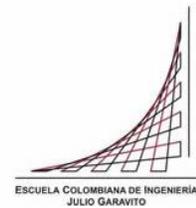


## **Maestría en Ingeniería Civil**

### **Análisis de prefactibilidad para un proyecto de microgeneración hidroeléctrica a partir de estructuras existentes para el control de socavación en un río de montaña. Caso río Cáqueza**

**Nelson Hernán Leyton**

**BOGOTÁ, D.C., 31 de enero de 2023**



**Análisis de prefactibilidad para un proyecto de microgeneración hidroeléctrica a partir de estructuras existentes para el control de socavación en un río de montaña. Caso río Cáqueza**

**Tesis para optar al título de magíster en Ingeniería Civil, con énfasis en Recursos Hidráulicos y Medio Ambiente**

**Ing. Germán Ricardo Santos Granados**

**Director**

**Bogotá, D.C., 31 de enero de 2023**



La tesis de maestría titulada “Análisis de prefactibilidad para un proyecto de Microgeneración Hidroeléctrica a partir de estructuras hidráulicas existentes para control de socavación en un río de montaña. Caso río Cáqueza”, presentada por Nelson Hernán Leyton, cumple con los requisitos establecidos para optar al título de Magister en Ingeniería Civil con énfasis en Recursos Hidráulicos y Medio Ambiente.

Director de la tesis

PhD., Ing. Germán Ricardo Santos Granados

Jurado

Ing. Héctor Matamoros Rodríguez

Jurado

Ing. Andrés Humberto Otálora Carmona

Bogotá, D.C., 31 de enero de 2023

Dedico este trabajo a mi madre, quien ha sido mi faro, mi camino y mi bastón. A mis hijos, Luna y Gabriel, quienes han servido de motivación para mantener el esfuerzo y lograr la meta, y a mi esposa, porque sin su apoyo esto no habría sido posible.

## **Resumen**

En el año 2022, por causa del conflicto Rusia -Ucrania y sus consecuencias a nivel mundial, se hizo aún más evidente la importancia de la autosuficiencia energética por parte de los países, no solo para satisfacer los requerimientos existentes sino para atender la creciente demanda energética que implica el cada vez más rápido desarrollo tecnológico.

Colombia dispone de abundantes recursos minero-energéticos tales como: gas, carbón, petróleo, ríos y zonas con potencial de desarrollo de proyectos eólicos y solares, los cuales le han permitido ser autosuficiente en las décadas recientes; sin embargo, según diversos autores, la disponibilidad para satisfacer la creciente demanda a corto y mediano plazo es limitada, y susceptible de ser insuficiente ante la incertidumbre sobre el éxito de proyectos como Hidroituango.

En este documento se presenta un análisis de prefactibilidad para un proyecto de generación hidroeléctrica a partir de estructuras para control de socavación existentes en un río de montaña.

Se analiza el caso de un tramo del río Cáqueza, ubicado entre los kilómetros 18 y 25 de la vía Bogotá-Villavicencio, en el cual se han construido 34 diques transversales tipo azud para el control de la socavación general.

Ante la necesidad de diversificar la matriz de generación de energía eléctrica en procura de satisfacer la demanda creciente en el país, y con el fin de brindar alternativas de recarga para vehículos eléctricos que circulen por el corredor Bogotá-Villavicencio o disponer de un sistema de respaldo para las comunidades rurales y/o urbanas de los municipios de Cáqueza y Chipaque, se plantea la idea de materializar un proyecto de microgeneración hidroeléctrica en el río Cáqueza.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas o PCHs son una herramienta importante para suplir las necesidades energéticas de comunidades aisladas. Están reguladas, aprobadas e

impulsadas por la normatividad nacional, las políticas gubernamentales y los planes de expansión de las entidades reguladoras del sector energético.

Como parte del estudio de prefactibilidad se realizó la recopilación y análisis de información secundaria, una revisión del estado del arte a nivel nacional e internacional y una verificación de la normatividad y las políticas públicas.

Se determinó el caudal de diseño, se estudiaron alternativas topográficas e hidráulicas para la conducción y se definió un diseño conceptual. El análisis de los escenarios de consumo indica que con la potencia efectiva desarrollada por la PCH (449 kW) se podría realizar la recarga de hasta 16 vehículos eléctricos en una hora o se podría dar suministro de energía eléctrica a un poco más de 1000 hogares de los municipios de Cáqueza y Chipaque.

## Índice general

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
1.1	LOCALIZACIÓN.....	14
1.2	DEFINICIONES .....	14
<b>2.</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>17</b>
2.1	OBJETIVO GENERAL .....	17
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	17
<b>3.</b>	<b>MARCO DE REFERENCIA.....</b>	<b>18</b>
3.1	ESTUDIOS DISPONIBLES .....	18
3.2	NORMATIVIDAD ACTUAL .....	20
3.3	DOCUMENTOS TÉCNICOS ELABORADOS POR LA UPME .....	20
3.4	ESTADO DEL ARTE A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL.....	21
3.5	ARTÍCULOS DE PRENSA.....	23
<b>4.</b>	<b>EL RÍO CÁQUEZA Y SU ENTORNO.....</b>	<b>26</b>
4.1	NATURALEZA DE LA CORRIENTE .....	26
4.2	RÉGIMEN DE CAUDALES .....	27
4.3	CAUDALES EXTREMOS.....	28
4.4	CAUDAL AMBIENTAL .....	30
4.4.1	Mínimo histórico.....	30
4.4.2	Porcentaje de descuento .....	32
4.4.3	Oferta hídrica disponible .....	32
4.5	CAUDAL DE DISEÑO.....	33
4.6	GEOLOGÍA Y GEOMORFOLOGÍA.....	33
4.7	TOPOGRAFÍA.....	35
4.8	EROSIÓN Y SOCAVACIÓN.....	36
4.9	OBRAS DE CONTROL .....	37
<b>5.</b>	<b>MARCO TEÓRICO DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....</b>	<b>40</b>
5.1	TIPOS DE PRESAS .....	40
5.2	TURBINAS.....	43
5.2.1	Turbina tipo Pelton .....	43
5.2.2	Turbina tipo Francis.....	44
5.2.3	Turbina tipo Kaplan .....	44
5.2.4	Turbina tipo Michell-Baki.....	45
5.3	EFICIENCIA .....	46
5.4	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	47
5.5	OTRAS CONSIDERACIONES.....	49
5.5.1	Vías de acceso .....	49
5.5.2	Instalaciones y edificaciones existentes. ....	49
<b>6.</b>	<b>ALTERNATIVAS Y ESCENARIOS .....</b>	<b>50</b>
6.1	ALTERNATIVAS TOPOGRÁFICAS .....	50
6.1.1	Alternativa topográfica 1. ....	50

6.1.2	Alternativa topográfica 2. ....	51
6.1.3	Alternativa topográfica 3. ....	52
6.1.4	Alternativa topográfica 4. ....	54
6.2	ALTERNATIVAS HIDRÁULICAS .....	55
6.2.1	Alternativa conducción por medio de canal .....	55
6.2.2	Alternativa conducción por medio de tubería .....	57
6.3	ESCENARIOS DE CONSUMO .....	58
<b>7.</b>	<b>DISEÑO CONCEPTUAL.....</b>	<b>59</b>
7.1	DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS .....	59
7.2	PRESUPUESTO ESTIMADO .....	64
7.3	BENEFICIOS ESPERADOS .....	65
7.4	REQUERIMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES.....	65
<b>8.</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>66</b>
<b>9.</b>	<b>LISTA DE REFERENCIAS.....</b>	<b>68</b>

## Índice de Tablas

TABLA 2.1.	Potencial hidroenergético acumulado por tipo de central y por sitio identificado para aprovechamiento (kW). Fuente. Atlas de potencial Hidroenergético. UPME y Universidad Javeriana, 2015.	19
TABLA 2.2.	Capacidad instalada de PCH en Colombia en 2011. Fuente: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, citado por Sierra et al. 2011	23
TABLA 2.3.	Tipo de turbinas instaladas en las PCH en Colombia en 2011. Fuente: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, citado por Sierra et al. 2011.	23
TABLA 3.1.	Caudales en el río Cáqueza para diferentes periodos de recurrencia. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.	27
TABLA 3.2.	Caudales mínimos mensuales en el río Cáqueza. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.	28
TABLA 3.3.	Caudales medios mensuales en el río Cáqueza. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.	29
TABLA 3.4.	Caudales máximos mensuales en el río Cáqueza. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.	30
TABLA 3.5.	Caudal ambiental, método mínimo histórico. Fuente: Elaboración propia.	31
TABLA 3.6.	Caudal ambiental, método del porcentaje de descuento. Fuente: Elaboración propia.	32
TABLA 3.7.	Oferta hídrica mensual río Cáqueza. Fuente: Elaboración propia.	32
TABLA 5.1.	Datos alternativa 1. Fuente: Elaboración propia	50
TABLA 5.2.	Datos alternativa 2. Fuente: Elaboración propia	51
TABLA 5.3.	Datos alternativa 3. Fuente: Elaboración propia	53
TABLA 5.4.	Datos alternativa 4. Fuente: Elaboración propia	54
TABLA 6.1.	Costos de construcción de PCHs realizados en Zonas No Interconectadas. Fuente: Ortiz, 2011.	64

## Listado de Figuras

<i>FIGURA 1.1. Proyección anual de demanda energía eléctrica (MW-año) – Esc. Medio. Fuente: UPME, Proyección Demanda Energía Eléctrica Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2036, p. 56, 2022.</i>	12
<i>FIGURA 1.2. Izquierda: Procesos de socavación y erosión en el río Cáqueza. Derecha: Diques en concreto ciclópeo tipo Azud de 4 metros de altura a nivel de vertedero, con los cuales se ha logrado el control local de dichos procesos. (Hidroconsulta, 2018).</i>	13
<i>FIGURA 1.3. Localización general de la zona de estudio. Tomado de Google Earth 2016.</i>	14
<i>FIGURA 3.1. Forma del lecho y su composición en diferentes tramos del sector en estudio. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).</i>	26
<i>FIGURA 3.2. Curva de duración de caudales mensuales del río Cáqueza. Fuente: Elaboración propia.</i>	31
<i>FIGURA 3.3. Oferta hídrica disponible del río Cáqueza. Fuente: Elaboración propia.</i>	33
<i>FIGURA 3.4. Perfil longitudinal del río Cáqueza. Tomado de Google Earth 2016.</i>	35
<i>FIGURA 3.5. Topografía del tramo del K22+550 al K25+550. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).</i>	36
<i>FIGURA 3.6. Localización en planta de los azudes construidos hasta la fecha. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).</i>	39
<i>FIGURA 3.7. Localización en perfil de los azudes construidos hasta la fecha. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).</i>	39
<i>FIGURA 4.1. Tipos de presas. (<a href="https://masqueingenieria.com/blog/tipos-de-presas-y-su-clasificacion/">https://masqueingenieria.com/blog/tipos-de-presas-y-su-clasificacion/</a>, 2020).</i>	40
<i>FIGURA 4.2. Corte típico longitudinal de un dique tipo azud. (Hidroconsulta S.A.S, 201).</i>	41
<i>FIGURA 4.3. Vista de uno de los azudes existente en el K18. Se observa en la margen derecha la escalera para peces. De manera similar se puede adosar un canal de derivación desde el vertedero, por la margen izquierda. (Hidroconsulta S.A.S, 2013).</i>	42
<i>FIGURA 4.4. Captación lateral por medio de una estructura tipo Azud. Tomado del video ¿Qué es una pequeña central hidroeléctrica? Del canal Hidraliaenergía de Youtube.</i>	42
<i>FIGURA 4.5. Turbina tipo Pelton. (<a href="https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica">https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica</a>, 2020).</i>	43
<i>FIGURA 4.6. Turbina tipo Francis. (<a href="https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica">https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica</a>, 2020).</i>	44
<i>FIGURA 4.7. Turbina tipo Kaplan. (<a href="https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica">https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica</a>, 2020).</i>	45
<i>FIGURA 4.8. Turbina tipo Michell-Banki. (<a href="https://www.redalyc.org/journal/5537/553768365003/html/">https://www.redalyc.org/journal/5537/553768365003/html/</a>).</i>	46
<i>FIGURA 4.9. Eficiencia en turbinas hidráulicas. (Ortiz, 2011).</i>	47
<i>FIGURA 5.1. Alternativa 1. Fuente: Elaboración propia.</i>	51
<i>FIGURA 5.2. Alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.</i>	52
<i>FIGURA 5.3. Alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.</i>	53
<i>FIGURA 5.4. Alternativa 4. Fuente: Elaboración propia.</i>	55
<i>FIGURA 6.1. Azud 9. Fuente: Hidroconsulta, 2019.</i>	60
<i>FIGURA 6.2. Esquema de captación y desarenador. Fuente: Elaboración propia</i>	61
<i>FIGURA 6.3. Esquema del tanque de carga, tuberías de carga, casa de máquinas, retorno al río y red de distribución. Fuente: Elaboración propia</i>	62
<i>FIGURA 7.4. Zona de captación de la PCH La cascada. Fuente: Canal de Youtube de HMV Ingenieros. <a href="https://www.youtube.com/watch?v=T7Ak0xa1BBo">https://www.youtube.com/watch?v=T7Ak0xa1BBo</a>.</i>	63
<i>FIGURA 7.5. Casa de máquinas de la PCH La cascada. Fuente: Canal de Youtube de HMV Ingenieros. <a href="https://www.youtube.com/watch?v=T7Ak0xa1BBo">https://www.youtube.com/watch?v=T7Ak0xa1BBo</a>.</i>	63

## **Índice de Anexos**

Anexo 1. Topografía base y trazado de alternativas topográficas

Anexo 2. Documentos base utilizados

Anexo 3. Datos generales y cálculos

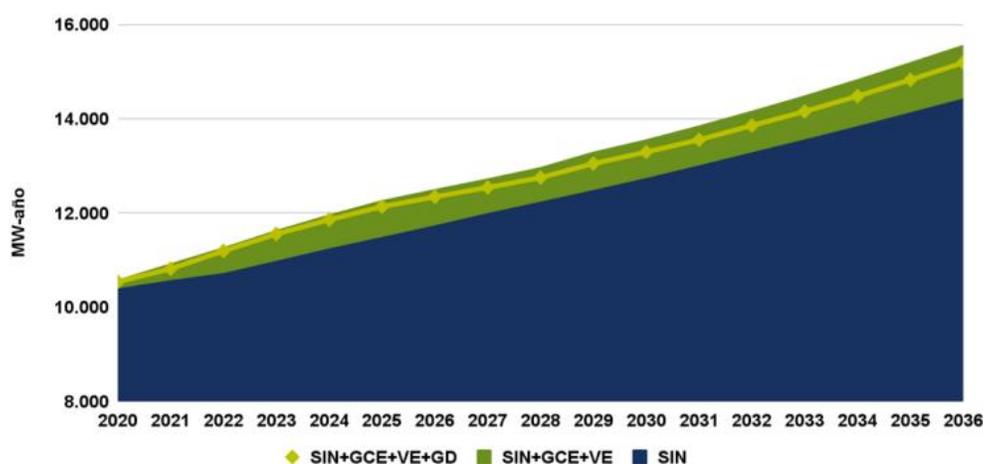
Anexo 4. Permiso de uso de información Hydroconsulta SAS

## 1. INTRODUCCIÓN

La demanda de la energía eléctrica en Colombia es creciente (FIGURA 1.1) en tanto que la disponibilidad es limitada. Se prevé que para el año 2025 Colombia podría tener déficit de energía eléctrica; la dificultad se explica en factores como la incertidumbre sobre la entrada en operación de Hidroituango, la proyección de una demanda cada vez más alta y el retraso en la ejecución de proyectos eólicos y solares de respaldo (López, 2022, Diario Portafolio).

El director de la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), manifestó en una entrevista para la revista Semana que se espera que para el 2025 Colombia tenga un déficit de energía del 1 %, mientras que para 2026 – 2027 se podría tener un déficit del 4 %, el cual aumentaría para los años siguientes (2022, revista Semana).

