

UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

Escuela Profesional de Ingeniería Ambiental



Una Institución Adventista

Aprovechamiento del recurso hídrico y reducción de emisiones de dióxido de carbono en la generación de energía eléctrica a través de una Picocentral en Buenavista provincia de Satipo

Por:

Hiram Joshua Castillo Infante

Ines AberlÍ Nieves Vilchez

Asesor:

Ph.D Noe Benjamin Pampa Quispe

Co-Asesor:

Mg. Josué Isaac Carrillo Espinoza

Lima, octubre de 2018

DECLARACIÓN JURADA DE AUTORÍA DEL INFORME DE TESIS

Yo Noe Benjamin Pampa Quispe, de la Facultad Ingeniería y Arquitectura, Escuela Profesional de Ingeniería Ambiental, de la Universidad Peruana Unión.

DECLARO:

Que el presente informe de investigación titulado: “APROVECHAMIENTO DEL RECURSO HÍDRICO Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA PICOCENTRAL EN BUENAVISTA PROVINCIA DE SATIPO” constituye la memoria que presentan los Bachilleres: Hiram Joshua Castillo Infante e Ines Aberlí Nieves Vilchez para aspirar al título de Profesional de Ingeniero Ambiental, cuya tesis ha sido realizada en la Universidad Peruana Unión bajo mi dirección.

Las opiniones y declaraciones en este informe son de entera responsabilidad del autor, sin comprometer a la institución.

Y estando de acuerdo, firmo la presente constancia en Lima, a los 29 de Octubre del año 2018



Ph.D Noe Benjamin Pampa Quispe

Aprovechamiento del recurso hídrico y reducción de emisiones de dióxido de carbono en la generación de energía eléctrica a través de una Picocentral en Buenavista provincia de Satipo.

TESIS

Presentada para optar el Título Profesional de Ingeniero Ambiental

JURADO DE CALIFICADOR

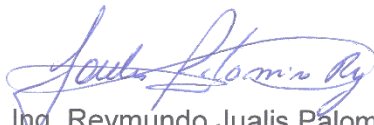

Mg. Iliana del Carmen Gutiérrez Rodríguez


Presidenta


Mg. Milda Amparo Cruz Huaranga

Secretario


Ing. Ferrer Canaza Rojas
Vocal


Ing. Reymundo Jualis Palomino
Vocal


Dr. Noé Benjamín Pampa Quispe
Asesor

Lima, 17 de diciembre de 2018

“Vamos a hacer la electricidad tan barata, que solo los ricos quemarán velas”

Thomas Alva Edison (1847 – 1931)

Dedicatoria:

Dedicamos este trabajo, con mucho afecto:

***A** mi padre **Robert Nieves Padilla**, por su apoyo incondicional,
a mi madre **Coralí Vilchez Vásquez** por los principios y valores
que me formaron como persona, a mis hermanas **Keyla** y **Dennyse**
por ser un soporte para seguir adelante, a mis sobrinos **Génesis**,
Jayzell y **Aaron** por ser mi motivación para lograr mis metas,
a mis abuelos porque a través de sus consejos me enseñaron
a ser una persona de bien.*

***A** mis padres **Jacinto** y **Fabiola** que con brío y denuedo
sus pleróticas enseñanzas fueron de
suma trascendencia personal, a mis hermanos
Mariana, **Daniel** y **André**
por ser grandes motivaciones en mi vida,
y en especial consideración a mi abuela **María Córdova**,
a quien le debo mi formación.*

Agradecimientos:

Gratitud a Dios porque en su magnificencia se realizó con éxito el presente proyecto.

A nuestros padres por su apoyo incondicional a lo largo de todo el desarrollo del trabajo de tesis.

*A **Robert Nieves** y **Coralí Vélchez** por brindar todas las facilidades para el desarrollo del trabajo de tesis en su Fundo.*

*A nuestros asesores **Ph.D. Noé Pampa Quispe** y **Mg. Josué Carillo Espinoza** por su valioso tiempo y dedicación entregado en el desarrollo del proyecto.*

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------|
| RESUMEN | xxv |
| ABSTRACT | xxvi |
| CAPITULO I..... | 27 |
| INTRODUCCIÓN..... | 27 |
| 1.1. Identificación del problema | 27 |
| 1.2. Justificación de la investigación | 31 |
| 1.3. Presuposición filosófica..... | 32 |
| 1.4. Objetivos..... | 33 |
| 1.4.1. Objetivo general. | 33 |
| 1.4.2. Objetivos específicos..... | 33 |
| CAPÍTULO II..... | 34 |
| REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA..... | 34 |
| 2.1. Energías Renovables..... | 34 |
| 2.1.1. Energía hidráulica..... | 34 |
| 2.1.2. Energía solar | 35 |
| 2.1.3. Biomasa | 35 |
| 2.1.4. Energía eólica | 36 |
| 2.1.5. Energía mareomotriz | 36 |
| 2.1.6. Energía geotérmica..... | 36 |
| 2.2. Recurso Hídrico..... | 37 |
| 2.2.1. Ciclo hidrológico | 37 |
| 2.2.2. Oferta hídrica en el Perú..... | 40 |
| 2.2.3. Métodos para hallar el caudal | 41 |
| 2.2.3.1. Método de solución de la sal..... | 41 |
| 2.2.3.2. Método del área y velocidad | 41 |
| 2.3. Energía Hidráulica..... | 43 |

| | | |
|----------|---|----|
| 2.3.1. | Historia de la energía hidráulica | 44 |
| 2.3.2. | Importancia de la Energía Hidráulica | 45 |
| 2.3.3. | Potencial de la energía hidráulica | 45 |
| 2.3.4. | Ventajas de la Energía Hidráulica | 47 |
| 2.4. | Reducción de emisiones de CO ₂ | 48 |
| 2.5. | Pequeñas centrales hidroeléctricas | 49 |
| 2.5.1. | Clasificación | 50 |
| 2.5.2. | Beneficios de las Pequeñas centrales hidroeléctricas | 51 |
| 2.5.3. | Ventajas de las pequeñas centrales hidroeléctricas | 52 |
| 2.5.4. | Impactos ambientales | 53 |
| 2.5.4.1. | Metodologías de evaluación de impactos ambientales | 53 |
| 2.5.4.2. | Posibles impactos ambientales | 54 |
| 2.5.5. | Picocentrales hidroeléctricas | 55 |
| 2.5.5.1. | Componentes de las pico centrales..... | 56 |
| 2.5.6. | Potencia y energía del aprovechamiento hidroeléctrico | 57 |
| 2.6. | Turbinas Hidráulicas..... | 59 |
| 2.6.1. | Turbinas de acción o impulso..... | 60 |
| 2.6.1.1. | Pelton..... | 61 |
| 2.6.1.2. | Flujo Cruzado (Michell-Banki)..... | 62 |
| 2.6.1.3. | Turgo | 63 |
| 2.6.2. | Turbinas de reacción..... | 64 |
| 2.6.2.1. | Turbinas de hélice | 65 |
| 2.6.2.2. | Francis | 65 |
| 2.6.3. | Velocidad Específica | 66 |
| 2.7. | Turbina Pelton | 67 |
| 2.7.1. | Componentes de la turbina Pelton | 68 |
| 2.7.1.1. | Distribuidor | 68 |

| | | |
|--------------------------------------|--|----|
| 2.7.1.2. | Rodete..... | 68 |
| 2.7.1.3. | Álabes..... | 69 |
| 2.7.2. | Potencia teórica y potencia real de la turbina Pelton..... | 70 |
| 2.8. | Generador | 71 |
| 2.8.1. | Generador Asíncrono o de Inducción..... | 71 |
| 2.8.2. | Generador Síncrono..... | 72 |
| CAPÍTULO III | | 73 |
| METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN..... | | 73 |
| 3.1. | Lugar de estudio. | 73 |
| 3.2. | Materiales y equipos..... | 74 |
| 3.2.1. | Instalación del sistema..... | 74 |
| 3.2.2. | Estudio topográfico | 74 |
| 3.2.3. | Procesamiento de datos | 75 |
| 3.3. | Estimación de demanda energética..... | 75 |
| 3.4. | Parámetros de diseño | 76 |
| 3.4.1. | Determinación del caudal..... | 76 |
| 3.4.2. | Altura bruta..... | 77 |
| 3.4.3. | Tubería de presión | 77 |
| 3.4.3.1. | Material de la tubería..... | 77 |
| 3.4.3.2. | Diámetro de la tubería..... | 78 |
| 3.4.4. | Pérdidas de carga | 78 |
| 3.4.4.1. | Velocidad del flujo | 78 |
| 3.4.4.2. | Determinación del Número de Reynolds | 79 |
| 3.4.4.3. | Determinación de la rugosidad relativa..... | 80 |
| 3.4.4.4. | Determinación del factor de fricción..... | 80 |
| 3.4.4.5. | Pérdidas por fricción | 81 |
| 3.4.4.6. | Pérdidas de carga secundarias | 81 |

