal en los momentos más bajos de una cuenca (durante los fenómenos de El Niño más fuertes) es hasta un 40% menos que el caudal en años normales, tal como ocurre en la cuenca del río Cali y otras, pensar en diseñar las centrales con un 20% del caudal medio multianual de la cuenca parece un criterio que permite estar del lado de la seguridad, en términos de garantizar el mayor tiempo posible generando a plena capacidad.¹

- **Salto:** Cuanto menor es el salto, mayor debe ser el caudal que captar para lograr una potencia determinada. Cuanto mayor es el caudal, mayores son las obras civiles para ejecutar para poder captarlo. Pero, por otro lado, cuanto mayor es el salto, a mayor presión estará sometida la tubería de conducción y, por ende, mayor será la dificultad de acceder a ella en las Zonas No Interconectadas. Es común encontrar en estas zonas tuberías de PEAD PN6, es decir, que soportan hasta 6 bares de presión (61.2 mca). Por estas dos razones, se propone buscar centrales con saltos brutos entre 20 m y 60 m.

Discusión

La tabla y gráfica siguientes muestran la variación del espesor de una tubería de acero y el peso de ella en función de la presión que soporta. Se ha tomado para el ejercicio una tubería DN250 y presiones hidrostáticas entre 20 y 500 mca. La gráfica muestra, en línea punteada de color negro, la tendencia lineal del peso de la tubería entre 0 y 100 mca, proyectada hasta 500 mca. Como se ve, el peso de la tubería incrementa con una potencia de 2 en función de la presión que soporta la tubería. No es lineal. Entendiendo que el costo de una tubería es función de su peso, saltos muy altos (mayores que 100 m), implican costos sustancialmente mayores (por cada mca de presión adicional) que saltos bajos.

¹ Fuente: Criterio establecido por Grupo Elemental SAS con base en la experiencia en desarrollo de proyectos hidroeléctricos en ZNI y el análisis de series hidrológicas en regiones con alta variabilidad estacional, considerando eventos extremos de El Niño.

pc [mca]	Do [mm]	e [mm]	W (kg/m)
20	250	2.24	0.1231
40	250	2.48	0.1510
60	250	2.72	0.1817
80	250	2.96	0.2152
100	250	3.20	0.2514
120	250	3.44	0.2903
140	250	3.68	0.3320
160	250	3.92	0.3764
180	250	4.16	0.4234
200	250	4.39	0.4731
220	250	4.63	0.5255
240	250	4.87	0.5806
260	250	5.10	0.6382
280	250	5.34	0.6985
300	250	5.57	0.7614
320	250	5.81	0.8268
340	250	6.04	0.8948
360	250	6.28	0.9654
380	250	6.51	1.0385
400	250	6.74	1.1141
420	250	6.98	1.1923
440	250	7.21	1.2729
460	250	7.44	1.3560
480	250	7.67	1.4416
500	250	7.90	1.5296

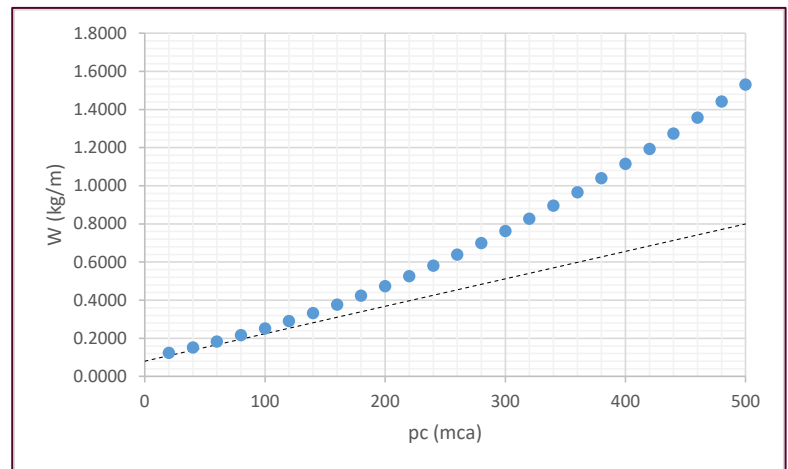


ILUSTRACIÓN 9: GRAFICO DE LA VARIACIÓN ESPESOR TUBERÍA DE ACERO

TABLA 16: VARIACIÓN ESPESOR TUBERÍA DE ACERO

Aunque este ejercicio se ha hecho para tuberías de acero, bien puede ser la misma conclusión para tuberías de GRP o de PEAD.