En Colombia el sector de la energía está regulado por el Ministerio de minas y energía, y a su vez, por una subdivisión de este, denominada la Unidad de Planeación Minero Energética UPME. En la FIGURA 1.1 se observa la proyección anual de la demanda de energía eléctrica, desde el año 2020 hasta el año 2036. La franja azul corresponde a la demanda del Sistema Interconectado Nacional; la franja verde, indica la demanda del SIN, sumado a Grandes Consumidores Especiales y a la demanda generada por los Vehículos eléctricos. La línea punteada en color verde indica que, si a esas demandas se les resta la Generación Distribuida, que es la aportada, entre otras por las PCH existentes, el crecimiento de la demanda se reduce hasta en un 0.25%.



**FIGURA 1.1. Proyección anual de demanda energía eléctrica (MW-año) – Esc. Medio.** Fuente: UPME, Proyección Demanda Energía Eléctrica Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2036, p. 56, 2022.

La entrada de vehículos eléctricos a Colombia se ha visto limitada, entre otros, por la poca disponibilidad de estaciones de recarga para los vehículos (Baraya, 2018, Diario Portafolio). Las pocas que existen solo están disponibles en las principales capitales, como Bogotá y Medellín. De acuerdo con el portal Electromaps: (<https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/colombia>), a la fecha del 24-08-2022, en Colombia se cuenta con 497 conectores distribuidos en 214 estaciones. En la vía que une las ciudades Bogotá y Villavicencio no existe ninguna estación de recarga, tampoco en Villavicencio.

En la vía Bogotá Villavicencio, entre los kilómetros 18 y 25, el río Cáqueza discurre paralelo a la vía. Se trata de un río de montaña con pendientes que alcanzan hasta un 30%. Por los problemas de socavación que se generan en el río y que afectan el talud inferior de la vía, se han construido alrededor de 34 diques en concreto ciclópeo para retención de sedimentos (FIGURA 1.2). (Hidroconsulta, 2007 y 2012).



**FIGURA 1.2. Izquierda:** Procesos de socavación y erosión en el río Cáqueza. **Derecha:** Diques en concreto ciclópeo tipo Azud de 4 metros de altura a nivel de vertedero, con los cuales se ha logrado el control local de dichos procesos. (Hidroconsulta, 2018).

La existencia de los diques, llamados azudes, la diferencia topográfica entre estos y los altos caudales disponibles, permiten plantear la posibilidad de diseñar un sistema de microgeneración hidroeléctrica.

La problemática descrita es relevante para ser abordada como trabajo de profundización para la maestría en Ingeniería Civil con Énfasis en Recursos Hidráulicos y Medio Ambiente, por cuanto es posible proponer una solución local de generación hidroeléctrica utilizando como punto de captación a alguna de las obras hidráulicas existentes en el río Cáqueza,

entre los kilómetros 18 y 25 de la vía Bogotá-Villavicencio, la cual puede ser aprovechada para construir una estación de recarga para vehículos eléctricos o, inclusive, un sistema de respaldo de suministro eléctrico para el municipio de Cáqueza.

Con este estudio se propone realizar un análisis de prefactibilidad técnica y económica para un proyecto de microgeneración hidráulica en el río Cáqueza, municipio de Cáqueza, Cundinamarca.

## 1.1 Localización

El sitio de estudio se localiza en el sector comprendido entre el K18 y el K25 de la vía Bogotá Villavicencio, en el cual el río Cáqueza discurre paralelo a la vía en régimen torrencial (FIGURA 1.3).



FIGURA 1.3. Localización general de la zona de estudio. Tomado de Google Earth 2016.

## 1.2 Definiciones

**Prefactibilidad.** Consiste en un análisis preliminar de la idea de un proyecto con el fin de verificar su viabilidad, antes de realizar la factibilidad, la cual implica un proceso más costoso en cuanto a recursos y un mayor detalle en los estudios, cálculos y diseños.

**Energía Hidráulica.** Es la energía que se obtiene al aprovechar y transformar la energía cinética y potencial de las corrientes naturales, tales como ríos, quebradas o el oleaje del mar.

**Microgeneración hidráulica.** Consiste en la generación de energía hidráulica a pequeña escala; se suele utilizar en zonas apartadas o en donde las corrientes de agua son pequeñas y no se tiene interconexión con las redes eléctricas nacionales.

**Socavación.** Es la profundización del lecho de una corriente natural por efecto de la acción de los caudales líquidos y de los sedimentos que estos transportan.

**Oferta.** Corresponde a los bienes y servicios que están disponibles para su adquisición. En el contexto de este trabajo se refiere a la oferta de energía eléctrica disponible para los usuarios.

**Demanda.** Corresponde a la necesidad real que se tiene de los bienes y servicios. En este caso, se refiere a los requerimientos de energía eléctrica de parte de los usuarios.

**Picocentrales.** Centrales hidroeléctricas con capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.

**Microcentrales.** Centrales hidroeléctricas con capacidad instalada entre 5 y 50 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. (U. Javeriana, 2015).

**Minicentrales.** Centrales hidroeléctricas con capacidad instalada entre 50 y 500 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. (U. Javeriana, 2015).

**Hidroeléctricas (PCH).** Centrales hidroeléctricas con capacidad instalada entre 500 y 20.000 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas y zonas interconectadas (sin posibilidad de participar en el despacho eléctrico, menores a 500 kW, y con posibilidad de hacerlo las mayores a 10.000 kW). (U. Javeriana, 2015).

**Centrales hidroeléctricas (CH).** Capacidad instalada mayor de 20 MW, aplicable a zonas interconectadas, con participación obligada en el despacho eléctrico. (U. Javeriana, 2015).

**SIN.** Sistema Integrado energético Nacional.

**GCE.** Grandes Consumidores Especiales.

**VE.** Vehículos eléctricos.

**GD.** Generación Distribuida.

## **2. OBJETIVOS**

El alcance de este trabajo está dado por el siguiente objetivo general.

### **2.1 Objetivo general**

Determinar la prefactibilidad de un proyecto de microgeneración hidroeléctrica en el río Cáqueza, con el fin de construir una estación de recarga para vehículos eléctricos o un sistema de respaldo para el municipio de Cáqueza, Cundinamarca.

### **2.2 Objetivos específicos**

- Identificar el estado del arte de la microgeneración hidráulica en otros países en vías de desarrollo.
- Revisar la normatividad nacional que regula la generación hidroeléctrica a pequeña escala.
- Determinar la prefactibilidad técnica para la implementación de un proyecto de microgeneración hidráulica.
- Calcular la capacidad instalada que se podría generar con una presa a filo de agua.
- Estimar globalmente los costos de la construcción del sistema para microgeneración.
- Estimar la población beneficiaria del proyecto.
- Realizar un análisis cualitativo de los beneficios que se podrían obtener del proyecto.

### 3. MARCO DE REFERENCIA

Para el desarrollo del presente trabajo se ha realizado la recopilación de información secundaria relacionada con la microgeneración hidráulica, tanto en Colombia como en otros países latinoamericanos de similar nivel de desarrollo. De otra parte, se investigó sobre el estado del suministro energético en el país y, en particular, sobre la disponibilidad de estaciones de recarga para vehículos eléctricos.

#### 3.1 Estudios disponibles

En Colombia se han elaborado algunos artículos relacionados con la microgeneración hidroeléctrica, por parte de grupos de investigación de la Universidad Libre (Torres, 2012) y la Universidad Nacional (Sierra, Sierra y Guerrero, 2011). En ellos se describe la utilización de la microgeneración en el país, el potencial desarrollo, la legislación existente y los tipos de turbinas más utilizadas.

De otra parte, la Unidad de Planeación Mineroenergética, UPME, y la Universidad Javeriana, elaboraron en 2015 el **Atlas de potencial Hidroenergético**. Este es un documento de referencia que presenta la distribución espacial del potencial hidroenergético de Colombia, el cual se calcula para generación hidroeléctrica a filo de agua; este, a su vez, se determinó a partir de la estimación de caudales medios y de modelos de elevación digital de terreno.

En la TABLA 3.1 se muestra el potencial hidroenergético total estimado para cada una de las regiones de la geografía nacional. Como resultado, se observa el gran potencial para picocentrales, microcentrales, minicentrales y pequeñas centrales hidroeléctricas, y el hecho de que están contempladas como parte del plan de desarrollo energético nacional.

**TABLA 3.1.** Potencial hidroenergético acumulado por tipo de central y por sitio identificado para aprovechamiento (kW). Fuente. Atlas de potencial Hidroenergético. UPME y Universidad Javeriana, 2015.

Área hidrográfica	Tipo de Central					
	Pico	Micro	Mini	Pequeñas	Grandes	
					20 - 40 MW	> 40 MW
Amazonas	285	2.799	26.948	903.311	1.518.300	9.522.541
Caribe	210	1.935	16.843	436.476	749.309	2.922.066
Magdalena Cauca	514	5.229	47.567	1.646.204	2.808.652	17.713.622
Orinoco	360	3.599	35.789	1.230.958	2.205.013	10.227.236
Pacífico	165	1.647	15.984	568.657	831.949	2.743.598
Total por tipo de central	1.533	15.209	143.132	4.785.606	8.113.222	43.129.063

En cuanto a tesis de grado, se encontraron las siguientes:

- Una elaborada por una estudiante de pregrado de la Universidad Católica de Colombia (Trujillo, 2017) en la cual se realizó el diseño de una Picocentral Hidroeléctrica en la localidad de Usme, Bogotá.
- Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos. Elaborado por estudiantes de la Universidad Javeriana en 2004 (Mora y Hurtado, 2004).
- Diseño de una minicentral de energía Hidroeléctrica en la planta de tratamiento de aguas residuales de la ciudad de Cuenca. Elaborado por estudiantes de la Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador.
- Diseño de una PCH para la generación de energía eléctrica aprovechando el sistema de abastecimiento de agua a Riohacha distrito turístico y cultural. Elaborado por un estudiante de la Universidad Antonio Nariño.

- Por último, algunos grupos de investigación de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, elaboraron un documento enfocado en la determinación del potencial energético del país (Universidad Distrital, 2020).

### **3.2 Normatividad actual**

El marco legislativo general para la generación hidroeléctrica en el país a está dado por las siguientes normas.

1. Ley 143. 11 de julio de 1994. Establece que el Ministerio de Minas y Energía definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.
2. Decreto número 1258 de junio 17 de 2013. Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).
3. Ley 1715 del 13 de mayo de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
4. Decreto número 0570. 23 de marzo de 2018. Por el cual se adiciona el Decreto único reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones

### **3.3 Documentos técnicos elaborados por la UPME**

Todas estas normas han sido elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía. Esta entidad a su vez dispone de la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, que es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 1258 de junio 17 de 2013.

Dicha entidad ha elaborado documentos técnicos para la planificación del sector energético en Colombia. Los que están vigentes son los siguientes.

1. UPME, 2015. **Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión\_2015-2029**. Este plan está enfocado en satisfacer la demanda de energía eléctrica a largo plazo, por lo cual, con fundamento en la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales y regionales de demanda de energía y potencia, define unos lineamientos y metas para la expansión de los recursos de generación y redes de transmisión. En este plan se contempla la implementación de PCHs para desarrollar el potencial hidroeléctrico del país.

2. UPME, 2015. **Plan energético Nacional 2050**. En él se señalan pautas y líneas de acción recomendables, enfocadas en un ideario energético para el año 2050. Tiene como objetivo el de servir de base para la elaboración e implementación de políticas energéticas.

Indica que en Colombia se producían para el año 2015 463 MW, por medio de PCH, del total de 761 MW instalados como parte de las Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE.

3. UPME, 2018 (En discusión). **Plan Nacional de Electrificación rural PNER 2018\_2031**. Como parte del proceso de paz se propuso en la mesa de negociación una Reforma Rural Integral, se desarrolló un plan de Infraestructura eléctrica, focalizado en las áreas de posconflicto y las zonas no interconectadas.

De acuerdo con los datos presentados, para el año 2015, existían 430 mil viviendas sin interconexión a las redes nacionales, lo cual equivale al 3% del total de viviendas del país, aproximadamente.

### **3.4 Estado del arte a nivel nacional e internacional**

Las PCH se empezaron a utilizar a principios del siglo XX; desde el inicio, se han caracterizado por su bajo costo de operación y mantenimiento, tecnología simple, y el ser de fácil construcción e instalación (Ortiz, 2001). Así mismo, son favorables por su reducido impacto ambiental y su utilidad para dar suministro energético a zonas no interconectadas.

A nivel internacional, China se destaca como el país de mayor producción por medio de PCH, con un 11% (13.25 GW) del total nacional, seguido de lejos por Estados Unidos con un 4% (3.4 GW).

En Suramérica, se destaca Brasil con un 0,2% (0.48GW); en Centro América, Costa Rica, con 4,2% (21.3MW). Dentro de las proyecciones encontradas Brasil tiene un crecimiento planeado en pequeñas centrales de 40 MW, Costa Rica 24MW y Perú 10 MW (Sierra, et al., 2011).

Según Torres (2012), en Europa están utilizando este sistema con buenos resultados. En Euskadi (País Vasco), debido a que los ríos son de curso corto y no conducen caudales importantes, existen bastantes minicentrales hidráulicas. *“En el resto de España hay problemas de escasez de agua y se han construido presas para riego; posteriormente han sido aprovechadas para generar energía, y actualmente disponen una fracción importante de energía hidroeléctrica instalada”*.

En Colombia, el 64% de la energía eléctrica, 13,4 GW, proviene de centrales hidroeléctricas, de los cuales para el año 2005, el 7% correspondía a producción por pequeña generación PCH (UPME citado por Sierra et al., 2009).

Torres (2012), describe así el inicio de la utilización de PCH en Colombia.

*“En nuestro país, las primeras pequeñas centrales hidroeléctricas datan de 1889, con plantas en Bogotá, Bucaramanga y Cúcuta y algunas implementaciones para abastecimiento de energía en fincas. Para 1930 se tenían plantas a filo de agua que suministraban 45 MW, desarrollo que continuó hasta 1960. Sólo hasta después de la crisis energética de la década del setenta del siglo pasado, se retomaron los estudios e investigaciones y las implementaciones de hidroeléctricas a pequeña escala”*. El mismo autor relaciona en su artículo el número de PCH instalada en cada departamento para el año 2011 (TABLA 3.2).

**TABLA 3.2.** Capacidad instalada de PCH en Colombia en 2011. Fuente: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, citado por Sierra et al. 2011

Departamento	PCH	Capacidad Instalada KW
Antioquia	38	17.191
Boyacá	8	5.005
Caldas	23	17.192
Caquetá	1	45
Cauca	12	11.140
Chocó	1	2.000
Cundinamarca	13	14.765
Huila	9	9.865
Meta	3	628
Nariño	98	9.836
Putumayo	3	714
Quindío	7	11.915
Risaralda	3	6.570
Santander	24	30.852
Tolima	8	11.211
Valle	17	16.810
<b>Total</b>	<b>193</b>	<b>168.517</b>

Para los mismos proyectos relacionados anteriormente se determinó que las turbinas más utilizadas en las PCH en Colombia son las Francis y las Pelton, tal como se muestra en la TABLA 3.3.

**TABLA 3.3.** Tipo de turbinas instaladas en las PCH en Colombia en 2011. Fuente: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, citado por Sierra et al. 2011.

Tipo de turbina	PCH	Potencia Instalada KW
Francis	61	69.008
Pelton	54	58.435
Combinados (P y F)	9	13.506
Michell Banki	7	245
Otros	3	1.383
Sin información	59	25.940
<b>Total</b>	<b>193</b>	<b>16.8517</b>

### 3.5 Artículos de prensa

Además de registrar las dificultades de la oferta de energía eléctrica ante la creciente demanda y la fragilidad de algunos proyectos, caso Hidroituango, (Clavijo, 2018, Diario La República); y, de describir la dificultad del uso de vehículos eléctricos al país, por la falta de infraestructura y de estaciones de recarga (Baraya, 2018, Diario Portafolio), la prensa escrita

ha hecho énfasis en los últimos años, en la importancia de las PCH (Las2Orillas, 2018) y en el aumento de la venta de vehículos eléctricos desde 2019, a pesar de las dificultades descritas anteriormente.