| | | |
|------------|--|-----|
| 3.4.4.6.1. | Pérdida de entrada..... | 82 |
| 3.4.4.6.2. | Accesorios..... | 83 |
| 3.4.4.6.3. | Expansión de tubería de 4 in a 6 in..... | 83 |
| 3.4.4.6.4. | Reducción | 84 |
| 3.4.5. | Altura neta | 85 |
| 3.4.6. | Selección de turbina..... | 85 |
| 3.4.6.1. | Velocidad Específica..... | 85 |
| 3.4.6.2. | Relación Altura - Caudal..... | 87 |
| 3.4.6.3. | Diámetro del chorro e inyector..... | 88 |
| 3.4.7. | Selección de alternador..... | 89 |
| 3.5. | Potencia y eficiencia de la Picocentral hidroeléctrica | 90 |
| 3.5.1. | Potencia hidráulica | 90 |
| 3.5.2. | Potencia neta/de salida..... | 91 |
| 3.5.3. | Eficiencia de la Picocentral | 91 |
| 3.6. | Estudio topográfico | 92 |
| 3.7. | Estudio hidrológico | 92 |
| 3.7.1. | Descripción de la cuenca | 93 |
| 3.7.2. | Parámetros geomorfológicos de la cuenca | 93 |
| 3.7.2.1. | Parámetros generales..... | 93 |
| 3.7.2.2. | Parámetros de forma..... | 93 |
| 3.7.2.3. | Parámetros de relieve | 95 |
| 3.7.3. | Precipitación | 97 |
| 3.7.3.1. | Red de estaciones | 97 |
| 3.7.3.2. | Análisis de consistencia de precipitación..... | 103 |
| 3.7.3.3. | Precipitación de la cuenca..... | 103 |
| 3.7.4. | Caudal promedio | 103 |
| 3.7.4.1. | Transposición de caudal..... | 104 |

| | | |
|--------------------------------|--|-----|
| 3.7.5. | Máximas avenidas | 104 |
| 3.7.5.1. | Caudales de avenidas de la cuenca..... | 104 |
| 3.7.5.2. | Tiempo de concentración | 105 |
| 3.7.5.3. | Intensidad de precipitación..... | 106 |
| 3.8. | Evaluación de impacto ambiental..... | 106 |
| 3.8.1. | Identificación de impactos ambientales..... | 107 |
| 3.8.1.1. | Identificación de actividades del proyecto | 107 |
| 3.8.1.2. | Identificación de factores ambientales | 107 |
| 3.8.1.3. | Identificación de impactos ambientales | 107 |
| 3.8.2. | Evaluación de impactos ambientales | 108 |
| 3.9. | Variables de estudio..... | 110 |
| 3.9.1. | Variables independientes | 110 |
| 3.9.2. | Variables dependientes | 110 |
| 3.10. | Diseño experimental..... | 111 |
| 3.10.1. | Diseño factorial completo 2^2 y mixto. | 111 |
| 3.10.2. | Simulación de superficie de respuesta | 113 |
| 3.11. | Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO ₂)..... | 113 |
| CAPÍTULO IV | | 114 |
| RESULTADOS Y DISCUSIONES | | 114 |
| 4.1. | Estimación de demanda energética..... | 114 |
| 4.2. | Parámetros de diseño | 116 |
| 4.2.1. | Altura bruta..... | 116 |
| 4.2.2. | Tubería de presión | 116 |
| 4.2.3. | Pérdidas de carga | 116 |
| 4.2.3.1. | Velocidad de flujo | 116 |
| 4.2.3.2. | Determinación del número de Reynolds | 117 |
| 4.2.3.3. | Determinación de la rugosidad relativa..... | 117 |

| | | |
|------------|---|-----|
| 4.2.3.4. | Determinación del factor de fricción..... | 117 |
| 4.2.3.5. | Pérdidas por fricción | 118 |
| 4.2.3.6. | Pérdida de carga secundaria | 118 |
| 4.2.3.6.1. | Pérdidas a la entrada | 118 |
| 4.2.3.6.2. | Accesorios..... | 119 |
| 4.2.3.6.3. | Expansión de tubería de 4 in a 6 in..... | 119 |
| 4.2.3.6.4. | Reducción | 120 |
| 4.2.4. | Altura neta | 121 |
| 4.2.4.1. | Tramo 1: casa de máquinas – cámara de carga 1 | 121 |
| 4.2.4.2. | Tramo 2: casa de máquinas – cámara de carga 2 | 122 |
| 4.2.5. | Selección de turbina..... | 123 |
| 4.2.6. | Selección de Alternador..... | 124 |
| 4.2.7. | Potencia hidráulica | 125 |
| 4.2.7.1. | Carga hidráulica de 35 m | 125 |
| 4.2.7.2. | Carga hidráulica de 45 m | 125 |
| 4.2.8. | Potencia neta/de salida..... | 126 |
| 4.2.8.1. | Carga hidráulica de 45 m | 126 |
| 4.2.8.2. | Carga hidráulica de 35 m | 126 |
| 4.3. | Estudio topográfico | 127 |
| 4.4. | Estudio hidrológico | 128 |
| 4.4.1. | Descripción de la cuenca | 128 |
| 4.4.2. | Parámetros geomorfológicos de la cuenca | 128 |
| 4.4.3. | Precipitación | 131 |
| 4.4.3.1. | Análisis de consistencia de precipitación..... | 131 |
| 4.4.3.2. | Precipitación de la cuenca..... | 134 |
| 4.4.3.2.1. | Total anual | 134 |
| 4.4.3.2.2. | Media mensual..... | 135 |

| | | |
|------------|--|-----|
| 4.4.4. | Caudal promedio | 139 |
| 4.4.4.1. | Transposición de caudal | 139 |
| 4.4.4.1.1. | Características geomorfológicas | 140 |
| 4.4.4.1.2. | Características hidrometeorológicas | 141 |
| 4.4.4.1.3. | Zonas de Vida | 142 |
| 4.4.4.1.4. | Obtención de caudales | 142 |
| 4.4.5. | Máximas avenidas | 143 |
| 4.4.5.1. | Caudal de máximas avenidas | 143 |
| 4.4.5.2. | Tiempo de concentración | 143 |
| 4.4.5.3. | Intensidad de precipitación..... | 143 |
| 4.5. | Evaluación de Impacto Ambiental | 144 |
| 4.5.1. | Identificación de impactos ambientales..... | 144 |
| 4.5.1.1. | Identificación de actividades del proyecto | 144 |
| 4.5.1.1.1. | Fase de construcción..... | 144 |
| 4.5.1.1.2. | Fase de operación y mantenimiento..... | 145 |
| 4.5.1.2. | Identificación de factores ambientales | 147 |
| 4.5.1.3. | Identificación de impactos ambientales | 148 |
| 4.5.2. | Evaluación de impactos ambientales | 149 |
| 4.5.2.1. | Importancia del impacto..... | 149 |
| 4.5.2.2. | Ponderación de la importancia | 149 |
| 4.5.3. | Análisis de Impactos..... | 154 |
| 4.5.3.1. | Por componentes ambientales | 154 |
| 4.5.3.2. | Por actividades del proyecto | 159 |
| 4.5.3.3. | Jerarquización de impactos | 163 |
| 4.6. | Análisis estadístico | 166 |
| 4.6.1. | Diseño factorial 2 ² | 166 |
| 4.6.1.1. | Potencia Real (Watts)..... | 166 |