- **Relación longitud de conducción/salto:** Si la longitud de conducción, L_c , es muy alta en relación con el salto, H_b , que se logra, el costo de la conducción será muy alto. En Zonas Interconectadas es normal utilizar como criterio L_c/H_b , basado en la experiencia, un valor menor que 25. Eso quiere decir, buscar corrientes con pendientes longitudinales mayores o iguales al 4%, aproximadamente. Se propone en este caso utilizar pendientes de corriente mayores que el 5%.

5.4.2. Tamaño de centrales hidroeléctricas

- **Límite inferior:** Se establece un límite inferior en el tamaño de la central hidroeléctrica a analizar en función de la precisión de la información que se tenga. Del Informe de la Actividad 1 (Actividad 1_Investigación y análisis tecnológico.docx), es posible extraer que centrales de 5 kW de potencia instalada se puedan encontrar en corrientes de agua con 25 l/s y 30 m de salto bruto. Eso daría para suministrar la energía eléctrica a entre 2 y 3 viviendas, según el consumo de cada una de ellas establecido en el PIEC. Centrales más pequeñas que esas deberían tener información más precisa que la que se maneja en este estudio.
- **Límite superior:** De ese mismo informe se concluye que centrales con caudales nominales mayores que 100 l/s necesariamente requerirían obras civiles que empiezan a ser complejas para estas regiones, por lo que el límite superior para la evaluación está dado

por aquellos sitios con caudales medios multianuales de 500 l/s (considerando el factor de diseño por caudal dado en el apartado anterior).

5.4.3. Tamaño de los elementos que componen la central hidroeléctrica

Con el fin de poder ser transportados incluso por caminos de herradura, se plantea que el elemento individual más pesado de la central hidroeléctrica sea de hasta 150 kg, correspondiente típicamente a la unidad de generación (PAT de 5 kW).

Las obras civiles se podrán construir en sitio, con elementos más ligeros y fáciles de transportar, con pesos significativamente menores que el límite de 150 kg establecido para la turbina. Por ejemplo, materiales como cemento en sacos de 50 kg y acero en barras corrugadas de 6 m de longitud y de 3/4" (13.5 kg cada una) son dimensiones habituales en este tipo de construcciones y resultan manejables para transporte manual o con semovientes.