En particular, el 17 de noviembre de 2019, el portal web elcarrocolombiano.com publicó una nota en la cual indicaba que mediante el decreto 2051 del 13 de noviembre de 2019 se definía en cero el arancel para todos los vehículos eléctricos comercializados en el país. Esto con el fin de “reducir las emisiones de CO2 y material particulado, según lo establecido en los Acuerdos de París, que proyectan reducir en un 20% las emisiones de gases contaminantes”.

El diario Portafolio, publicó el 04 de julio de 2019 un artículo según el cual “con 390 vehículos eléctricos vendidos, Colombia se consolidó en el 2018 como el principal mercado de estos autos [eléctricos] en la región, superando a México (201), Chile (129) y Ecuador (130), segundo y tercero, respectivamente [sic]”.

De acuerdo con la revista Motor, en publicación del 6 de septiembre de 2022, con cierre al primer semestre de dicho año rodaban por Colombia 8100 vehículos eléctricos, más 1000 buses eléctricos. Adicionalmente; indica que la tendencia en números es creciente, en razón a los beneficios tributarios, de menos restricciones de movilidad por pico y placa y por la conciencia cada vez mayor de los usuarios de la necesidad de reducir la producción de gases de efecto invernadero.

En artículo publicado el 30 de junio de 2021, el diario Portafolio indica que el país alista la entrada en operación de 70 PCHs: *“Una tabla de salvación para el Gobierno Nacional con el fin de garantizar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a nivel local y regional, son las 70 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) que tiene programadas para su montaje. Esta fórmula se convirtió en otra de las estrategias con la que la Nación buscaría fortalecer su política de transición energética, pero con fuentes renovables convencionales en la matriz de generación del sistema interconectado, y de paso darle una mano a la reactivación económica. Según el Registro de Proyectos Vigentes (RPV) de la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), hay 70 proyectos vigentes para desarrollar*

*PCHs, de los cuales 39 se encuentran en el rango menor a 10 megavatios (MW) de capacidad instalada, y 15 iniciativas en el rango de 10 MW a 20 MW”.*

Lo anterior confirma que es una necesidad plantear alternativas que permitan mejorar la infraestructura eléctrica del país, también a pequeña escala, y que esta a su vez permita mejorar las condiciones de operación de los vehículos eléctricos. También se ha comprobado que el desarrollo y puesta en marcha de PCHs está amparado y motivado por la reglamentación nacional y las políticas gubernamentales energéticas de las últimas décadas.

## 4. EL RÍO CÁQUEZA Y SU ENTORNO

El río Cáqueza discurre paralelo a la vía Bogotá-Villavicencio entre el kilómetro 18 del abscisado de la vía, donde cambia de nombre de río Une a río Cáqueza, y el kilómetro 34, en donde desemboca en el río Negro. La cercanía del río con el corredor vial, así como la geología y la geomorfología de la zona hacen que la interacción entre uno y otro sea problemática, especialmente para la operación y estabilidad del corredor vial.

### 4.1 Naturaleza de la corriente

Según Rodríguez, Leyton y Duarte (2017), el río es un cauce aluvial de naturaleza torrencial e intenso acarreo sólido de materiales en todos los tamaños de: cantos, gravas, arenas, limos y arcillas. Ríos como el Cáqueza presentan alta variabilidad en sus caudales, curvas de duración de alta pendiente y cauces sujetos a avenidas súbitas; así mismo, tienen la particularidad de fluir a baja profundidad, en este caso, entre 1.5m y 4.5m.



**FIGURA 4.1.** Forma del lecho y su composición en diferentes tramos del sector en estudio. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).

El valle del río es estrecho, razón por la cual el cauce tiene pocas posibilidades de divagar o cambiar de curso; al tener poco espacio entre el lecho y las laderas que definen su valle, hay pocas posibilidades para la formación de una llanura aluvial. Como el río se encuentra en un estado inicial o de juventud, predomina la erosión y el transporte de material sobre la sedimentación.

La presencia de una falla geológica y la morfología del valle explican por qué el curso del río Cáqueza ha sido relativamente constante, a pesar de que se desarrolla sobre material coluvial; los meandros se han conservado y únicamente se aprecian cambios locales de curso asociados con la acumulación de deslizamientos y flujos sobre el lecho del cauce. El cauce cuenta con un mínimo de control geológico local, que le proporcionan los afloramientos de las formaciones rocosas de la zona.

Por lo anterior, en este sector el río Cáqueza tiene la facilidad para labrar su propio cauce sobre el coluvión, con gran capacidad de transporte de material, dada su alta energía por su naturaleza torrencial. Como quiera que el lecho del río adquiere un relativo acorazamiento con granulares gruesos, grandes cantos y bloques rocosos del coluvión, los taludes que lo conforman cuentan con una alta amenaza de erosión por los caudales de creciente del río, que, aunque no son de gran magnitud, sí lo son de alta energía.

## 4.2 Régimen de caudales

De acuerdo con Hidroconsulta (2022) los caudales máximos con periodos de retorno de 2, 5, 10, 25, 50, 100 y 200 años son los que se muestran en la TABLA 4.1.

**TABLA 4.1.** Caudales en el río Cáqueza para diferentes periodos de recurrencia. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.

TR	Q (m <sup>3</sup> /s)
200	94.4
100	87.0
50	79.7
25	72.3
10	62.3
5	54.4
2	42.4

### 4.3 Caudales extremos

Para la determinación de los caudales, máximos, medios y mínimos se analizó la serie de caudales mensuales de la estación limnimétrica Caraza, la cual está ubicada sobre el río Cáqueza, a dos kilómetros aguas arriba del sitio de captación del proyecto propuesto.

En la TABLA 4.2 se presentan los caudales mínimos mensuales; en la TABLA 4.3 se presentan los caudales medios mensuales y en la TABLA 4.4 se presentan los caudales máximos mensuales.

**TABLA 4.2.** Caudales mínimos mensuales en el río Cáqueza. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1990	1.86	1.44	1.15	2.90	4.24	3.34	3.68	3.40	1.85	1.79	1.62	1.12
1991	0.81	0.39	0.50	0.91	1.46	2.39	7.14	5.76	3.05	1.79	1.62	0.99
1992	0.46	0.38	0.36	0.39	0.91	1.85	2.48	3.55	1.57	1.20	0.87	0.79
1993	0.70	0.62	0.81	1.45	3.88	3.99	4.35	3.89	0.51	2.95	2.98	1.03
1994	0.95	1.34	1.79	3.65	7.87	4.71	6.86	7.00	3.05	2.85	3.45	0.98
1995	0.34	0.32	0.54	0.34	1.58	4.50	3.12	3.01	2.54	1.37	1.27	1.12
1996	0.70	1.37	2.27	2.27	3.12	3.47	4.38	3.61	2.05	1.97	1.49	1.38
1997	1.40	1.30	1.00	1.00	1.60	1.90	5.10	3.20	1.90	1.40	1.60	1.00
1998	0.90	0.90	0.80	1.00	1.70	4.70	5.96	5.59	2.30	1.90	1.90	1.70
1999	0.87	0.91	1.12	1.05	2.19	2.45	2.06	2.45	2.19	2.85	2.06	1.29
2000	0.92	0.85	0.85	1.93	2.85	4.05	2.65	3.67	3.20	2.78	2.53	1.63
2001	0.87	0.85	0.95	0.94	1.71	4.05	3.39	2.98	2.78	1.93	1.54	1.71
2002	0.82	0.90	0.90	1.50	2.52	7.06	3.49	3.68	1.93	1.67	2.06	1.63
2003	0.92	0.92	0.85	1.63	2.59	2.46	3.21	4.35	3.21	3.04	3.21	2.72
2004	1.38	0.90	1.31	2.19	5.20	4.16	3.30	4.83	3.13	2.52	4.07	2.06
2005	1.55	1.04	0.92	1.38	4.70	5.84	4.83	5.02	4.64	3.11	4.16	1.93
2006	1.63	1.46	1.55	3.87	4.94	10.15	11.45	2.99	1.15	1.90	1.90	1.11
2007	1.07	2.01	0.96	1.36	2.37	3.71	2.42	2.31	2.81	2.39	2.62	2.59
2008	1.78	1.60	1.60	1.85	2.38	5.91	6.43	3.96	2.62	2.23	3.96	1.75
2009	1.72	1.53	1.23	2.62	2.75	2.42	5.27	4.45	4.33	3.09	3.33	2.07
2010	2.59	0.31	0.83	3.12	4.57	5.51	4.41	5.83	1.62	1.92	3.32	1.82
2011	0.63	1.83	0.38	1.16	6.89	3.22	4.41	3.76	3.41	2.69	1.99	2.58
2012	1.73	1.78	1.35	1.10	3.11	7.29	3.96	4.43	3.48	1.75	1.90	2.12
2013	1.38	1.30	1.79	1.38	3.01	5.54	9.71	7.45	5.16	3.01	5.54	3.39
2014	1.36	1.12	1.50	4.05	2.25	7.20	8.16	7.45	2.33	2.13	3.71	0.88
2015	0.00	0.85	1.49	3.44	2.46	8.16	5.16	6.18	2.46	1.75	1.71	2.01
2016	0.32	0.19	0.10	0.12	2.16	3.50	3.86	3.50	3.73	1.92	3.07	2.43
2017	0.61	0.86	1.49	2.56	3.86	4.66	5.29	5.29	4.57	2.83	4.93	3.86
2018	0.77	2.16	2.16	3.50	5.75	5.29	7.60	3.37	2.06	1.49	1.09	0.64
PROMEDIO	1.07	1.08	1.12	1.89	3.26	4.60	4.97	4.38	2.75	2.21	2.60	1.74
MÁXIMO	2.59	2.16	2.27	4.05	7.87	10.15	11.45	7.45	5.16	3.11	5.54	3.86
MÍNIMO	0.32	0.19	0.10	0.12	0.91	1.85	2.06	2.31	0.51	1.20	0.87	0.64
Desviación	0.53	0.51	0.51	1.10	1.65	1.95	2.19	1.40	1.05	0.58	1.17	0.77

TABLA 4.3. Caudales medios mensuales en el río Cáqueza. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1990	2.57	2.30	3.70	4.69	9.83	7.18	6.11	5.90	3.59	3.55	2.62	1.82
1991	0.94	0.64	1.16	3.26	4.19	4.85	10.32	10.16	6.54	3.08	5.74	1.68
1992	0.71	0.47	0.45	1.96	2.21	3.51	9.05	8.70	4.36	2.23	3.01	2.09
1993	0.82	1.02	1.53	4.68	6.95	9.29	9.06	6.04	3.43	4.77	5.26	2.85
1994	1.35	2.17	3.49	5.79	12.10	10.46	12.40	10.46	6.18	9.46	5.86	2.87
1995	0.67	0.49	1.22	1.95	5.97	7.29	4.77	6.01	4.01	3.40	3.99	1.26
1996	0.99	3.08	3.42	4.02	6.91	5.12	8.79	6.60	2.93	3.27	2.68	3.15
1997	1.80	2.50	1.50	1.90	4.40	4.10	12.80	6.60	3.00	2.50	2.30	1.30
1998	1.00	0.90	0.90	1.60	9.30	10.00	11.75	11.87	3.40	2.80	3.20	3.60
1999	1.19	2.43	1.98	5.38	5.56	5.92	3.85	5.01	4.46	7.27	3.77	2.02
2000	1.23	1.62	2.81	4.03	10.17	6.85	6.28	7.82	6.99	4.49	4.47	2.46
2001	1.32	1.06	1.73	2.68	4.86	8.23	7.21	7.46	7.02	2.54	3.04	3.00
2002	1.10	1.06	1.52	5.96	17.71	17.92	6.99	10.66	4.13	4.83	4.38	2.61
2003	1.23	0.95	1.82	5.18	5.77	5.34	9.31	6.55	6.44	6.42	4.99	5.23
2004	1.91	1.95	2.73	5.71	10.25	16.40	11.55	9.49	5.87	6.87	9.08	3.46
2005	1.96	2.20	1.68	5.24	10.04	10.68	9.69	9.19	7.29	6.70	7.30	2.87
2006	2.17	1.95	5.68	10.92	10.73	18.83	19.29	16.14	2.73	4.05	6.07	2.57
2007	2.60	2.59	1.44	2.92	3.40	7.52	4.17	6.58	4.41	5.32	4.29	4.34
2008	2.77	2.08	2.34	2.63	7.75	10.76	9.80	6.41	6.11	4.31	6.94	3.27
2009	2.47	2.02	2.97	6.37	5.72	6.93	9.03	7.15	7.41	6.16	5.17	2.58
2010	3.40	0.65	1.62	6.97	10.11	10.78	9.15	12.43	3.49	3.57	6.15	3.14
2011	0.97	2.83	0.59	3.30	13.98	6.82	9.16	7.75	6.61	5.94	3.90	4.37
2012	2.33	2.75	2.84	3.18	7.69	15.96	11.60	9.51	7.85	2.40	2.46	2.86
2013	1.67	2.32	2.55	2.94	6.81	11.75	18.83	6.12	10.38	6.15	8.73	2.54
2014	1.87	1.81	3.18	8.70	6.25	11.30	14.49	16.49	4.73	4.23	6.82	1.64
2015	0.00	1.42	3.15	7.57	7.11	13.91	11.77	9.09	6.48	2.52	4.82	4.14
2016	0.67	0.29	0.21	2.76	5.80	6.70	9.20	8.07	7.17	3.58	5.73	4.13
2017	0.91	2.79	5.83	4.44	9.16	8.80	11.16	9.02	6.95	5.17	8.90	4.59
2018	1.13	3.13	3.34	9.32	13.14	12.00	15.25	10.47	4.18	2.43	1.65	0.95
PROMEDIO	1.51	1.77	2.32	4.69	8.06	9.49	10.10	8.75	5.45	4.48	4.94	2.87
MÁXIMO	3.40	3.13	5.83	10.92	17.71	18.83	19.29	16.49	10.38	9.46	9.08	5.23
MÍNIMO	0.67	0.29	0.21	1.60	2.21	3.51	3.85	5.01	2.73	2.23	1.65	0.95
Desviación	0.72	0.84	1.33	2.31	3.37	4.02	3.67	2.79	1.83	1.78	1.99	1.05

TABLA 4.4. Caudales máximos mensuales en el río Cáqueza. Fuente: Hidroconsulta SAS, 2022.