| | | |
|--------------------------------------|--|-----|
| 4.6.1.2. | Eficiencia (%)..... | 168 |
| 4.6.2. | Diseño ANOVA factorial mixto 2x3..... | 170 |
| 4.6.2.1. | Potencia Real (Watts):..... | 170 |
| 4.6.2.2. | Eficiencia (%)..... | 172 |
| 4.6.3. | Simulación por Superficie de Respuesta 3^2 | 175 |
| 4.6.3.1. | Potencia Real (Watts)..... | 175 |
| 4.6.3.2. | Eficiencia (%)..... | 177 |
| 4.7. | Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO ₂)..... | 179 |
| 4.8. | Discusiones..... | 182 |
| 4.8.1. | Variable Potencia Real (Watts)..... | 182 |
| 4.8.2. | Variable Eficiencia (%)..... | 183 |
| CAPÍTULO V | | 185 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | | 185 |
| 5.1. | Conclusiones | 185 |
| 5.2. | Recomendaciones..... | 187 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | | 188 |
| ANEXOS..... | | 208 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| <i>Figura 1.</i> Representación del sistema hidrológico (Estrela, 1993) | 38 |
| <i>Figura 2.</i> Área transversal de la vertiente | 43 |
| <i>Figura 3.</i> Ruedas hidráulicas usadas en la época de los griegos (Schallenberg et al., 2008) | 44 |
| <i>Figura 4.</i> Transformación de energía hidráulica en energía eléctrica (EVE, 1995) | 49 |
| <i>Figura 5.</i> Componentes de un sistema Pico – hidráulico (Maher y Smith, 2001). | 56 |
| <i>Figura 6.</i> Concepto matemático de potencia y energía (Gardea, 1992)..... | 58 |
| <i>Figura 7.</i> Esquema conceptual de una turbina hidráulica (Carta et al., 2009) | 59 |
| <i>Figura 8.</i> Proceso de transformación de energía de una turbina de impulso (Gardea, 1992) | 61 |
| <i>Figura 9.</i> Turbina Pelton (Paish, 2002)..... | 62 |
| <i>Figura 10.</i> Turbina de Flujo Cruzado (Acharya et al., 2015)..... | 63 |
| <i>Figura 11.</i> Turbina Turgo (Paish, 2002) | 64 |
| <i>Figura 12.</i> Proceso de transformación de energía de una turbina de reacción (Gardea, 1992)..... | 65 |
| <i>Figura 13.</i> Turbina Francis (Paish, 2002) | 66 |
| <i>Figura 14.</i> Incidencia del chorro del agua sobre las paletas de doble cuchara de una turbina Pelton (Marchegiani, 2004)..... | 68 |
| <i>Figura 15.</i> Esquema del rodete de una turbina Pelton (González, 2009)..... | 69 |
| <i>Figura 16.</i> Vista frontal y sección lateral (Izquierda) y sección inferior de un álabe (González, 2009). | 69 |
| <i>Figura 17.</i> Potencia real y teórica de una turbina (Gardea, 1992). | 70 |
| <i>Figura 18.</i> Corte trasversal de un generador síncrono (Klempner & Kerszenbaum, 2011) | 72 |
| <i>Figura 19.</i> Ubicación del área de estudio..... | 73 |
| <i>Figura 20.</i> Coeficientes K, según la geometría de la entrada (Mott, 1996). | 82 |
| <i>Figura 21.</i> Rangos de velocidad específica para distintos tipos de turbinas (Dixon & Hall, 2010)..... | 86 |
| <i>Figura 22.</i> Gráfico que muestra la aplicabilidad de diversos tipos de turbinas dependiendo de la altura y caudal (Kaunda et al., 2014) | 87 |
| <i>Figura 23.</i> Gráfico que muestra el rango de aplicación de una Micro Turbina Pelton (Eisenring, 1991) | 89 |

| | |
|--|-----|
| <i>Figura 24.</i> Ubicación de las estaciones pluviométricas (SENAMHI) | 100 |
| <i>Figura 25.</i> Matriz de identificación de impactos (Conesa, 2010)..... | 107 |
| <i>Figura 26.</i> Selección de la turbina Pelton | 123 |
| <i>Figura 27.</i> Perfil longitudinal del terreno de la zona de estudio | 128 |
| <i>Figura 28.</i> Análisis de doble masa del grupo 1 | 131 |
| <i>Figura 29.</i> Análisis de doble masa del grupo 2..... | 132 |
| <i>Figura 30.</i> Análisis de doble masa del grupo 3..... | 133 |
| <i>Figura 31.</i> Análisis de doble masa del grupo 4..... | 134 |
| <i>Figura 32.</i> Precipitación mensual de la cuenca..... | 135 |
| <i>Figura 33.</i> Variación de la precipitación total mensual de la cuenca Cahingari y Ourohuari..... | 142 |
| <i>Figura 34.</i> Interacción total por sistema..... | 155 |
| <i>Figura 35.</i> Interacción total por subsistemas..... | 156 |
| <i>Figura 36.</i> Distribución de la importancia absoluta por factor ambiental..... | 158 |
| <i>Figura 37.</i> Distribución de la importancia relativa por factor ambiental..... | 159 |
| <i>Figura 38.</i> Distribución de la importancia absoluta por actividad..... | 161 |
| <i>Figura 39.</i> Distribución de la importancia relativa por actividad | 163 |
| <i>Figura 40.</i> Distribución de los impactos por Sistema | 164 |
| <i>Figura 41.</i> Distribución de Impactos..... | 165 |
| <i>Figura 42.</i> Diagrama de Pareto para la Potencia Real (Watts) del diseño factorial 2 ² | 166 |
| <i>Figura 43.</i> Superficie de respuesta estimada de la Potencia Real (Watts) para el diseño factorial 2 ² | 167 |
| <i>Figura 44.</i> Diagrama de Pareto para la Eficiencia (%) del diseño factorial 2 ² | 168 |
| <i>Figura 45.</i> Superficie de respuesta estimada de la eficiencia (%) para el diseño factorial 2 ² | 169 |
| <i>Figura 46.</i> Valores obtenidos de Potencia Real con caudal | 171 |
| <i>Figura 47.</i> Valores obtenidos de Potencia Real con altura | 172 |
| <i>Figura 48.</i> Valores obtenidos de Eficiencia con caudal..... | 174 |
| <i>Figura 49.</i> Valores obtenidos de Eficiencia con altura | 174 |
| <i>Figura 50.</i> Diagrama de Pareto para la Potencia Real (watts) de la simulación por superficie de respuesta 3 ² | 175 |
| <i>Figura 51.</i> Superficie de respuesta simulada y estimada de la potencia real (watts) para la simulación por superficie de respuesta 3 ² | 176 |