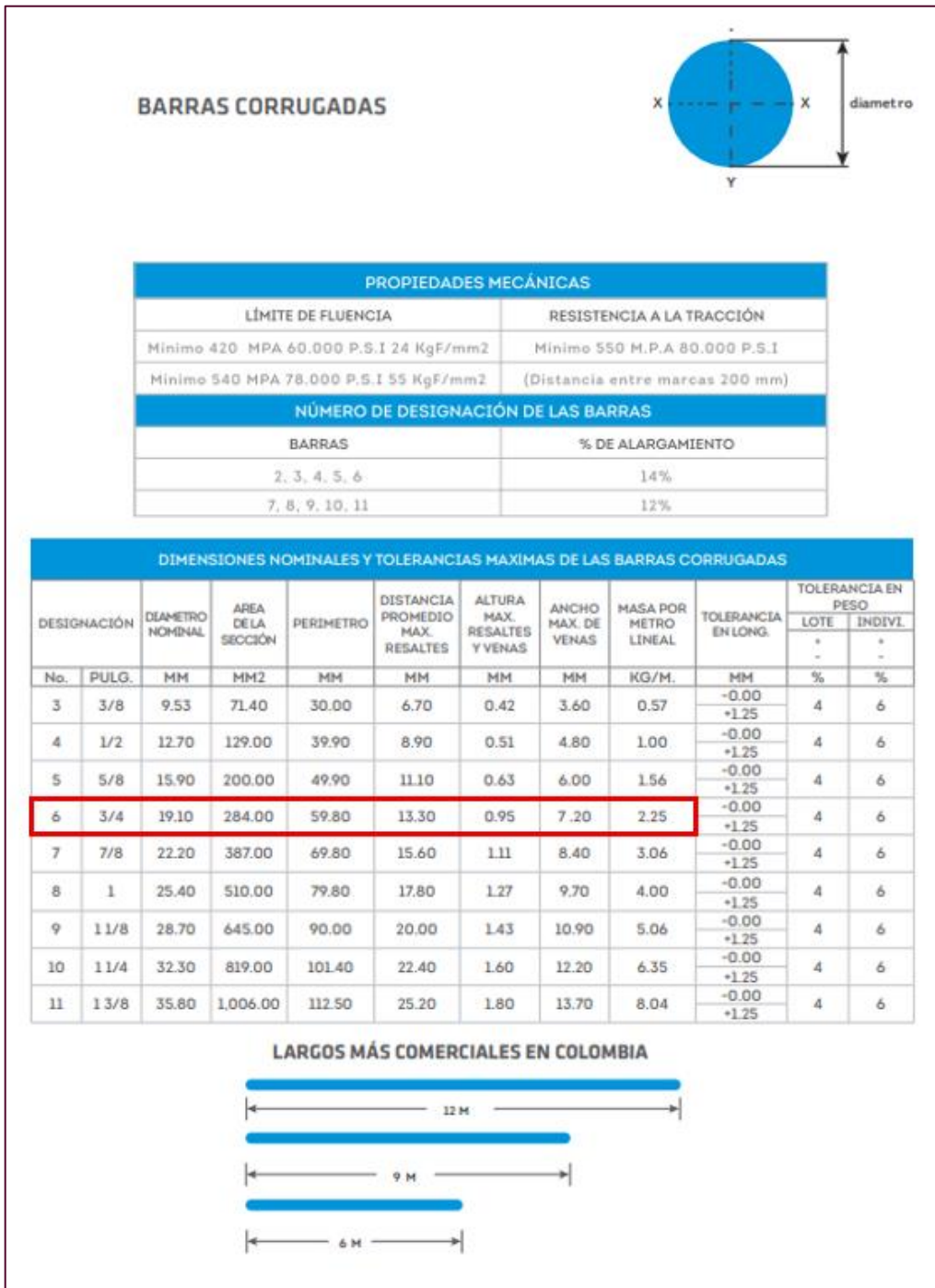


ILUSTRACIÓN 10: DATOS TUBERÍAS

Las tuberías podrán ser en PEAD PN6. El diámetro de ellas para un caudal de 100 l/s y una velocidad admisible de 2 m/s será de 0.25 m [250 mm, 10"]. El peso de un tramo de 6 m (la presentación común para este diámetro) es de 44.94 kg.

PE 100 / PN 6 Presión Nominal (PN) de Trabajo a 23°C : 6 Bar - 87 Psi (RDE 26)						
Diámetro Nominal mm.	Referencia	Diámetro Exterior Prom.	Espesor de Pared Mínimo	Diam. Interior mm	Presentación	Peso kg/m
50		50	2.0	46.00	Rollo 100 m	0.31
63	2906744	63	2.5	58.00	Rollo 100 m	0.49
75		75	2.9	69.20	Rollo 100 m	0.68
90	2905361	90	3.5	83.00	Rollo 100 m	0.98
110	2905362	110	4.2	101.60	Rollo 50 m	1.44
160	2905681	160	6.2	147.60	Tramo 6 m	3.09
200	2904917	200	7.7	184.60	Tramo 6 m	4.80
250	2904919	250	9.6	230.80	Tramo 6 m	7.49
315		315	12.1	290.80	Tramo 6 m	11.89
355		355	13.6	327.80	Tramo 6 m	15.06
400		400	15.3	369.40	Tramo 6 m	19.09

ILUSTRACIÓN 11: DATOS TUBERÍAS PN6

Otros elementos como postes, cables para la conexión eléctrica, tejas, y demás materiales complementarios, se entiende que están dentro de los valores de peso definidos: menores que el límite de 150 kg del elemento de generación e, incluso, menores que los 50 kg de un saco de cemento.