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1990	8.20	6.65	21.60	36.96	41.22	42.70	41.00	34.72	17.36	25.50	13.40	8.04
1991	1.12	8.38	4.47	16.92	25.50	14.28	18.24	23.30	17.80	10.16	23.85	13.40
1992	2.75	1.12	0.70	26.05	18.68	12.56	35.33	25.50	36.55	6.58	22.20	17.80
1993	1.62	6.30	7.70	38.38	44.50	43.80	25.50	10.16	30.02	17.80	28.28	14.72
1994	2.75	6.86	12.56	24.40	26.05	24.95	30.60	46.60	18.68	29.44	14.72	15.60
1995	3.78	0.88	19.58	8.20	19.58	17.28	9.25	23.25	8.90	15.90	9.95	1.72
1996	1.72	10.86	20.50	29.72	79.40	19.50	37.88	20.63	10.26	17.25	17.25	14.25
1997	6.34	20.75	8.72	12.30	49.38	12.30	35.90	13.80	11.70	14.14	42.88	6.12
1998	1.05	1.62	4.18	16.82	34.16	35.90	37.00	49.84	6.56	11.40	15.50	14.82
1999	3.67	0.92	6.11	28.90	32.40	19.63	13.41	17.50	21.88	46.99	11.45	5.02
2000	3.11	6.38	24.14	26.04	48.22	29.90	28.90	38.91	17.50	13.02	34.90	8.48
2001	4.24	1.93	6.38	22.34	28.90	26.04	36.40	17.50	24.14	6.65	12.23	24.14
2002	1.80	1.55	6.38	23.24	31.40	22.92	21.88	28.90	17.50	31.40	17.50	9.60
2003	1.72	1.12	4.26	28.90	19.63	15.37	33.90	13.41	13.41	19.63	8.48	15.37
2004	2.59	17.50	11.64	17.93	43.92	43.92	25.93	24.14	37.91	28.90	19.37	5.02
2005	2.32	7.74	5.56	28.90	50.06	31.40	26.52	21.88	19.63	17.50	17.50	4.64
2006	5.02	4.26	19.63	50.06	56.48	33.90	28.90	33.90	18.40	11.98	20.50	22.60
2007	3.39	4.90	4.90	21.90	22.60	21.20	14.65	22.25	17.00	20.15	13.65	14.99
2008	11.64	6.43	17.00	9.73	29.60	25.75	18.75	18.75	15.32	29.25	18.75	6.94
2009	2.48	7.45	8.88	17.00	24.00	39.81	51.66	31.35	28.55	22.60	19.45	4.71
2010	7.74	0.67	7.02	28.72	39.16	33.40	28.31	53.72	11.91	14.05	28.89	11.56
2011	2.08	13.04	2.72	18.31	51.37	19.34	28.32	20.93	25.36	27.15	14.48	17.29
2012	10.30	17.00	38.00	38.00	38.00	24.00	45.25	24.00	31.00	3.96	6.94	10.30
2013	2.23	8.88	4.90	7.45	13.65	24.00	45.25	31.00	31.00	25.75	24.00	11.98
2014	4.19	7.23	13.49	33.63	26.98	24.00	24.00	31.00	17.27	17.69	33.20	4.50
2015	1.09	5.03	13.38	30.41	13.65	27.50	25.75	17.00	24.00	4.14	7.45	9.16
2016	1.14	0.47	0.57	10.61	30.54	18.88	37.84	37.84	27.78	14.06	26.18	16.15
2017	1.39	7.60	18.88	14.75	27.40	18.88	24.25	24.25	18.88	14.36	37.84	6.45
2018	5.75	4.22	6.27	24.25	55.39	55.39	37.84	18.51	14.36	36.38	5.75	1.68
PROMEDIO	3.70	6.47	11.04	23.82	35.24	26.84	29.95	26.71	20.37	19.10	19.54	10.93
MÁXIMO	11.64	20.75	38.00	50.06	79.40	55.39	51.66	53.72	37.91	46.99	42.88	24.14
MÍNIMO	1.05	0.47	0.57	7.45	13.65	12.30	9.25	10.16	6.56	3.96	5.75	1.68
Desviación	2.73	5.20	8.33	9.96	14.72	10.47	9.87	10.64	7.90	9.84	9.35	5.78

#### 4.4 Caudal ambiental

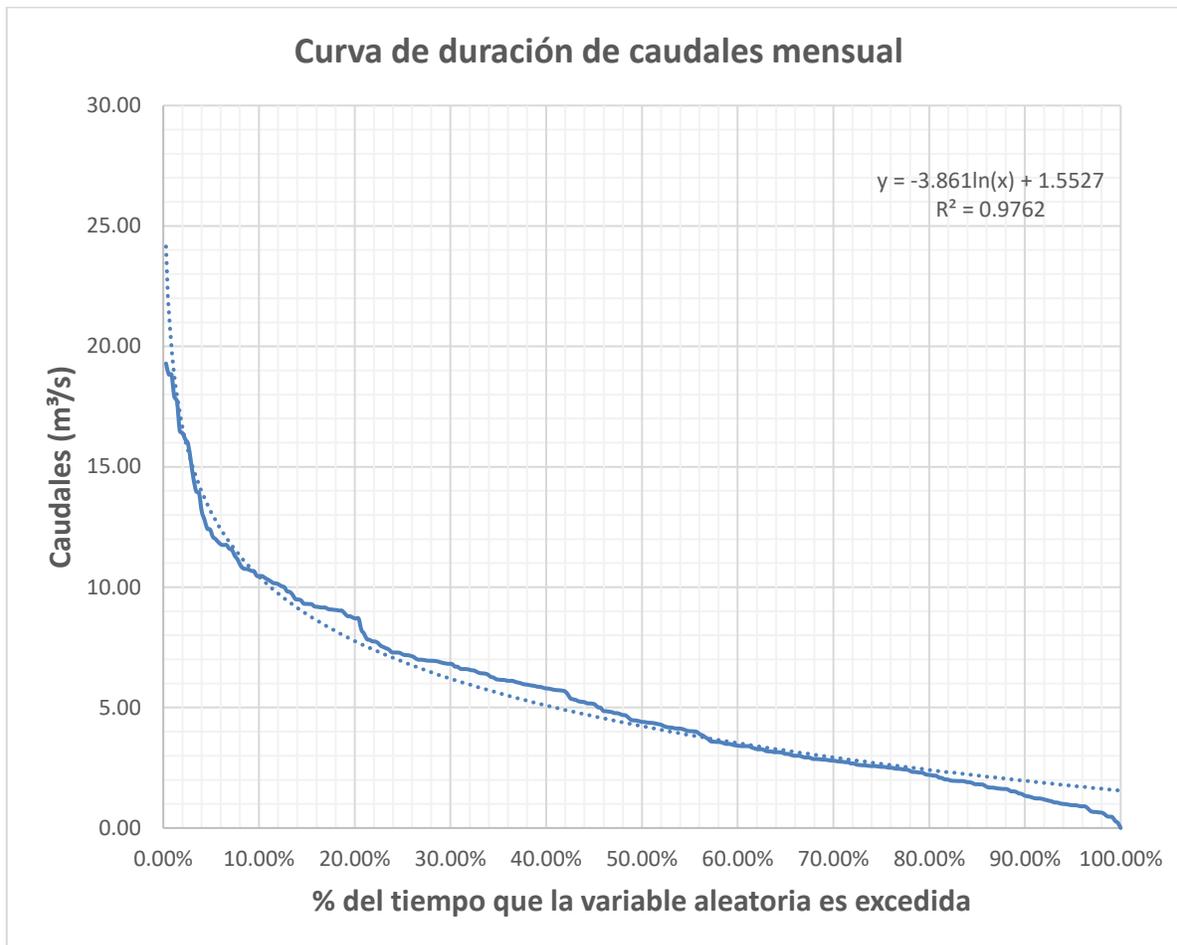
El caudal ambiental debe ser considerado con el fin de realizar una captación de agua para el proyecto que no ponga en riesgo la estabilidad del medio biótico del cauce.

Existen diversas metodologías para estimar el caudal ambiental. Para este estudio de prefactibilidad, el caudal ambiental fue determinado siguiendo las directrices de la resolución 865 del 2004 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial, en ella presentan dos metodologías las cuales se explican a continuación.

##### 4.4.1 Mínimo histórico

El caudal ecológico o ambiental es el caudal promedio multianual que permanece el 97.5% del tiempo y cuyo periodo de recurrencia es de 2.33 años.

Para determinar el caudal ambiental por este método se realizó la curva de duración de caudales mensuales para el río Cáqueza y se determinó el Q97.5, en la FIGURA 4.2 se presenta la curva, y en la TABLA 4.5 se presenta el resultado para el caudal ambiental.



**FIGURA 4.2.** Curva de duración de caudales mensuales del río Cáqueza. Fuente: Elaboración propia.

**TABLA 4.5.** Caudal ambiental, método mínimo histórico. Fuente: Elaboración propia.

Río	Q97.5 (m³/s)
Cáqueza	0.67

#### 4.4.2 Porcentaje de descuento

De acuerdo con esta metodología, el caudal mínimo ecológico o ambiental tiene un valor aproximado al 25% del caudal medio mensual multianual más bajo de la corriente de estudio. A continuación, en TABLA 4.6 se presentan los resultados.

**TABLA 4.6.** Caudal ambiental, método del porcentaje de descuento. Fuente: Elaboración propia.

<b>RÍO</b>	<b>CAUDAL MEDIO MENSUAL MÁS BAJO (m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>CAUDAL AMBIENTAL (m<sup>3</sup>/s)</b>
Cáqueza	0.21	0.053

#### 4.4.3 Oferta hídrica disponible

A continuación, se realiza el análisis de la oferta hídrica a nivel mensual, el cual fue determinado a partir de los caudales medios mensuales del río Cáqueza, los cuales corresponden la oferta hídrica total.

La oferta hídrica disponible (OHD) es la oferta hídrica total (OHT) menos el caudal ambiental (Qamb). Para su determinación se utilizó como caudal ambiental al máximo valor encontrado por las metodologías descritas anteriormente.

A continuación, en la TABLA 4.7 y en la FIGURA 4.3 se presenta la oferta hídrica disponible para el río Cáqueza en el punto de estudio.

**TABLA 4.7.** Oferta hídrica mensual río Cáqueza. Fuente: Elaboración propia.

	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>OHT</b>	1.51	1.77	2.32	4.69	8.06	9.49	10.10	8.75	5.45	4.48	4.94	2.87
<b>Qamb</b>	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
<b>OHD</b>	0.84	1.10	1.65	4.02	7.39	8.82	9.43	8.08	4.78	3.81	4.27	2.2

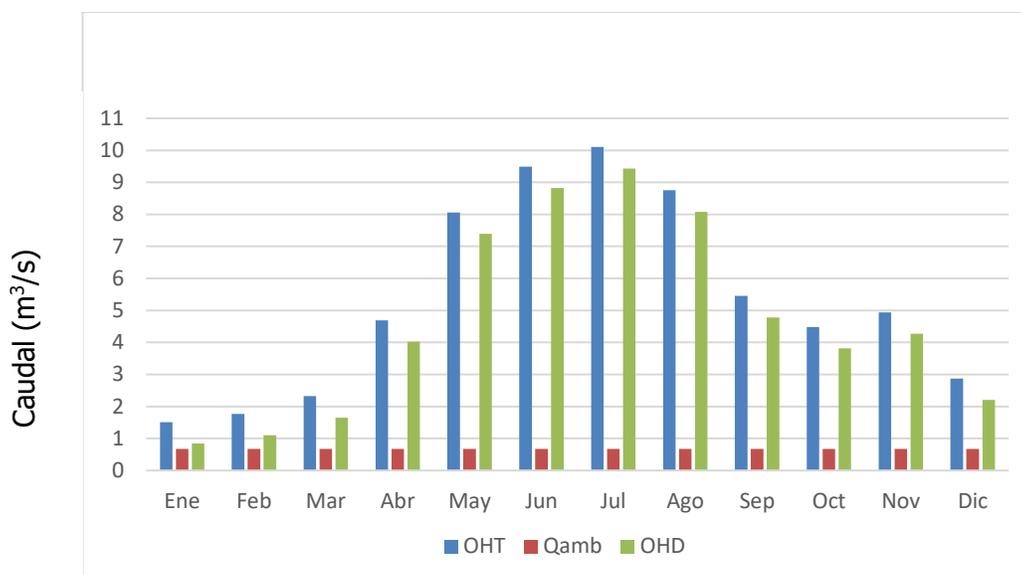


FIGURA 4.3. Oferta hídrica disponible del río Caqueza. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.5 Caudal de diseño

De acuerdo con los análisis anteriores la menor Oferta Hídrica Disponible OHT se presenta en el mes de enero, con un caudal medio de  $0.84 \text{ m}^3/\text{s}$ , un máximo en el mes de julio con un valor de  $9.43 \text{ m}^3/\text{s}$  y un promedio anual de  $4.7 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Según lo indicado en el libro de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (Ortiz, 2011) una de las opciones para definir el caudal de diseño es tomar el caudal correspondiente al 90% de la curva de duración de caudales, el cual en este caso corresponde a  $1.35 \text{ m}^3/\text{s}$ ; evaluando también el caudal del 50% con un posible almacenamiento. Otra opción podría ser adoptar el promedio de la OHT, que sería de  $4.7 \text{ m}^3/\text{s}$ . Para este estudio, y de manera conservadora, se adoptará un valor de  $1.35 \text{ m}^3/\text{s}$ .

#### 4.6 Geología y geomorfología

El área de estudio está localizada en la parte central del país, en la Cordillera Oriental, constituyendo la zona axial y sus flancos. De acuerdo con Hydroconsulta e Ingeniería y Geotecnia (2004):

En el área de estudio se identificaron varias fallas geológicas, la más relevante es la que se encuentra ejerciendo un control estructural sobre el cauce del Río Cáqueza desde el sector de Guativas hasta el desvío a la entrada a la población de Cáqueza, es decir, la dirección del río en la mayor parte de su recorrido sigue el trazo de la falla geológica. Esta falla tiene un rumbo general noroeste-sureste y define dos bloques estructurales diferentes; por esta razón se aprecian sobre las laderas del costado norte o izquierdo de la vía pliegues que no tienen continuidad en la ladera sur o sobre el costado opuesto del río Cáqueza; lo mismo ocurre con variaciones que se aprecian en el sentido del buzamiento de las capas.

Otras fallas y en dirección perpendicular a la anterior se identificaron en el contacto entre las Formaciones Une y Fómeque, también entre las unidades Fómeque y el Grupo Cáqueza; se trata de fallas posiblemente de alto ángulo y con orientación preferencial NNE, que se encuentran cubiertas por extensos depósitos cuaternarios y que al parecer tienen un control estructural sobre el drenaje menor o de segundo orden, ya que la mayoría de afluentes del Río Cáqueza se disponen paralelos a la orientación de dichas estructuras.

Adicional a estas fallas se encuentran otras de menor magnitud e intraformacionales, que en ocasiones por la escala del mapa no pueden ser cartografiadas; sin embargo, dentro de este grupo se destaca la falla que afecta a las rocas de la Formación Une, a la altura del K19+700. En general las zonas de brechas de las fallas se encuentran cubiertas por coluviones y en los sitios en donde se aprecian están litificadas y no se encuentran deteriorando de manera notable la calidad del macizo rocoso. El único sector en donde el material brechado está suelto se aprecia en el trazo de la falla que pone en contacto a la Formación Fómeque con el Grupo Cáqueza, en este sitio la zona de brecha no supera los 6.0 m de ancho.

Regionalmente, en el área se definen dos unidades geomorfológicas: la primera, de origen estructural denudativo, caracterizada por presentar una morfología escarpada y ondulada, generada por niveles competentes de capas de areniscas y calizas intercaladas con rocas de grano muy fino, blandas, de baja competencia geomecánica, conformadas por lodolitas y lutitas de la Formación Fómeque, las cuales constituyen los pliegues orientados hacia el noreste y controlan la cuenca del río Cáqueza. La segunda de origen deposicional, corresponde a las zonas bajas de la cuenca del río Cáqueza definiendo una red hidrográfica controlada estructuralmente por plegamientos. Para el sitio de estudio precisa un valle

transversal como consecuencia de la tectónica que afecta el área, definiendo el río Cáqueza un alineamiento de falla en la dirección W – E.

#### 4.7 Topografía

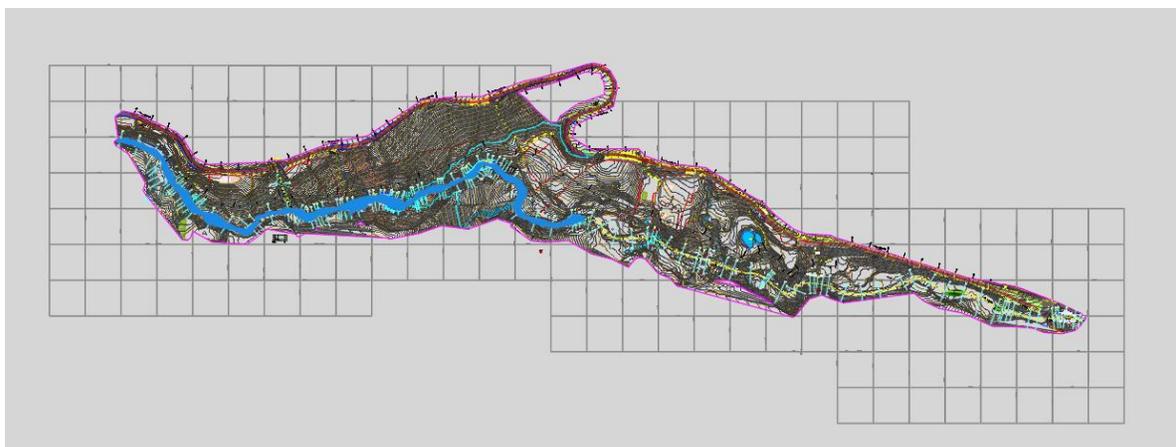
Como parte de los varios proyectos realizados por la firma Hidroconsulta SAS en el sector para la empresa Concesionaria Coviandes, se cuenta con varios levantamientos topobatimétricos de la zona. Estos indican que la pendiente media en el sector es del 4% y la máxima local en el sector del K22 es del orden de 30%.