| | |
|--|-----|
| <i>Figura 52.</i> Diagrama de Pareto para la Eficiencia (%) de la simulación por superficie de respuesta 3^2 | 177 |
| <i>Figura 53.</i> Superficie de respuesta estimada de la eficiencia (%) para la simulación por superficie de respuesta 3^2 | 178 |
| <i>Figura 54.</i> Reducción de emisiones de CO ₂ en un tiempo de vida útil de 15 años..... | 181 |
| <i>Figura 55.</i> Río Cashingari | 231 |
| <i>Figura 56.</i> Mediciones de Caudal en el río Cashingari..... | 231 |
| <i>Figura 57.</i> Fundo Buenavista | 232 |
| <i>Figura 58.</i> Construcción de la carcasa, montaje y pintado de los equipos electromecánicos. | 232 |
| <i>Figura 59.</i> Transporte de los equipos electromecánicos | 233 |
| <i>Figura 60.</i> Tendido eléctrico | 234 |
| <i>Figura 61.</i> Montaje y funcionamiento de equipos electromecánicos..... | 234 |
| <i>Figura 62.</i> Pruebas de energía eléctrica en el Fundo Buenavista..... | 235 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. <i>Distribución de área, población y recursos hídricos en el Perú (ANA, 2009)</i> | 40 |
| Tabla 2. <i>Emisiones evitadas de Dióxido de Carbono (CO₂) (IDAE, 2006)</i> | 48 |
| Tabla 3. <i>Clasificación de las pequeñas hidroeléctricas (OLADE, 1985)</i> | 50 |
| Tabla 4. <i>Clasificación de las mini hidroeléctricas (Brusa y Guarnone, 2006)</i> | 50 |
| Tabla 5. <i>Beneficios de la energía eléctrica en las diversas zonas del departamento de Cajamarca (Calderón, 2005)</i> | 51 |
| Tabla 6. <i>Categorías ambientales del método Batelle-Columbus (Coria, 2008)</i> | 54 |
| Tabla 7. <i>Clasificación de turbinas (Bavishi & Bhagat, 2017)</i> | 59 |
| Tabla 8. <i>Rangos de velocidad específica para cada tipo de turbina (Kaunda et al., (2014)^a, Nasir (2014b)^b, (Theint & Myo, 2018)^c, (Dave et al., 2015)^d)</i> | 67 |
| Tabla 9. <i>Ventajas y desventajas de una generador Síncrono y Asíncrono (AHEC, 2012)</i> | 71 |
| Tabla 10. <i>Potencia de los artefactos electrodomésticos para las actividades domésticas.</i> | 76 |
| Tabla 11. <i>Potencia de los equipos eléctricos para las actividades agrícolas.</i> | 76 |
| Tabla 12. <i>Comparación de los diferentes materiales para tuberías de presión (Coz et al., 1996)</i> | 77 |
| Tabla 13. <i>Propiedades del agua (Mott, 1996)</i> | 79 |
| Tabla 14. <i>Resistencia de accesorios expresados como longitud equivalente en diámetros de conducto (Mott, 1996)</i> | 83 |
| Tabla 15. <i>Factor de fricción para conductos de acero comercial (Mott, 1996)</i> | 83 |
| Tabla 16. <i>Coefficientes de resistencia (Mott, 1996)</i> | 84 |
| Tabla 17. <i>Coefficientes de resistencia (Mott, 1996)</i> | 84 |
| Tabla 18. <i>Rangos de velocidad específica para Turbina Pelton (Nasir (2014b)^a, (Theint & Myo (2018)^b)</i> | 87 |
| Tabla 19. <i>Diferentes velocidades síncronas para un generador de 50 Hz y 60 Hz de frecuencia (Kaunda et al., 2014).</i> | 90 |
| Tabla 20. <i>Rendimiento de los diversos componentes del sistema pico – hidráulico.</i> | 91 |
| Tabla 21. <i>Clasificación de una cuenca según su área (Campos, 1984)</i> | 93 |
| Tabla 22. <i>Rangos del coeficiente de compacidad (Reyes, Barroso, & Carvajal, 2010)</i> | 94 |
| Tabla 23. <i>Rango de pendientes (D.S 017-2009-AG, 2009)</i> | 96 |
| Tabla 24. <i>Ubicación de las estaciones pluviométricas.</i> | 98 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 25. <i>Período y año de registro de las estaciones pluviométricas</i> | 101 |
| Tabla 26. <i>Períodos de registro de las estaciones pluviométricas entre 1992 – 2012</i> .. | 102 |
| Tabla 27. <i>Períodos de registro de las estaciones pluviométricas entre 1964 - 1980</i> ... | 102 |
| Tabla 28. <i>Coefficientes y exponentes según región del Perú</i> | 105 |
| Tabla 29. <i>Criterios de evaluación para la valoración del impacto</i> | 108 |
| Tabla 30. <i>Valoración de cada atributo (Conesa, 2010)</i> | 109 |
| Tabla 31. <i>Valoración de importancia de los impactos ambientales</i> | 110 |
| Tabla 32. <i>Codificación de los niveles a emplear para el diseño estadístico</i> | 112 |
| Tabla 33. <i>Distribución parámetros codificados y no codificados</i> | 112 |
| Tabla 34. <i>Requerimiento energético doméstico del fundo Buenavista</i> | 114 |
| Tabla 35. <i>Requerimiento energético de las actividades agrícolas del fundo Buenavista</i> | 114 |
| Tabla 36. <i>Características de las tuberías de PVC de 4 pulg. y 6 pulg. clase 10 y acero de 2 pulg. cédula 40</i> | 116 |
| Tabla 37. <i>Velocidad del flujo para cada diámetro de tubería</i> | 117 |
| Tabla 38. <i>Número de Reynolds</i> | 117 |
| Tabla 39. <i>Factor de fricción para cada tipo de tubería</i> | 118 |
| Tabla 40. <i>Pérdidas de energía por fricción</i> | 118 |
| Tabla 41. <i>Pérdidas de energía a la entrada</i> | 118 |
| Tabla 42. <i>Pérdidas de energía en la válvula de compuerta</i> | 119 |
| Tabla 43. <i>Pérdidas de energía en la unión roscada</i> | 119 |
| Tabla 44. <i>Pérdidas de energía en la expansión de la tubería de 4 a 6 pulg.</i> | 120 |
| Tabla 45. <i>Pérdidas de energía en las diversas reducciones</i> | 120 |
| Tabla 46. <i>Información nominal del Alternador</i> | 124 |
| Tabla 47. <i>Medidas obtenidas del levantamiento topográfico</i> | 127 |
| Tabla 48. <i>Coordenadas de los puntos del levantamiento topográfico</i> | 127 |
| Tabla 49. <i>Parámetros generales de la cuenca</i> | 129 |
| Tabla 50. <i>Parámetros de forma de la cuenca</i> | 129 |
| Tabla 51. <i>Parámetros de relieve de la cuenca</i> | 129 |
| Tabla 52. <i>Longitud de cada curva de nivel</i> | 130 |
| Tabla 53. <i>Cálculo de la precipitación total anual</i> | 134 |
| Tabla 54. <i>Precipitación mensual de la Micro-cuenca Cashingari</i> | 135 |
| Tabla 55. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Enero</i> | 135 |
| Tabla 56. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Febrero</i> | 136 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 57. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Marzo</i> | 136 |
| Tabla 58. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Abril</i> | 136 |
| Tabla 59. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Mayo</i> | 137 |
| Tabla 60. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Junio</i> | 137 |
| Tabla 61. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Julio</i> | 137 |
| Tabla 62. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Agosto</i> | 138 |
| Tabla 63. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Setiembre</i> | 138 |
| Tabla 64. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Octubre</i> | 138 |
| Tabla 65. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Noviembre</i> | 139 |
| Tabla 66. <i>Cálculo de la precipitación mensual - Diciembre</i> | 139 |
| Tabla 67. <i>Características geomorfológicas</i> | 140 |
| Tabla 68. <i>Precipitación total mensual</i> | 141 |
| Tabla 69. <i>Caudales de avenidas de la Micro-cuenca Cashingari</i> | 143 |
| Tabla 70. <i>Intensidad de precipitación en diferentes intervalos de tiempo</i> | 144 |
| Tabla 71. <i>Actividades de la Pico-central durante las fases de construcción, operación y mantenimiento.</i> | 146 |
| Tabla 72. <i>Factores ambientales del proyecto</i> | 147 |
| Tabla 73. <i>Matriz de identificación de impactos</i> | 150 |
| Tabla 74. <i>Matriz de impactos ambientales</i> | 152 |
| Tabla 75. <i>Interacciones totales por cada factor ambiental</i> | 154 |
| Tabla 76. <i>Importancia absoluta de cada factor ambiental</i> | 157 |
| Tabla 77. <i>Importancia relativa de cada factor ambiental</i> | 158 |
| Tabla 78. <i>Porcentaje de afectación de cada actividad</i> | 160 |
| Tabla 79. <i>Porcentaje de afectación de cada actividad</i> | 161 |
| Tabla 80. <i>Importancia relativa de cada componente del proyecto</i> | 162 |
| Tabla 81. <i>Jerarquización de impactos por sistemas y su naturaleza.</i> | 163 |
| Tabla 82. <i>Jerarquización de impactos</i> | 165 |
| Tabla 83. <i>Análisis de varianza para la Potencia Real (watts)</i> | 170 |
| Tabla 84. <i>Análisis de varianza para la Eficiencia (%)</i> | 173 |
| Tabla 85. <i>Reducción de emisiones de CO₂ en un tiempo de vida útil de 15 años.</i> | 180 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| Anexo 1 – Propiedades del agua (Mott, 1996) | 209 |
| Anexo 2 – Resistencia de accesorios expresados como longitud equivalente en diámetros de conducto (Mott, 1996). | 210 |
| Anexo 3 – Factor de fricción para conductos de acero comercial (Mott, 1996) | 211 |
| Anexo 4 - Coeficientes de resistencia (dilatación) (Mott, 1996)..... | 211 |
| Anexo 5 – Coeficientes de resistencia (contracción) (Mott, 1996) | 211 |
| Anexo 6 – Curvas de eficiencia típicas para diferentes turbinas | 212 |
| Anexo 7 – Levantamiento topográfico desde la captación hasta la casa de máquinas | 213 |
| Anexo 8 – Topografía de toda la zona de estudio | 214 |
| Anexo 9 – Modelo de Alternador | 215 |
| Anexo 10 – Mapa de ubicación de la microcuenca Cashingari..... | 216 |
| Anexo 11 – Mapa de pendientes de la microcuenca Cashingari | 217 |
| Anexo 12– Mapa de Isoyetas de la Cuenca Perené | 218 |
| Anexo 13– Mapa de Isoyetas de la Microcuenca Cashingari..... | 219 |
| Anexo 14– Ubicación de la microcuenca Ourohuari..... | 220 |
| Anexo 15– Zonas de vida de la Microcuenca Cashingari | 221 |
| Anexo 16– Zonas de vida de la Microcuenca Ourohuari | 222 |
| Anexo 17- Caudal promedio mensual de cada año | 223 |
| Anexo 18 - Ponderación de la importancia relativa | 226 |
| Anexo 19 – Tabla ANOVA DOE factorial 2 ² para la Potencia Real y Eficiencia | 227 |
| Anexo 20 – Tabla del coeficiente de regresión DOE factorial 2 ² para la Potencia Real y Eficiencia..... | 228 |
| Anexo 21 – Tabla del coeficiente de regresión para Superficie de Respuesta 3 ² de la Potencia Real y Eficiencia..... | 229 |
| Anexo 22 – ANEXO FOTOGRÁFICO..... | 230 |