Resulta significativo destacar que todos estos materiales son equivalentes a los requeridos para la construcción de una vivienda típica en zonas rurales: postes de madera o concreto, tejas para cubiertas, cables, elementos metálicos. Si las viviendas a las que se quiere abastecer de energía eléctrica pudieron ser construidas en esos sitios remotos, es porque esos materiales pudieron ser transportados hacia ellos. Dicho de otra manera, se analizarán centrales hidroeléctricas cuya construcción no requiera mayor capacidad logística que la construcción de las mismas viviendas a las cuales se busca suministrar energía eléctrica. Este principio garantiza que la infraestructura energética sea técnica y logísticamente viable en cualquier asentamiento humano existente en las ZNI.

5.4.4. Funciones de costo

Se definirán las siguientes funciones de costo de inversión:

- Función de costo de la construcción de la obra civil
- Función de costo del suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de los equipos de generación
- Función de costo del montaje de la línea de conexión eléctrica

Se definirá, además, una función de costo de mantenimiento.

5.4.5. Metodología

A continuación, se plantea la metodología a desarrollar. Se ha decidido explicarla paso a paso.

- **Paso 1: Determinación de los tramos de río donde se cumplen los criterios de dimensionamiento.**

El caudal de diseño para generación de energía y el caudal de diseño de las obras de captación responden a objetivos técnicos distintos dentro de una central hidroeléctrica. El primero se define habitualmente como un porcentaje del caudal medio multianual de la corriente y condiciona directamente la explotación energética de la central: cuanto menor es ese porcentaje, mayor resulta el factor de planta, ya que la instalación puede operar durante un mayor número de horas al año a plena capacidad, aprovechando con mayor continuidad los caudales disponibles. En cambio, el caudal de diseño de las obras de captación se fija como el caudal máximo instantáneo asociado a un período de retorno de 100 años, y su finalidad no es la producción de energía, sino garantizar la seguridad hidráulica y estructural del sistema frente a avenidas extremas, evitando daños por sobrevertidos, erosiones o fallos en las estructuras¹. Ese caudal máximo instantáneo de 100 años de período de retorno también puede expresarse en función del caudal medio multianual de la corriente de agua y, en caso de algunas regiones de Colombia, puede llegar a ser 30 veces aquel. En consecuencia, mientras el caudal de diseño para generación optimiza el rendimiento energético, el caudal de diseño de captación asegura la integridad y resiliencia de la central frente a eventos hidrológicos excepcionales.

Para comprender mejor estos conceptos, las siguientes gráficas ilustran el comportamiento de los caudales en una cuenca. La siguiente figura muestra, mediante dos series de tiempo hipotéticas de caudales medios diarios (Eje Y, en m³/s, vs. tiempo, Eje X), la respuesta hidrológica de dos cuencas que pueden tener el mismo caudal medio multianual ($Q_{med} = 1,0 \text{ m}^3/\text{s}$). La gráfica de la izquierda (A) representa los caudales de una cuenca ante unas condiciones hidrológicas completamente homogéneas, es decir, una curva senoidal pura. La gráfica de la derecha (B) enseña los caudales de una cuenca ante unas condiciones hidrológicas aleatorias, que se asemeja a una señal senoidal con armónicos. En ambas el caudal medio es 1,0 m³/s.