En la FIGURA 4.4 se observa el perfil longitudinal del río en el sector. Como se observa la diferencia de cota es del orden 400 m, en una longitud de 8 km, aproximadamente.



FIGURA 4.4. Perfil longitudinal del río Cáqueza. Tomado de Google Earth 2016.

En la FIGURA 4.5 se muestra la planta de la topografía disponible, la cual cubre el río Cáqueza, su margen derecha, su margen izquierda hasta la vía Bogotá-Villavicencio. Todo ello desde el K22+550 hasta el K25+550.



**FIGURA 4.5.** Topografía del tramo del K22+550 al K25+550. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).

#### **4.8 Erosión y socavación**

Específicamente, en el tramo de interés el río Cáqueza discurre a lo largo de la base del talud derecho de la carretera Bogotá-Villavicencio, con pendientes medias entre 4% y 30%; algunos sectores tienen pendiente media adversa y caídas verticales del lecho de hasta 4m. Por lo mismo, el río es un cauce aluvial de naturaleza torrencial e intenso acarreo sólido de materiales en todos los tamaños de: cantos, gravas, arenas, limos y arcillas. Ríos como el Cáqueza presentan alta variabilidad en sus caudales, curvas de duración de alta pendiente y cauces sujetos a avenidas súbitas; así mismo, tienen la particularidad de fluir a baja profundidad, en este caso, entre 1.5m y 4.5m.

El valle del río es estrecho, razón por la cual el cauce tiene pocas posibilidades de divagar o cambiar de curso; al tener poco espacio entre el lecho y las laderas que definen su valle, hay pocas posibilidades para la formación de una llanura aluvial y los depósitos aluviales del tipo terraza y barras laterales son aislados. Como el río se encuentra en un estado inicial o de juventud, predomina la erosión y el transporte de material sobre la sedimentación de este.

La presencia de una falla geológica y la morfología del valle explican por qué el curso del río Cáqueza ha sido relativamente constante, a pesar de que se desarrolla sobre material coluvial; los meandros se han conservado y únicamente se aprecian cambios locales de curso asociados con la acumulación de deslizamientos y flujos sobre el lecho del cauce. El cauce cuenta con un mínimo de control geológico local, que le proporcionan los afloramientos de las formaciones rocosas de la zona.

Por lo anterior, en este sector el río Cáqueza tiene la facilidad para labrar su propio cauce sobre el coluvión, con gran capacidad de transporte de material, dada su alta energía por su naturaleza torrencial. Como quiera que el lecho del río adquiere un relativo acorazamiento con granulares gruesos, grandes cantos y bloques rocosos del coluvión, los taludes que lo conforman cuentan con una alta amenaza de erosión por los caudales de creciente del río, que, aunque no son de gran magnitud, sí lo son de alta energía.

Esta amenaza es de mayor o menor grado en función de las condiciones locales del cauce por sectores, dependiendo de la pendiente, de la presencia o no de bloques dentro del cauce y de la formación de barras alternas y barras centrales de sedimentos granulares. En el tramo bajo estudio, el ancho del cauce varía entre 7m y 33m. Del coluvión que conforma los taludes se desprende material de todos los tamaños, pero en ocasiones grandes bloques rocosos se depositan dentro del cauce, influyendo también en la dirección del flujo y, por ende, contribuyendo a la erosión de los taludes, principalmente por la mayor concentración del caudal por detrás de los mismos. Por esto, localmente, los flujos se ven obligados a reducir su sección hidráulica efectiva debido a grandes bloques ubicados dentro del cauce y a barras, encontrándose sitios en donde el caudal pasa por anchos mínimos a grandes velocidades.

De la descripción anterior se concluye que, dada la naturaleza de la formación sobre la que se desarrolla el río Cáqueza y su propia condición de río de montaña, la evolución del cauce es permanente, con deterioro de los taludes y, por consiguiente, afectación directa sobre la carretera, por la desestabilización continua de su talud inferior. Por lo mismo, se hizo indispensable establecer medidas correctivas de los procesos de erosión y socavación.

#### **4.9 Obras de control**

Con fundamento en los resultados de la caracterización hidráulica y geotécnica del río Cáqueza (Hidroconsulta-IGL, 2004), en razón a la magnitud de los deslizamientos y la erosión lateral en la base del depósito coluvial, se seleccionaron y clasificaron diversos sectores como de alta prioridad de intervención y otros para los cuales la intervención se consideró necesaria a corto o a mediano plazo.

Para los sectores de alta prioridad se propuso el diseño y la construcción de obras transversales tipo azud, estructuras de protección directa de orillas y deflectoras de flujo, y recuperación de cárcavas y de estructuras existentes. Además, para la estabilización de los taludes, se propusieron obras geotécnicas, flexibles, que asuman deformaciones del terreno y controlen la acción permanente del río en la base, dentro de las cuales se tienen: trincheras drenantes, muros de gaviones, enrocados de protección marginal, muros de gravedad, terracedo de masas de suelos blandos inestables, reconfiguración manual de taludes, zanjas de coronación, canales y descoles, trinchos de madera rolliza, reparación o reforzamiento de estructuras existentes en el cauce, y filtros.

Los azudes tienen como finalidad reducir la velocidad del flujo, disminuir la capacidad de transporte de sedimentos por el flujo, fomentar la sedimentación y elevar el nivel del lecho, reduciendo la pendiente media del fondo, con lo que se mejora la condición de las orillas inestables y se evita el traslado del problema de una orilla a la otra; son de concreto ciclópeo, con vertedero y con las obras complementarias requeridas para el control de socavación y de protección de los taludes en su base, aguas arriba y aguas abajo del azud, en cada margen del río.

Se estableció que, con este tipo de obras en las laderas que conforman la margen izquierda del río Cáqueza, se obtienen factores de seguridad variables entre 1,35 y 2,0, en cada uno de los sitios definidos como prioritarios. El drenaje mediante trincheras, filtros y drenes horizontales localizados en el tercio inferior de los deslizamientos analizados, mejora considerablemente el factor de seguridad, aumentándolo en algunos casos, del orden del 30% al 40% en relación con la condición actual.



FIGURA 4.6. Localización en planta de los azudes construidos hasta la fecha. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).

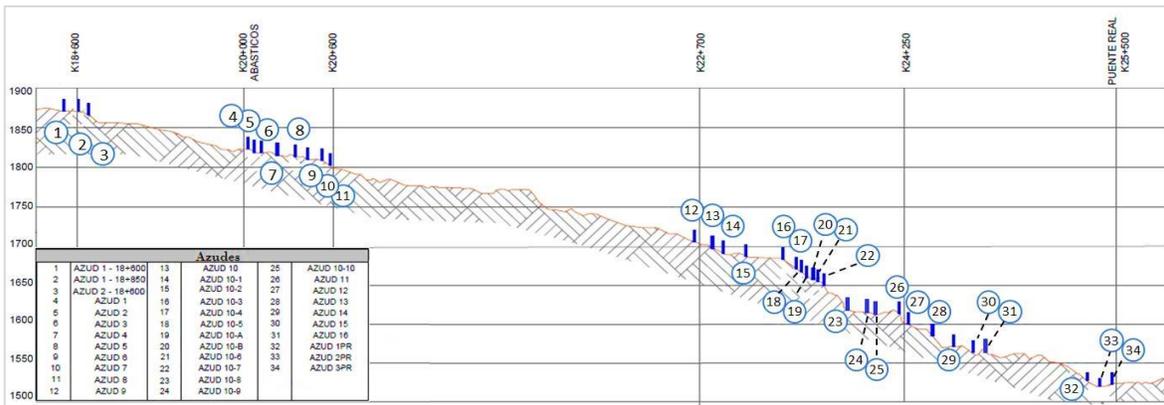


FIGURA 4.7. Localización en perfil de los azudes construidos hasta la fecha. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).

## 5. MARCO TEÓRICO DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

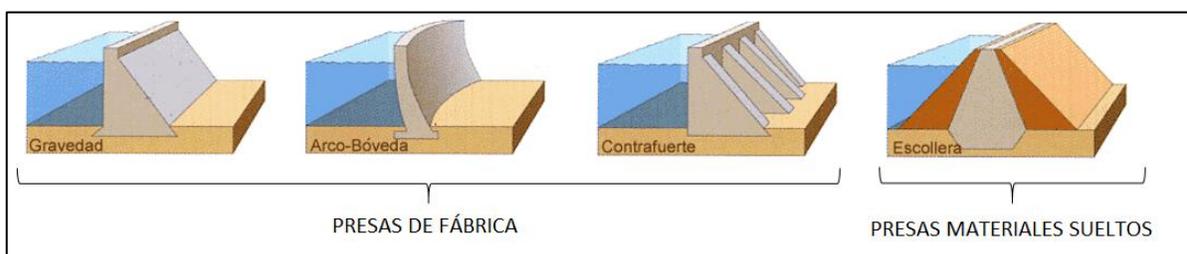
A continuación, se describe el marco teórico de los componentes principales para la generación hidroeléctrica.

La generación hidroeléctrica se produce a través de la captación de un caudal líquido, la cual se realiza generalmente por medio de una estructura transversal tipo presa, dique o azud. El caudal derivado por medio de una captación lateral o sumergida se lleva a un desarenador en donde se le retiran las gravas y arenas; posteriormente, se lleva por medio de una conducción, abierta o cerrada hasta un tanque en donde se acumula el agua y se cargan las tuberías que llevan el caudal hasta las turbinas, las cuales están conectadas a los generadores eléctricos.

Lo que se busca es un balance entre que la conducción sea lo más corta posible, con el fin de disminuir las pérdidas de energía y que la diferencia de altura entre el tanque de carga y las turbinas sea lo más alta posible. De esta manera se obtiene una solución más económica y que, por medio una gran altura de caída, generará más energía.

### 5.1 Tipos de presas

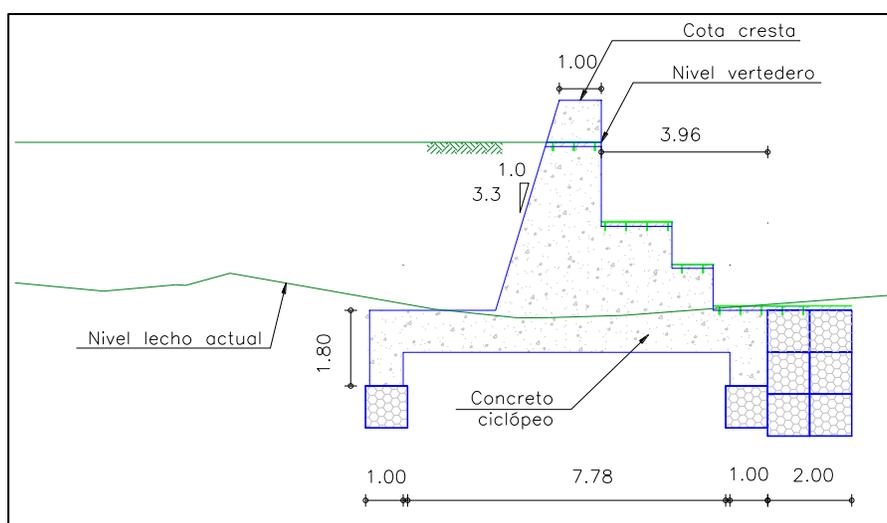
Existen diversos tipos de presa de acuerdo con el diseño que se requiera para cada sitio en particular. En general, se podrían dividir en dos tipos: las rígidas o presa de fábrica, es decir, las de concreto, y las de materiales granulares sueltos. Las dimensiones también varían en función de los requerimientos particulares de cada proyecto.



**FIGURA 5.1.** Tipos de presas. (<https://masqueingenieria.com/blog/tipos-de-presas-y-su-clasificacion/>, 2020).

Para el caso de estudio, las presas ya existen y corresponden a los azudes descritos en el capítulo 4.9. Los azudes tienen una geometría tipo como la que se muestra en la FIGURA 5.2. Son construidos en concreto ciclópeo; tiene cuatro metros de altura desde la base hasta el nivel del vertedero, el cual es rectangular, de pared gruesa y centrado en la sección transversal, en todos los casos es de 1,0m de altura y ancho variable en función de la condición particular de la sección transversal del terreno donde se localice, con valores de entre 16,0m y 30,0m.

En la cara de aguas abajo dispone de escalones para la disipación de la energía del flujo.



**FIGURA 5.2.** Corte típico longitudinal de un dique tipo azud. (Hidroconsulta S.A.S, 2012).

Para efectos de realizar una captación, es posible realizarla desde el vertedero, por medio de un canal de derivación por la margen izquierda. De manera similar a como fueron adosadas las escaleras para peces que tienen algunos azudes en el costado derecho, tal como se observa en la FIGURA 5.3:



**FIGURA 5.3.** Vista de uno de los azudes existente en el K18. Se observa en la margen derecha la escalera para peces. De manera similar se puede adosar un canal de derivación desde el vertedero, por la margen izquierda. (Hidroconsulta S.A.S, 2013).

En la figura FIGURA 5.4 se muestra la captación de una PCH realizada también por medio de un azud. El proyecto se ubica en España.



**FIGURA 5.4.** Captación lateral por medio de una estructura tipo Azud. Tomado del video ¿Qué es una pequeña central hidroeléctrica? Del canal Hidraliaenergía de Youtube.

## 5.2 Turbinas

Las turbinas son máquinas hidráulicas capaces de transformar la energía cinética del agua en energía mecánica. Es un elemento esencial de las centrales hidroeléctricas y muestra un rendimiento altísimo: se estima que las turbinas son capaces de convertir más del 90 % de la energía cinética del agua que captan en energía mecánica.}

### 5.2.1 Turbina tipo Pelton

De acuerdo con la información disponible en portal de Enel Green Power *“La turbina Pelton fue introducida en 1879 por el carpintero e inventor americano Lester Allan Pelton. Su principio de funcionamiento refleja el de la clásica noria con paletas de los antiguos molinos de agua, reelaborada para aumentar su eficiencia: el agua se transporta a la tubería forzada, que cuenta con una boquilla en el extremo, una obturación que aumenta la velocidad del agua. El chorro de agua que sale de la boquilla golpea las palas del rotor, que tienen forma de cuchara. La turbina Pelton se utiliza para grandes saltos (entre 300 y 1400 metros) y caudales de menos de 50 metros cúbicos por segundo, con el fin de obtener mayores velocidades”*.



**FIGURA 5.5.** Turbina tipo Pelton. (<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica>, 2020).

### 5.2.2 Turbina tipo Francis

*“La turbina Francis fue desarrollada en 1848 por el ingeniero angloamericano James B. Francis y es el tipo de turbina hidráulica más utilizado. Es una turbina de flujo centrípeto en la que el agua llega al rotor a través de un conducto en espiral; después, un rodillo en la parte fija dirige el caudal para invertir las palas del rotor. Se utiliza para saltos de altura media (de 10 a 300/400 metros) y caudales de agua de 2 a 100 metros cúbicos por segundo.”* (Portal Enel Green Power).



**FIGURA 5.6.** Turbina tipo Francis. (<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica>, 2020).

### 5.2.3 Turbina tipo Kaplan

*“La turbina Kaplan, que vio la luz en 1913 gracias al profesor austriaco Viktor Kaplan, sigue el principio de las hélices de un barco. La turbina Kaplan es una turbina de tipo axial en la que el caudal de agua hace que los álabes de la hélice giren hacia adentro y hacia afuera en dirección axial con respecto al eje de rotación de la hélice. Gracias a la posibilidad de ajustar el ángulo de incidencia de las palas, tiene la ventaja de proporcionar un excelente rendimiento con pequeños saltos, pero también con grandes variaciones en el caudal (desde 200 metros cúbicos por segundo para subir)”.* (Portal Enel Green Power).

