

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Ciencias e Ingenierías

**Diseño de una Hidroeléctrica en el Río Cinto, Valle de Lloa,
Quito.**

Julián Nicolás Monge Zambrano

Ingeniería Civil

Trabajo de fin de carrera presentado como requisito
para la obtención del título de
ingeniero civil

Quito, 20 de diciembre de 2021

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Ciencias e Ingenierías

HOJA DE CALIFICACIÓN DE TRABAJO DE FIN DE CARRERA

Diseño de una hidroeléctrica en el Río Cinto, Valle de Lloa, Quito.

Julián Nicolás Monge Zambrano

Nombre del profesor, Título académico Sixto Andrés Durán-Ballén Ochoa, PhD

Quito, 20 de diciembre de 2021

© DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Educación Superior del Ecuador.

Nombres y apellidos: Julián Nicolás Monge Zambrano

Código: 00201356

Cédula de identidad: 0604576025

Lugar y fecha: Quito, 20 de diciembre de 2021

ACLARACIÓN PARA PUBLICACIÓN

Nota: El presente trabajo, en su totalidad o cualquiera de sus partes, no debe ser considerado como una publicación, incluso a pesar de estar disponible sin restricciones a través de un repositorio institucional. Esta declaración se alinea con las prácticas y recomendaciones presentadas por el Committee on Publication Ethics COPE descritas por Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around theses publishing, disponible en <http://bit.ly/COPETHeses>.

UNPUBLISHED DOCUMENT

Note: The following capstone project is available through Universidad San Francisco de Quito USFQ institutional repository. Nonetheless, this project – in whole or in part – should not be considered a publication. This statement follows the recommendations presented by the Committee on Publication Ethics COPE described by Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around theses publishing available on <http://bit.ly/COPETHeses>.

RESUMEN

El Río Cinto, ubicado dentro del Valle de Lloa presenta la oportunidad para un caso de estudio en el diseño de una pequeña hidroeléctrica de aproximadamente 1.0 MW. Para llevar a cabo el diseño de la hidroeléctrica se realizó un estudio hidrológico para determinar la disponibilidad hídrica del sector caracterizando la precipitación y cuantificando el caudal aprovechable. Se realizó una evaluación topográfica para determinar la ubicación de la bocatoma en la fuente hídrica donde el caudal requerido pueda ser captado. Se diseñó el sistema de producción eléctrica teniendo en cuenta la captación, conducción, cuarto de máquinas y descarga.

Finalmente se realizó un análisis costo/beneficio para determinar la implementación y sostenibilidad del proyecto considerando una estimación de costos global con su respectivo período de retorno.

Palabras clave: caudal, escorrentía, cuenca hidrográfica, afluente, precipitación, intensidad, energía potencial, turbina.

ABSTRACT

The Cinto River, located within the Lloa Valley, presents the opportunity for a case study of the design of a small hydroelectric plant of approximately 1.0 MW. To carry out the design of the hydroelectric plant, a hydrological study was accomplished to determine the water availability of the sector, characterizing the precipitation and determining the usable flow. A topographic evaluation was carried out to determine the location of the intake in the water source from where the required flow can be captured. The electrical production system was designed considering the intake, conduction, machine room and discharge.

Finally, a cost-benefit analysis was carried out to determine the implementation and sustainability of the project considering a global cost estimate with its respective return period.

Key words: runoff, flow, watershed, tributary, precipitation, intensity, potential energy, turbine.

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	11
Capítulo I: Introducción	11
1.1 Antecedentes y justificación.....	11
1.2 Diagnóstico	11
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo general	12
1.3.2 Objetivos específicos.....	12
1.4 Metodología.....	13
1.4.1 Estudio hidrológico.....	13
1.4.2 Diseño del sistema hidroeléctrico	13
1.4.3 Estimación de costos.....	14
Desarrollo del Tema.....	15
Capítulo II: Zona de estudio	15
2.1 Información del valle de Lloa.....	15
2.2 Información del rio Cinto.....	17
2.3 Topografía de la zona	18
Capítulo III: Estudio Hidrológico de la zona	20
3.1 Cuenca hidrográfica.....	20
3.2 Cantidad de precipitación de la zona.....	27
3.3 Caudal aprovechable de la cuenca hidrográfica	31
Capítulo IV: Diseño de las obras hidráulica	35
4.1 Ubicación de la obra de captación	35
4.2 Diseño de la obra de captación	36
4.3 Diseño de la obra de conducción	38
4.4 Ubicación del cuarto de máquinas	41
4.5 Diseño de las turbinas para la central hidroeléctrica	43
4.5.1 Turbina Francis	43
4.5.2 Turbina Kaplan	44
4.5.3 Turbina Pelton	45
4.5.4 Turbina Turgo	45
4.5.5 Potencia de la turbina.....	46
Capítulo V: Estimación de Costos	51
5.1 Presupuesto de la obra de captación	51
5.2 Presupuesto de la obra de conducción	51
5.3 Presupuesto del cuarto de máquinas.....	52
5.4 Estimación total de construcción.....	54
Capítulo VI: Análisis y evaluación económica	55
6.1 Período de retorno de inversión	55
Conclusiones.....	58
Referencias bibliográficas.....	63
Anexo A: Datos históricos precipitación mensual estacion P29-Palmira.....	65
Anexo b: Datos históricos precipitación mensual estacion M139-GUALACEO	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coeficientes de escorrentía	26
Tabla 2. Coeficiente de escorrentía promedio Cuenca 1	27
Tabla 3. Coeficiente de escorrentía promedio Cuenca 2	27
Tabla 4. Precipitaciones históricas mensuales estación P29.....	28
Tabla 5. Precipitaciones históricas mensuales estación M139	29
Tabla 6. Estimación de precipitación mensual.	30
Tabla 7. Intensidades de precipitación mensuales	32
Tabla 8. Escorrentías Cuenca Hidrográfica 1	32
Tabla 9. Escorrentías Cuenca Hidrográfica 2	33
Tabla 10. Diseño del canal de conducción.....	41
Tabla 11. Potencia teórica mensual cuencas hidrográficas.....	47
Tabla 12. Presupuesto obra de captación	51
Tabla 13. Presupuesto obra de conducción.....	52
Tabla 14. Presupuesto final del proyecto	54
Tabla 15. Inversión total del proyecto en 25 años.	55
Tabla 16. Estimación costo unitario de kW.hr.....	55
Tabla 17. Flujo de caja.....	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Ubicación Valle de Lloa	15
Ilustración 2. Esquema del rio Cinto.....	18
Ilustración 3. Topografía Valle de Lloa.....	19
Ilustración 4. Mapa de uso y cobertura vegetal	21
Ilustración 5. Cuenca Hidrográfica 1	22
Ilustración 6. Subcuencas Cuenca Hidrográfica 1	23
Ilustración 7. Cuenca Hidrográfica 2	24
Ilustración 8. Subcuencas Cuenca Hidrográfica 2	25
Ilustración 9. Isoyetas del Valle de Lloa.....	28
Ilustración 10. Esquema ubicación de la bocatoma, cuenca hidrográfica 1.	35
Ilustración 11. Esquema ubicación de la bocatoma, cuenca hidrográfica 2	36
Ilustración 12. Dimensiones finales vertedero.....	37
Ilustración 13. Ejemplo general canal circular	38
Ilustración 14. Velocidad de flujo vs profundidad de un canal circular	40
Ilustración 15. Dimensiones finales canal de conducción	41
Ilustración 16. Esquema ubicación del cuarto de máquinas, cuenca hidrográfica 1.....	42
Ilustración 17. Esquema ubicación del cuarto de máquinas, cuenca hidrográfica 2.....	43
Ilustración 18. Turbina Francis	44
Ilustración 19. Turbina Kaplan	44
Ilustración 20. Turbina Pelton.....	45
Ilustración 21. Turbina Turgo.	46
Ilustración 22. Carta de aplicación de turbinas hidroeléctricas	48
Ilustración 23. Curva de rendimiento de una turbina Turgo	50
Ilustración 24. Líneas de transmisión y conducción, zonas de servicio y costos	52
Ilustración 25. Rango de costos de hidroelectricidad: Resumen de los principales parámetros de costos de 10 proyectos, IPCC	53
Ilustración 26. Costos futuros de hidroelectricidad: Resumen de los principales parámetros de 5 proyectos, IPCC	53
Gráfico 1. Precipitación histórica mensual estación P29.....	29
Gráfico 2. Precipitación histórica mensual estación M139	30
Gráfico 3. Estimación de precipitación histórica	31
Gráfico 4. Escorrentías directas cuenca hidrográfica 1	33
Gráfico 5. Escorrentías directas cuenca hidrográfica 2.	34
Gráfico 6. Comparación escorrentías entre cuencas	34
Gráfico 7. Flujo de caja.....	57
Ecuación 1. Método racional	31
Ecuación 2. Longitud de un vertedero	36
Ecuación 3. Ecuación de Manning.....	38
Ecuación 4. Área de un canal circular en función del ángulo.....	39

Ecuación 5. Perímetro mojado de un canal circular en función del ángulo.....	39
Ecuación 6. Radio hidráulico.....	39
Ecuación 7. Potencia hidráulica.....	46

INTRODUCCIÓN

Capítulo I: Introducción

1.1 Antecedentes y justificación

El valle de Lloa es un lugar privilegiado por su ubicación debido a la cantidad de recursos hídricos que posee a sus alrededores ya que se encuentra a las faldas del volcán Guagua Pichincha. Por esta misma razón, en el valle de Lloa se encuentra un sistema de captación utilizado mayoritariamente para el abastecimiento de agua potable del distrito metropolitano de Quito utilizando el caudal del río Cinto. Este sistema capta el agua de los drenajes que se inician en los flancos del volcán y en los manantiales o reservorios alojados entre depósitos volcánicos del lugar. Empatando después este sistema de Lloa con el sistema de Atacazo y con el sistema Pichincha que se dirige hacia la planta de tratamiento de El Placer, ubicada en el centro de la ciudad de Quito, teniendo caudales de agua cruda de 234.1 L/s, 208.8 L/s y 119.4 L/s, respectivamente (EPMAPS QUITO, s/f).

1.2 Diagnóstico

Como oportunidad para aprovechar todos estos recursos hídricos que rodean al valle de Lloa se plantea realizar el diseño de una pequeña hidroeléctrica utilizando el caudal aprovechable del río Cinto como un método de energía renovable que reemplace el sistema común de las termoeléctricas que usan combustión de hidrocarburos. La producción y el uso de energía a base de la combustión de hidrocarburos genera impactos negativos al medio ambiente debido a la contaminación por la emisión de los gases de efecto invernadero.

Mientras que las centrales hidroeléctricas convierten en energía eléctrica la diferencia de energía potencial que tiene una cierta cantidad de masa de agua al tener una caída de un punto hacia otro teniendo un mínimo impacto ambiental de las obras civiles en los alrededores del valle de Lloa y el río Cinto.

Debido a esto se plantea desarrollar un proyecto base económico y técnico que permita mostrar el aprovechamiento de los recursos hídricos que posee Ecuador para poder generar energías renovables en todo el país con el diseño de una microcentral hidroeléctrica en el valle de Lloa que aprovecha simplemente la diferencia de altura entre dos puntos del río Cinto.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Diseñar una pequeña central hidroeléctrica que genere aproximadamente 1 MW de energía en el Río cinto, Valle de Lloa

1.3.2 Objetivos específicos

- Obtener la topografía de la zona de estudio para determinar la ubicación de la bocatoma y el cuarto de máquinas.
- Realizar un estudio hidrológico para determinar la disponibilidad hídrica del sector caracterizando la precipitación.
- Determinar la cuenca hidrográfica en base a la ubicación del punto de descarga y la topografía de la zona de estudio.
- Cuantificar la esorrentía aprovechable de la cuenca hidrográfica mediante el método racional.
- Diseñar el sistema de producción eléctrica: obra de captación, conducción y turbinas.
- Estimar los costos del sistema de producción eléctrica.
- Realizar un análisis de costo-beneficio para la implementación y sostenibilidad del proyecto.

1.4 Metodología

El presente proyecto se ha dividido en tres partes: un estudio hidrológico, diseño del sistema eléctrico y estimación de costos.

1.4.1 Estudio hidrológico

El objetivo principal del estudio hidrológico es determinar el caudal máximo, mínimo y aprovechable de la cuenca hidrográfica. Para esto, primero se necesita obtener información de la zona: el valle de Lloa y además el recorrido del río Cinto y sus afluentes dentro de la zona de estudio. Después se determinó la topografía de la zona de estudio mediante los softwares de Google Earth Pro, Global Mapper y CIVIL 3D teniendo en cuenta ubicaciones preliminares de la bocatoma.

Una vez obtenida la superficie de la zona de estudio, se trazó el recorrido del río Cinto con todos sus afluentes con el software de CIVIL 3D y se determinó la cuenca hidrográfica con su respectivo coeficiente de escorrentía. Se obtuvo las precipitaciones mensuales anuales de base de datos de la estación meteorológica M-139 de Gualaceo y la estación de precipitación de Palmira P-29. Con estos datos se calcula las intensidades de precipitación y con el método racional se determinó la escorrentía mensual de la cuenca hidrográfica. Finalmente, se determina la ubicación definitiva del cuarto de máquinas y bocatoma y la longitud del recorrido de la tubería de conducción.

1.4.2 Diseño del sistema hidroeléctrico

Con los datos obtenidos del estudio hidrológico: cotas del cuarto de máquinas y bocatoma, longitud de conducción y caudal aprovechable, se procede a realizar el diseño de todos los elementos: sistema de captación, sistema de conducción y las turbinas. Para el sistema de captación y de conducción se dimensionó estos elementos usando las fórmulas de la literatura de Gribbin (2013). Por otro lado para las turbinas con la altura neta de caída y el

caudal se determinó en la carta de aplicación de turbinas de hidroeléctricas que tipo de turbina utilizar.

Todos los métodos utilizados para la obtención de cada resultado se muestran con detalle en el capítulo IV.

1.4.3 Estimación de costos

Con las cantidades de obra del diseño de los componentes, se buscó referencias de precios unitarios para obtener un precio total de construcción y mantenimiento del proyecto. Finalmente se realiza un análisis de costo/beneficio del proyecto para determinar la factibilidad del estudio. Estas referencias están detalladas en el capítulo V y VI.

DESARROLLO DEL TEMA

Capítulo II: Zona de estudio

2.1 Información del valle de Lloa

El valle de Lloa es una de las 33 parroquias rurales del Distrito Metropolitano de Quito. Se encuentra aproximadamente a 15 km del sur/este de la ciudad de Quito, con unas coordenadas aproximadas de latitud y longitud de -0.25 y -78.583 , respectivamente. Con variaciones de altura de 1800 msnm en el sector del río Saloya y los 4786 msnm en la cumbre del volcán Guagua Pichincha. Delimitada al norte con la parroquia de Nono, al sur con el Cantón Mejía y la parroquia Manuel Cornejo Astorga Tandapi, al este con el distrito metropolitano de Quito y la parroquia Cutuglagua y al oeste con el cantón de San Miguel de los Bancos, Parroquia Mindo y la provincia de los Tsáchilas. El valle se extiende hasta colindar con las quebrdas de ríos Blancos, Cinto, Cristal y Saloya. En la ilustración 1 se muestra un esquema referencial de la ubicación del valle de Lloa.



Ilustración 1. Ubicación Valle de Lloa

Fuente: página oficial del gobierno autónomo descentralizado parroquial de Lloa

Es un sector de páramo y subtropical con una diversidad de microclimas. Su concentración de poblado se encuentra en las faldas del volcán Guagua Pichincha.

Además el valle de Lloa está rodeado por varias áreas protegidas en toda su extensión: Bosque protector de Caracha, Bosque protector la Paz y San José de Quijos, Bosque protector Lloa-Mindo-Nambillo, Bosque protector Toaza-Río Blanco, Bosque protector Toachi-Pilatón, Bosque protector subcuenca alta del río Solaya, Bosque protector subcuenca alta del río Cinto, Bosque protector San Carlos de Yanahurco y Bosque protector Santa Rosa y Yasquel (GADP Lloa, 2019).

Lloa tiene un área de 547.25 km², con una población de 2500 habitantes teniendo una densidad poblacional de 2.7 hab/km². Es una parroquia dedicada eminentemente a la agricultura, ganadería y debido a su ubicación privilegiada tiene diversos atractivos naturales, lugares turísticos y ecológicos. Entre sus principales actividades de agro producción se tiene a la producción ganadera: ganado, leche y derivados, la producción agrícola de maíz, trigo, cebada, papas, hortalizas y legumbres y la producción pecuaria de animales menores como: cerdos, cuyes, piscicultura y pollos (GADP Lloa, 2019).

Sobre la cobertura de servicios básicos, según el GADP de Lloa, un alto porcentaje de la población de Lloa no tiene un servicio de agua potable, alcantarillado, recolección de basura y energía eléctrica, debido a la falta de organización de predios (GADP Lloa, p.59, 2020). El 23% de los habitantes recibe agua potable por la red pública, 71% recibe de ríos, vertientes, acequias o canales, 4% de carro repartidor y 2% de pozos de agua.

Por otro lado, en el valle de Lloa solo el 48% de la población elimina las aguas servidas por el sistema de alcantarillado que corresponde al centro del poblado. Mientras que el 52% restante elimina las aguas servidas mediante pozos ciegos, tanques sépticos o descargas directas a zanjas o cursos de agua teniendo un impacto muy gran en la contaminación ambiental de la zona.

En cuanto a la energía eléctrica y alumbrado público, el 76% de la población dispone del servicio de luz eléctrica que corresponde al centro del poblado y los barrios dispersos no disponen de este servicio.