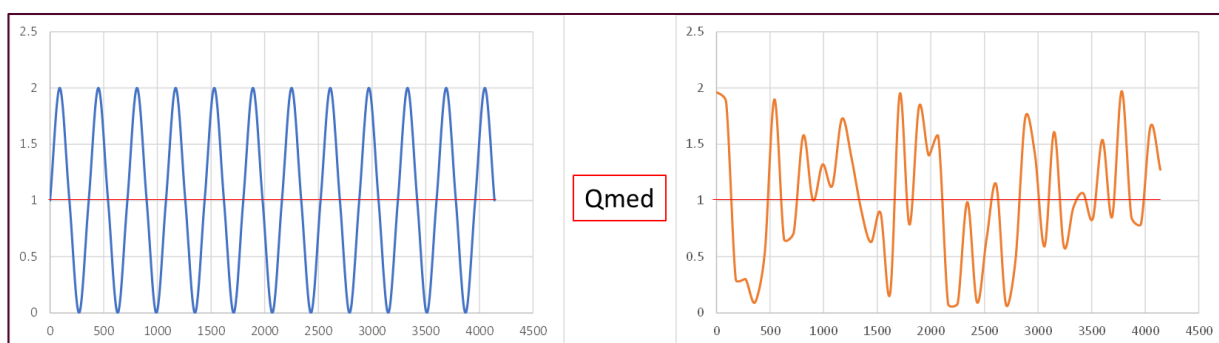


ILUSTRACIÓN 12: SERIES DE CAUDALES MEDIOS DIARIOS: (A) SEÑAL SENOIDAL PURA – CONDICIONES HIDROLÓGICAS HOMOGÉNEAS; (B) SEÑAL SENOIDAL CON ARMÓNICOS – CONDICIONES HIDROLÓGICAS REALES

¹ El caudal de 100 años de período de retorno se refiere al caudal que, en promedio, es superado cada 100 años.

En ambos casos el caudal medio multianual y el caudal máximo multianual es el mismo. La señal (A), senoidal pura, tendría una distribución de probabilidades Normal o gaussiana. La señal (B), senoidal con armónicos, se aproxima a distribuciones LogNormal. La (A) no se observa en las cuencas reales, mientras que la (B) es un comportamiento normalmente observado en las cuencas reales. Esto implica que, al dimensionar una central para el caudal máximo, en la cuenca representada por (B) la central solo generaría a plena capacidad unos pocos días al año, frente a una operación mucho más constante si se dimensiona para un caudal menor.

Por otra parte, los caudales medios diarios son el promedio de una cuenca en un día. Sin embargo, durante una creciente (que en una cuenca mediana puede durar unas 6 horas), los caudales máximos instantáneos son mucho mayores que ese promedio diario. En la región andina colombiana, esos caudales máximos instantáneos suelen ser unas 30-35 veces más que el caudal medio multianual de la corriente. La siguiente figura ilustra esta relación:

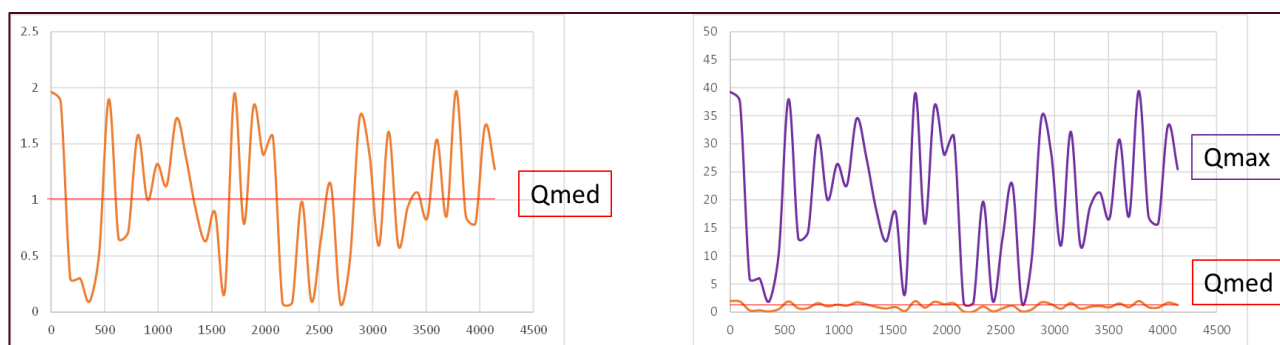


ILUSTRACIÓN 13: (A) CAUDALES MEDIOS DIARIOS; (B) CAUDALES MEDIOS DIARIOS VS. CAUDALES MÁXIMOS INSTANTÁNEOS ($Q_{max} \approx 30 \cdot Q_{med}$)