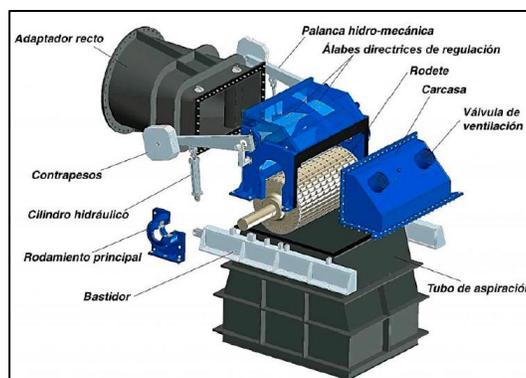


**FIGURA 5.7.** Turbina tipo Kaplan. (<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica>, 2020).

#### 5.2.4 Turbina tipo Michell-Baki

De acuerdo con el artículo Consideraciones de diseño de una turbina Michell-Banki (Romero, F. et al.) *“Las turbinas Michell-Banki, también conocidas como turbinas de flujo cruzado, son maquinas hidráulicas utilizadas para la producción y generación de energía en proyectos hidroeléctricos a pequeña escala. Fue creada en 1903 por el ingeniero australiano Anthony George Maldon Michell, quien se inspiró en la teoría usada por el creador de la rueda hidráulica (Jean-Victor Poncelet), para diseñar teórica y experimentalmente esta máquina.*

*Posteriormente el profesor húngaro Donat Banki realizó un trabajo extenso y profundo del funcionamiento de esta turbina producto del cual a través de varias publicaciones especificó que para obtener la máxima eficiencia de esta máquina, el ángulo de orientación del chorro con el cual entra en contacto con el álabe debe ser tan pequeño como sea posible, con esta suposición en mente, Banki determinó teóricamente ángulos de entrada y salida del rotor, curvatura del álabe y la forma como el fluido fluye a través de la turbina. La turbina fue perfeccionada mecánica e hidráulicamente y comercializada a escala industrial por la compañía alemana Ossberger, la cual desde 1933 posee una patente de aprovechamiento del diseño desarrollado, la cual se puede apreciar en la FIGURA 5.8”.*



**FIGURA 5.8.** Turbina tipo Michell-Banki. (<https://www.redalyc.org/journal/5537/553768365003/html/>).

### 5.3 Eficiencia

De acuerdo con lo relacionado en el capítulo 3.4 las turbinas más utilizadas para PCH en Colombia son las turbinas tipo Francis, esto se debe a que su mayor eficiencia corresponde a caudales medios, de 2 a 100 m<sup>3</sup>/s y alturas de 10 m a 300 m, como es el caso del proyecto en estudio.

De otra parte, las turbinas tipo Pelton trabajan mejor con elevadas alturas, mientras que la Kaplan tiene limitaciones para alturas de más de 50 m y la Banki tiene limitaciones para caudales de más de 10 m<sup>3</sup>/s. La Francis, como se muestra en la siguiente imagen tiene un mayor rango de operación en cuanto a caudales y cabeza, por lo cual se escoge para desarrollar el presente estudio.

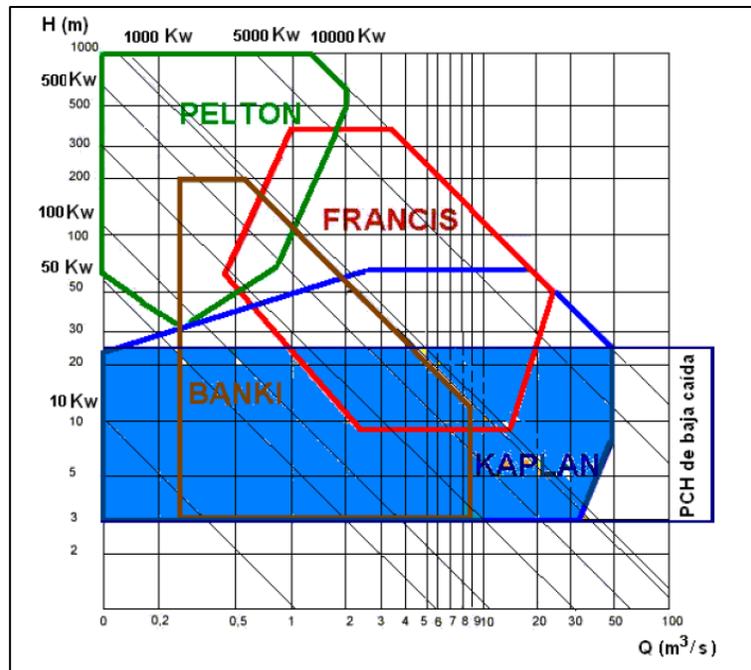


FIGURA 5.9. Eficiencia en turbinas hidráulicas. (Ortiz, 2011).

#### 5.4 Procedimiento de cálculo

La potencia hidroeléctrica (P) o potencia hidráulica depende del caudal y de la altura desde la cual cae el fluido. Se calcula como:

$$P = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \cdot e$$

Donde  $\rho$  es la densidad y depende del fluido utilizado,  $g$  es la aceleración debido a la fuerza de gravedad ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ),  $h$  la altura desde la que se toma el agua y la boca de la turbina,  $Q$  es el caudal o la relación de flujo volumétrico del fluido por unidad de tiempo y  $e$  es la eficiencia de la turbina

La eficiencia es inherente a la turbina y depende de Los parámetros energéticos y constructivos:

h: caída neta [m]

N: velocidad de rotación [rpm]

Q: caudal de diseño [m<sup>3</sup>/s]

D: diámetro nominal rodete [m]

Pm: potencia mecánica [kW]

N s: velocidad específica

e: eficiencia turbina

La potencia mecánica mide la energía disponible en el eje de la turbina, producto de la transformación de la energía hidráulica, y depende de la velocidad angular y del torque alcanzado por el impacto del agua. Se calcula como:

$$P_m = \omega \cdot \tau$$

Donde  $\omega$  es la velocidad angular y  $\tau$  es el torque.

### **Elemento generador de energía eléctrica**

La energía mecánica es transformada en energía eléctrica por medio de un dispositivo que toma la energía rotacional del eje de la turbina y genera un campo magnético rotatorio en su interior, lo que induce un voltaje en sus terminales y por lo tanto energía eléctrica. Esta energía, denominada potencia eléctrica ( $P_e$ ), se calcula de acuerdo con el voltaje inducido  $V$  y la corriente  $I$  que circula por el devanado:

$$P_e = V \cdot I$$

La eficiencia del generador se calcula como la relación entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica entregada por el generador:

$$N_e = \frac{P_e}{P_k}$$

La relación entre la potencia eléctrica y la potencia hidráulica es la eficiencia total del sistema, refleja el total de las pérdidas en el sistema y muestra la imposibilidad real de transformar toda la energía hidráulica en energía eléctrica. Esta eficiencia, en condiciones óptimas, puede estar entre un 75% y un 85%.

## **5.5 Otras consideraciones**

### **5.5.1 Vías de acceso**

Para el desarrollo de este tipo de proyectos es necesario disponer de adecuadas vías de acceso, por medio de las cuales se realiza el ingreso y salida de personal, maquinaria para labores de operación y mantenimiento e insumos.

El proyecto planteado cuenta con una vía de acceso principal muy importante, como lo es la vía Bogotá-Villavicencio; adicionalmente, existen carretables veredales que permiten llegar hasta los sitios en donde se proyectan las obras.

### **5.5.2 Instalaciones y edificaciones existentes.**

En el sector del proyecto, en la ladera inferior de la vía Bogotá-Villavicencio, margen izquierda del río Cáqueza, existen algunas casas pertenecientes a labriegos del sector; algunas de ellas están abandonadas. Lo ideal para el proyecto sería adquirir alguna de estas propiedades para instalar en esos sitios las estructuras necesarias para el sistema de generación.

## 6. ALTERNATIVAS Y ESCENARIOS

A partir de la información disponible, se han evaluado diferentes alternativas topográficas e hidráulicas con el fin de encontrar la mejor solución al problema planteado.

### 6.1 Alternativas topográficas

Con fundamento en la topografía del tramo de estudio y de acuerdo con los criterios descritos en el capítulo 5, se ubicaron cuatro alternativas de ubicación de captación, trazado de conducción y ubicación de tanque de carga y cuarto de máquinas.

En todos los casos se descontaron 5 m a la altura total disponible con el fin de tener en cuenta las adecuaciones del terreno para las construcciones. De otra parte, en todos los casos se ubicaron los cuartos de máquinas en zonas planas y lo suficientemente amplias.

#### 6.1.1 Alternativa topográfica 1.

La alternativa número uno realiza la captación en el dique azud 9, alrededor de la cota 1729.1 msnm, la conducción tiene una longitud de 973 m y termina en una cota de 1690 msnm, en ese mismo punto se ubica el tanque de carga. La casa de máquinas se ubicaría en la cota 1637.45 msnm, con lo cual se obtiene una cabeza total efectiva de 47.55 m. Con este valor y las eficiencias típicas de turbinas y generador y un caudal de 1.35 m<sup>3</sup>/s, se obtendría una potencia efectiva de **449 kW**.

**TABLA 6.1.** Datos alternativa 1. Fuente: Elaboración propia

ALTERNATIVA 1	
Cota de inicio conducción(msnm)	1729.11
Cota final (msnm)	1690
Distancia (m)	973
Pendiente media (%)	4.02
Cota casa de máquinas (msnm)	1637.45
Ht	52.55

Adecuaciones (5m)	5
Ht efectiva	47.55
Caudal turbinable (m <sup>3</sup> /s)	1.35
Peso unitario agua (kN/m <sup>3</sup> )	9.81
Eficiencia Turbina (%)	75
Eficiencia generador (%)	95
Potencia hidráulica efectiva (kW)	<b>449</b>

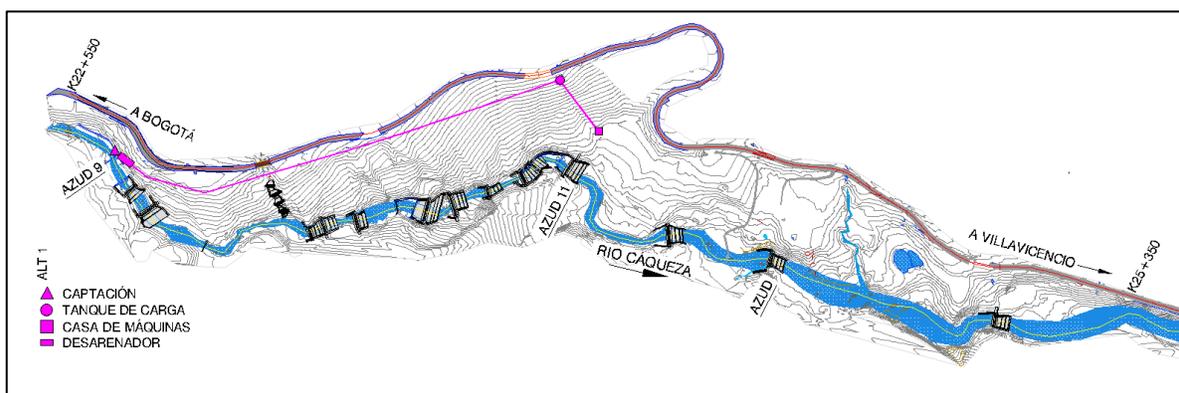


FIGURA 6.1. Alternativa 1. Fuente: Elaboración propia.

### 6.1.2 Alternativa topográfica 2.

La alternativa número dos realiza la captación en el mismo dique azud 9, alrededor de la cota 1729.1 msnm, la conducción tiene una longitud de 1296 m y termina en una cota de 1644.6 msnm, en ese mismo punto se ubica el tanque de carga. La casa de máquinas se ubicaría en la cota 1625.5 msnm, con lo cual se obtiene una cabeza total efectiva de 14.1 m. Con este valor y las eficiencias típicas de turbinas y generador y un caudal de 1.35 m<sup>3</sup>/s, se obtendría una potencia efectiva de **133 kW**.

TABLA 6.2. Datos alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

ALTERNATIVA 2	
Cota de inicio conducción(msnm)	1729.11
Cota final (msnm)	1644.6
Distancia (m)	1296
Pendiente media (%)	6.52
Cota casa de máquinas (msnm)	1625.5
Ht	19.1
Adecuaciones (5m)	5
Ht efectiva	14.1
Caudal turbinable (m <sup>3</sup> /s)	1.35
Peso unitario agua (kN/m <sup>3</sup> )	9.81
Eficiencia Turbina (%)	75
Eficiencia generador (%)	95
Potencia hidráulica efectiva (kW)	<b>133</b>

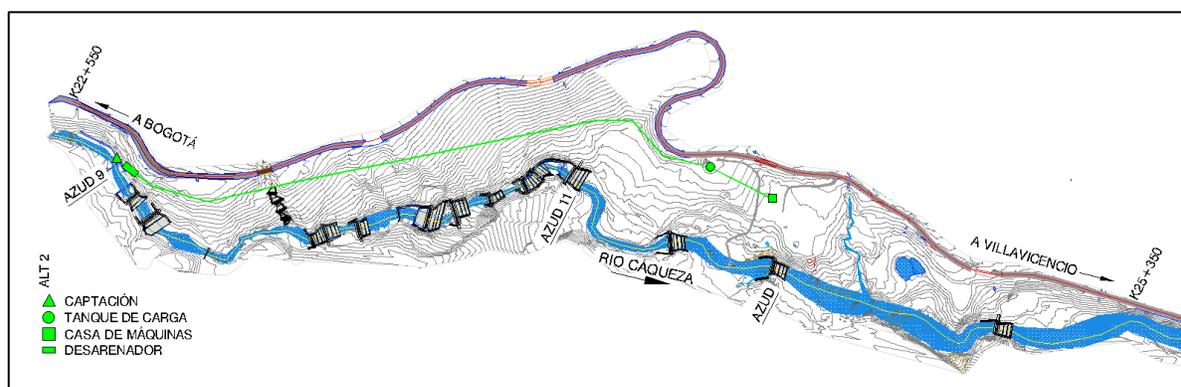


FIGURA 6.2. Alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.

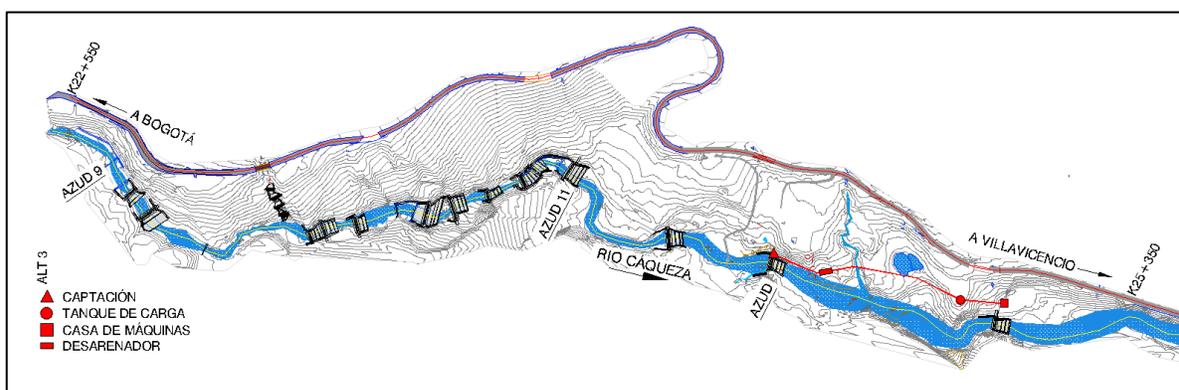
### 6.1.3 Alternativa topográfica 3.

La alternativa número tres realiza la captación en el dique azud 14B, alrededor de la cota 1600.7 msnm, la conducción tiene una longitud de 415 m y termina en una cota de 1597 msnm, en ese mismo punto se ubica el tanque de carga. La casa de máquinas se ubicaría en la cota 1573.5 msnm, con lo cual se obtiene una cabeza total efectiva de 18.5 m. Con

este valor y las eficiencias típicas de turbinas y generador y un caudal de 1.35 m<sup>3</sup>/s, se obtendría una potencia efectiva de **175 kW**.