Es importante mencionar que la parroquia de Lloa cuenta con el sistema de agua potable de Lloa, el que abastece ampliamente a las plantas de tratamiento de Chilibulo y El Placer. Tiene vertientes en las captaciones Chimborazo, Pugnahua, Garzón, Chazo, Cuchicorral y Tambillo con canales de conducción abiertos y cerrados de PVC, cemento, acero, RIB-LOC. Además el sistema cuenta con la estación de bombeo de Santa Rosa que es utilizada en verano debido al decrecimiento de caudales o cuando existen emergencias en el sistema usado para bombear el agua del río Cinto hasta el Campamento El Cinto (GADP Lloa, 2020). Sin embargo, pese a que se tiene fuentes de captación que sirven para el distrito metropolitano de Quito, existe una falta de agua potable ya que el abastecimiento asignado es mínimo y no cumple con la demanda de la parroquia (GADP, p.37, 2020).

2.2 Información del río Cinto

El río Cinto se origina en las estribaciones occidentales del volcán Guagua Pichincha, naciendo en el sector de San Ignacio y Garzón. Su recorrido va por las faldas de la montaña Unguí y por los pies de la cordillera de Nambillo de la cual descienden varios afluentes como: el río Blanco, río Verde, río Cristal, río Nambillo, río Chimborazo, río Chico, río Cotogyacu y río Tandacato. El río Cinto es la fuente principal de uso para los agricultores de Lloa (GADP Lloa, CONSULTORA MORALES, 2015).

Junto con el río Saloya y el río Mindo, forman el río Blanco que es perteneciente al sistema hidrográfico de los ríos Guayallabamba, Quininde y Esmeraldas con una temperatura promedio de 8°C. En la ilustración 2 se muestra un esquema realizado por la INAMHI del trayecto del río Cinto:

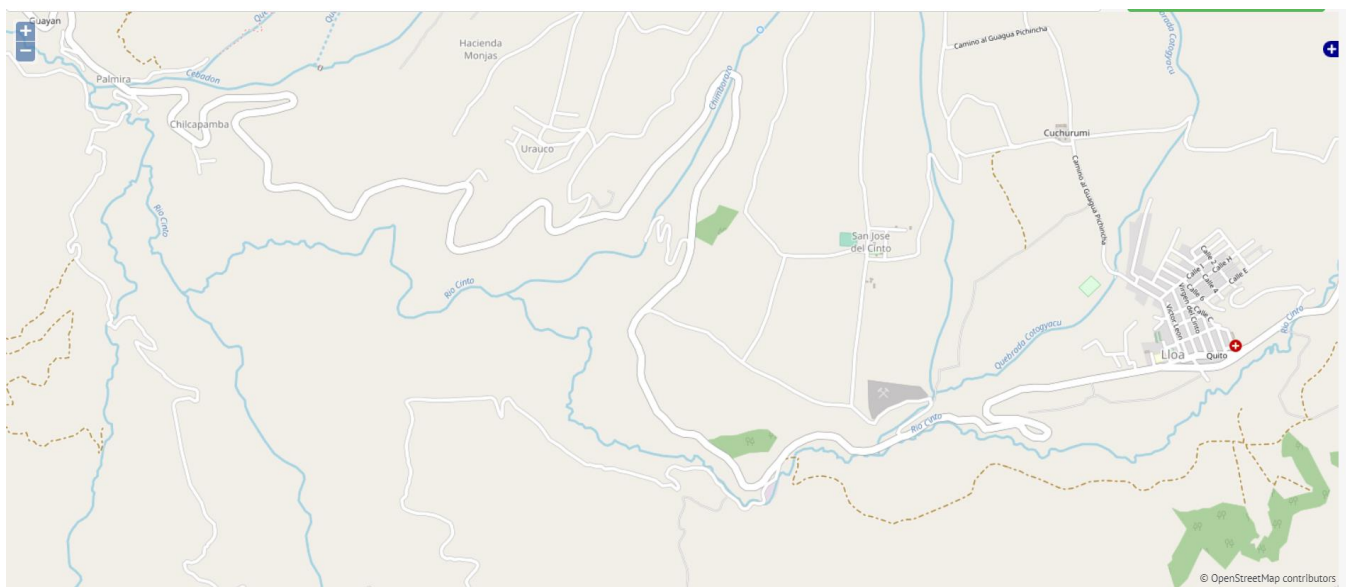


Ilustración 2. Esquema del río Cinto

Fuente: INAMHI

El agua del río Cinto es tomada y desviada hacia piscinas construidas en los terrenos, donde se cultiva la trucha arcoíris que son vendidas al peso o preparadas. El río recorre principalmente lechos de arena en algunos sectores y en otros sobre cantos de granulometría mediana. También es usado como fuente de consumo humano (GADP Lloa, CONSULTORA MORALES, 2015).

Lamentablemente existen evidencias de contaminación en el río Cinto debido al desfogue directo de las aguas servidas, desechos sólidos y desechos líquidos de las viviendas en el sector de Las lavanderías, barrio Urauco y barrio Palmira (GADP Lloa, Chiguano, Chiguano y Chicaiza, 2020).

2.3 Topografía de la zona

La superficie natural de las laderas de la parroquia de Lloa son empinadas conformadas mayoritariamente por colinas y declives. El valle de Lloa se encuentra en las faldas del Guagua Pichincha con una cota máxima de 4786 msnm siendo esta la curva de nivel más alta que se tiene en la superficie del terreno. Por otro lado, tiene una cota mínima de 1800 msnm. Como

se muestra en la siguiente ilustración de las superficie del terreno, el valle de Lloa esta rodeado de montañas empinadas y laderas en sus alrededores.

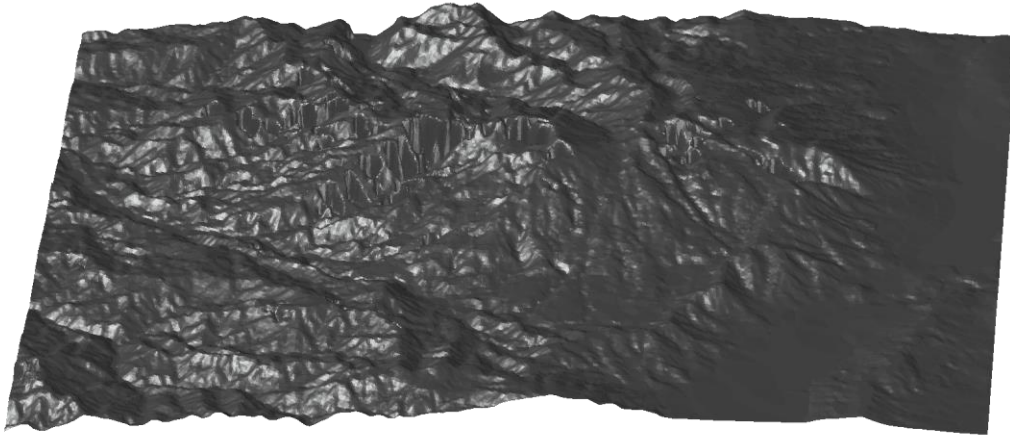


Ilustración 3. Topografía Valle de Lloa

Fuente: Autor

Capítulo III: Estudio Hidrológico de la zona

3.1 Cuenca hidrográfica

La cuenca hidrográfica es un “área natural en la que el agua proveniente de una precipitación forma un curso principal de agua. Es la unidad fisiológica confirmada por el conjunto de los sistemas de cursos de agua definidos por el relieve de la zona. Los límites de la cuenca se definen naturalmente y corresponde a las partes más altas del área que encierra un río” (Ramakrishna, p.19, 1997).

Para trazar la cuenca hidrográfica se tomó en cuenta dos posibles opciones en las cuales se tiene una variación del punto de descarga (ubicación de la obra de captación). En los siguientes incisos se elegirá la cuenca que más contribuya a la generación eléctrica del sistema propuesto. Además, se tomará en cuenta los varios tipos de suelo y cobertura vegetal que puedan existir en la cuenca para obtener un coeficiente de escorrentía.

Si bien el mapa de uso y la cobertura vegetal del GADP de Lloa, presenta una cobertura vegetal de tipo páramo como se muestra en la ilustración 4 a lo largo de todo el Valle de Lloa, el coeficiente de escorrentía será calculado mediante el promedio ponderado de las subcuencas dependiendo de la cobertura vegetal de las diferentes zonas de la cuenca.

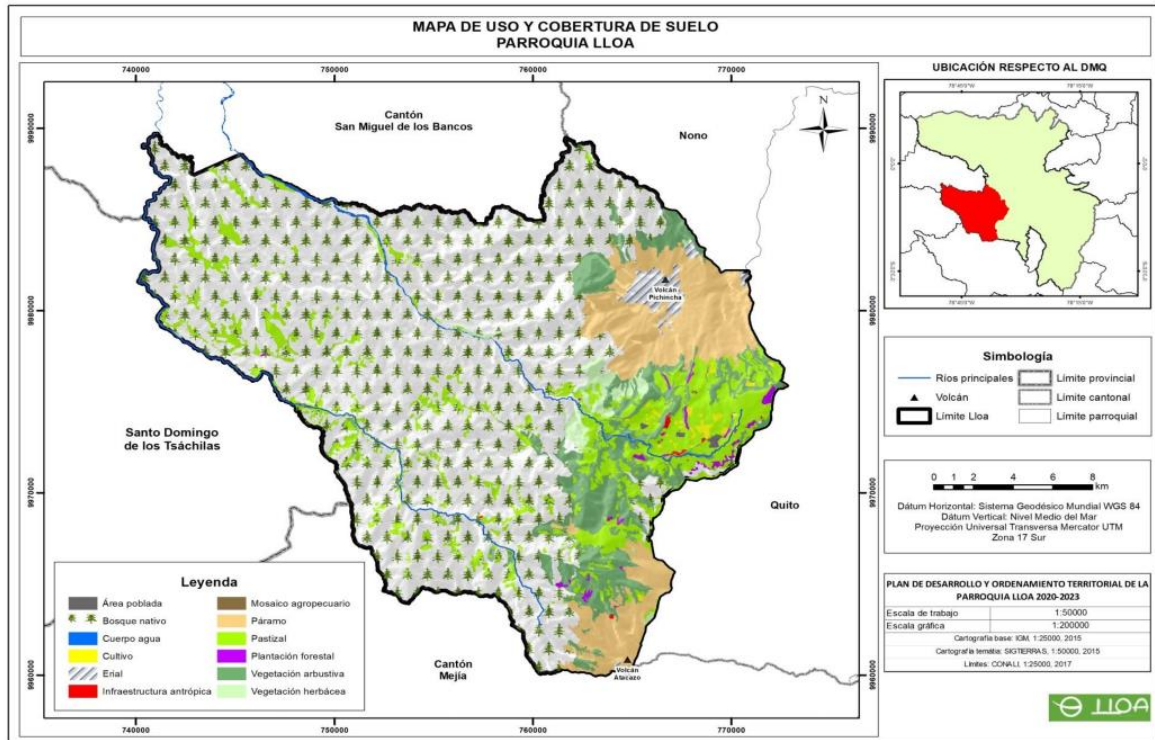


Ilustración 4. Mapa de uso y cobertura vegetal

Fuente: GADP LLOA

Para la cuenca 1, no se considera como afluente al río Monja-Scucho como se muestra en la ilustración 5. Esta cuenca hidrográfica tiene un área aproximada de 7898.6 Ha y un perímetro de 43.25 km.

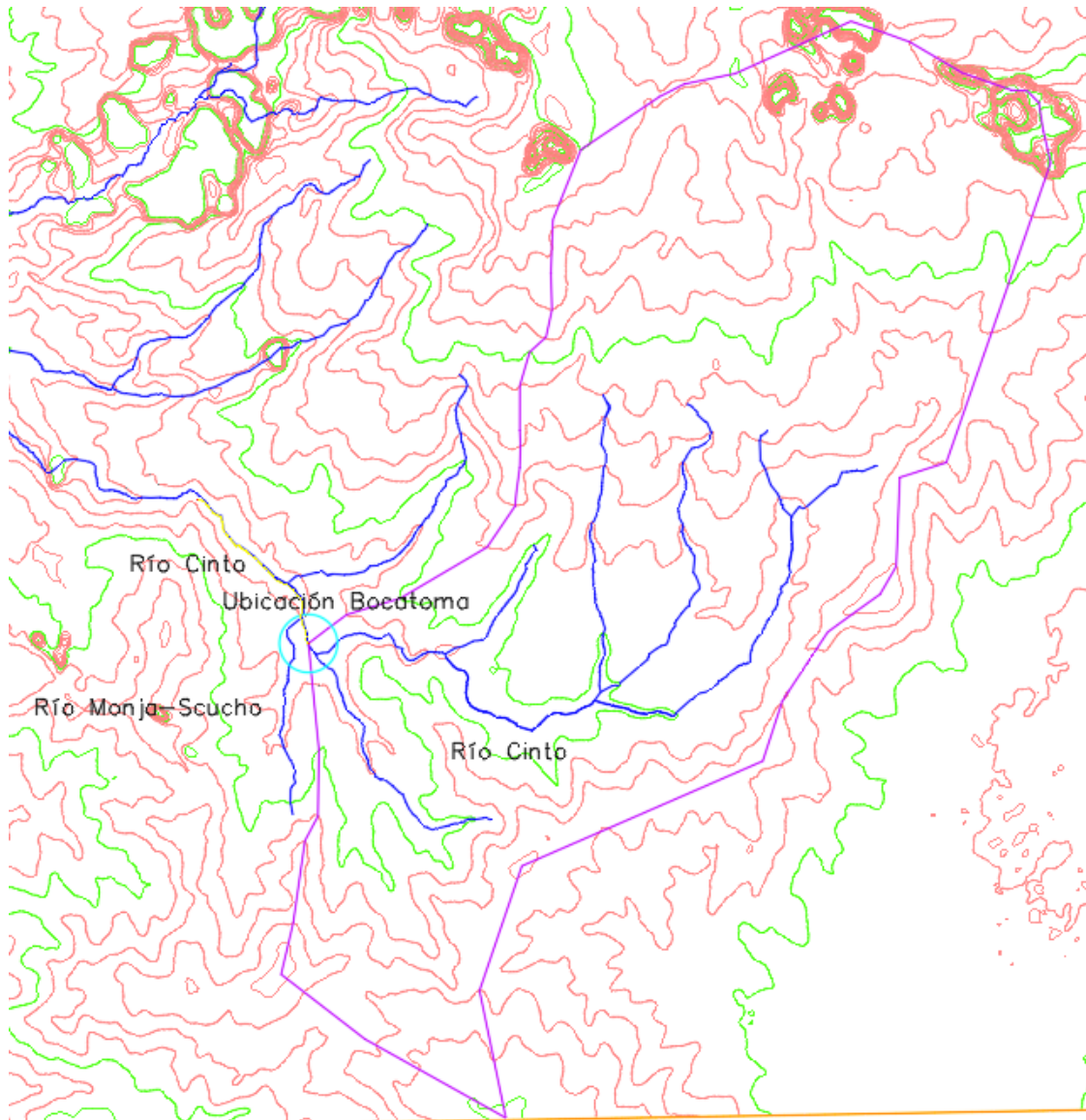


Ilustración 5. Cuenca Hidrográfica 1

Fuente: Autor

En la siguiente ilustración se muestra como se dividió la cuenca en subcuencas. La subcuenca 1 tiene un área de 3875.43 Ha teniendo una cobertura vegetal netamente de páramo ya que son las faldas del volcán Guagua Pichincha. La subcuenca 2 tiene un área de 2067.32 Ha con una cobertura vegetal de cultivos y es la zona urbana de Lloa. Finalmente, la subcuenca 3 tiene una cobertura vegetal de bosque denso y montañas con pendientes suaves con un área de 1955.84 Ha.

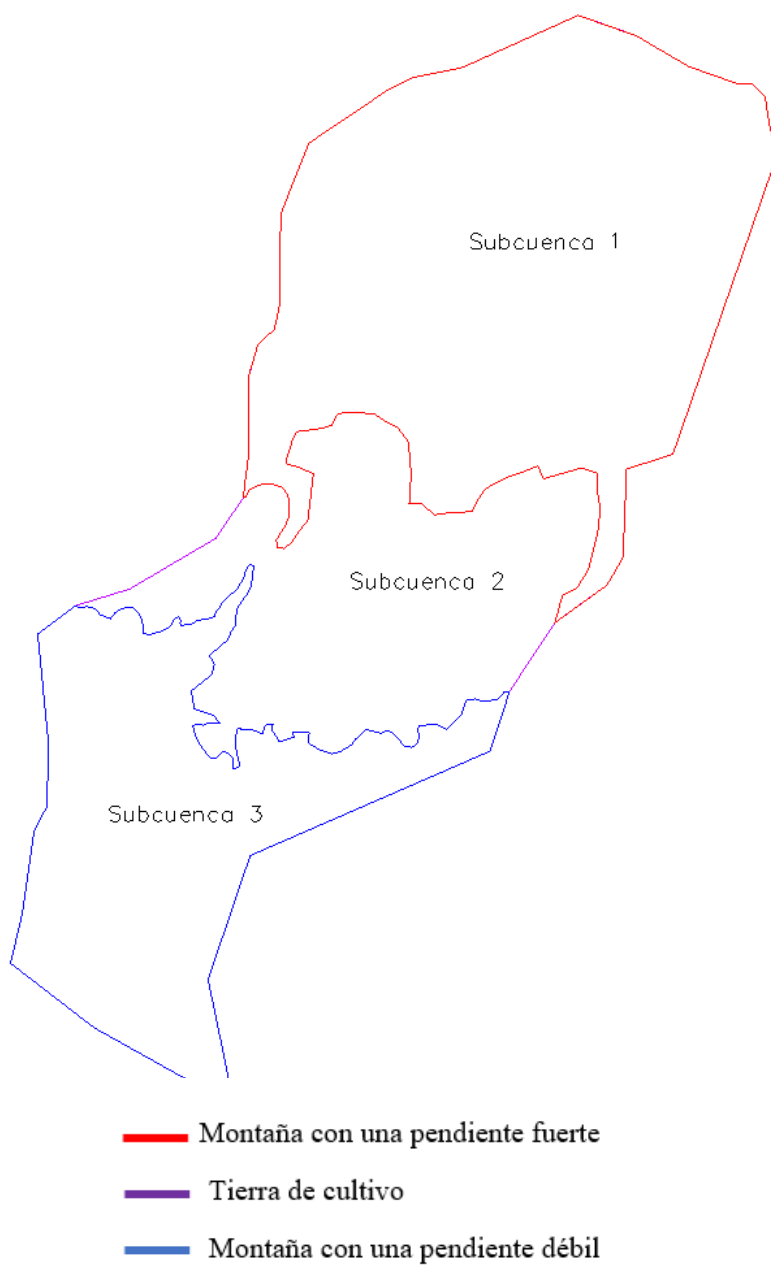


Ilustración 6. Subcuencas Cuenca Hidrográfica 1

Fuente: Autor

Por otro lado, la cuenca hidrográfica 2, mostrada en la ilustración 7, si considera como afluente al río Monjas-Scucho con un área total de 8908.81 Ha y perímetro de 45.24 km.