Las obras civiles de captación deben ser dimensionadas para estos caudales máximos instantáneos, es decir, deben tener la capacidad de soportar los caudales punta de las crecientes. De ahí la importancia de diferenciar claramente entre el caudal de diseño para generación (que se busca bajo para maximizar el factor de planta) y el caudal de diseño de captación (que responde a las condiciones extremas de la corriente).

En el caso dado, los caudales medios multianuales de la corriente², Q_m , deben estar entre 150 l/s y 500 l/s. El límite inferior busca garantizar que el caudal medio para generación (definido en un 20% del caudal medio multianual, según se explicó anteriormente) defina caudales de diseño de 30 l/s y así encontrar fácilmente sitios para aprovechar 5 kW y garantizar un factor de planta alto (es decir, una generación constante que garantice el suministro la mayor cantidad del tiempo). El límite superior se define con el objetivo de identificar proyectos con poca obra civil, entendiendo que esos caudales medios multianuales implican caudales máximos instantáneos de 100 años de período de retorno del orden de 30 veces más (unos 15 m³/s)

Se seleccionarán los tramos en los que se cumpla las siguientes condiciones:

² El caudal medio multianual se refiere al caudal promedio de toda la historia hidrológica conocida de la cuenca.

150 l/s < Caudal medio multianual < 500 l/s
 Pendiente media del río > 5%

• **Paso 2: Condicionantes ambientales**

Con base en la información de la plataforma Tremarctos 3.0, se establecerán las restricciones ambientales y se excluirán aquellos proyectos que han sido identificadas dentro de ellas.

• **Paso 3: Estimación del potencial aprovechable**

Se estimará el potencial hidroenergético aprovechable en cada punto del río teniendo en cuenta el caudal medio multianual de ese sitio y el salto bruto obtenido a partir de la pendiente longitudinal del mismo, según la ecuación que a continuación se presenta.

La potencia de una central hidroeléctrica se obtiene mediante la siguiente expresión.

$$P = \gamma * \eta * QD * H \quad (1)$$

Donde:

- *P*: es la Potencia
- *γ*: es el peso específico del agua
- *η*: es la eficiencia de las unidades de generación (turbina, generador)
- *QD*: es el caudal de diseño
- *H*: es el salto neto, equivalente al salto bruto menos las pérdidas de energía por la conducción

El caudal medio multianual se puede estimar mediante un balance hídrico de largo plazo en la cuenca. Con esa metodología, las entradas de agua a la cuenca (precipitación) menos las salidas de agua de esta (evapotranspiración y caudal) deben ser iguales al almacenamiento de agua en la cuenca. Si se supone que el almacenamiento de agua es cero a largo plazo, la ecuación se puede representar como sigue:

$$\langle \bar{P} \rangle - \langle \bar{Q} \rangle = \langle \bar{ET} \rangle + \eta \quad (2)$$

donde:

- $\langle \bar{P} \rangle$: precipitación media del período y área
- $\langle \bar{Q} \rangle$: caudal medio del período y área
- $\langle \bar{ET} \rangle$: evapotranspiración media del período y área
- η : término de discrepancia

ILUSTRACIÓN 14: BALANCE HÍDRICO DE LARGO PLAZO PARA LA ESTIMACIÓN DEL CAUDAL MEDIO MULTIANUAL

En la conversión del salto bruto al salto neto, requerido este último para estimar la potencia de la central, se considerarán pérdidas de carga hidráulica del 10% del salto bruto³. A efectos del alcance de este trabajo (picocentrales hidroeléctricas), se seleccionarán únicamente aquellos sitios que satisfacen los criterios del Paso 1 (Es decir, aquellos en los que el $QD = 20\% Q_m$, siendo Q_m entre 150 l/s y 500 l/s, y la pendiente longitudinal del río sea mayor que el 5%) y del Paso 2.