NOMENCLATURA/SÍMBOLOS USADOS

FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

GEI: Gases de Efecto Invernadero

IEA: Agencia Internacional de la Energía

IPCC: Panel Intergubernamental del Cambio Climático

MINAM: Ministerio del Ambiente

MINEM: Ministerio de Energía y Minas

OIT: Organización Internacional del Trabajo

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

OMS/WHO: Organización Mundial de la Salud

UNIDO: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial

bh – PT: Bosque húmedo premontano tropical

bh – T: Bosque húmedo tropical

CO: Monóxido de Carbono

CO₂: Dióxido de carbono

H_b: Altura bruta

H_n: Altura neta

N₂: Nitrógeno molecular

NO_x: Óxidos de nitrógeno

O₂: Oxígeno

Lc/D: Longitud equivalente en diámetros de conducto

PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica

RIAM: Evaluación Rápida del Impacto Ambiental

SO₂: Dióxido de azufre

TSM: Temperatura Superficial del Mar

UIP: Unidades de importancia

AC: Corriente alterna

CV: caballo de vapor

in: pulgada

kg/m³: kilogramo/metro cúbico

km: kilómetro

km²: kilómetro cuadrado

kN/m³: kilonewton/metro cúbico

kW: Kilovatio

kWh: Kilovatio-hora

m/s: metro/segundo

m²: metro cuadrado

m³/hab/año: metrocúbico/habitante/año

mm: milímetro

Mm³/año: millones de metros cúbicos/año

MW: Megavatio

Ns: Velocidad específica

Pa.s: Pascal por segundo

ppm: partículas por millón

rad/s: radianes sobre segundo

RPM: Revoluciones por minuto

s: segundo

TW: Teravatio

RESUMEN

El objetivo de la presente investigación fue evaluar la generación de hidroenergía y reducción de emisiones de dióxido de carbono a través de una Picocentral hidroeléctrica en el Fundo Buenavista, provincia de Satipo. Para ello, se realizaron diversos estudios previos, a fin de garantizar las mejores condiciones de funcionamiento y la minimización de efectos negativos al entorno, estos estudio fueron: hidrológico, topográfico e impacto ambiental. Así mismo, se evaluó el efecto de dos factores: caudal (L/s) y altura (m), en relación con las variables respuesta: Potencia Real (watts) y Eficiencia (%) del sistema Pico-hidráulico. En primera instancia se utilizó un diseño factorial 2^2 , posteriormente un diseño factorial mixto 2×3 , en la cual se adicionó un nivel a la variable caudal y finalmente se realizó una simulación por superficie de respuesta 3^2 . Los resultados, arrojaron que con la variable caudal, a un nivel intermedio (11.0 – 11.2 L/s) se obtiene valores de Potencia superiores a los 2 600 watts y Eficiencia por encima del 80%, además, resultó el factor más significativo para el sistema tanto en el diseño factorial 2^2 como la simulación por superficie de respuesta 3^2 . La reducción de emisiones de CO_2 con la energía mínima y máxima generada según el diseño de experimentos es de 6.949 $TnCO_2/año$ y 14.5 $TnCO_2/año$ respectivamente.

Palabras clave: Picocentral, energía hidráulica, turbina Pelton, Potencia real, Eficiencia

ABSTRACT

The objective of the present investigation was to evaluate the generation of hydroenergy and reduction of carbon dioxide emissions through of Pico hydropower in the Buenavista farm, province of Satipo. For this, several previous studies were carried out, in order to guarantee the best operating conditions and the minimization of negative effects to the environment, these studies were: hydrological, topographic and environmental impact. Likewise, the effect of two factors was evaluated: flow (L/s) and head (m), in relation to the response variables: Power out (watts) and Efficiency (%) of the Pico-hydraulic system. In the first instance a factorial design 2^2 is shown, then a mixed factorial design 2×3 , in which a level was added to the caudal variable and finally a simulation was carried out for the answer surface 3^2 . The results showed that with the variable flow rate, at an intermediate level (11.0 - 11.2 L/s), Power out values higher than 2,600 Watts and Efficiency above 80% are obtained, in addition, the most significant factor for the system in both the factorial design 2^2 and the Response surface simulation 3^2 . The reduction of CO₂ emissions with the minimum and maximum energy generated according to the design of the experiments is 6.949 *TnCO₂/year* y 14.5 *TnCO₂/year* respectively.

Keywords: Pico hydropower, hydraulic energy, pelton wheel, power output, efficiency

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Identificación del problema

El cambio climático es uno de los problemas centrales que enfrentan las personas hoy en día y, su origen ha ocasionado un desequilibrio en el planeta (MINAM, 2009). El quinto informe de evaluación del Panel Intergubernamental sobre el cambio climático (IPCC) concluye que el calentamiento global es causado principalmente por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de manera especial el dióxido de carbono (CO₂) (Stocker et al., 2013), y que una de las razones del incremento de las emisiones de GEI se debe al consumo de combustibles fósiles (Anugrah, Setiawan, & Budiarto, 2015).

El cambio climático repercute de manera directa sobre el recurso hídrico, principalmente reflejado en el deshielo de los polos, lo que origina un crecimiento en el nivel del mar, así también, la desglaciación produce efectos negativos en la agricultura, en las precipitaciones y el abastecimiento de agua potable en las ciudades (MINAM, 2009).

A nivel mundial, la generación de energía eléctrica tiene una elevada dependencia de los combustibles fósiles (Laguna, 2002) y la energía nuclear. En 1973, el 78.5 % de la electricidad fue generado por energías no renovables (38.3% carbón, 24.8% petróleo, 12.1% gas natural, 3.3% energía nuclear) y solo un 21.5% de energías renovables (20.9% hidroeléctrica y 0.6% otros). Este panorama, 43 años después (2015) no produjo cambios significativos, donde el 76.9 % de electricidad generado fue por combustibles y energía nuclear (39.3% carbón, 4.1% petróleo, 22.9% gas natural, 10.6% energía nuclear), y un pequeño 23.1% fue por energías renovables (16.0% hidroeléctrica y 7.1% otros) (Agencia Internacional de la Energía [IEA], 2017).

La enorme dependencia de estas energías convencionales (no renovables) ha generado serios impactos al ambiente (Acharya, Kim, Thapa, & Lee, 2015), debido a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que tiene como agente principal al dióxido de carbono (CO₂) (Laguna, 2002). Laguna (2002) menciona que entre las principales emisiones producidas por el uso de combustibles, están: óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos no quemados

(HC) y partículas suspendidas, además de nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂) residuales del aire usado en la combustión (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2015).

El uso de combustibles fósiles en los últimos 150 años, ha contribuido al aumento del CO₂ y otros gases de efecto invernadero en la atmósfera, que son la principal causa del cambio climático (Riba, 2012). Se estima que el 95% de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera, tienen como origen la quema de combustibles (Enríquez, 2012).

En ese sentido, el sector energético es el mayor contribuyente de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), debido a que es el responsable del 35% del total de emisiones, además, la generación de electricidad, produce el 25% de las emisiones a nivel mundial (IPCC, 2014).

Creus (2009) explica que en las centrales termoeléctricas, por cada kW/h de energía eléctrica generado, se emite a la atmósfera según el combustible empleado: 0.18 kg de CO₂/kW/h si es gas natural, 0.29 kg de CO₂/kW/h si es gasoil y 0.33 kg de CO₂/kW/h si es carbón.

La consecuencia más notable del aumento del CO₂ es el recalentamiento de la atmósfera, a un ritmo de 0.3°C por década, que para el año 2050 la variación de temperatura será de 2 – 4.5°C (Carta, Calero, Colmenar, y Castro, 2009), esto traerá como resultado una pérdida de masas glaciares y de las capas de hielo de Groenlandia y la Antártida, produciendo una expansión de las aguas oceánicas, aumentando el nivel del mar de 0.09 a 0.88 m entre 1990 y 2100 (Latake, Pawar, & Ranveer, 2015), teniendo como consecuencia una mayor amenaza de inundaciones costeras (Brown, Nicholls, Lowe, & Hinkel, 2014) y un aumento anticipado en la intensidad de los eventos de ciclones (Emanuel, 2005), en la cual, alrededor de 120 millones de personas están expuestas a inundaciones costeras asociadas con tormentas y ciclones (Wong et al., 2015).

Se estima que la cantidad de CO₂ será alrededor de 450 ppm (0.04%) para el año 2040, actualmente el nivel es de 400 ppm, y es muy superior a los años 1960 donde la cantidad estaba alrededor de los 313 ppm (Ahmad, 2017).

El aumento de la mortalidad relacionada con el calor, será uno de los impactos más probables del cambio climático (K. Smith et al., 2014), debido a que la conexión entre el clima y los impactos a la salud es directa (Sauerborn & Ebi, 2012), en la cual, la relación entre días calurosos y el aumento en la mortalidad es muy fuerte (Honda et al., 2014). Christidis et al., (2010) concluyeron que existe una alta probabilidad de que el aumento de 4 veces del riesgo de eventos de calores extremos en Europa en la década de 1999 – 2008 haya sido a causa del cambio climático, en donde la ola de calor del año 2003 produjo más de 70 000 muertes en exceso (Robine et al., 2008). La Organización Mundial de la Salud (OMS) estima que a nivel global el incremento de muertes adicionales relacionadas al calor es de 92 207 para el año 2030 y 255 486 para el 2050, siendo las regiones de África Sub-sahariana, Latinoamérica y el Suroeste de Asia donde se presentará el mayor incremento (WHO, 2014).