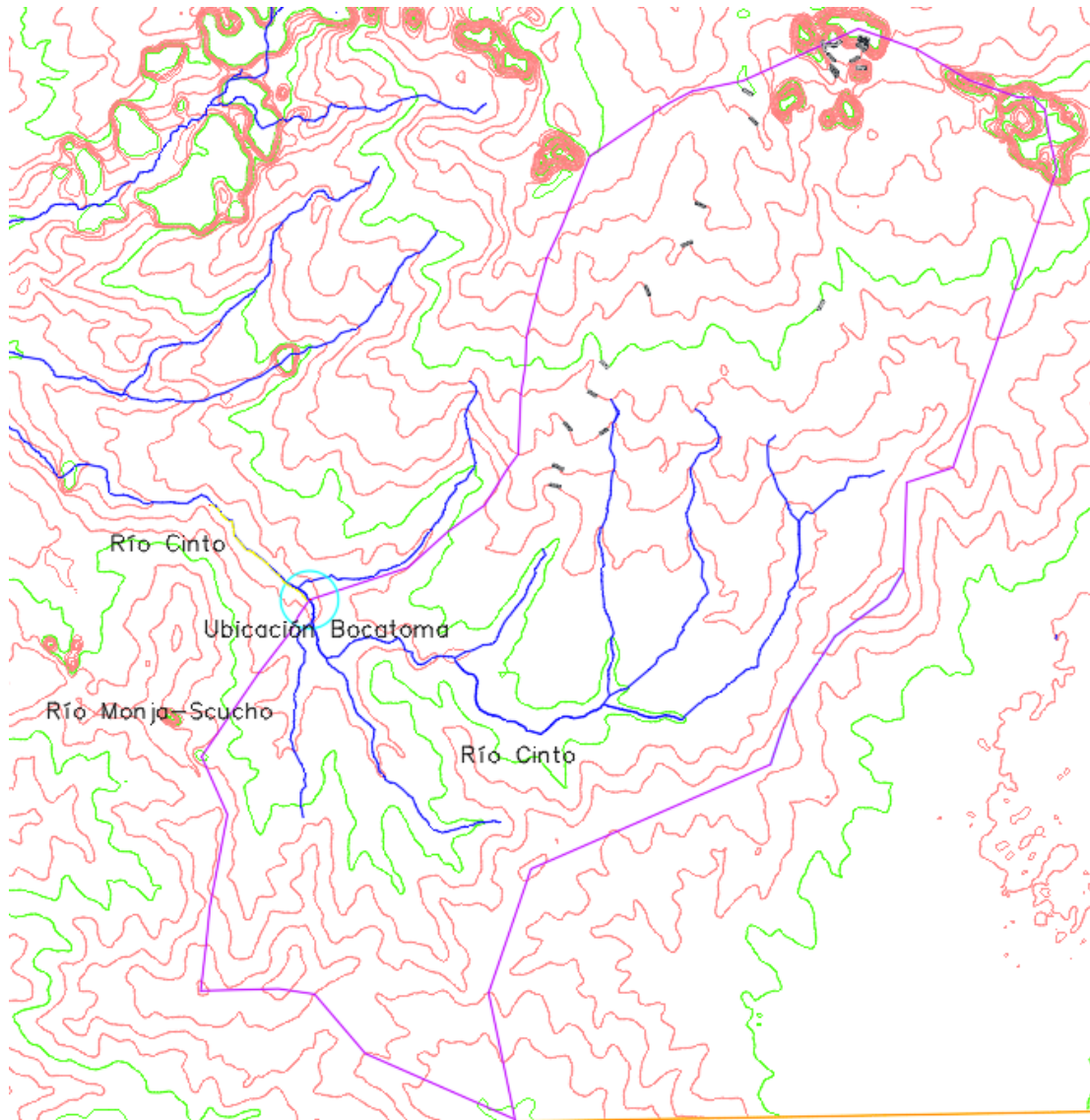


Ilustración 7. Cuenca Hidrográfica 2

Fuente: Autor

De igual manera se busca tener un coeficiente de escorrentía promedio dividiendo en subcuencas dependiendo de la cobertura vegetal y la parte urbana del Valle de Lloa. En este caso la subcuenca 1 tiene un área aproximada de 3949.24 Ha con una cobertura vegetal de páramo. La subcuenca 2 tiene una superficie de 2166.93 Ha con una cobertura vegetal de cultivos y además se encuentra la zona urbana del valle de Lloa. Finalmente, la subcuenca 3 tiene un área de 2792.64 Ha con una cobertura vegetal densa y montañas con pendientes suaves. En la ilustración 8 se encuentra un esquema de la división de subdivisión de la cuenca.

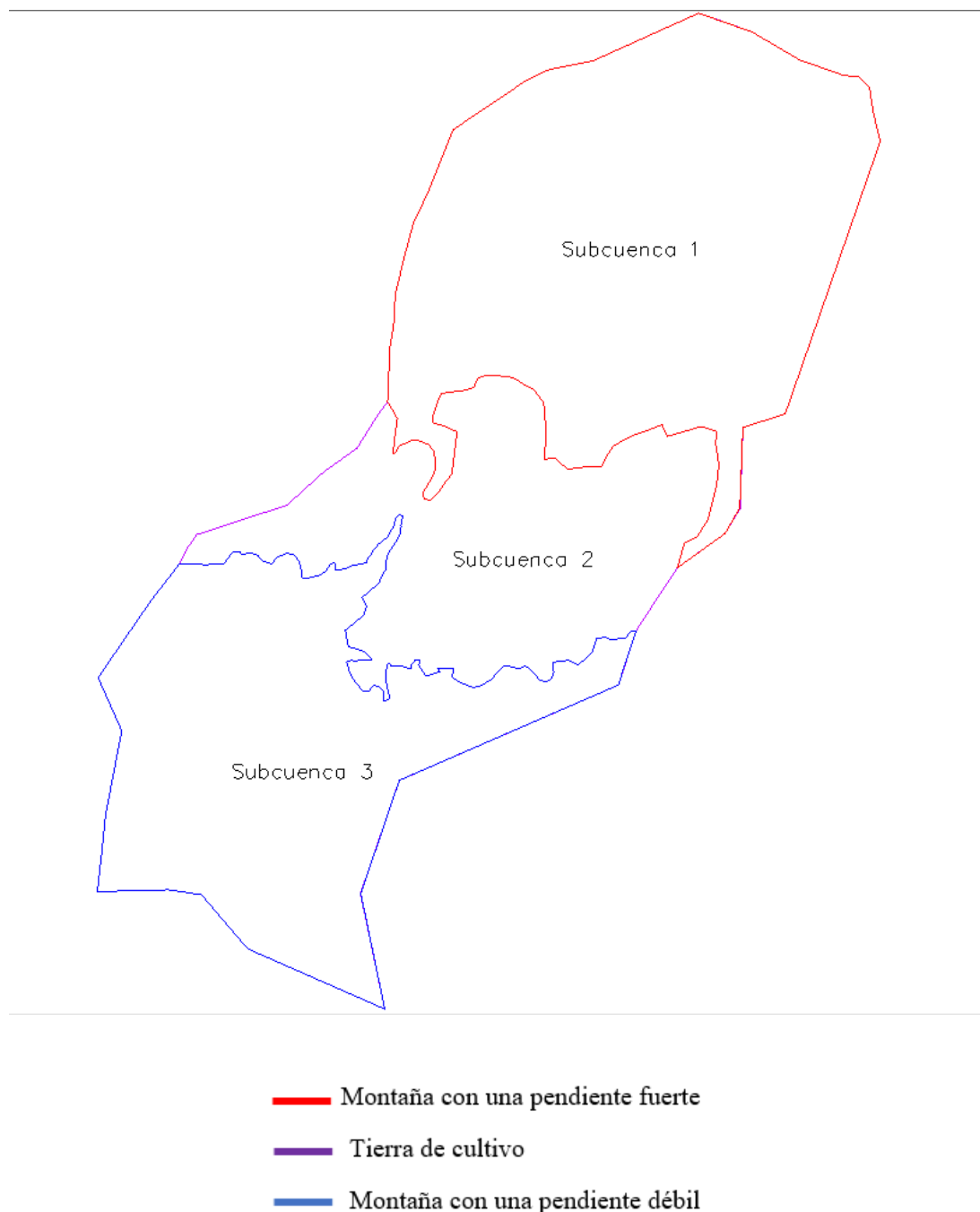


Ilustración 8. Subcuencas Cuenca Hidrográfica 2

Fuente: Autor

Finalmente, se estima el coeficiente de escorrentía de cada cuenca hidrográfica tomando como referencia los coeficientes de escorrentía del ministerio de educación, cultura, deportes y tecnología de Japón presentada en la tabla 1. El coeficiente promedio de escorrentía

es equivalente a la suma del producto de todas las subcuencas con el coeficiente de escorrentía correspondiente dividido para el área total de la cuenca.

Tabla 1. Coeficientes de escorrentía

Tipo de superficie del suelo	Coeficiente de escorrentía [c]
Carretera	
Pavimento	0.70 - 0.90
Pavimento permeable	0.30 - 0.40
Camino de grava	0.30 - 0.70
Cima de la pendiente	
Suelo fino	0.40 - 0.65
Suelo grueso	0.10 - 0.30
Roca dura	0.70 - 0.85
Roca blanda	0.50 - 0.75
Hierba con suelo arenoso	
Pendiente 0-2%	0.05 - 0.10
Pendiente 2-7%	0.10 - 0.15
Pendiente 7%	0.15 - 0.20
Hierba con suelo arcilloso	
Pendiente 0-2%	0.13 - 0.17
Pendiente 2-7%	0.18 - 0.22
Pendiente 7%	0.25 - 0.35
Techo	1.00
Terreno baldío	0.20 - 0.40
Campo deportivo	0.40 - 0.80
Estacionamiento con vegetación	0.10 - 0.25
Montaña con una pendiente suave	0.30
Montaña con una pendiente fuerte	0.50
Campo de arroz o agua	0.70 - 0.80
Tierra de cultivo	0.10 - 0.30

Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Guidelines-for-surface-runoff-coefficients-by-the-Ministry-of-Education-Culture-Sports_tbl1_239789469

Dado a que las cuencas 1 y 2 se encuentra dentro de la misma cobertura vegetal las subcuencas 1,2 y 3 tendrán el mismo coeficiente de escorrentía. Para la subcuenca 1 se usa el coeficiente de un montaña con pendiente fuerte, para la subcuenca 2 se usa el coeficiente para tierra de cultivos con el mayor valor debido a que se tiene también partes urbanas y para la subcuenca 3 se usa el coeficiente de una montaña con pendiente suave. En la tabla 2 y 3 se presentan los resultados para la cuenca 1 y 2 respectivamente.

Tabla 2. Coeficiente de escorrentía promedio Cuenca 1

Cuenca 1				
	A [Ha]	c		A*c
Subcuenca 1	3875.43	Montaña con una pendiente fuerte	0.50	1937.72
Subcuenca 2	2067.32	Tierra de cultivo	0.30	620.20
Subcuenca 3	1955.84	Montaña con una pendiente suave	0.30	586.75
Coeficiente de escorrentía promedio				0.40

Tabla 3. Coeficiente de escorrentía promedio Cuenca 2

Cuenca 2				
	A [Ha]	c		A*c
Subcuenca 1	3949.24	Montaña con una pendiente fuerte	0.50	1974.62
Subcuenca 2	2166.93	Tierra de cultivo	0.30	650.08
Subcuenca 3	2792.64	Montaña con una pendiente suave	0.30	837.79
Coeficiente de escorrentía promedio				0.39

3.2 Cantidad de precipitación de la zona

Dada la ubicación dentro de la cordillera de los Andes de la parroquia de Lloa presenta un régimen climático que se caracteriza por lloviznas, vientos fuertes en los páramos por las pendientes que existen y la topografía irregular presente (GADP Lloa, Chiguano, Chiguano y Chicaiza, 2020).

Según los datos presentados por el GADP de Lloa la pluviosidad media anual en la parroquia se encuentra en 1500 mm, con un período lluvioso de enero a mayo, teniendo un pico de precipitación en el mes de abril. Se ha detectado una intensidad máxima de un orden de 40-45 mm en 1 hora.

Según las isoyetas de precipitación media multianual elaboradas por la secretaría del agua del Ecuador, el valle se encuentra entre las isoyetas de 1500 y 1000 mm como se muestra

en la ilustración 9. Se asume que se encuentra en la mitad de las isoyetas teniendo una precipitación de 1250 mm .

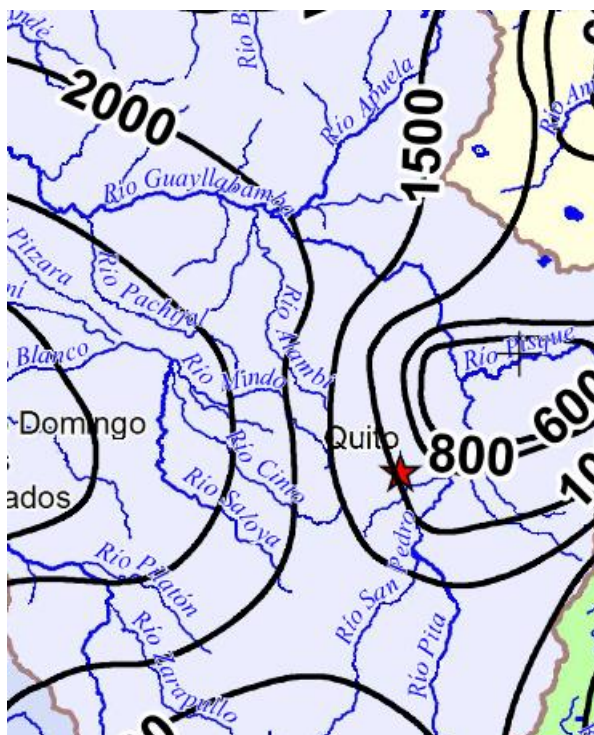


Ilustración 9. Isoyetas del Valle de Lloa

Fuente: Secretaría del Agua de Ecuador.

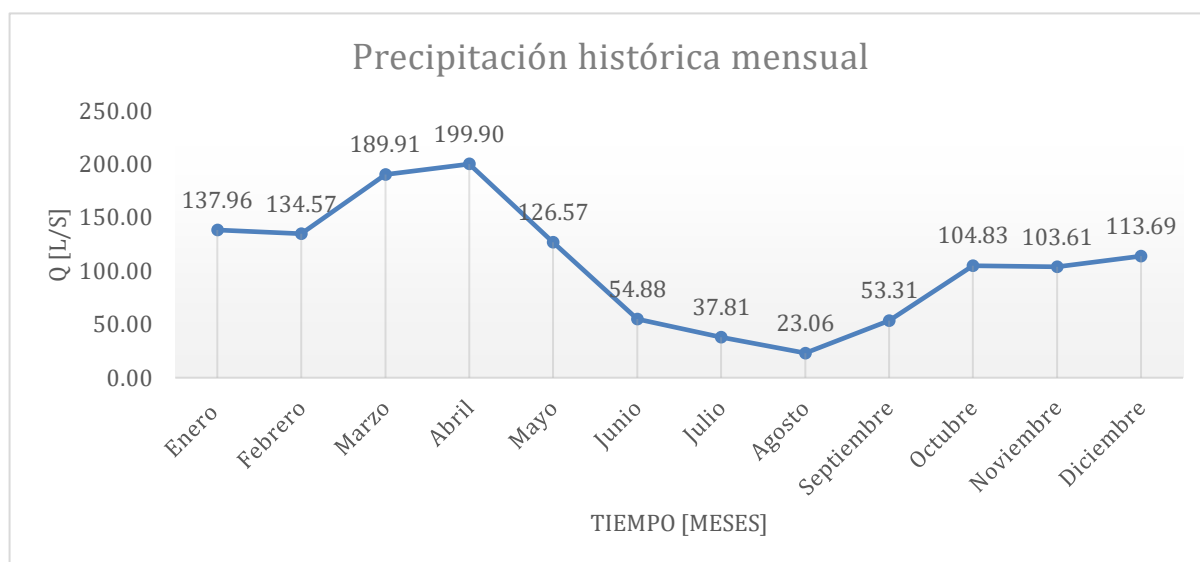
La estación de precipitación P29 de Palmira de la EMMAPS tiene los siguientes datos históricos de la precipitación promedio mensual desde el año 2002 hasta el presente año adjuntados en el anexo A. Con estos datos se busca obtener un promedio mensual histórico de las precipitaciones de la estación. En la tabla 4 se muestra los resultados obtenidos.