**TABLA 6.3.** Datos alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

<b>ALTERNATIVA 3</b>	
Cota de inicio conducción(msnm)	1600.7
Cota final (msnm)	1597
Distancia (m)	415
Pendiente media (%)	0.89
Cota casa de máquinas (msnm)	1573.5
Ht	23.5
Adecuaciones (5m)	5
Ht efectiva	18.5
Caudal turbinable (m <sup>3</sup> /s)	1.35
Peso unitario agua (kN/m <sup>3</sup> )	9.81
Eficiencia Turbina (%)	75
Eficiencia generador (%)	95
Potencia hidráulica efectiva (kW)	<b>175</b>



**FIGURA 6.3.** Alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.1.4 Alternativa topográfica 4.

La alternativa número cuatro realiza la captación en el dique azud 12A, alrededor de la cota 1627.4 msnm, la conducción tiene una longitud de 935 m y termina en una cota de 1607.2 msnm, en ese mismo punto se ubica el tanque de carga. La casa de máquinas se ubicaría en la cota 1573.5 msnm, con lo cual se obtiene una cabeza total efectiva de 28.7 m. Con este valor y las eficiencias típicas de turbinas y generador y un caudal de 1.35 m<sup>3</sup>/s, se obtendría una potencia efectiva de **271 kW**.

**TABLA 6.4.** Datos alternativa 4. Fuente: Elaboración propia

<b>ALTERNATIVA 4</b>	
Cota de inicio conducción(msnm)	1627.4
Cota final (msnm)	1607.2
Distancia (m)	935
Pendiente media (%)	2.16
Cota casa de máquinas (msnm)	1573.5
Ht	33.7
Adecuaciones (5m)	5
Ht efectiva	28.7
Caudal turbinable (m <sup>3</sup> /s)	1.35
Peso unitario agua (kN/m <sup>3</sup> )	9.81
Eficiencia Turbina (%)	75
Eficiencia generador (%)	95
Potencia hidráulica efectiva (kW)	<b>271</b>

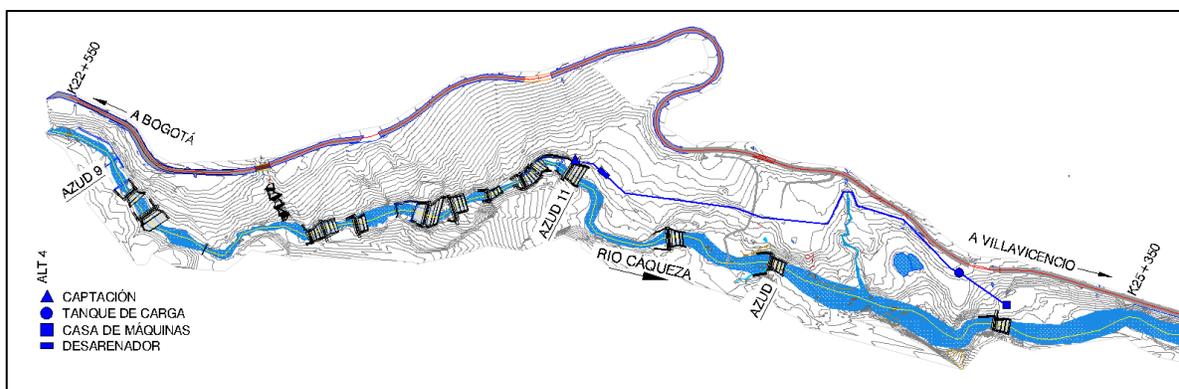


FIGURA 6.4. Alternativa 4. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta que para todas las alternativas se adoptaron los mismos criterios técnicos para su trazado; es decir, todas son técnicamente viables en cuanto a cotas, disponibilidad y estabilidad del terreno, se escoge la alternativa número 1 por ser la que mayor potencia eléctrica genera.

## 6.2 Alternativas hidráulicas

Las alternativas hidráulicas comprenden las diferentes posibilidades de dimensionamiento de las estructuras que componen el sistema: Captación, aducción, desarenador, conducción, tanque de carga y tuberías de carga; sin embargo, a nivel de prefactibilidad se considera que lo más representativo es la conducción, por lo que se analizará una conducción abierta por medio de un canal y una conducción cerrada por medio de tubería.

### 6.2.1 Alternativa conducción por medio de canal

Con el fin de dimensionar el canal, se modeló su comportamiento asumiendo flujo permanente uniforme; en consecuencia, se utilizó la ecuación de Manning la cual se expresa de la siguiente manera:

$$Q = \frac{A}{n} * Rh^{2/3} * S^{1/2}$$

Dónde: Q: caudal en m<sup>3</sup>/s.

A: área mojada en m<sup>2</sup>.

Rh: radio hidráulico en m.

S: pendiente de la línea de energía en m/m.

n: coeficiente de rugosidad Manning.

El canal se debe dividir en varios tramos en razón a que la pendiente del terreno entre el desarenador y el tanque de carga no es uniforme; sin embargo, a manera de dimensionamiento se ejemplificará un primer tramo que es de 123 m de longitud.

De acuerdo con la topografía se tienen los siguientes datos iniciales:

*longitud = 123 m*

*Cota batea inicial (msnm) = 1741.435*

*Cota batea final (msnm) = 1739.000*

*Pendiente S = 0.0198 m/m*

Teniendo en cuenta las características del canal rectangular y el caudal, se realizó la evaluación hidráulica. Se tiene una altura de 0.70 m y una base de 0.70 m. Los canales son diseñados en concreto por lo que se toma un Manning de  $n=0.013$ . Inicialmente, se tiene en cuenta que las funciones a describir están en función de la lámina de agua y calculada en metros.

A partir de la ecuación de Manning se estima la lámina de agua:

$$y = 0.51 \text{ m}$$

Con dicha altura de lámina de agua se obtienen las siguientes relaciones hidráulicas:

*Área hidráulica o Área mojada*

$$A = b * y$$

$$A = 0.36 \text{ m}^2$$

*Perímetro mojado*

$$P = b + 2y$$

$$P = 1.72 \text{ m}$$

*Radio hidráulico*

$$Rh = \frac{A}{P}$$

$$Rh = 0.207 \text{ m}$$

La profundidad del flujo o lámina de agua no rebasa la altura máxima del canal (0.7 m).

Con los valores anteriores se determina el borde libre en el canal y velocidad:

$$\text{Borde libre (m)} = 0.7 \text{ m} - 0.51 \text{ m} = 0.19 \text{ m}$$

$$\text{Velocidad (m/s)} = Q/A = 3.8 \text{ m/s}$$

La velocidad media no favorece procesos de sedimentación y está dentro del rango de velocidades aceptables para el concreto.

De acuerdo con el dimensionamiento anterior, realizado con una pendiente cercana al 2% y teniendo en cuenta que la pendiente general del tramo es mayor al 4%, se considera que una sección de canal de 0.7 m x 0.7 m es suficiente para la conducción.

### **6.2.2 Alternativa conducción por medio de tubería**

Para el dimensionamiento en tuberías se utilizó nuevamente la ecuación de Manning

$$Q = \frac{A}{n} * Rh^{2/3} * S^{1/2}$$

Dónde: Q: caudal en m<sup>3</sup>/s.

A: área mojada en m<sup>2</sup>.

Rh: radio hidráulico en m.

S: pendiente de la línea de energía en m/m.

n: coeficiente de rugosidad Manning.

En este caso se debe partir de diámetros comerciales de tubería. Para el caudal de diseño se evaluaron tuberías en concreto de 0.7 m y 0.8m con la misma pendiente utilizada para la evaluación del canal. Se encontró que la tubería de 0.7m no cumple con la capacidad (1.19 m<sup>3</sup>/s); en cambio la tubería de 0.8 m si resulta adecuada ya que con la pendiente de 0.0198 m/m da una capacidad de 1.95 m<sup>3</sup>/s.

En razón a la facilidad constructiva y de mantenimiento se considera más favorable, en principio, la utilización de una sección rectangular; sin embargo, debe ser resultado de la ingeniería de detalle la selección y dimensionamiento definitivo de este tipo de elementos.

### **6.3 Escenarios de consumo**

Con las tecnologías actuales disponibles en el país las baterías de los vehículos eléctricos tienen una capacidad de 24 kW/h, pero podrían llegar a ser a corto plazo de 70 kW/h. Con estas capacidades de carga se podrían atender entre 6 y 19 vehículos por hora, con base en los 449 kW producidos por la PCH.

Si la energía se utiliza para uso residencial, adoptando un consumo por hogar de 226 kilovatios mensuales, según el artículo "Así se gasta la energía en casa" del periódico El Tiempo, del 22 de octubre de 2001, la PCH podría cubrir las necesidades de 1012 hogares.

Para determinar la capacidad de atención del consumo se adoptó que la PCH trabaja en promedio 20 horas al día.

## **7. DISEÑO CONCEPTUAL**

Como parte del estudio de prefactibilidad se presenta a continuación una descripción conceptual de las obras principales que componen el proyecto.

### **7.1 Descripción de las obras**

El diseño conceptual, de acuerdo con la alternativa escogida contempla la captación en el dique existente denominado Azud 9, el cual se ubica frente a la abscisa K22+700 de la vía Bogotá-Villavicencio. A partir de allí se ubica la aducción, el desarenador, la conducción, el tanque de carga, las tuberías de carga, la casa de máquinas y el canal de retorno; adicionalmente, a partir de la casa de máquinas se desarrollará la red de media tensión hasta el transformador y las estaciones de recarga para vehículos eléctricos, las cuales se deben ubicar en una estación de servicio al borde de la vía.

En la FIGURA 7.1 se muestra el dique azud 9 existente. La foto está tomada desde la margen izquierda por lo que en primer plano se observa la margen derecha. El costado izquierdo también dispone de un pequeño sobre ancho o valle de baja pendiente, en el cual se pueden ubicar las obras de captación y el desarenador, tal como se indicó en la topografía.

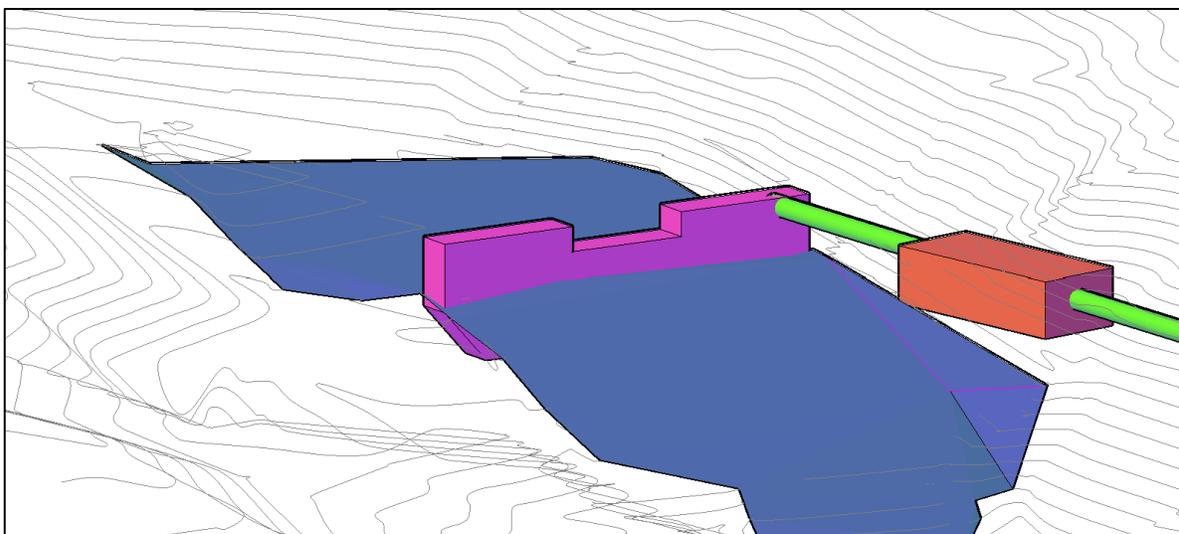
Se anota que la estructura propuesta quedaría ubicada dos kilómetros aguas abajo de la captación del acueducto del municipio de Cáqueza, la cual se ubica frente al kilómetro 20, sobre la margen derecha. Dicha captación es la única concesión de agua autorizada en el tramo de estudio, por lo que el proyecto no generaría interferencias con otros usuarios del caudal del río Cáqueza en dicho tramo.



**FIGURA 7.1.** Azud 9. Fuente: Hidroconsulta, 2019.

En la FIGURA 7.2 se muestra un esquema de lo que serían las obras a implementar cerca del azud. La captación se realizaría de manera lateral, aguas arriba del dique, teniendo en cuenta que los niveles están regulados por la cota de cresta del vertedero. La captación debe contar a su vez con una caja de recolección y un vertedero de excesos. Desde la captación saldría un pequeño tramo de tubería o canal que conectaría con el desarenador, el cual se ubicaría a pocos metros de la captación y el azud.

El desarenador tiene la función de retener y depositar los materiales granulares de mayor tamaño que arrastra el caudal líquido, por lo que debe contar con una compuerta de lavado inferior, para limpieza y mantenimiento.



**FIGURA 7.2.** Esquema de captación y desarenador. Fuente: Elaboración propia

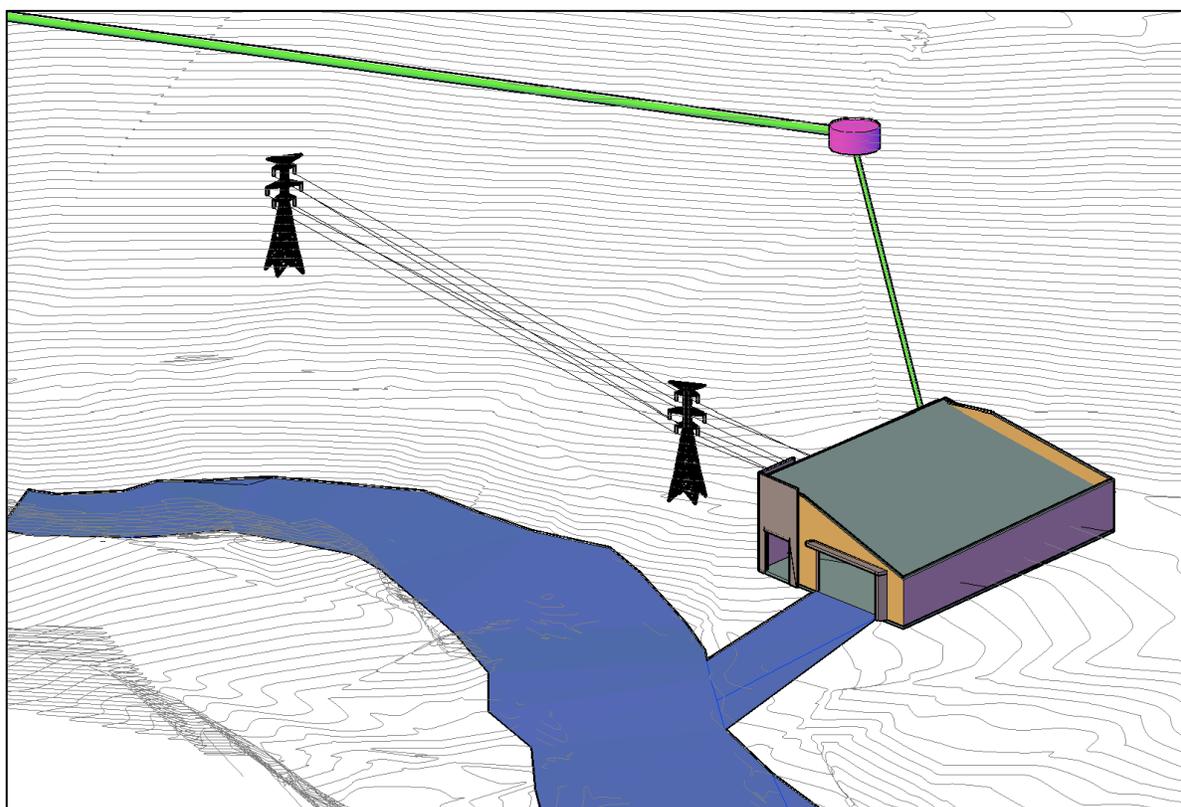
Posteriormente, del desarenador sale la línea de conducción, la cual tiene una longitud aproximada de 973 m, empezando alrededor de la cota 1729 msnm y terminando en la cota 1690 msnm. La pendiente promedio de esta conducción es del orden del 4%.