Por otro lado, otro grave problema de los GEI es que la emisión de SO_2 y NO_x , generan un gran problema ambiental al reaccionar con las nubes, debido a que forman una mezcla de ácido sulfúrico (H_2SO_4) y ácido nítrico (HNO_3), los cuales precipitan a través de la lluvia y nieve, dando lugar a la lluvia y nieve ácida, que al entrar en contacto con partículas secas originan corrosión (Laguna, 2002), acidificación de suelos y lagos, daño a la vegetación, a los bienes, entre otros (MINEM, 2015).

El consumo de energía mundial crece de forma cada vez más rápida. En el año 1980 el consumo de energía no renovable en el mundo fue de 8.777 TW, para el año 2008 el consumo aumentó a 15.009 TW, siendo un aumento del 71% (Riba, 2012). A su vez, el aumento de la población que varió de 4,438 millones de habitantes en el año 1980 a 6 759 millones de habitantes en el año 2008 (Banco Mundial, 2016), hace que el consumo de energía per cápita haya aumentado de 2.3 w/hab, en 1980 a 2.67 w/hab en el 2008, un aumento del 14.5% (Riba, 2012). Así mismo, entre el 2005 y el 2014 el consumo mundial de energía se incrementó en un 18% y se estima que el incremento para el año 2035 será del 35% (Pérez, Fernández, Vilariño, Montaña, & Maldonado, 2017).

Este crecimiento de consumo de energía, produce una brecha energética que afecta en gran medida la sostenibilidad ambiental del mundo (Yah, Oumer, & Idris, 2017). Es así que existen 1.6 billones de personas que aún no cuenta con acceso a electricidad (Cobb & Sharp, 2013) y 2.4 billones que usan la biomasa tradicional para cocinar (Yah et al., 2017). Para el año 2030 el porcentaje de la población mundial que no contará con electricidad será del 16% (Kadier et al., 2017).

En el Perú, se ha retrocedido en materia de generación de energía según la fuente o tipo de tecnología, pues a inicios del siglo, en el año 2001, la producción de electricidad dependía de la hidroenergía en un 93.9%, sin embargo, con el pasar de los años, disminuyó su participación a un 74.3% en el 2005 y 58.5% en el 2010, mientras el gas natural que se situaba en un ínfimo 4.2% en el años 2001 tomó mayor protagonismo, incrementando su participación pasando del 17.7% en 2005 al 35.3% en el 2010. Actualmente, la producción en base a la energía hidráulica representa el 50.4% y el gas natural se sitúa en un 46.4%, mientras que las energías renovables no convencionales (eólica, solar y biomasa) participan solo del 2.1% (OSINERGMIN, 2016). Es por ello, que el sector energético emitió aproximadamente el 28,7% de los gases de efecto invernadero (MINEM, 2015).

Del total de emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI), el Perú solo genera un 0.3% (MINEM, 2015), sin embargo, a pesar que es una ínfima parte, es el tercer país, más vulnerables del mundo ante el cambio climático, después de Bangladesh y Honduras (Brooks y Adger, 2003). Esto se refleja, debido a que en las últimas tres décadas, el Perú ha perdido 7,000 millones de m³ de agua (Paz y García, 2006), un retroceso del 22% de superficie de los glaciares, que afecta la disponibilidad de agua dulce para consumo humano y la generación de energía eléctrica (centrales hidroeléctricas) (MINEM, 2015). Además, se proyecta que para el año 2025, aquellos glaciares que estén por debajo de los 5,500 msnm habrán desaparecido (Vargas, 2009).

Otro efecto directo del cambio climático en el Perú es el calentamiento de la temperatura superficial del mar (TSM), que traería como consecuencia un aumento en la frecuencia e intensidad del Fenómeno del Niño (Vargas, 2009). Así mismo, un aumento del nivel mar traería impactos negativos en las actividades productivas de la costa peruana, debido al riesgo de inundaciones en zonas bajas y desbordes.

Por otro lado, la problemática principal del fundo Buenavista es la falta de energía eléctrica, debido a que se ubica en una zona alejada de la ciudad, con una topografía accidentada, lo que hace muy complicado que en tiempo futuro la electrificación sea una realidad. Esta falta de energía dificulta realizar diversas actividades cotidianas tanto en el ámbito doméstico como en el agrícola.

1.2. Justificación de la investigación

Actualmente las mediciones de desarrollo en cualquier sociedad están relacionadas al nivel de consumo de energía (Bilen et al., 2008), en la cual, el nivel de vida de un país está directamente relacionado con el consumo, debido a que el consumo de energía per cápita es una medida del ingreso per cápita, así como una medida de las prosperidad de una nación (Edeoja, Ibrahim, & Tuleun, 2016). Es por ello, que la energía es reconocida como un parámetro de entrada crítico en el desarrollo económico de un país

El acceso a la electricidad es la clave principal del desarrollo, debido a que proporciona energía para usos productivos y de comunicación (Yuksel, 2013). Además, los beneficios de la electrificación pueden abarcar desde productividad, educación, oportunidades económicas, entre otros (IEG, 2008). Pero sobre todo, la energía desempeña el papel más vital en el crecimiento económico, progreso, así como la erradicación de la pobreza de un país (Athanas & McCormick, 2013).

Implementar un sistema de generación de energía eléctrica a través de una Picocentral usando un recurso renovable como el agua, ayudará a que las familias beneficiadas tengan energía en sus hogares. Con esto, se contará con electricidad para el desarrollo de diversas actividades, tanto en el ámbito doméstico como agrícola. Esto debido a que la electrificación tiene el potencial de mejorar los estándares de calidad de vida de las personas que habitan en zonas remotas (Gladstone, Tersigni, Francfort, & Haldeman, 2014).

La energía hidroeléctrica, tiene muchas ventajas frente a otras fuentes de generación, debido a que no contamina la atmósfera, pues no emite gases de efecto invernadero, ni provoca lluvia ácida, además, durante el proceso de generación de energía, no necesita sistemas adicionales de refrigeración o calderas, que en muchas ocasiones contaminan el ambiente; así mismo, un aspecto importante es el recursos inagotable, en cuanto el ciclo hidrológico se mantenga (CESEDEN, 2010).

Por otro lado, al usar una fuente renovable para la generación de energía eléctrica, se evita contaminar el medio ambiente a comparación del uso de combustibles fósiles, que contaminan el aire con la emisión de gases de efecto invernadero. Además, es una fuente sostenible y respetuosa con la naturaleza (Yah et al., 2017)

El sistema que se implementará tiene bajos costos de mantenimiento (Uniyal, Kanojia, & Pandey, 2016), es viable, eficiente y tiene un largo período de duración. Además, requiere de caudales bajos de agua y permite generar energía en lugares alejados y de difícil acceso.

1.3. Presuposición filosófica

En Génesis 1:28 dice: “[...] Fructificad y multiplicaos; llenad la tierra, y sojuzgadla, y señoread en los peces del mar, en las aves de los cielos, y en todas las bestias [...]”, este texto indica que Dios entregó la responsabilidad al hombre de administrar y cuidar la creación que había hecho.

García (2006) afirma que al examinar los textos bíblicos donde se establece la relación del ser humano con la naturaleza, existe una responsabilidad de administración, traducido como un trato en la cual se debe rendir cuentas. Anaya (2014) destaca que desde el principio cuando Dios ordenó al ser humano, le ordenó someter y dominar la creación, en un sentido más profundo, les estaba diciendo que cuiden la obra que había realizado.

White (1975), menciona que el propósito de la creación del hombre es que glorifique a Dios en cuerpo y espíritu, es por ello, que debe mantener su cuerpo en la condición más saludable posible. Así como las personas buscan tener un estado de salud óptimo, de la misma manera ocurre con planeta. Por ello, se deduce que cada persona debe buscar la manera de mantener la creación de Dios en un estado “sano y conservado”.

Finalmente, White (1989, p. 287) afirma:

“El huerto del Edén (...) era extremadamente hermoso. Graciosos arbustos y flores delicadas deleitaban los ojos a cada paso. En ese huerto, había árboles de toda especie, muchos de los cuales llevaban frutos perfumados y deliciosos. En sus ramas, las aves modulaban sus cantos de alabanza. Adán y Eva, en su pureza inmaculada, se regocijaban por lo que veían y oían en el Edén”.