Tabla 4. Precipitaciones históricas mensuales estación P29

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Promedio mensual anual [mm]	137.96	134.57	189.91	199.90	126.57	54.88
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Promedio mensual anual [mm]	37.81	23.06	53.31	104.83	103.61	113.69

En el siguiente gráfico se observa como se tiene una época lluviosa desde el mes de diciembre hasta el mes de mayo, siendo abril el mes que más precipitación presenta. Mientras que de junio a septiembre existe una época de sequía teniendo una reducción de más del 50 % entre el mes de mayo y junio, siendo agosto el mes con menos precipitación que hay en el año.

Gráfico 1. Precipitación histórica mensual estación P29



Además, se tiene los datos de la estación M139 de Gualaceo de la INAHMI de las precipitaciones mensuales desde el año 1963 hasta el 2013 adjuntados en el anexo B. En la siguiente tabla se obtiene el promedio histórico mensual de precipitaciones.

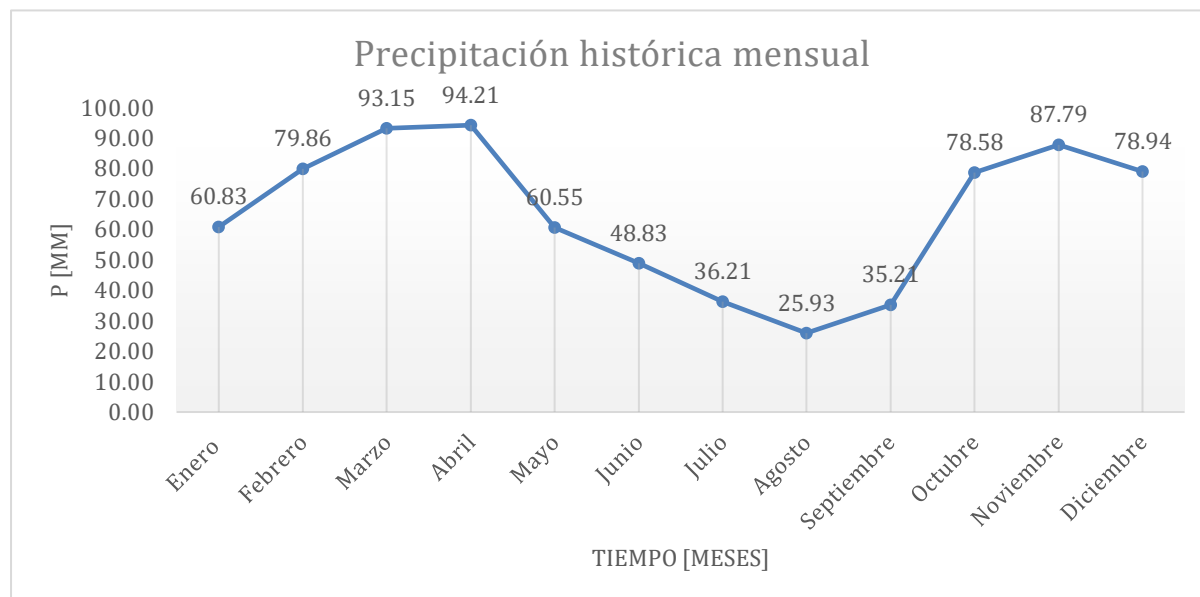
Tabla 5. Precipitaciones históricas mensuales estación M139

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Promedio mensual anual [mm]	60.83	79.86	93.15	94.21	60.55	48.83
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Promedio mensual anual [mm]	36.21	25.93	35.21	78.58	87.79	78.94

En el gráfico 2 se observa que se tiene una época de sequía entre los meses de junio a septiembre, siendo agosto el mes que menos eventos de precipitación existe. Por otro lado, la

época lluviosa de la zona es de los meses de octubre a mayo, siendo el mes de abril el mes más lluvioso del año.

Gráfico 2. Precipitación histórica mensual estación M139



Debido a que no se tiene una estación meteorológica precisamente en la cuenca hidrográfica, se realizará una estimación mediante los datos de las estaciones de Palmira y Gualaceo, las cuales son las más cercanas al proyecto. Si bien ciertos datos tienen variaciones en el mismo año, ambos presentan la misma época de sequía, junio a septiembre y la misma época de lluvia de octubre a abril. Siendo septiembre el mes que menos eventos de lluvia existen y abril el mes que más eventos de precipitación ocurren.

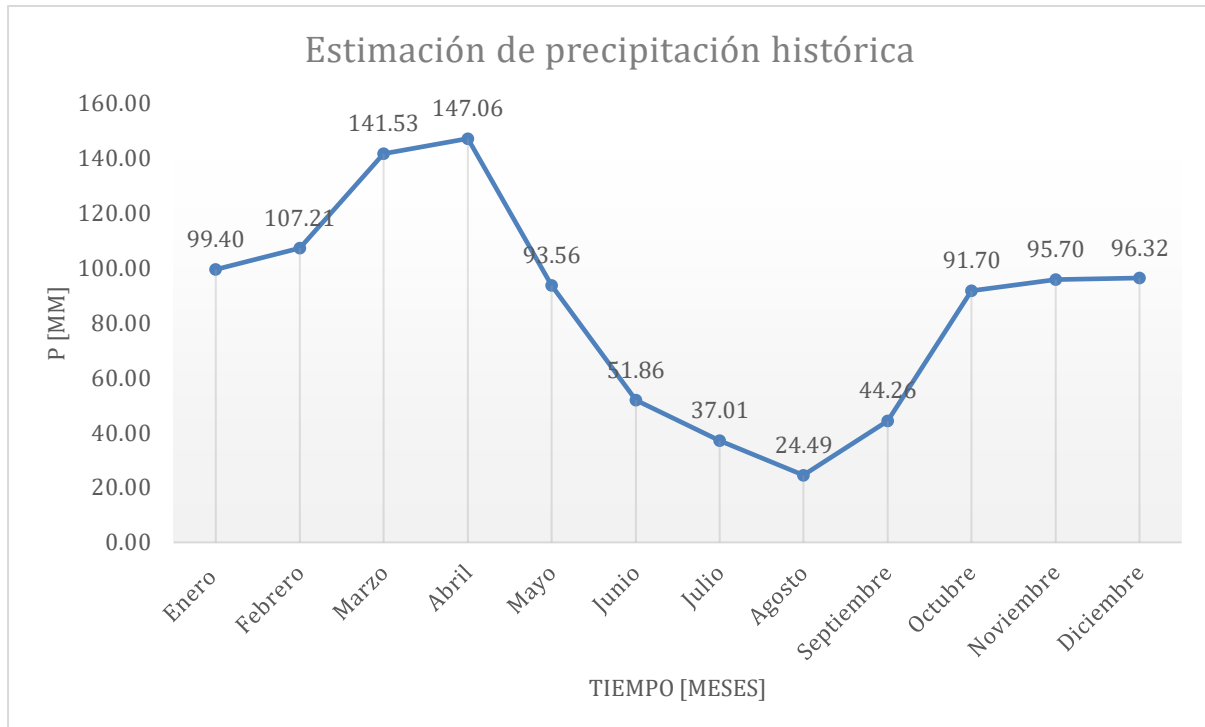
Por lo tanto, se realiza un promedio entre ambas cantidades de precipitaciones históricas anuales de las tablas 4 y 5 obteniendo los resultados presentados en la tabla 6 con su respectivo gráfico:

Tabla 6. Estimación de precipitación mensual.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Estimación promedio mensual [mm]	99.40	107.21	141.53	147.06	93.56	51.86

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Estimación promedio mensual [mm]	37.01	24.49	44.26	91.70	95.70	96.32

Gráfico 3. Estimación de precipitación histórica



3.3 Caudal aprovechable de la cuenca hidrográfica

El método racional es usado para calcular el pico de la esorrentía (Q_p) de un evento de precipitación específico (Gribbin, p.197, 2013). Este método utiliza la siguiente expresión matemática:

Ecuación 1. Método racional

$$Q = ciA$$

Donde,

Q = esorrentía pico

i = intensidad del evento de precipitación

A = área de la cuenca

c = coeficiente de escorrentía

Mediante las precipitaciones mensuales de la tabla 6 se obtendrá las intensidades dividiéndolas para el tiempo en horas, obteniendo las intensidades de precipitación para cada mes. En la siguiente tabla se presentan los resultados conseguidos.

Tabla 7. Intensidades de precipitación mensuales

	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agos.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic
Intensidad [mm/hr]	0.14	0.15	0.20	0.20	0.13	0.07	0.05	0.03	0.06	0.13	0.13	0.13

Una vez obtenidas las intensidades de cada mes, se procede a calcular la escorrentía con el método racional. Se debe tomar en cuenta que existen dos cuencas hidrográficas y dos coeficientes de escorrentía.

Aplicando el método racional con los coeficientes de escorrentía y las áreas encontradas en el inciso 3.1 se calcula los siguientes resultados de escorrentía mensuales.

Para la cuenca 1, se obtienen los siguientes resultados presentados en la tabla 8.

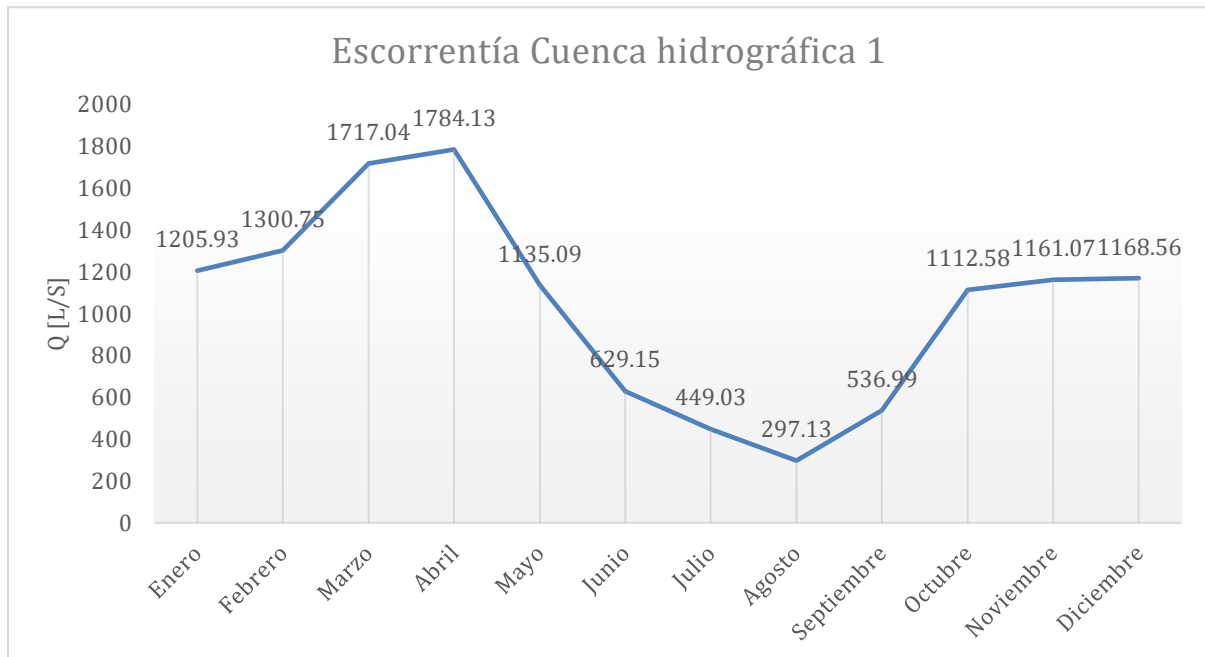
Tabla 8. Escorrentías Cuenca Hidrográfica 1

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Escorrentía [L/s]	1205.93	1300.75	1717.04	1784.13	1135.09	629.15

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Escorrentía [L/s]	449.03	297.13	536.99	1112.58	1161.07	1168.56

Con estos datos se realiza el gráfico de escorrentía en el cual se tiene un caudal máximo de 1784.13 L/s en el mes de abril y un caudal mínimo de 297.13 L/s en el mes de agosto.

Gráfico 4. Escorrentías directas cuenca hidrográfica 1



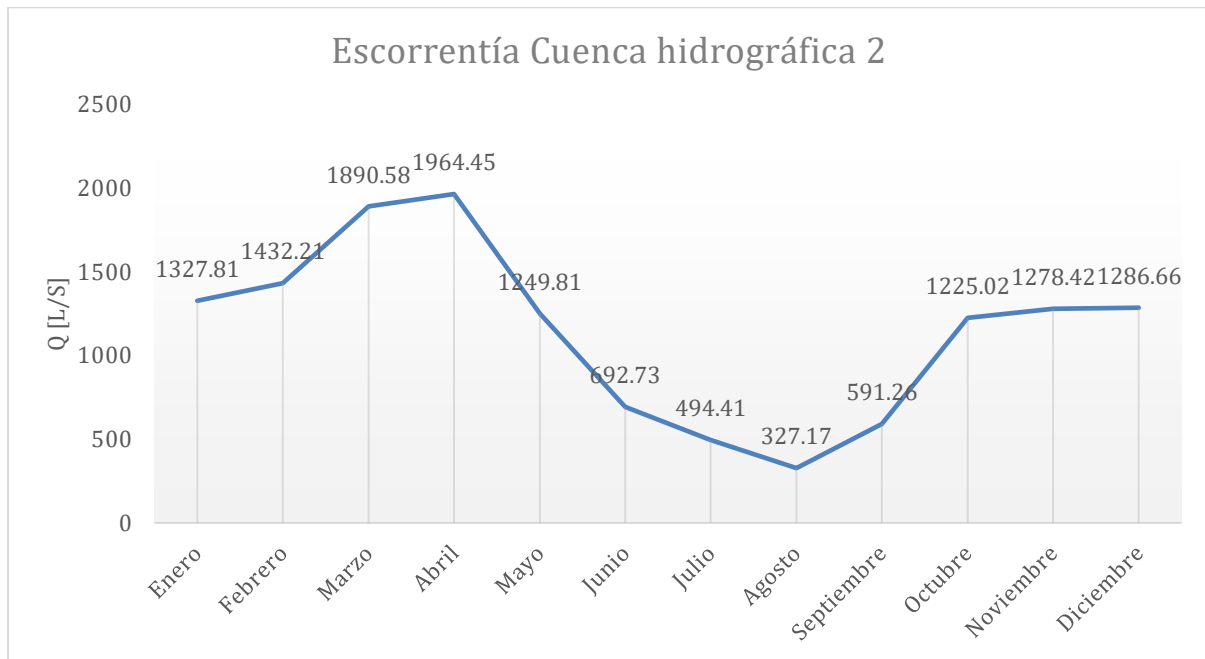
Se realiza lo mismo para la cuenca 2, con los datos del coeficiente de escorrentía y área respectivos. En la tabla 9 se muestran los resultados calculados.

Tabla 9. Escorrentías Cuenca Hidrográfica 2

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Escorrentía [L/s]	1327.81	1432.21	1890.58	1964.45	1249.81	692.73
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Escorrentía [L/s]	494.41	327.17	591.26	1225.02	1278.42	1286.66

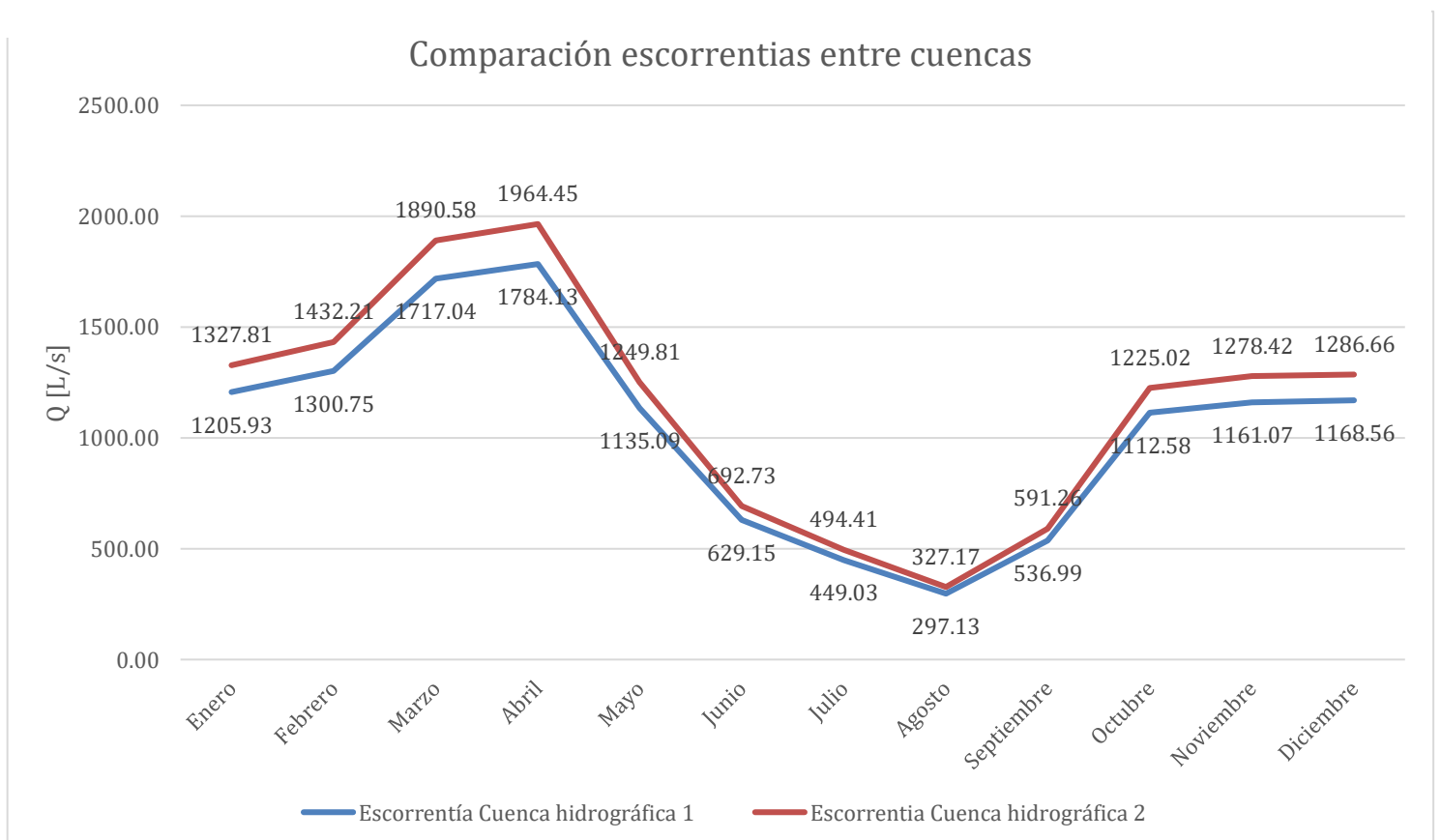
Con el gráfico de escorrentías se observa que se tiene un caudal máximo de 1964.45 L/s en el mes de abril, mientras que en el mes de agosto se tiene un caudal mínimo de 327.17 L/s.