Al finalizar la línea de conducción se encuentra el tanque de carga el cual tiene la función de presurizar las tuberías que van hacia la casa de máquinas. El tanque de carga se ubica cerca de la vía, en la zona superior de la margen izquierda del cauce, a una cota aproximada de 1690 msnm. Desde allí salen las tuberías de carga hasta la casa de máquinas, la cual se ubica a una cota de 1637.5 msnm, con lo cual se obtiene una altura inicial de 52.5 m y una altura efectiva estimada de 47 m.

En la casa de máquinas se ubicarán las turbinas, los generadores, transformadores y tableros de control, así como el área administrativa y de operación. Por último, el caudal turbinado debe ser entregado de manera controlada al río, con el fin de no producir procesos de erosión y/o socavación lateral o de fondo.

La red de distribución se adecuará en función del punto que se escoja sobre la vía para construir la estación de servicio con las electrolineras, o para distribución a la comunidad rural o urbana del municipio de Cáqueza, en caso de que así se decida.

En la FIGURA 7.3 se muestra un esquema de la distribución de los componentes principales cercanos a la casa de máquinas.



**FIGURA 7.3.** Esquema del tanque de carga, tuberías de carga, casa de máquinas, retorno al río y red de distribución. Fuente: Elaboración propia

Con el fin de obtener una mejor ilustración de la solución propuesta, se presentan a continuación dos imágenes extraídas de un video del canal de Youtube de HMV Ingenieros. En estas se muestran la zona de captación y casa de máquinas de una PCH existente y que está en operación, denominada Central Hidroeléctrica La Cascada, la cual cuenta con una capacidad instalada de 2.3 MW.

En la FIGURA 7.4 se observa una corriente de montaña con un dique tipo azud en donde se realiza la captación en la margen izquierda; posteriormente se observa la conducción con unas ventanas de rebose, los desarenadores y la salida hacia la tubería de carga que va hacia la casa de máquinas. En la FIGURA 7.5 se aprecia la casa de máquinas en la cual se

alojan las turbinas y los equipos electrógenos, así como la conexión a la red eléctrica de distribución.



**FIGURA 7.4.** Zona de captación de la PCH La cascada. Fuente: Canal de Youtube de HMV Ingenieros. <https://www.youtube.com/watch?v=T7Ak0xa1BBo>.



**FIGURA 7.5.** Casa de máquinas de la PCH La cascada. Fuente: Canal de Youtube de HMV Ingenieros. <https://www.youtube.com/watch?v=T7Ak0xa1BBo>.

## 7.2 Presupuesto estimado

En razón a que se trata de un estudio de prefactibilidad en el que se pueden dimensionar algunos componentes, pero se desconocen las condiciones reales de adecuación del terreno, movimiento de tierras, cimentación, diseño estructural y arquitectónico, entre otros, se realizará la estimación de un presupuesto de inversión por medio de información secundaria, relacionada con la construcción de otros proyectos en Colombia que ya se encuentran en operación.

El libro de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Ramiro Ortiz Florez (Ortiz, 2011) presenta un cuadro (TABLA 7.1) en el que se relacionan los costos de construcción de Pequeñas centrales Hidroeléctricas en función de su capacidad instalada; esto, con base en los datos de 7 PCHs construidas y actualmente en funcionamiento en Colombia.

**TABLA 7.1.** Costos de construcción de PCHs realizados en Zonas No Interconectadas. Fuente: Ortiz, 2011.

Proyecto PCH	Costos en miles		Características		
	USD	USD /kW	Potencia (kW)	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Caída (m)
Taraira	225	7,5	30		
La Chorrera	205,7	11756	2*87.5	2,2	12
Pizarro	3900	5,9	3*220	17	4,9
Jurado	8000	8,0	1*500, 2*250	5,4	23,6
San Pedro	22150	1,38	2*8000	24	80
Guapi (propuesta)	25000	1,22	3*6000	23,7	91,1
Mitú	26397	14,6	1800	71	2,7

De acuerdo con lo anterior, y teniendo en cuenta que la PCH del río Cáqueza tendría un caudal de 1.35 m<sup>3</sup>/s y una caída de 50 m, podría estar en un rango similar al de las PCHs de Pizarro y Juradó; es decir, entre 4 y 8 millones de dólares, o lo que, a pesos de diciembre de 2022, con un dólar cercano a los 5 mil pesos colombianos, podría ser entre 20 mil millones y 40 mil millones de pesos colombianos.

Las alternativas 2 y 3, disponen del mismo caudal, pero sus caídas son de 14.1 y 18.5 m, respectivamente, por lo que su costo estaría más cercano a los 10 mil millones de pesos colombianos; de otra parte, la alternativa 4, con una caída de 28.7, tendría un valor un poco más cercano a la alternativa 1.

### **7.3 Beneficios esperados**

La materialización del proyecto presenta solución a una necesidad insatisfecha como lo es la falta de una estación de recarga para vehículos eléctricos en uno de los principales corredores vales del país. La retribución económica estaría dada por la venta de energía en cada una de las recargas que realice la estación. También se generarían beneficios indirectos como lo son la mejora de la infraestructura local y de servicios en la estación de recarga: (montallantas, tiendas, baños, cafetería, zona de descanso), lo cual conllevaría a una mejora del comercio local, generación de empleos, reducción de éxodo rural, entre otros.

El proyecto en sí y su propietario también serían favorecidos ya que de acuerdo con la ley 1715 de 2014 podría acceder a beneficios como:

- Deducción especial del impuesto sobre la renta
- Depreciación acelerada
- Exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios
- Exclusión del gravamen arancelario

### **7.4 Requerimientos ambientales y sociales**

Los requerimientos ambientales y sociales deberán verificarse con las autoridades competentes en el momento de decidir la construcción del proyecto. Se prevé que desde el componente ambiental se requiera tramitar un permiso de ocupación de cauce, con el fin de construir, las obras de captación. En el componente social se deberán realizar las socializaciones necesarias con la comunidad y la atención de dudas y requerimientos respecto al proyecto.

## **8. ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Como resultado del estudio realizado y de la información analizada se concluye y recomienda lo siguiente.

El suministro de energía eléctrica en Colombia tiene una oferta limitada, la cual, inclusive podría ser insuficiente a corto plazo, en especial si no se logra que entre en total funcionamiento la hidroeléctrica de Ituango.

Las normas que regulan la generación eléctrica en el país y las políticas gubernamentales de los últimos años incentivan el estudio, desarrollo y puesta en marcha de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, ya que el territorio nacional dispone de muchas cuencas con el potencial para implementarlas, además de que son más amigables con el medio ambiente que otro tipo de energías, tienen un costo de producción relativamente bajo y permiten cumplir con la demanda en zonas en donde el cubrimiento del Sistema Interconectado Nacional no es suficiente.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas son soluciones favorables en razón a que no inundan terrenos adyacentes, no cambian los regímenes de transporte de sedimentos, no alteran significativamente el comportamiento de la fauna de la zona y suelen tener una relación muy favorable entre su costo de inversión y el costo de producción de energía.

La utilización de vehículos eléctricos es una tendencia mundial. En Colombia, su adopción se ha visto limitada, en parte, por la poca infraestructura disponible, como es el caso de las estaciones de recarga, denominadas electrolineras.

El río Cáqueza en el tramo de estudio, entre el K22+550 y el K25+550 de la vía Bogotá-Villavicencio, dispone de los caudales y de la topografía adecuados para la implementación de una PCH. Adicionalmente, la existencia de estructuras transversales tipo azud facilitaría significativamente la implementación de tales soluciones, en razón a que se reducirían las intervenciones sobre el cauce, con lo que se reducen a su vez los trámites ambientales.

El caudal que se devuelve al río después de la generación está en mejores condiciones que las iniciales; esto en razón a que el proceso de turbinado aporta oxigenación.

La solución planteada podría producir una potencia efectiva de 449 kilovatios, con lo que se podrían producir a su vez 269 Megavatios al mes, con una operación en promedio de 20 horas diarias de la PCH. Con esta producción Se podrían atender 1000 viviendas o un promedio de entre 6 y 19 vehículos eléctricos por hora, por medio de estaciones de recarga o electrolinerías.

Para la estimación de la potencia efectiva no se tuvo en cuenta las pérdidas por fricción y por accesorios en las tuberías y componentes del sistema hidráulico, ni las pérdidas normales por la eficiencia de las redes de transformación y conducción eléctrica; sin embargo, se adoptaron valores conservadores en cuanto a cotas y caudal turbinado, por lo que un estudio de factibilidad y/o de detalle arrojarán valores de potencia similares o, muy seguramente, mayores.

Se recomienda llevar a cabo la siguiente etapa del estudio para lo cual socializar la propuesta con la comunidad y las autoridades competentes y realizar la ingeniería básica y de detalle requerida para ejecutar el proyecto.

En la siguiente etapa se debe tener en cuenta el análisis de sedimentos en razón a que, por ser un río de montaña en régimen torrencial, el río Cáqueza puede arrastrar un caudal sólido considerable, en especial durante la ocurrencia de crecientes de mediana o alta magnitud.

Se recomienda analizar la combinación de dos o más de las alternativas propuestas con el fin de verificar la posibilidad de aumentar la capacidad de producción de potencia del sistema, por medio de la captación de un mayor caudal en varias etapas.

## 9. LISTA DE REFERENCIAS

López, A. (03 de abril de 2022). Desde 2025, Colombia tendría déficit en oferta de energía. Diario Portafolio. <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/desde-2025-pais-tendria-deficit-en-oferta-de-energia-563657>.

Revista Semana. (19 de mayo de 2022). A partir de 2025 hará falta energía para atender el consumo de los colombianos.

<https://www.semana.com/economia/macroeconomia/articulo/andeg-advierte-sobre-faltante-de-energia-para-cubrir-el-consumo-de-colombia-a-partir-de-2025/202241/>

UPME. (2022) Proyecciones de demanda de Energéticos. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe\\_proyeccion\\_demanda\\_energeticos.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf).

Baraya, A. (30 de abril de 2018). Lo que necesita Colombia para masificar el uso de carros eléctricos. Diario Portafolio. Disponible en <https://www.portafolio.co/negocios/lo-que-necesita-colombia-para-masificar-los-vehiculos-electricos-516679>.

Electromaps. Puntos de carga en Colombia. <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/colombia>. (s/f). Recuperado el 24 de agosto de 2022.

Hidroconsulta LTDA. (2007) Informe Final V1.0. Estudios y diseño hidráulico en río Cáqueza en el sector de Puente Real (K18+000-K25+700) de la carretera Bogotá-Villavicencio. Coviandes. Bogotá.

Hidroconsulta SAS (2012) Informe Final V1.1. Estudios y diseños hidráulicos y geotécnicos en el tramo comprendido entre el K22+400 y el K25+500 de la carretera Bogotá-Villavicencio. Coviandes. Bogotá.

Torres, E. (2012). Investigación en pequeñas centrales en Colombia. Universidad Libre.

Sierra et al. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. Universidad Nacional de Colombia.

UPME-Universidad Javeriana. (2015). Atlas de potencial Hidroenergético.

Trujillo, A. (2017). Diseño de una Picocentral hidroeléctrica en la localidad de Usme, Bogotá. Universidad católica de Colombia.

Mora, D y Hurtado J. (2004.) Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos. Universidad Javeriana.

Criollo, X y Quezada, C. (2011) Diseño de una minicentral de energía Hidroeléctrica en la planta de tratamiento de aguas residuales de la ciudad de Cuenca. Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador.

Morales, C y Saavedra F. (2017) Diseño de una pequeña central hidroeléctrica para el municipio de Pisba, Boyacá. UPTC.

León, W. (2022) Diseño de una PCH para la generación de energía eléctrica aprovechando el sistema de abastecimiento de agua a Riohacha distrito turístico y cultural. Universidad Antonio Nariño.

Grupo de investigación XUE y Semillero de investigación Barión. (2020). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Ley 143 del 11 de julio de 1994. Ministerio de Minas y Energía.

Decreto 1258 del 7 de junio de 2013. Presidencia de la república.

Ley 1715 del 13 de mayo de 2014. Congreso de Colombia.

Decreto 0570 del 23 de marzo de 2018. Presidencia de la república.

UPME (2015). Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029. [https://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Planes-expansion/Plan-Expansion-2015-2029/Plan\\_GT\\_2015-2029\\_VF\\_22-12-2015.pdf](https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Planes-expansion/Plan-Expansion-2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf)

UPME (2015). Plan energético Nacional 2050. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Plan\\_Energético\\_Nacional\\_2020\\_2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energético_Nacional_2020_2050.pdf)

UPME (2018). Plan Nacional de Electrificación rural PNER 2018-2031.

Ortiz, R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Ediciones de la U

Clavijo, S. (01 de octubre de 2018). Desafíos del mercado Energético de Colombia. Diario la República. Disponible en <https://www.larepublica.co/analisis/sergio-clavijo-500041/desafios-del-mercado-energetico-de-colombia-2776774>

Las2Orillas. (8 de septiembre de 2018). Las pequeñas centrales hidroeléctricas de Antioquia, un referente nacional. <https://www.las2orillas.co/las-pequenas-centrales-hidroelectricas-de-antioquia-un-referente-nacional/>

Diario Portafolio. (04 de julio de 2019). Colombia lidera el mercado de vehículos eléctricos particulares. <https://www.portafolio.co/economia/colombia-lidera-el-mercado-de-vehiculos-electricos-en-la-region-531242>

Restrepo, O. (17 de noviembre de 2019) Portal web El carro colombiano. Sin límite alguno, carros eléctricos tendrán arancel del 0% en Colombia. <https://www.elcarrocolombiano.com/industria/sin-limite-alguno-carros-electricos-tendran-arancel-del-0-en-colombia/>

Revista Motor. (06 de septiembre de 2022). Carros eléctricos: la oferta cero emisiones en Colombia. <https://www.motor.com.co/revista/Carros-electricos-la-oferta-cero-emisiones-en-Colombia-20220906-0008.html>

López, A. (30 de junio de 2021). Nación alista 70 pequeñas centrales hidroeléctricas. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/nacion-alista-70-pequenas-centrales-hidroelectricas-553547>

Rodríguez, C., Leyton, N. y Duarte, S. (2017). Obras hidráulicas en el río Cáqueza para la estabilización de los taludes de la carretera Bogotá-Villavicencio. VIII Simposio Regional sobre Hidráulica de Ríos.

Hidroconsulta SAS (2022) Informe Final V1.1. Estudios y diseños de detalle para las obras de mitigación para la atención de la emergencia en el sitio K20+700 de la UF0 del corredor vial Bogotá – Villavicencio. Coviandina. Bogotá.

Resolución 865 del 2004 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial

Hidroconsulta Ltda.-IGL. (2004a). Estudio hidrológico, hidráulico y geotécnico del Río Cáqueza entre el K18+000 y el K25+700 de la carretera Bogotá–Villavicencio. Informe Final. Volumen I. Información Básica. Bogotá, D. C.

Hidroconsulta Ltda.-IGL. (2004B). Estudio hidrológico, hidráulico y geotécnico del río Cáqueza entre el K18+000 y el K25+700 de la carretera Bogotá–Villavicencio. Informe Final. Volumen II. Obras Correctivas. Bogotá, D. C.

Portal ENEL Green Power. Turbina hidroeléctrica. <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica>

Romero, F., et al. (2020) Consideraciones de diseño de una turbina Michell-Banki. Universidad Industrial de Santander.

Diario El tiempo (22 de octubre de 2001). Así se gasta la energía en casa. <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM666980#:~:text=Estos%20son%20algunos%20de%20los,consume%2024%20kilovatios%20al%20mes.>

Amador, Ángel. (16 de febrero de 2016). Blog Más que Ingeniería. Principales tipos de presas y su clasificación. Disponible en: <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-de-presas-y-su-clasificacion>