La deducción de esta frase es que Dios desde la creación, siempre buscó la armonía y sinergia entre el hombre y la naturaleza, esto implicaría conservarla y no degradarla. En ese sentido, la generación de energía eléctrica a través de una fuente limpia y renovable, contribuye al cuidado del ambiente, pues no genera contaminación ni degradación del medio natural.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general.

Evaluar la generación de hidroenergía y reducción de emisiones de dióxido de carbono a través de una Picocentral en el Fundo Buenavista provincia de Satipo.

1.4.2. Objetivos específicos.

- Diseñar una Picocentral hidroeléctrica en la generación de hidroenergía.
- Implementar el sistema hidroenergético para mejorar la calidad de vida de las personas del fundo Buenavista.
- Determinar la Potencia Real (Watts) y Eficiencia (%) en la generación de hidroenergía en el fundo Buenavista empleando diseño de experimentos y simulación con superficie de respuesta.
- Estimar la reducción de emisiones del dióxido de carbono (CO₂).

CAPÍTULO II

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1. Energías Renovables

Según el MINEM (2015, p. 28) las energías renovables son:

“Aquellas provenientes de recursos naturales que están disponibles de forma continua y son inagotables a escala humana; se renuevan continuamente, a diferencia de los combustibles fósiles, de los que existen determinadas cantidades o reservas, agotables en un plazo más o menos determinado. Se caracterizan principalmente (a diferencia de los no renovables) por no emitir gases de efecto invernadero (causantes del calentamiento global) en el uso de este tipo de energía”.

Creus (2009) define las energías renovables como energías alternativas o blandas, que abarcan diversas fuentes energéticas que se regeneran de manera natural y prácticamente son inagotables en el tiempo. Así mismo, las energías renovables permiten una armonía dinámica entre la disponibilidad equitativa de bienes y servicios de alto consumo energético para todas las personas y la preservación de la tierra para las generaciones futuras (Tester, Drake, & Driscoll, 2005)

Las energías renovables son amigables con el medio ambiente y sostenibles en el tiempo, entre las energías renovables de encuentran: energía hidráulica; energía marina; energía solar; energía eólica; energía geotérmica; biomasa (Yah et al., 2017).

2.1.1. Energía hidráulica

La energía hidráulica es el aprovechamiento de la fuerza del agua, y se obtiene por la caída del agua hacia un nivel inferior, que luego será transformada a energía mecánica, mediante el uso de una turbina hidráulica, y que finalmente a través de un generador, se obtendrá energía eléctrica (Fundación Solar, 2013).

Actualmente, este tipo de energía, es la fuente renovable más usada en el mundo para la generar electricidad. Las centrales hidroeléctricas a gran escala, son las encargadas de producir energía, que a través de presas y embalses grandes, almacenan grandes cantidades de agua, para la generación de eléctrica; sin embargo, en la actualidad, existen sistemas a pequeña escala, que no requieren de grandes embalses, y por ende no causan problemas al ambiente, y ayudan a electrificar a zonas alejadas (Fernández et al., 2014).

2.1.2. Energía solar

Madrid et al., (2015) mencionan que la energía solar es la base de las demás energías. La energía solar se emplea en dos marcos principales: solar fotovoltaica y solar térmica (Aslani, 2014). La tecnología fotovoltaica es para la generación de electricidad al convertir la radiación solar en corriente continua usando semi-conductores o paneles solares (Kemp, 2009). La tecnología solar térmica se utiliza en la producción de calor (Aslani, 2014).

En ese sentido, Schallenberg et al., (2008) afirman que el sol de manera directa o indirecta, es el origen de todas las energías renovables, excepto la mareomotriz y geotérmica. La radiación del sol, llega a la tierra de tres maneras distintas: por radiación directa, donde la radiación llega de forma directa, sin haberse desviado o cambiado de dirección, por radiación difusa, que es la radiación que llega al planeta después de haber cambiado su dirección con cualquier elemento de la atmósfera, y la radiación reflejada, que es la radiación reflejada por la superficie terrestre (zonas con nieve o con masas de agua).

2.1.3. Biomasa

Se entiende por biomasa, toda la masa viviente (plantas y animales) que existe sobre el planeta, y en un sentido más estricto, en una estrecha capa superficial de la biosfera, constituida por compuestos orgánicos, cuyo origen se encuentra en el proceso fotosintético (González, 2009). Sin embargo, existen otras categorías de biomasa, que incluyen residuos agrícolas, co-productos de procesos industriales, desechos alimenticios o cultivos (Aslani, 2014).

La energía se puede liberar por combustión, fermentación, rotura celular, entre otros (Madrid et al., 2015), y se puede aprovechar para producir electricidad y calor o para usarse como combustible (Aslani, 2014).

2.1.4. Energía eólica

La energía eólica, es aquella energía que proviene del viento, en la cual se aprovecha la energía cinética del aire en movimiento (Asumadu-Sarkodie & Owusu, 2016) y se emplea para producir electricidad (Madrid et al., 2015). Para ello, es necesario parques eólicos con molinos de vientos, denominados aerogeneradores (Madrid et al., 2015)

González (2009) afirma que “la energía eólica, es energía solar que se almacena en la atmosfera en forma de calor distribuido de modo no homogéneo”, es por ello, la deducción de que la energía eólica es energía solar indirecta.

2.1.5. Energía mareomotriz

El aprovechamiento de la energía de mar, se puede dar a través de las mareas, corrientes oceánicas, las olas, gradiente térmico de los océanos, o biomasa marina (Schallenberg et al., 2008). El proceso de generación de una ola, ocurre cuando el viento pasa sobre el agua (océano), y cuanto más rápida es la velocidad del viento y mayor es su velocidad, mayor es la altura de la ola, así como la energía producida (Jacobson & Delucchi, 2011).

Sin embargo, a pesar que el mar es un enorme almacén de energía (Schallenberg et al., 2008), en la actualidad son poco explotadas, aunque se están desarrollando tecnologías para mejorar su aprovechamiento (Madrid et al., 2015).

2.1.6. Energía geotérmica

La energía geotérmica es un tipo de energía térmica que se obtiene naturalmente del interior de la tierra, en la cual, el origen del calor está relacionado con la estructura interna de la tierra y los procesos físicos que ocurren en ella (Owusu & Asumadu-Sarkodie, 2016). El proceso de generación se produce por la desintegración radioactiva con temperaturas que bordean los 4 000°C en el centro de la tierra (Abolhosseini, Heshmati, & Altmann, 2014). La energía geotérmica es utilizada en diversas tecnologías, como el uso directo, el uso de depósitos profundos para generar electricidad y las bombas de calor geotérmicas (Aslani, 2014)

2.2. Recurso Hídrico

2.2.1. Ciclo hidrológico

Ordoñez (2011) indica que el ciclo hidrológico es “la sucesión de etapas que atraviesa el agua al pasar de la tierra a la atmósfera y volver a la tierra: evaporación desde el suelo, mar o aguas continentales, condensación de nubes, precipitación, acumulación en el suelo o masas de agua y re-evaporación”.

El ciclo hidrológico involucra procesos de transporte que recirculan de manera indefinida, estos movimientos permanentes ocurren por dos factores importantes: la primera, por la evaporación, donde el sol proporciona la energía para elevar el agua, y la segunda, por la gravedad terrestre, que hace que el agua una vez condensada, descienda mediante precipitación y posteriormente escorrentía (Ordoñez, 2011).

Por otro lado, el ciclo hidrológico puede considerarse como un producto integrado del clima y de los atributos bio-geo-físicos de la superficie, debido a que ejerce una influencia sobre el clima que va más allá de la interacción entre la humedad atmosférica, la lluvia y la escorrentía (Marengo, 2006).

El modelo conceptual de ciclo hidrológico, que involucra el almacenamiento y movimiento del agua que tiene como protagonistas cuatro elementos: biósfera, atmósfera, hidrósfera y litósfera, se considera sistema hidrológico (Ordoñez, 2011).