Gráfico 5. Escorrentías directas cuenca hidrográfica 2.



Aproximadamente, la cuenca 2 tiene un aumento del 10.11% del caudal aprovechable en cada mes. Se muestra un gráfico comparativo de los resultados obtenidos.

Gráfico 6. Comparación escorrentías entre cuencas



Capítulo IV: Diseño de las obras hidráulica

4.1 Ubicación de la obra de captación

Como se mencionó en el inciso 3.1, se tiene dos alternativas para la ubicación de la obra de captación, a medida que se avance en la investigación se decidirá cual es la óptima para el proyecto. La primera alternativa en la cual no se considera como afluente al río Monja-Scucho y en la segunda que el río Monja-Scucho si se encuentra dentro de la cuenca hidrográfica.

La ubicación de la bocatoma 1 tiene un elevación aproximada de 2750 msnm con coordenadas de latitud de S 0° 14 ' 37.19 " y de longitud de W 78° 37' 55.48". En la siguiente ilustración se muestra la ubicación de la bocatoma.



Ilustración 10. Esquema ubicación de la bocatoma, cuenca hidrográfica 1.

Fuente: Autor

Por otro lado, la bocatoma 2 se encuentra en una elevación aproximada de 2700 msnm con coordenadas de latitud de S 0° 14' 14.86" y de longitud de W 78° 37' 59.82 ". En la siguiente ilustración se muestra la ubicación de la bocatoma.



Ilustración 11. Esquema ubicación de la bocatoma, cuenca hidrográfica 2

Fuente: Autor

4.2 Diseño de la obra de captación

Para diseñar la obra de captación se utilizará el caudal medio de los datos presentados en la tabla 8 y el gráfico 4; este toma un valor de 1041.45 L/s. Se propone diseñar un vertedero rectangular de hormigón armado, para esto se utiliza una altura referencial de 0.75 m y según el apéndice A-5 de Gribbin (2013) se usará un coeficiente experimental de vertedero de 1.83. Para obtener la dimensión de la longitud se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Longitud de un vertedero

$$L = \frac{Q_{\text{diseño}}}{c_w \cdot H^3}$$

Utilizando los datos planteados en la ecuación 3, se tiene:

$$L = \frac{1.041 \left[\frac{m^3}{s}\right]}{1.83 \cdot (0.75 [m])^{\frac{2}{3}}}$$

$$L = 0.876 [m]$$

Debido a temas constructivos, se utilizará un longitud final de 0.90 m. Con estas dimensiones se busca tener una velocidad de flujo entre 1 y 2 m/s, teniendo un valor de 1.54 m/s que se encuentra dentro del rango.

En la siguiente ilustración se presentan las dimensiones finales:

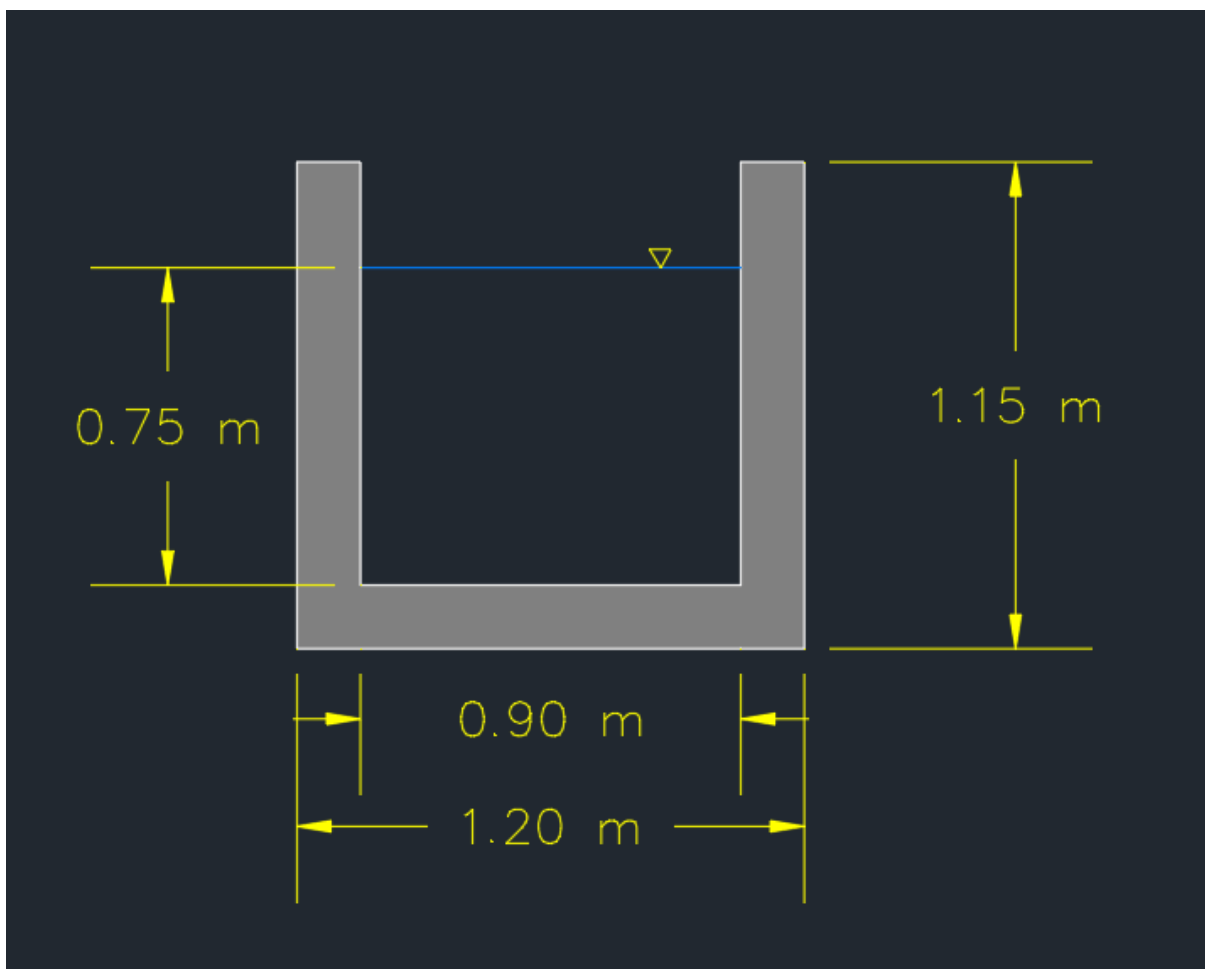


Ilustración 12. Dimensiones finales vertedero.

Fuente: Autor

4.3 Diseño de la obra de conducción

Para la obra de conducción se propone utilizar un canal de cerrado de hormigón armado debido a las características del material y a la larga durabilidad del elemento.

Para encontrar el área del canal circular se utilizará la ecuación de Manning:

Ecuación 3. Ecuación de Manning

$$Q = \frac{1}{n} \cdot s_o^{\frac{1}{2}} \cdot R^{\frac{2}{3}} \cdot A$$

Donde:

Q = caudal de diseño

n = coeficiente de Manning

s_o = pendiente del canal

R = radio hidráulico

A = área transversal del canal

Dado a que se trata de un canal circular se necesita realizar un proceso iterativo para encontrar la profundidad normal de flujo del canal (Y_N) y mientras esta cambie, el área de flujo del canal cambiará en función del ángulo como se muestra en la ilustración 13.

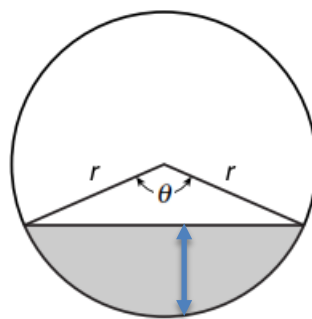


Ilustración 13. Ejemplo general canal circular Y_N

Fuente: Gribbin (2013)

Para encontrar el área, perímetro mojado y radio hidráulico se utilizarán las siguientes ecuaciones, respectivamente:

Ecuación 4. Área de un canal circular en función del ángulo.

$$A = \frac{D}{4} \cdot \left(\frac{\pi \cdot \theta}{360} - \frac{\sin\theta}{2} \right)$$

Ecuación 5. Perímetro mojado de un canal circular en función del ángulo.

$$PM = \left(\frac{\pi \cdot D \cdot \theta}{360} \right)$$

Ecuación 6. Radio hidráulico.

$$R = \frac{A}{PM}$$

Donde, D es el diámetro de la tubería y θ el ángulo mostrado en la ilustración 18.

La pendiente del canal se calcula mediante la diferencia entre variación de altura de los puntos (bocatoma y casa de máquinas) y la longitud del canal propuesto. Es decir:

$$s_o = \frac{2749.63 [m] - 2649.75 [m]}{2851.68 [m]} \cdot 100\%$$

$$s_o = 3.5\%$$

En cuanto al coeficiente de Manning, es un coeficiente empírico que describe la rugosidad del material del canal (Gribbin, p. 108, 2013). Según Chow (1959) en la tabla de coeficientes de Manning, para canales de concreto se tiene valores que varían entre 0.011 a 0.020 dependiendo del revestimiento y que tan pulida esté la estructura. Por lo tanto, se elige un coeficiente de 0.014 asumiendo que se tiene un acabado aceptable.

Por último cabe mencionar que el máximo flujo que se da en un canal circular ocurre al 94% la profundidad completa. Este fenómeno extraño se explica debido a la eficiencia hidráulica: mientras la profundidad normal se acerca a la parte superior del canal circular, el perímetro mojado aumenta más rápido que el área transversal. Por lo tanto, ese aumento del

6% no contribuye en nada al incremento del flujo, haciendo inclusive que la capacidad de este disminuya. Esto proporciona al diseñador un modesto factor de seguridad en la construcción (Gribbin, pp. 118-119, 2013). La ilustración 14 muestra un gráfico de la variación de la velocidad en relación a la profundidad de flujo.

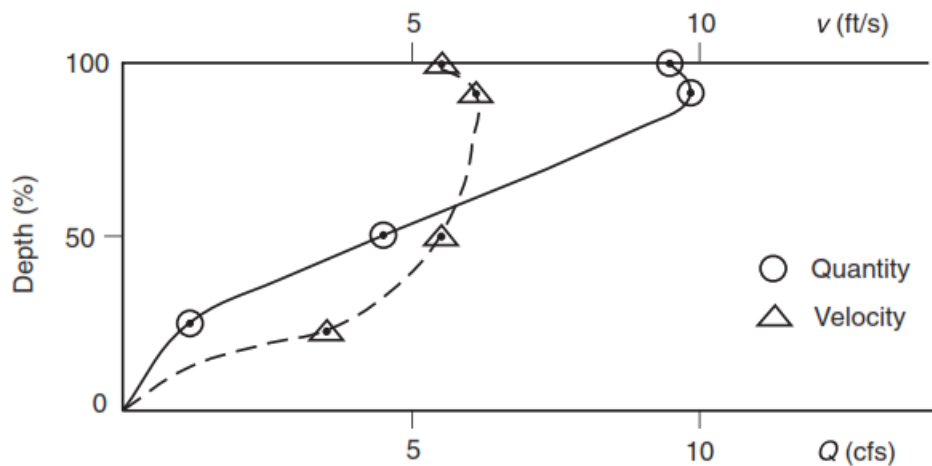


Ilustración 14. Velocidad de flujo vs profundidad de un canal circular

Fuente: Figura 7.2 de Gribbin (2013)

Como se mostró en el apartado 3.3, la escorrentía es variable en todos los meses del año teniendo un pico en el mes de abril con valor de 1784.13 L/s. Sin embargo, hay una época de sequía en la cual se tiene un valor mínimo de 297.13 L/s que tan solo representa el 16% de la escorrentía máxima. Por lo tanto, realizar un diseño para el caudal máximo sería sobre dimensionar al extremo la obra de conducción. Entonces se buscará que la estructura funcione a más del 50% de su capacidad a lo largo del año.

Con todos estos datos, se buscó el caudal medio de 1041.45 L/s usado también para el diseño de la captación. En la siguiente tabla se presenta los resultados usando un diámetro de 0.7 m.

Tabla 10. Diseño del canal de conducción

%	θ [°]	Y_N [m]	A [m ²]	PM [m]	R[m]	v [m/s]	Q [m ³ /s]	Q [L/s]
25%	120	0.175	0.067	0.733	0.092	2.725	0.184	183.807
50%	180	0.35	0.192	1.100	0.175	4.182	0.805	804.777
94%	303.28	0.658	0.368	1.853	0.198	4.547	1.671	1671.286
100%	360	0.7	0.385	2.199	0.175	4.182	1.610	1609.554

En la siguiente ilustración se muestran las dimensiones finales:



Ilustración 15. Dimensiones finales canal de conducción

Fuente: Autor

4.4 Ubicación del cuarto de máquinas

Para la cuenca hidrográfica 1, se propone ubicar el cuarto de máquinas en las coordenadas de longitud y latitud de S 0° 13' 30.59" y W 78° 38' 46.68 " teniendo una elevación de 2649.75 msnm. Se propone llegar al cuarto de máquinas con un canal de conducción de 2851.68 m. Este canal fue planteado en ser construido al lado izquierdo del río Cinto tomando en cuenta que es el lugar menos invasivo en las propiedades de los habitantes.

En la ilustración 16 se muestra un esquema de las ubicaciones de la bocatoma y cuarto de máquinas con su respectivas elevaciones.



Ilustración 16. Esquema ubicación del cuarto de máquinas, cuenca hidrográfica 1.

Fuente: Autor

Por otro lado para la cuenca hidrográfica 2, se plantea ubicar el cuarto de máquinas en las coordenadas de longitud y latitud de S 0° 13' 30.59" y W 78° 38' 46.68 " teniendo una elevación de 2649.75 msnm con un canal de conducción de 2115.08 m. Este canal fue planteado en ser construido al lado izquierdo del río Cinto tomando en cuenta que es el lugar menos invasivo en las propiedades de los habitantes. En la ilustración 17 se muestra un esquema de las ubicaciones de la bocatoma y cuarto de máquinas con su respectivas elevaciones.



Ilustración 17. Esquema ubicación del cuarto de máquinas, cuenca hidrográfica 2.

Fuente: Autor

4.5 Diseño de las turbinas para la central hidroeléctrica

En el mercado existe una gran variedad de turbinas que son utilizadas para el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas. Las que más destacan: la turbina tipo Francis, Kaplan, Pelton, entre otras. Cada una de estas turbinas tiene sus propiedades y son usadas dependiendo de la potencia requerida, el caudal esperado de diseño y la altura o caída de la masa de agua.

4.5.1 Turbina Francis

La turbina Francis es de reacción de flujo interno transformando la energía hidráulica en energía mecánica combinando conceptos de flujo radial como de flujo axial. En la actualidad este es el tipo de turbina más utilizado ya que cubren un campo muy grande de alturas, entre 10 y 100 metros, y potencias (Mataix, 1975). En la siguiente ilustración se muestra los elementos de la turbina Francis .

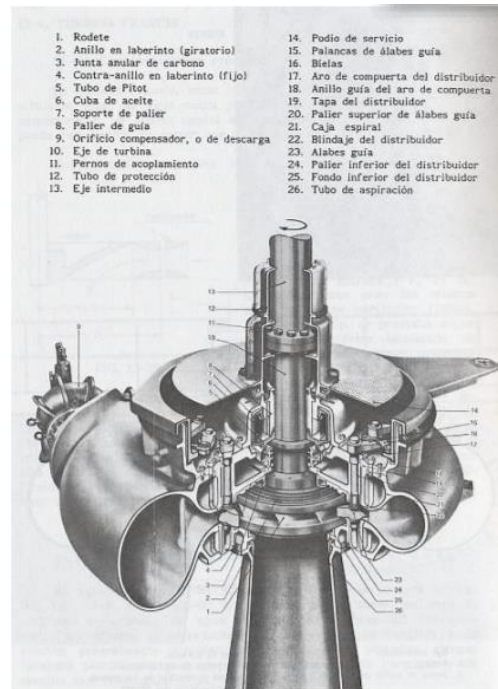


Ilustración 18. Turbina Francis

Fuente: <http://tauja.ujaen.es/bitstream/10953.1/1853/1/TFG-Carmona-Victoria-Raquel.pdf>

4.5.2 Turbina Kaplan

Las turbinas Kaplan operan con saltos de baja altura y un caudal elevado. Es una turbomáquina generalmente irreversible. Sin embargo, últimamente con la evolución en el campo de las turbinas se ha introducido a la turbina en ambos sentidos de giro haciéndola funcionar como una central de bombeo (Vicente Benito, p. 65, 2010).