El concepto de salto neto es fundamental para entender la potencia real de la central. El agua transportada a presión por una tubería está en contacto con las paredes de la misma en toda la longitud de la conducción. Esas paredes tienen una rugosidad propia del material que genera turbulencias en el agua, produciendo una pérdida de energía por disipación. El salto bruto se mide como la diferencia de nivel entre el sitio donde la tubería entra en carga y el sitio de generación de energía. El salto bruto menos las pérdidas de energía es lo que se conoce como salto neto y es lo que realmente se utiliza para calcular la potencia de la central. La siguiente gráfica ilustra este comportamiento:

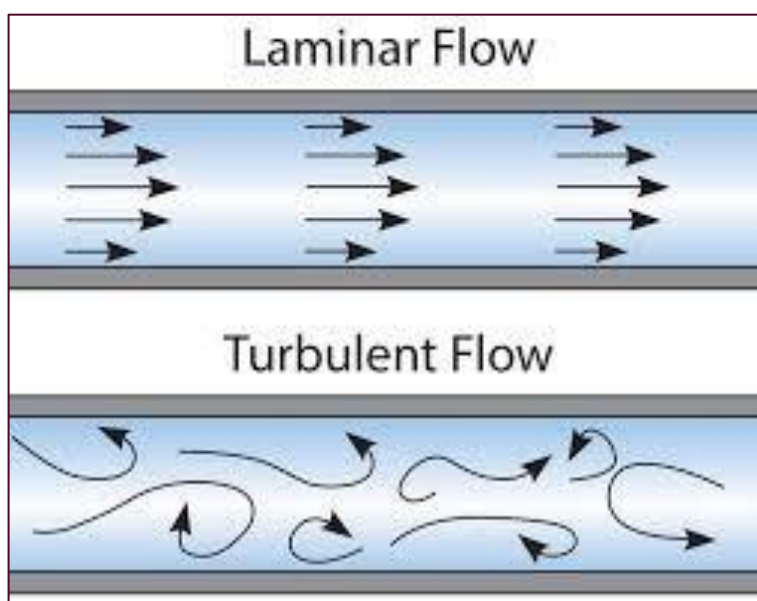


ILUSTRACIÓN 15: REPRESENTACIÓN CONCEPTUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN UNA TUBERÍA A PRESIÓN: EL SALTO NETO ES EL SALTO BRUTO MENUS LAS PÉRDIDAS HIDRÁULICAS

Cuanto menor es el diámetro de la tubería, mayor es la interacción con las paredes y mayores serán las pérdidas. Cuanto mayor es la longitud, mayor es la interacción y mayores serán las pérdidas. Cuanto mayor es la velocidad del agua, mayores serán las turbulencias y también mayores serán las pérdidas de energía. La siguiente expresión resume esta relación:

³ El salto bruto es la diferencia geométrica de cotas entre el sitio de captación y el sitio de generación. Las pérdidas hidráulicas se refieren a las pérdidas de energía por fricción y los elementos locales (como codos, reducciones, válvulas, etc). El salto neto es el salto bruto menos las pérdidas de energía y se refiere al salto realmente aprovechable para generar energía.