Ilustración 19. Turbina Kaplan

Fuente: <https://www.directindustry.es/prod/zeco/product-213425-2191995.html>

4.5.3 Turbina Pelton

Tiene la peculiaridad de aprovechar la energía cinética del fluido ya que no existe un gradiente de presión entre la entrada y salida de la máquina. Las turbinas Pelton aumentan la velocidad del agua mediante una tobera produciendo un chorro de agua dirigido a gran velocidad hacia las paletas (Londoño & Pinto, pp. 33-43, 2017).

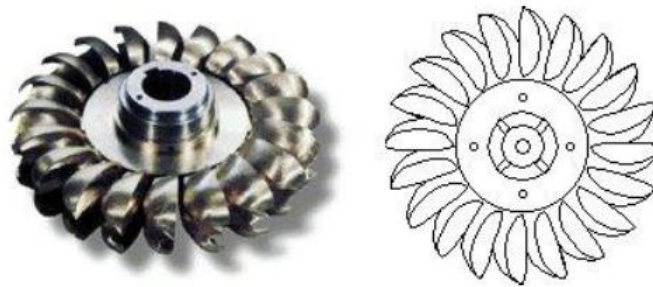


Ilustración 20. Turbina Pelton

Fuente: <http://www.cec.uchile.cl/~jfiguero/pelton.html>

4.5.4 Turbina Turgo

Es una turbina de chorro libre y de acción (grado de reacción = 0); la totalidad de la energía potencial será convertida en energía cinética antes de entrar al rodete. El campo de aplicación de esta turbina se encuentra entre las turbinas tipo Francis y Pelton, de hecho sus principales componentes son el rodete y el inyector de una manera muy similar a la turbina Pelton (Irazusta, p.21 2018).

Sin embargo, pese a sus similitudes con la turbina Pelton tiene varias ventajas con respecto a esta: el rodete es mucho más barato de fabricar y tiene un mantenimiento más sencillo y no requiere una carcasa hermética como la turbina tipo Francis (Robinson & Scott, 2018). En la ilustración 21 se muestra un ejemplo de este tipo de turbina.



Ilustración 21. Turbina Turgo.

Fuente: <https://www.wkv-ag.com/es/productos/turbinas-e-equipamiento-completo/turbina-turgo.html>

4.5.5 Potencia de la turbina

Dado a que se presentaron dos opciones en la ubicación de la botacoma, se debe determinar cual de las dos cuencas tendría un mayor provecho energético para el proyecto planteado teniendo en cuenta que se busca una producción de energía potencial hidráulica de aproximadamente de 1 MW.

Para la calcular la potencia de ambas cuencas hidrográficas se utilizará la siguiente expresión:

Ecuación 7. Potencia hidráulica

$$P_{t\acute{e}orica} = Q_{dise\tilde{n}o} \cdot H_{neta} \cdot \rho_{h_2o} \cdot g$$

La altura neta (H_{neta}), será la diferencia de altura entre la ubicación de la bocatoma y la ubicación del cuarto de máquinas. Para la cuenca 1 se tiene un valor de 99.88 m y para la cuenca 2 un valor de 48.61 m. La gravedad, g , tiene un valor de 9.81 m/s^2 y la densidad del agua es de 1000 kg/m^3 .

Con estos valores y la esorrentía de las cuencas 1 y 2 presentandas en las tablas 8 y 9 respectivamente, se calcula la potencia teórica con la ecuación 2 para cada mes. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 11. Potencia teórica mensual cuencas hidrográficas.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
P _t éorica, cuenca 1 [MW]	1.182	1.275	1.682	1.748	1.112	0.616
P _t éorica, cuenca 2 [MW]	0.633	0.683	0.902	0.937	0.596	0.330

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
P _t éorica, cuenca 1 [MW]	0.440	0.291	0.526	1.090	1.138	1.145
P _t éorica, cuenca 2 [MW]	0.236	0.156	0.282	0.584	0.610	0.614

Si bien tener como afluente al río Monja-Scucho aumenta la escorrentía de cada mes un 10.11%, esto no compensa la reducción que se tiene en la altura de alrededor del 50% en la ubicación de la bocatoma. Esto se traduce en tener menor energía potencial en la cuenca 2, es decir, menor capacidad energética en la central hidroeléctrica. Por lo tanto, para el diseño de las obras civiles y la turbina se usará la cuenca 1 teniendo las características especificadas en incisos anteriores. Teniendo una potencia máxima de 1.748 MW en el mes de abril y una potencia mínima de 0.291 MW en el mes de agosto.

Ya que existe una variación grande de escorrentía entre la época de sequía (junio a septiembre) y la época lluviosa (noviembre a mayo), se buscará mantener una potencia regular durante todo el año. La potencia que se buscará tener es de 0.902 MW que representa la media geométrica de las potencias mensuales de la tabla 11 de la cuenca 1.

Una vez obtenida la potencia requerida, se tiene que elegir que tipo de turbina es la más adecuada para el proyecto. Para esto se usará una carta de aplicación de turbinas elaborada por la CEDECAP (Centro de desarrollo y capacitación para el progreso) de Perú mostrada en la ilustración 20. Para determinar el tipo de turbina, primero se debe obtener que flujo genera la potencia media de 0.902 MW; este se calcula despejando para el caudal de la ecuación 2, teniendo un valor de 0.921 m³/s. Con este valor y con la altura se ingresa en el eje x y y

respectivamente y se obtiene el tipo de turbina que tenga el mejor rendimiento para estos requerimientos.

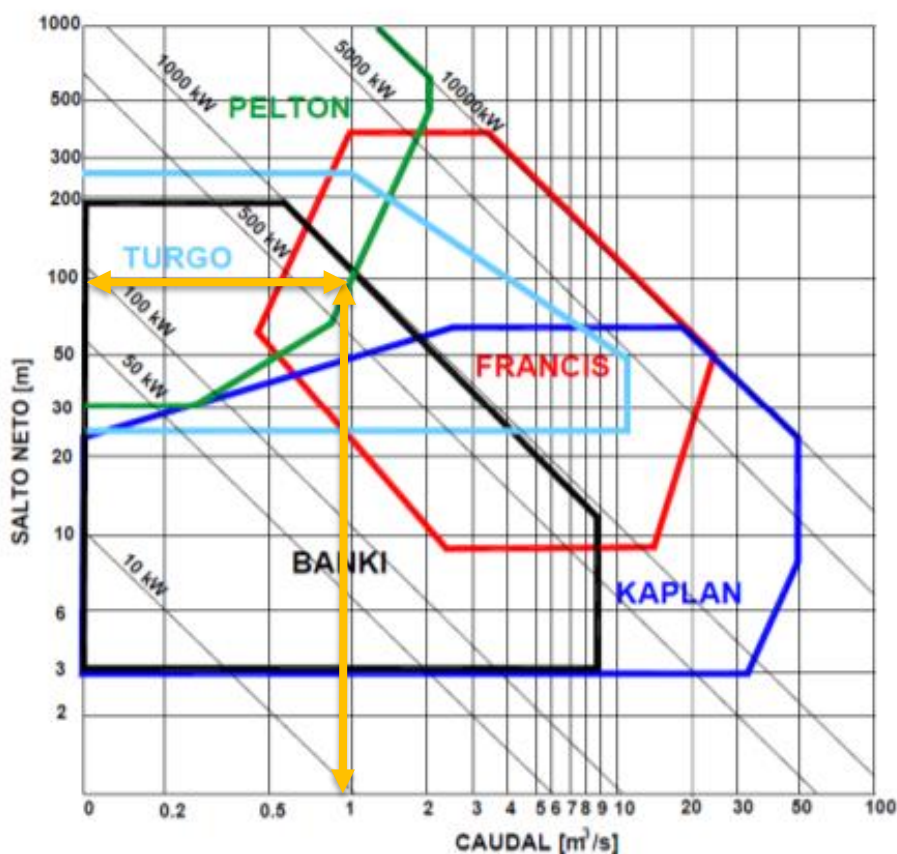


Ilustración 22. Carta de aplicación de turbinas hidroeléctricas

Fuente: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/publicaciones/pch%20en%20uruguay.pdf>

Como se muestra en la ilustración 22, al ingresar con los datos de altura neta y caudal de diseño, entramos en el rango de 4 turbinas: Francis, Pelton, Banki y Turgo. No obstante, los requerimientos del diseño se encuentran muy al límite de las turbinas tipo Pelton y tipo Banki y debido a la variabilidad de la esorrentía de la cuenca se descartarían estas dos opciones.

Por lo tanto, se tendría como alternativas la turbina tipo Francis y tipo Turgo. Ambas son opciones viables para el proyecto, sin embargo se elegirá la turbina tipo Turgo ya que tiene una mayor amplitud de rango en cuanto a la esorrentía, lo que favorece mucho al proyecto por la variabilidad entre la época lluviosa y la época de sequía de la zona. Además, como se

mencionó en el apartado 4.1.5, la turbina Turgo trabaja a un chorro libre, es decir, no se necesita que la tubería de conducción esté presurizada.

Finalmente, se recomendará el número de turbinas a usarse en el proyecto. Para esto, se deberá tener en consideración la operación de las turbinas tipo Turgo. Entre las principales características de operación se tiene (Gilkes, p.15, 2010):

- 1) Debido a que la turbina tiene un patrón de impulsión, no participa el proceso de limpieza, es decir, la turbina funciona con agua con limo durante un largo periodo con un mínimo desgaste. En caso de que existiera un desgaste: la punta de la aguja y tobera se pueden reparar con facilidad sin la que eficiencia general se vea afectada por el desgaste.
- 2) No existe peligro de daños de cavitación para el rodete o carcasa.
- 3) El diámetro de chorro más grande relativo al diámetro efectivo promedio del rodete brinda una máquina compacta capaz de transmitir grandes cantidades de agua. Esto ayuda particularmente cuando la máquina se usa como dispositivo de regulación de caudal en un esquema de suministro o irrigación de agua.
- 4) La característica de una velocidad alta específica en general significa que se puede utilizar un generador más compacto y económico en comparación a turbinas con inyectoros múltiples como la Pelton.
- 5) Esta turbina se debe considerar seriamente cuando se requiera una caída media a alta eficiencia, fiabilidad y mantenimiento sencillo.
- 6) La característica de operación más importante por la cual se eligió esta turbina fue por la curva de rendimiento. En la ilustración 23 se muestra esta curva que tiene una forma plana alcanzando cierto porcentaje del caudal total de diseño. Esto es

transcendental ya que se está implementando la turbina en un sitio de ríos sujetos a cambios estacionales de caudal.

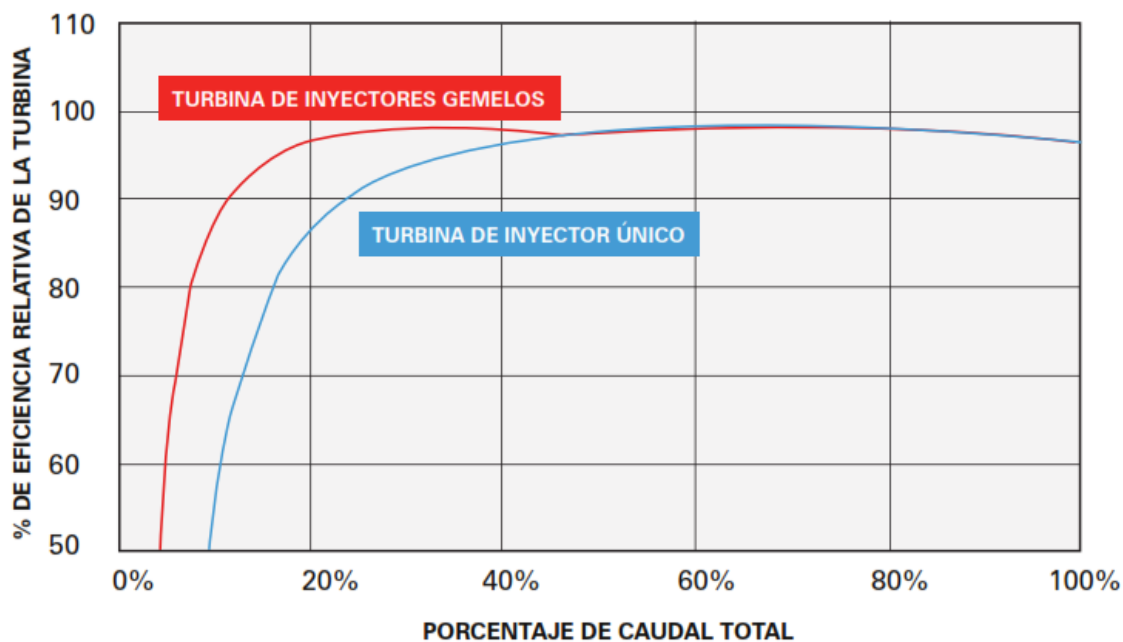


Ilustración 23. Curva de rendimiento de una turbina Turgo

Fuente: https://www.gilkes.com/user_uploads/gilkes%20hydro%20brochure%20-%20spanish.pdf

En este caso, la esorrentía mínima que tiene la cuenca hidrográfica del proyecto tiene un valor de 297.13 L/s en el mes de agosto; en relación con el caudal de 920.72 L/s que genera la potencia media sería del 32.27%. Si este valor lo se ubicara en la curva de rendimiento, pasaría la turbina a tener una eficiencia de aproximadamente el 95%, en vez de tener un rendimiento del 96%, un cambio obsoleto para el porcentaje de variación de la esorrentía de diseño.

Como conclusión a este análisis de rendimiento de la turbina vs el caudal, es totalmente factible adquirir una sola turbina que genere 0.902 MW o a lo sumo, adquirir dos turbinas de 0.451 MW para que una se mantenga apagada en los meses de sequía (junio, julio, agosto y septiembre).

Capítulo V: Estimación de Costos

5.1 Presupuesto de la obra de captación

La estimación de los costos de la obra de captación se hizo en base a los precios unitarios de la EPMAPS (2016). En la siguiente tabla se presenta con detalle el análisis de precios unitarios estimado.

Tabla 12. Presupuesto obra de captación

Ítem	Descripción del rubro	Unidad	Cantidad	P.Unitario	P. Total
1.	Replanteo y nivelación de la estructura	m ²	210.00	\$ 1.98	\$ 415.80
2.	Limpieza	m ²	210.00	\$ 1.79	\$ 375.90
3.	Encauzado del río	m ²	100.00	\$ 12.16	\$ 1,216.00
4.	Hormigón para replantilo, $f'_c = 180 \text{ kg/cm}^2$	m ³	2.50	\$ 152.57	\$ 381.43
5.	Enconfrado y desencofrado madera	m ²	574.00	\$ 12.14	\$ 6,968.36
6.	Acero de refuerzo $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$	kg	1130.40	\$ 2.28	\$ 2,577.31
7.	Hormigón simple, $f'_c = 210 \text{ kg/cm}^2$	m ³	80.00	\$ 172.91	\$ 13,832.80
8.	Relleno material compactado	m ³	20.00	\$ 7.86	\$ 157.20
9.	Instalaciones eléctricas sistema de captación	glb	1.00	\$ 1,215.51	\$ 1,215.51
10.	Estribo de varilla (provisión y montaje)	u	10	\$ 5.64	\$ 56.40
TOTAL					\$ 27,196.71

5.2 Presupuesto de la obra de conducción

Para realizar el cálculo del presupuesto de la obra de conducción se realizó una aproximación de los costos por m de canal del Plan maestro de abastecimiento de agua elaborado por la EPMAPS (2010). En la siguiente ilustración se tomó la tabla 12-R del documento mencionado, con la cual se realizó un promedio del costo por metro entre las líneas Paluguillo-Tumbaco y Paluguillo-Parroquias; se descartó la línea Paluguillo-Bellavista ya que el precio no tiene relación con las dos líneas anteriores, no se especifica el motivo de este costo excesivo.

Tabla No. 12-RE
Líneas de Transmisión y Conducción, Zonas de Servicio y Costos

Línea	Zona Abastecida	Longitud (m)	Costo	Operación y Mantenimiento
Paluguillo- Tumbaco	Tumbaco	19,072	\$8,646,400	\$864,640
Paluguillo- Parroquias	Pifo, Puembo, Yaruquí, Checa, El Quinche y Guayllabamba	33,988	\$12,594,400	\$1,259,440
Paluguillo- Bellavista	Norte de Quito	28,856	\$73,610,200	\$7,361,000

Para mayor detalle remitirse al informe de Fase III "Obras Primera Etapa".

Ilustración 24. Líneas de transmisión y conducción, zonas de servicio y costos

Fuente: https://www.aguaquito.gob.ec/sites/default/files/documentos/plan_maestro_agua_potable.pdf

Por lo tanto, se tuvo un precio unitario de \$ 411.96 por metro de canal. En la tabla 13, se muestra el análisis de precios unitarios.

Tabla 13. Presupuesto obra de conducción.

Ítem	Descripción del rubro	Unidad	Cantidad	P.Unitario	P. Total
1.	Tubería de hormigón armado, f'c = 210 kg/cm ²	m	2851.68	\$ 411.96	\$1,174,763.86

5.3 Presupuesto del cuarto de máquinas

Debido a que el alcance del proyecto no es diseñar los componentes mecánicos de la turbina tales como rodete, álabes, paletas, carcasas, etc de la turbina tipo Turgo seleccionada, se hará una estimación de costo por kW de energía requerido.

Se usa como referencia un estudio de la fuentes de energía renovable y su mitigación en el cambio climático realizado por la IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change, Panel intergubernamental del cambio climático) (2011). En la ilustración 25 se muestra la tabla 5.7a. que contiene rangos de costos de 10 estudios o proyectos en diferentes países, mientras que en la ilustración 26 se encuentra la tabla 5.7b. con estimaciones de costos futuras de algunos proyectos de la ilustración 25.

Table 5.7a | Cost ranges for hydropower: Summary of main cost parameters from 10 studies.

Source	Investment cost (IC) (USD ₂₀₀₅ /kW)	O&M cost (% of IC)	Capacity Factor (%)	Lifetime (years)	Discount rate (%)	LCOE (cents/kWh)	Comments
Hall et al. 2003 Ref: Hall et al. (2003)	<500 – 6,200 Median 1,650 90% below 3,250		41 – 61				2,155 Projects in USA 43,000 MW in total Annual Capacity factor (except Rhode Island)
VLEEM-2003 Ref: Lako et al. (2003)	<500 – 4,500 Median 1,000 90% below 1,700		55 – 60				250 Projects for commissioning 2002–2020 Total Capacity 202,000 MW Worldwide but mostly Asia and Europe
WEA 2004 Ref: UNDP/UNDESA/WEC (2004)	1,000 – 3,500 700 – 8,000		35 – 60 20 – 90			2 – 10 2 – 12	Large Hydro Small Hydro (<10 MW) (Not explicitly stated as levelized cost in report)
IEA-WEO 2008 Ref: IEA (2008a)	2,184	2.5	45	40	10	7.1	
IEA-ETP 2008 Ref: IEA (2008b)	1,000 – 5,500 2,500 – 7,000	2.2 – 3			10 10	3 – 12 5.6 – 14	Large Hydro Small Hydro
EREC/Greenpeace Ref: Teske et al. (2010)	2,880 in 2010	4	45	40	10	10.4	
BMU Lead Study 2008 Ref: BMU (2008)	2,440				6	7.3	Study applies to Germany only
Krewitt et al 2009 Ref: Krewitt et al. (2009)	1,000 – 5,500	4	33	30		9.8	Indicative average LCOE year 2000
IEA-2010 Ref: IEA (2010b)	750 – 19,000 in 2010 (1,278 average)		51	80 80		2.3 – 45.9 4.8	Range for 13 projects from 0.3 to 18,000 MW Weighted average for all projects
REN21 Ref: REN21 (2010)						5 – 12 3 – 5 5 – 40	Small Hydro (<10 MW) Large Hydro (>10 MW) Off-Grid (<1 MW)

Ilustración 25. Rango de costos de hidroelectricidad: Resumen de los principales parámetros de costos de 10 proyectos, IPCC

Fuente: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Chapter-5-Hydropower-1.pdf>

Table 5.7b | Future cost of hydropower: Summary of main cost parameters from five studies.

Source	Investment cost (IC) (USD ₂₀₀₅ /kW)	O&M cost (% of IC)	Capacity Factor (%)	Lifetime (years)	Discount rate (%)	LCOE (cents/kWh)	Comments
WEA 2004 Ref: UNDP/UNDESA/WEC (2004)						2 – 10	No trend—Future cost same as in 2004 Same for small and large hydro
IEA-WEO 2008 Ref: IEA (2008a)	2,194 in 2030 2,202 in 2050	2.5 2.5	45 45	40 40	10 10	7.1 7.1	
IEA-ETP 2008 Ref: IEA (2008b)	1,000 – 5,400 in 2030 1,000 – 5,100 in 2050 2,500 – 7,000 in 2030 2,000 – 6,000 in 2050	2.2 – 3			10 10 10 10	3 – 11.5 3 – 11 5.2 – 13 4.9 – 12	Large Hydro Large Hydro Small Hydro Small Hydro
EREC/Greenpeace Ref: Teske et al. (2010)	3,200 in 2030 3,420 in 2050	4 4	45 45	40 40	10 10	11.5 12.3	
Krewitt et al 2009 Ref: Krewitt et al. (2009)	1,000 – 5,400 in 2030 1,000 – 5,100 in 2050	4 4	33 33	30 30		10.8 11.9	Indicative average LCOE in 2030 Indicative average LCOE in 2050

Ilustración 26. Costos futuros de hidroelectricidad: Resumen de los principales parámetros de 5 proyectos, IPCC

Fuente: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Chapter-5-Hydropower-1.pdf>

Con estos datos se procedió a sacar un promedio de los rangos de los valores de la ilustración 26 teniendo un valor de 3 336.00 \$/kW de energía producido. Multiplicando este valor por la potencia requerida de 0.902 MW, se tiene un costo final de \$ 3 009 551.10.

5.4 Estimación total de construcción

Finalmente se procede a sumar todos los rubros anteriores para obtener el presupuesto final mostrados en la tabla 14 y además el costo de operación y mantenimiento de los rubros. Para el costo de operación y mantenimiento de la obra de conducción y cuarto de máquinas se utilizará los valores de las referencias presentadas en los incisos 5.2 y 5.3 respectivamente.

Tabla 14. Presupuesto final del proyecto

Rubro	Costo de inversión	Costo operación y mantenimiento anual
Obra de captación	\$ 27,196.71	\$ -
Obra de conducción	\$ 1,174,763.86	\$ 117,476.39
Cuarto de máquinas	\$ 3,009,551.10	\$ 101,572.35
TOTAL	\$ 4,211,511.67	\$ 219,048.74

Capítulo VI: Análisis y evaluación económica

6.1 Período de retorno de inversión

Para calcular el período de retorno de la inversión se necesita saber el período de diseño del estudio. Debido a la energía producida anualmente, el estudio se encuentra dentro de una pequeña central hidroeléctrica, teniendo un período de diseño de 25 años (Ortiz, pp. 32-39, 2011).

En la siguiente tabla se calculó el costo total de la obra incluyendo el costo de operación y mantenimiento para los 25 años.

Tabla 15. Inversión total del proyecto en 25 años.

Rubro	Costo de inversión [CI]	Costo operación y mantenimiento 1 año	Costo operación y mantenimiento periodo de diseño [OM _{PD}]
Obra de captación	\$ 27,196.71	\$ -	\$ -
Obra de conducción	\$ 1,174,763.86	\$ 117,476.39	\$ 2,936,909.65
Cuarto de máquinas	\$ 3,009,551.10	\$ 101,572.35	\$ 2,539,308.74
SUBTOTAL	\$ 4,211,511.67	\$ 219,048.74	\$ 5,476,218.39
TOTAL [CI + OM_{PD}]			\$ 9,687,730.06

Después para obtener una estimación del costo unitario por kW de energía, se calcula la energía producida a los 25 años multiplicando la potencia por todo el período en horas y se tiene una diferencia con el costo total de la inversión. Los resultados se presentan en la tabla 16.

Tabla 16. Estimación costo unitario de kW.hr

Energía producida total [kW.hr]	Costo total	Costo unitario [\$/kW.hr]
197569451.94	\$ 9,687,730.06	\$ 0.05

Con este valor de 0.05 \$/kW.hr, se tendría un período de retorno de 25 años. Un tiempo que no es atractivo ya que recién se produciría ganancias del proyecto a los 25 años de la construcción de este. Por lo tanto, se procede a subir este costo unitario estimado a un valor de 0.51 \$/kW.hr que es el costo medio de transmisión según el Plan Maestro de electricidad del

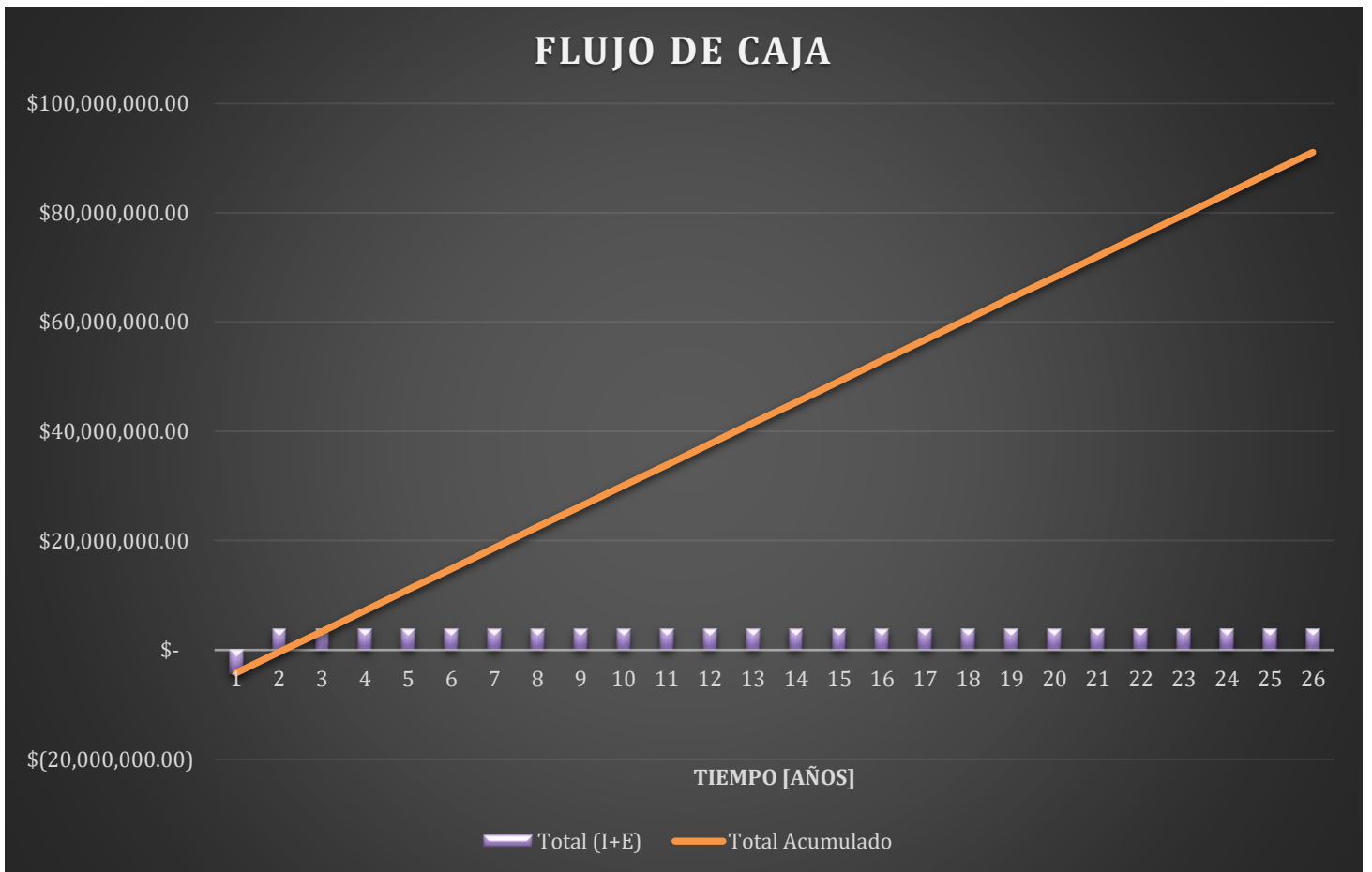
gobierno de Ecuador (Ministerio de energía y recursos naturales no renovables, 2018) teniendo un ganancias anuales de \$ 3 811 368.08 al producir una potencia 902.14 kW por año.

Con los egresos e ingresos anuales, se realiza un flujo de caja mostrados en el tabla 17 y el gráfico 7.

Tabla 17. Flujo de caja

Año	Egresos	Ingresos	Total (I+E)	Total Acumulado
0	\$ -4,211,511.67	0	\$ -4,211,511.67	\$ -4,211,511.67
1	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ -400,143.59
2	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 3,411,224.50
3	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 7,222,592.58
4	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 11,033,960.66
5	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 14,845,328.75
6	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 18,656,696.83
7	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 22,468,064.92
8	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 26,279,433.00
9	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 30,090,801.08
10	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 33,902,169.17
11	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 37,713,537.25
12	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 41,524,905.33
13	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 45,336,273.42
14	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 49,147,641.50
15	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 52,959,009.59
16	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 56,770,377.67
17	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 60,581,745.75
18	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 64,393,113.84
19	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 68,204,481.92
20	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 72,015,850.00
21	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 75,827,218.09
22	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 79,638,586.17
23	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 83,449,954.26
24	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 87,261,322.34
25	\$ -219,048.74	\$ 4,030,416.82	\$ 3,811,368.08	\$ 91,072,690.42

Gráfico 7. Flujo de caja



CONCLUSIONES

El presente proyecto planteó una alternativa de generación eléctrica que no tenga un mayor impacto ambiental en una zona que tiene vastos recursos hídricos a sus alrededores. El distrito metropolitano de Quito ha venido aprovechando los recursos hídricos que se encuentran alrededor del Valle de Lloa para el abastecimiento de agua potable; la investigación realizada demuestra claramente que Lloa es un lugar ideal para cualquier beneficio hidráulico debido a todos los ríos que se encuentran en su periferia.

En cuanto al estudio hidrológico realizado, al plantear dos alternativas para la ubicación de la bocatoma (punto de descarga) se tuvo dos cuencas diferentes, siendo la cuenca 2 la que más área tiene en toda la zona del Valle de Lloa. Se buscó esta segunda alternativa para intentar tener una esorrentía mayor al momento de aplicar el método racional para el cálculo de las esorrentías mensuales, ya que en esta cuenca hidrográfica se encontraba como afluente al río Cinto, el río Monja-Scucho, como se mostró en la ilustración 7.

Como se mencionó, en el apartado 3.2 se tenía dos fuentes de datos de precipitaciones históricas de las estaciones de Palmira y Gualaceo las cuales sirvieron para elaborar la estimación de la cantidad de lluvia mensual y luego la intensidad mensual. Desafortunadamente, ambas estaciones no se encuentran tan cerca de la zona de estudio, teniendo un pequeño margen de error. Como alternativa para obtener la cantidad de lluvia e intensidad se presentó la cantidad de pluviosidad media multianual de las isoyetas elaboradas por la Secretaría del Agua del Ecuador, no obstante este es un valor, 0.143 mm/hr, el cual no refleja la variabilidad de la intensidad del evento de precipitación en cada mes en el lugar de estudio. Sobretudo, en la época de sequía que se da entre los meses de junio a septiembre, llegando a tener una sobrestimación de más de 5 veces en el mes de agosto; lo que causaría tener un sobredimensión extremadamente grande en las obras civiles. Concluyendo que en lo

posible es mucho más factible utilizar los registros mensuales históricos de las estaciones más cercanas a la cuenca hidrográfica en cuestión.

Tener como afluente el río Monja-Scucho resultó en un aumento en el área del 12.7%, y después de aplicar el método racional en ambas cuencas se tuvo un aumento en la escorrentía mensual del 10.11% ambos parámetros con respecto a la cuenca hidrográfica 1.

En un principio, ubicar el punto de descarga para tener como afluente al río Monja-Scucho parece la opción más viable por el aumento de escorrentía mencionado, sin embargo al momento de analizar la potencia hidráulica, esta escorrentía mayor no compensa la reducción que se tiene en la altura de alrededor del 50% en la ubicación de la bocatoma con respecto al punto de descarga de la cuenca 1. Teniendo una capacidad energética que está muy por debajo de lo estimado, solo los meses de marzo y abril estarían cerca del rango de 1 MW requerido.

Esta reducción de la altura del 50%, genera una disminución del 53.59% en la energía potencial hidráulica. Por lo tanto, se concluye en descartar totalmente la alternativa de ubicar la bocatoma en el lugar propuesto mostrado en la ilustración 15, si bien en términos constructivos parece que se tiene un acceso más fácil que la ubicación de la bocatoma en la cuenca 1.

En base a este análisis, se concluyó que la cuenca 1 es la que aportaría más energéticamente al proyecto. Por lo tanto, se usó las escorrentías presentadas en el gráfico 4 y las potencias de la tabla 11 para el diseño de las obras que engloban una central hidroeléctrica.

En el mercado mundial existe todo tipo de turbinas usadas para centrales hidroeléctricas, cada una con sus características y funcionamiento específico. Mediante la carta de aplicación de turbinas y los requerimientos del caudal con la altura neta con respecto a la ubicación entre la bocatoma y el cuarto de máquinas se concluyó que la turbina que más se adapta al proyecto es la turbina tipo Turgo.

Esta turbina es la ideal para este proyecto en específico debido a la variabilidad que se tiene en las escorrentías mensuales, lo que se traduce también en una variación de la potencia hidráulica. Si bien en el mes de abril la potencia hidráulica alcanza valores de alrededor de 1.8 MW, después de 3 meses, tan solo se tiene una potencia de 0.291 MW; una reducción del 83.4%. Esta turbina tiene un rango de altura desde los 25 m hasta aproximadamente 280 m y además rango de caudal muy amplio desde los 0 m³/s hasta los 10 m³/s; siendo esta última la característica más atractiva para el proyecto.

Además de este rango muy amplio de caudales, la turbina Turgo tiene una curva de rendimiento plana, es decir, la eficiencia energética no se ve afectada a grandes variaciones del caudal de diseño. En este proyecto, la escorrentía mínima tiene un valor de 297.13 L/s en el mes de agosto; en relación con el caudal de 920.72 L/s que genera la potencia media, sería del 32.27%, con una reducción de casi el 70% del caudal de diseño la eficiencia energética baja de un 96% al 95%, un valor totalmente obsoleto. Concluyendo que es totalmente factible usar una sola turbina para la producción energética o a lo sumo, 2 turbinas que generen la mitad de la energía y que una pase apagada en los meses de sequía (junio, julio, agosto, septiembre). Además es válido mencionar que se puede sobredimensionar esta turbina, ya que según la curva de rendimiento energética este tipo de turbina alcanza su pico de rendimiento en rangos de escorrentía del 65 al 85%.