Pérdidas de energía en tuberías

$$h_f = f \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (1)$$

- ▶ f - factor de fricción
- ▶ l - longitud de tubería recta
- ▶ d - diámetro de la tubería
- ▶ V - velocidad del flujo
- ▶ g - aceleración de la gravedad

cómo:

$$h_f = \frac{\Delta p}{\rho \cdot g} \quad (2)$$

$$\Delta p = f \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho V^2}{2} \quad (3)$$

El factor de fricción f se "estima" con ayuda del **Diagrama de Moody**

ILUSTRACIÓN 16: EXPRESIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR FRICCIÓN EN UNA TUBERÍA A PRESIÓN

- **Paso 4: Definición de la unidad tipo**

Se definirá una unidad tipo, en términos de potencia (kW), que permita cumplir con los criterios definidos.

- **Paso 5: Cálculo de la cantidad de viviendas por unidad tipo**

Se establecerá la cantidad de viviendas, para cada zona climática definida en el PIEC, que podrá ser abastecida por una unidad tipo en cada sitio definido en el Paso 3.

La potencia demandada se obtiene de la estimación presentada por UPME en el PIEC como consumo de potencia por vivienda para cuatro diferentes zonas climáticas. La siguiente tabla resume estos valores:

Zona climática	Energía mensual [kWh-mes]	Energía diaria [kWh-día]	Potencia pico [W]
TIPO 1 - FRÍO	95	3,2	1002
TIPO 2 - TEMPLADO	90	3,0	1002
TIPO 3 - CÁLIDO SECO	110	3,7	1002
TIPO 4 - CÁLIDO HÚMEDO	145	4,8	1339

TABLA 17: CONSUMO DE POTENCIA POR VIVIENDA SEGÚN ZONA CLIMÁTICA (FUENTE: UPME - PIEC)

Con estos valores de consumo por vivienda y la potencia disponible por unidad tipo en cada sitio, se determina el número máximo de viviendas que pueden ser abastecidas.

- **Paso 6: Determinación de la cantidad de viviendas en el área de influencia de cada sitio identificado**

A partir de la longitud máxima de línea de conexión definida para cada unidad tipo (que será definida en función del voltaje requerido, el costo de montaje y las pérdidas de carga por la conexión), se contarán las viviendas que realmente están asentadas dentro del área definida por el radio que da esa línea de conexión y tomando como centroide el sitio de generación definido en el Paso 3.

- **Paso 7: Verificación**

Podrán darse varios casos:

1. Que la cantidad de viviendas que pueden ser suministradas por cada unidad tipo (Paso 5) sea mayor o igual que la cantidad de viviendas asentadas en el área de influencia de cada sitio aprovechable (Paso 6). Eso querrá decir que las viviendas asentadas en el área de influencia podrán ser suministradas por una unidad tipo.
2. Que, por el contrario, ocurra lo contrario. En ese caso, con la unidad tipo definida no se podrá suministrar energía eléctrica a las viviendas de esa zona con el potencial hidroenergético de ese sitio.

Paso 8: Costos de inversión y mantenimiento

Con las funciones de costo definidas anteriormente, se estimará el costo de inversión y de mantenimiento de cada central identificada que logre pasar la verificación del Paso 7.

Los criterios definidos en el apartado 4.2 se correlacionan con estos pasos de la siguiente manera:

Tipo	Criterio
Recurso hídrico	Salto
Recurso hídrico	Caudal aprovechable
Recurso hídrico	Relación salto - caudal para selección de la turbina tipo
Técnicos	Pérdidas técnicas por la distancia
Técnicos	Valor umbral en kW para necesidad de obra civil
Técnicos	Umbral mínimo y máximo de centrales a analizar
Población	Distancia núcleo población
Población	Número de habitantes del núcleo de población
Otros	Zona geográfica (normativa ambiental para Parques Naturales, zonas protegidas, etc.)

Paso 1
Paso 1
Paso 1
Paso 3
Paso 3
Paso 3
Paso 6
Paso 6
Paso 2

Por supuesto, hay unos pasos que son de ejecución y no requieren la aplicación de ningún criterio

Este ejercicio se repetirá para diferentes configuraciones de unidad tipo, seleccionándose en cada zona aquella que maximice la cobertura de viviendas abastecidas, minimizando simultáneamente los costos de inversión y mantenimiento.

Tech for impact