Por último, es una turbina de chorro libre, es decir, no se necesita un tubería presurizada y además, el agua no necesita un proceso de limpieza. Ambas características ayudan a reducir los costos del proyecto.

En conclusión, esta turbina es ideal para el proyecto debido a los cambios de escorrentía estacionales que se tiene en el río Cinto.

En cuanto al diseño de las obras civiles, se eligió hormigón armado para la construcción debido a la durabilidad tan alta que se tiene. Tanto el diseño de obra de conducción como la captación, están condicionados por la variabilidad de la escorrentía por lo tanto se eligió un flujo medio para no tener sobredimensionamiento en la obras y no generar costos excesivos.

Finalmente, al realizar la estimación de costos de inversión inicial y de operación y mantenimiento se logró estimar un precio de 0.51 \$/kW.hr. Con este costo de energía, aproximadamente en el segundo año de funcionamiento del proyecto se recuperaría la inversión inicial, contando el costo de operación y mantenimiento anual, se tiene ganancias netas de \$ 3 811 368.08 anuales. Para el cuarto año, ya se tuviera todo el presupuesto para la operación y mantenimiento de la central.

La tasa interna de retorno del proyecto alcanza un valor del 90.5%, un valor que expresa la ganancia que se tiene, concluyendo que el proyecto ofrece un costo/ beneficio muy amplio ya que Lloa es un lugar turístico, ofreciendo oportunidades en toda la parroquia que ayuden económicamente al sector.

Finalmente se concluye que la energía eléctrica es un factor fundamental y decisivo para mejorar la calidad de vida de una sociedad, debido a que fortalece ampliamente la actividad económica, es un recurso fundamental para la educación moderna, salud y alimentación. Realizar este proyecto facilitaría a que la parroquia de Lloa tenga un avance muy grande en el Ecuador demostrando que es un país que puede producir una energía limpia a un bajo costo.

Como recomendación para un futuro estudio más detallado se debe buscar más datos de las precipitaciones mensuales porque como se mencionó ninguna de las estaciones usadas

están dentro de la cuenca hidrográfica de estudio. Existe una estación de la INAHMI, la M-1273 que se encuentra dentro de la cuenca hidrográfica.

Además, se recomienda realizar un estudio de la contaminación del río Cinto. Como se mencionó existe evidencias de contaminación debido al desfogue directo de desechos sólidos y líquidos de los barrios aledaños. Esto perjudicaría cualquier proyecto hidráulico en el río.

Por último, se tiene que verificar la facilidad de acceso y de construcción de las obras civiles en las ubicaciones planteadas debido a que el terreno es irregular.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Chow, VT. (1959). *Open channel hydraulics*. New York: McGraw-Hill
- EPMAPS QUITO. (s/f). *Evaluación de impacto ambiental expost centro occidente*. Recuperado el 18 de octubre de 2021 de https://www.aguaquito.gob.ec/downloads/eia_placer.pdf
- EPMAPS. (2016). *Precios Referenciales*.
- GADP Lloa. (2019). *Flora y fauna*. Recuperado el 18 de octubre de 2021 de <http://www.gadlloa.gob.ec/web/index.php/2019-08-30-20-16-55/flora-y-fauna>
- GADP Lloa. (2019). *Actividades económicas/ sectores productivos*. Recuperado el 18 de octubre de 2021 de <http://www.gadlloa.gob.ec/web/index.php/2019-08-30-20-16-55/actividades>
- GADP Lloa, Chiguano, M., Chiguano, S. y Chicaiza, S. (2020). *Plan de desarrollo y ordenamiento territorial de la parroquia de Lloa 2020-2023*. Recuperado el 18 de octubre de 2021 de <http://gadlloa.gob.ec/PDOT-GAD-LLOA-2020-2023.pdf>
- GADP Lloa & CONSULTORA MORALES. (2015). *Plan de desarrollo y ordenamiento territorial de la parroquia de Lloa 2015-2019*. Recuperado el 18 de octubre de 2021 de <http://www.gadlloa.gob.ec/PDOT-LLOA-2015-20019.pdf>
- GILKES. (2010). Turbina Turgo, p. 15. *Sistemas de energía hidroeléctrica*. Recuperado el 01 de diciembre de 2021 de https://www.gilkes.com/user_uploads/gilkes%20hydro%20brochure%20-%20spanish.pdf
- Gribbin, J. E. (2013). Runoff calculations, p. 197. *Introduction to Hydraulics & Hydrology: With Applications for Stormwater Management*. Cengage Learning.
- Irazusta, M. (2018). *Diseño de una microturbina turgo*. Universidad Nacional de Córdoba. Recuperado el 28 de noviembre de 2021 de <https://rdu.unc.edu.ar/bitstream/handle/11086/11366/Informe%20Completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Londoño, M. & Pinto, A. (2017). Turbina Pelton, pp. 33-43. *Diseño de una microcentral hidroeléctrica partiendo de un salto hidráulico natural localizado en la vereda Jardín de las Peñas jurisdicción del municipio de mesetas del departamento del meta*. Universidad cooperativa de Colombia
- Mataix, C. (1975). *Turbomáquinas hidráulicas*. México: Limusa S.A
- Ministerio de energía y recursos naturales no renovables. (2018). Análisis económico financiero, p. 27. *Plan maestro de electricidad del Ecuador*. Recuperado el 8 de diciembre de 2021 de <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/7.-ANALISIS-ECONOMICO-FINANCIERO.pdf>

- Ortiz, R. (2011). Demanda de energía eléctrica, pp. 32-39. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá: Ediciones de la U.
- Ramakrishna, B. (1997). Estrategia de Extensión para el Manejo Integrado de Cuencas Hidrográficas: Conceptos y Experiencias. San José, IICA/ GTZ.
- Robinson, A., & Scott, J. (2018). *Development of the Turgo turbine*. no, 27, 90-93.
- Vicente Benito, D. (2010). *Diseño de una turbina Kaplan para un caudal de 15 m³/s y salto neto de 10 m*.

**ANEXO A: DATOS HISTÓRICOS PRECIPITACION MENSUAL ESTACION P29-
PALMIRA**

Fecha	Valor [mm]
2002/09	27.6
2002/10	151.2
2002/11	156.72
2002/12	-
2003/01	67
2003/02	128.6
2003/03	173.6
2003/04	246.2
2003/05	71.4
2003/06	113.4
2003/07	20.2
2003/08	14.6
2003/09	83.2
2003/10	58.6
2003/11	146.4
2003/12	125.6
2004/01	81.12
2004/02	78.72
2004/03	109.68
2004/04	158.16
2004/05	156.24
2004/06	27.12
2004/07	32.16
2004/08	7.44
2004/09	139.45
2004/10	97.5
2004/11	109
2004/12	133.68
2005/01	78.32
2005/02	166.76
2005/03	192.72
2005/04	155.98
2005/05	54.56
2005/06	55.88
2005/07	14.08
2005/08	-
2005/09	-
2005/10	89.28
2005/11	49.98
2005/12	-
2006/01	-
2006/02	102.5
2006/03	287.5

2006/04	305.25
2006/05	-
2006/06	55
2006/07	-
2006/08	-
2006/09	37.44
2006/10	99.6
2006/11	208.56
2006/12	198.48
2007/01	134.16
2007/02	103.92
2007/03	196.8
2007/04	241.92
2007/05	100.8
2007/06	68.16
2007/07	60.72
2007/08	57.6
2007/09	19.68
2007/10	116.64
2007/11	170.88
2007/12	112.32
2008/01	230.64
2008/02	212.64
2008/03	260.4
2008/04	257.52
2008/05	233.76
2008/06	106.08
2008/07	-
2008/08	-
2008/09	92.4
2008/10	196.32
2008/11	84
2008/12	146.64
2009/01	-
2009/02	-
2009/03	138.24
2009/04	93.36
2009/05	120.24
2009/06	62.88
2009/07	20.16
2009/08	27.6
2009/09	27.12
2009/10	-
2009/11	41.76
2009/12	144.24
2010/01	47.04
2010/02	126.48
2010/03	96.72
2010/04	267.36

2010/05	147.6
2010/06	86.88
2010/07	144.96
2010/08	32.4
2010/09	95.52
2010/10	52.56
2010/11	159.36
2010/12	270.96
2011/01	180
2011/02	115.2
2011/03	196.08
2011/04	309.36
2011/05	60.72
2011/06	52.08
2011/07	115.44
2011/08	52.08
2011/09	78.72
2011/10	92.64
2011/11	46.08
2011/12	94.08
2012/01	222
2012/02	186.72
2012/03	211.68
2012/04	243.12
2012/05	88.32
2012/06	36.48
2012/07	14.4
2012/08	18
2012/09	37.68
2012/10	97.2
2012/11	134.16
2012/12	59.28
2013/01	79.92
2013/02	152.88
2013/03	111.12
2013/04	111.84
2013/05	223.44
2013/06	21.6
2013/07	24.72
2013/08	28.56
2013/09	58.08
2013/10	135.36
2013/11	56.64
2013/12	100.8
2014/01	149.52
2014/02	121.92
2014/03	223.68
2014/04	152.4
2014/05	160.32

2014/06	40.08
2014/07	12.96
2014/08	20.4
2014/09	63.6
2014/10	160.56
2014/11	121.68
2014/12	52.56
2015/01	94.8
2015/02	148.56
2015/03	195.6
2015/04	109.44
2015/05	48.96
2015/06	20.88
2015/07	39.12
2015/08	12.96
2015/09	19.2
2015/10	130.8
2015/11	96
2015/12	50.88
2016/01	264.72
2016/02	62.64
2016/03	160.08
2016/04	206.16
2016/05	128.64
2016/06	59.52
2016/07	22.56
2016/08	11.28
2016/09	93.6
2016/10	82.08
2016/11	45.6
2016/12	71.76
2017/01	238.08
2017/02	150
2017/03	330.96
2017/04	219.84
2017/05	202.8
2017/06	107.04
2017/07	5.52
2017/08	31.68
2017/09	22.08
2017/10	116.88
2017/11	30.96
2017/12	103.92
2018/01	90.48
2018/02	199.44
2018/03	116.16
2018/04	111.6
2018/05	165.84
2018/06	36

2018/07	-
2018/08	1
2018/09	-
2018/10	-
2018/11	-
2018/12	40.2
2019/01	114.1
2019/02	144.4
2019/03	157
2019/04	120.8
2019/05	61.5
2019/06	38.6
2019/07	28.4
2019/08	1.7
2019/09	50.5
2019/10	-
2019/11	-
2019/12	-
2020/01	148.6
2020/02	111.8
2020/03	-
2020/04	-
2020/05	-
2020/06	55.1
2020/07	49.6
2020/08	51.6
2020/09	37
2020/10	-
2020/11	-
2020/12	191.3
2021/01	124.9
2021/02	109.1
2021/03	260.3

**ANEXO B: DATOS HISTÓRICOS PRECIPITACION MENSUAL ESTACION M139-
GUALACEO**

Estación	Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
M0139	1963					28.5	44.5
M0139	1964	8.4	16.8	18.4	77.8	33.1	76.5
M0139	1965	34.5	28.4	1.7	138.9	51	29.9
M0139	1966	36.5	98.5	88.1	67.4	25.6	25.7
M0139	1967	48	85	30.2	51.5	55.5	54.2
M0139	1968			196.2	27.3	25	53.4
M0139	1969	47.4	130.6	91.1	175.5	50.9	40.3
M0139	1970	32.9	113.1	80.3	84.1	114.7	83.4
M0139	1971	68.5	104.6		94.2	37.7	
M0139	1972	136.8	99	167.4	124.3	51.8	52.9
M0139	1973	23.1	97.7	61.5	95.9		43.4
M0139	1974	41.5	123.6	90.3	73.1	55.2	49.6
M0139	1975	21.1	110.7	93.4	97.4	111.8	108.9
M0139	1976	42.5	67.3	93	76.9		47.1
M0139	1977	30.2	24.4	94.4		30.5	63.5
M0139	1978	20.1	42.9	193	107.7	68.9	71.1
M0139	1979	22.7	45.3	116	162.4	73.9	17.3
M0139	1980	118.6	111.9	54.7	64.9	21.5	26.8
M0139	1981	76.5	48.8	113.1	27.8	16.2	20.7
M0139	1982	136.9	74.4	21.2	73.4	90.3	46.9
M0139	1983	60.5	51.9	142.3	128.5	66.6	9.1
M0139	1984	46.8	108.6	81.7	88.9	77	41.2
M0139	1985	95.4	17	26.4	82	49.4	26.6
M0139	1986	56.8	45.8	50.8	43.5	39.6	9.3
M0139	1987	28.7	47.4	176.4	133.1	70.6	0
M0139	1988	0	118.6	41.1	200.8	98.2	38.4
M0139	1989	79.5	114.8	213.7	23.5	34.6	51.2
M0139	1990	73.5	88.9	56.8	56.8	22.3	32.9
M0139	1991	84.2	40.4	80.2	47	42.6	45.8
M0139	1992	28.6	57.6	86.3	53.2	27.6	49.3
M0139	1993	13.4	77.5	183.8	80	41	10.3
M0139	1994	83.7	16.9	118		0	53.3
M0139	1995	5	54.5	27	74.8	71.5	35.3
M0139	1996	127.1	146			84.3	
M0139	1997	118.4	48.9	64.4	43.1	44.3	52.8
M0139	1998	35.6	69.1	110.6	112.4	106.6	21.7
M0139	1999	74.7	167	193	76.9	104.9	45.7
M0139	2001	43.1	50	47.4	79.5	67.3	67.4

M0139	2002	61.4	78.9	60.3	84	102.7	31.6
M0139	2003	48	24.3	103.9	99.5	44.4	47.3
M0139	2004	26.4	96.1	65.6	112.6	73.6	33.7
M0139	2005	65.2	91.2	172.9	95.8	26.4	57.1
M0139	2006	100	152.4	81.7	119.7	26.6	44.2
M0139	2007	56.6	10.3	74.5	130.1	68	87.9
M0139	2008	82.9	157.7	151	116.2	130	53.8
M0139	2009	131.8	36.9	93.7	183.9	69.8	31.4
M0139	2010	15.1	75.4	36.4	107.3	87.1	96.3
M0139	2011	134.8	130.1	90.7	154.3	76	53.9
M0139	2012	105	118.8	100.8	161	55.9	47.7
M0139	2013	30.8	117.2	42.6	24.8	94.8	55.3

Estación	Año	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
M0139	1963	25.9	2.9	3.8	104.7	115.8	64.3
M0139	1964	21.5	35.7	70.8	40.9	43.4	63.5
M0139	1965	7.6	20.7	24.8	81.1	97.6	64.4
M0139	1966	27.4	14.8	31.6	45.6	97.8	71.8
M0139	1967	47.7	41.9	23.9	44.2	28.1	35.4
M0139	1968	47.2	30.4	39.6	36.1	9.2	82
M0139	1969	16.6	28.7	40.4	74.9	116.1	105.9
M0139	1970	51.5	56.3	74.6	171.6	200.5	184.6
M0139	1971	51.1	58.5	32.8	92.1	27.8	43
M0139	1972	74.6	58.3	39.1	80.5	151.9	51.3
M0139	1973	47.9	47.3	72.7	51	43.1	100.1
M0139	1974	60.2	15.5	52.3	58.1	110.8	64.9
M0139	1975	89.7	28	28	74.9	114.2	35.3
M0139	1976	24.5	37.8	2.6		98.8	53.2
M0139	1977	16.6	27.3	61.5		53.9	28.2
M0139	1978	26.3	21.1	58.5	62.7	19	113.2
M0139	1979	18.3	18.1	23.1	8	66.5	50.8
M0139	1980	42.3	37.9	35.9	104.8	130.7	108.4
M0139	1981	56	26.8	35.2	43.3	19	145
M0139	1982	47.7		8.6	127	75.7	93.9
M0139	1983	12.9	14.6	17.9	57.2	85.5	68.2
M0139	1984	26.8	10.7	40.7	44.6	114.3	24.1
M0139	1985	26	23	34.4	57	34.2	62.9
M0139	1986				82.2	89.4	44.2
M0139	1987	45.2	16.4	0	0	43.9	22
M0139	1988		27.5	37.9	105.7	106.7	85.7

M0139	1989	36.2	8.5	26.8	126.5	48.7	55.1
M0139	1990	41.5	22.7	21.1	114.4	81.1	85.9
M0139	1991			56.3	45.2	101.7	39.3
M0139	1992	14.6	11.2	32.7	8.2	90.3	70.3
M0139	1993			1.8	90.9	39.7	141.7
M0139	1994	73.5	47.5	18.7	136.4	114.7	54.7
M0139	1995	38.1	3.9	10.6	46.2	104.5	95.2
M0139	1996	40.8	38.3	58.7	116.8	30.3	28.4
M0139	1997	25.3		68.9	57.7	133.2	103.1
M0139	1998	59.8	14.8	2.8	105.7	144.2	9.7
M0139	1999	41	27.4	91.3			
M0139	2001	11.8	22.2	50.3	60.7	108.5	54.8
M0139	2002	22.7	15.2	7.5	103	85.3	87
M0139	2003	23.3	7.4	53.7	100.6	90.5	49.1
M0139	2004	25.1	13.4	81	43.2	152.8	84.3
M0139	2005	14.4	12.1	16.9	116	44.3	153
M0139	2006	10		23.6	98.6	116.3	117.8
M0139	2007	14.4	60	41.5	113	100.5	90.9
M0139	2008	21.2	43	41.2	125.8	158.1	88.2
M0139	2009	18.7	17.7	9.8	60	43.8	42.3
M0139	2010	79	37.6	33.7	72.9	175.4	140.8
M0139	2011	103.8	28.8	50.9	66.4	201.2	363.3
M0139	2012	34.8	17.2	7.6	147.5	91.4	72.2
M0139	2013	40.4	17.6	27.1	89.5	39.2	53.8