Debido a que los fenómenos hidrológicos son complejos, en su totalidad no pueden ser conocidos, es por ello, la denominación de sistema hidrológico (Figura 1) (Guevara & Cartaya, 1991), que viene a ser un conjunto de partes diferenciadas que interactúan como un todo (Ordoñez, 2011)

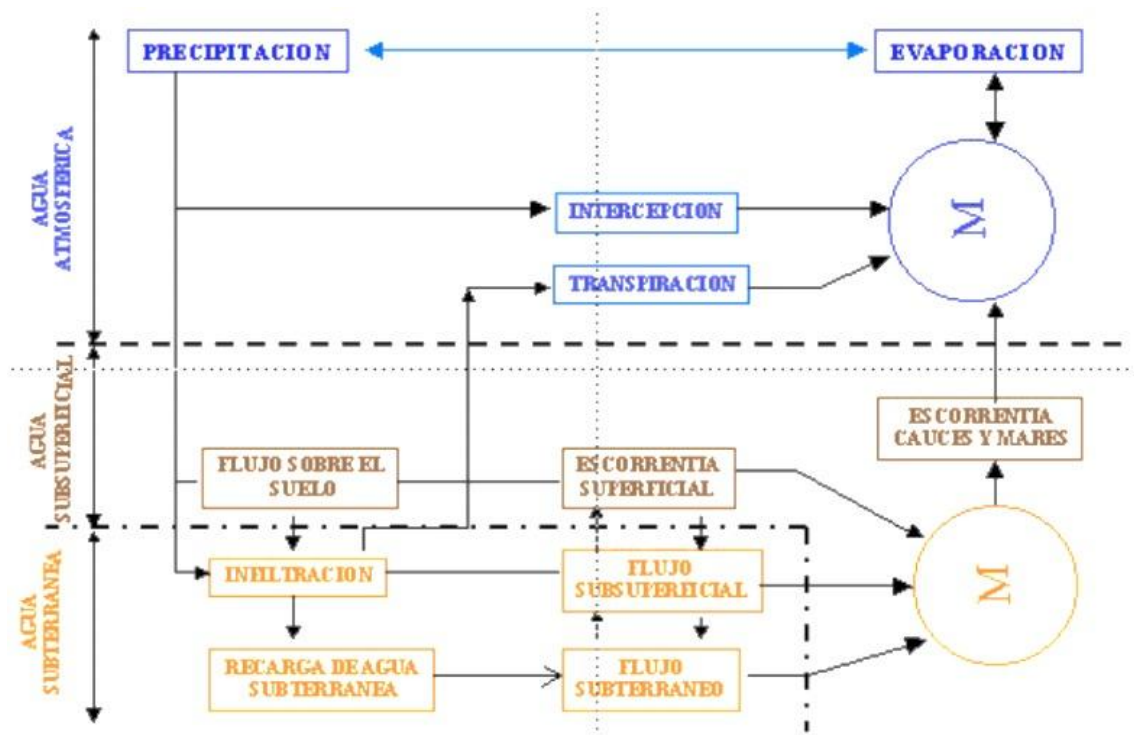


Figura 1. Representación del sistema hidrológico (Estrela, 1993)

El ciclo hidrológico está compuesto por dos fases, la primera se desarrolla en la atmósfera, la cual describe el movimiento del agua como gas (vapor de agua) y líquido/sólido (lluvia y nieve) en la atmósfera, la segunda fase es la terrestre, donde los movimientos del agua ocurren dentro, fuera y a través de la tierra, la fase terrestre con frecuencia se descompone en fase de agua superficial (escurrimiento) y fase de agua subterránea (infiltración, percolación) (Easton & Bock, 2015).

El ciclo hidrológico está formado por diversos elementos, tales como la evaporación, condensación, precipitación, escorrentía, infiltración, entre otros (Ordoñez, 2011).

a) Evaporación

El ciclo hidrológico tiene su punto de partida en la evaporación, debido a que por el efecto de los rayos del sol el agua de los océanos, ríos, canales, etc., se evaporan y se mezclan en la atmósfera (Arabinda, 2014). Las grandes cantidades de energía que aporta el calor del sol, produce la ruptura de los enlaces de las moléculas de agua (De Miguel, Lado, Martínez, Leal y García, 2009).

Aproximadamente, un 80% del agua que ha sufrido el cambio de estado de líquido a gaseoso, tiene como procedencia los océanos, y solo un 20%, las fuentes de agua dulce y la transpiración de las plantas (Vera & Camilloni, 2015).

b) Transpiración

Según Vera y Camilloni (2015) la transpiración es “la evaporación de agua desde las hojas y los tallos de las plantas hacia la atmósfera”. El proceso de transporte del agua a través de las plantas comienza con la absorción del agua subterránea mediante las raíces, esta agua es transportada hacia las partes altas de la planta, para compensar la pérdida de agua por la transpiración (Vera & Camilloni, 2015).

Los estomas son los encargados de regular la pérdida de agua en las plantas, debido a que mantienen un estado hídrico adecuado en las hojas al equilibrar la demanda atmosférica de agua con la capacidad de las raíces para suministrar agua del suelo; cuando la demanda de evaporación alcanza un cierto nivel, los estomas se cierran para mantener la evaporación es un nivel constante, por ende la transpiración ocurre cuando los estomas se abren, lo que permite que el dióxido de carbono se difunda para la fotosíntesis (Winkler et al., 2010)

El transporte del agua por el interior de las plantas, compensa el agua perdida por evaporación que se producen en los estomas y que representan 10% del agua evaporada a la atmósfera (Vera y Camilloni, 2015).

c) Condensación

Es el cambio de estado gaseoso (vapor de agua) a líquido, y se produce cuando el aire caliente que está presente en la atmósfera, asciende, se enfría y disminuye la capacidad para almacenar el agua en estado gaseoso, producto de ello, es la condensación del agua (Vera y Camilloni, 2015). La formación de la nubes, es producto del punto de saturación del aire, que con determinadas condiciones de presión y temperatura, originan las precipitaciones (De Miguel et al., 2009).

d) Precipitación

Según Musy (2005) la precipitación es toda agua que cae sobre la superficie de la tierra en forma líquida (llovizna, lluvia), sólida (nieve, granizo) y ocultas (rocío), accionadas por el cambio de temperatura o presión. Sin embargo, los fenómenos como el vapor de agua en la atmósfera, la niebla o las heladas no pertenecen a la precipitación (Arabinda, 2014). El mecanismo primario de transporte de agua desde la atmósfera hacia la superficie terrestre, es la precipitación (Vera y Camilloni, 2015).

2.2.2. Oferta hídrica en el Perú

El Perú está entre los 20 países con mayor oferta hídrica en el mundo, que asciende a 77 534 m³/hab/año (Jimenez & Galizia, 2012), y dispone anualmente un promedio de 2 046 287 millones de m³ de agua, sin embargo, existe un desequilibrio en la distribución espacial del agua, donde un 97.7% del volumen pertenece a la vertiente del atlántico y tiene el 30% de la población, el 0.5% en la vertiente del Titicaca y solo un 1.8% en la vertiente del pacífico, donde se asienta un 65% de la población (MINAM, 2011).

La Tabla 1 muestra la distribución de área, población y recursos hídricos en el Perú. Se observa que en la cuenca del Pacífico existe 37 363 millones de metros cúbicos (Mm³/año) de disponibilidad de agua, en la cuenca amazónica 1 998 752 Mm³/año y en la cuenca del Titicaca 10 172 Mm³/año (Jimenez & Galizia, 2012).

Tabla 1. *Distribución de área, población y recursos hídricos en el Perú (ANA, 2009)*

| Cuenca | Disponibilidad hídrica (Mm ³ /año) | Disponibilidad hídrica (%) | Población (%) | Disponibilidad hídrica (m ³ /hab/año) |
|-----------|---|----------------------------|---------------|--|
| Pacífico | 37 363 | 1.8 | 65 | 2 040 |
| Amazónica | 1 998 752 | 97.7 | 30 | 232 979 |
| Titicaca | 10 172 | 0.5 | 5 | 7 669 |
| Total | 2 046 268 | 100 | 100 | 72 510 |

2.2.3. Métodos para hallar el caudal

Debido a que en algunas ocasiones no existe información hidrológica del cuerpo de agua, es necesario recolectar datos propios a partir de mediciones instantáneas de caudal. Lo recomendable es realizar mediciones diarias, aunque también se pueden realizar mediciones semanales y mensuales (Coz et al., 1996).

2.2.3.1. Método de solución de la sal

Este tipo de método es viable usar y es preciso, resultando errores menores al 5%. Se basa en el cambio de conductividad del agua, cuando el grado de concentración de la sal varía (Coz et al., 1996).

Consiste en disolver una masa de sal en un balde y verter la mezcla al cuerpo de agua, dando tiempo para la dilución necesaria, esto hará que haya un incremento en la conductividad, que puede ser medida a través de un conductímetro (Coz et al., 1996). La ecuación para determinar el caudal a través de este método que relación el caudal con la masa de sal, se obtiene de la siguiente manera:

$$Q = K.M.A \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

K: factor de conversión

M: Masa de sal (mg)

A: Área bajo la curva ($\frac{\mu S}{seg}$)

2.2.3.2. Método del área y velocidad

El principio que rige es de la continuidad, en la cual, un fluido de densidad constante fluye en un área de sección conocida, para ello se dibuja el perfil de la sección del cuerpo de agua y se determina un longitud conocida, luego se usa una serie de flotadores para medir el tiempo de recorrido en la longitud establecida, obteniéndose la velocidad promedio del flujo superficial; finalmente se multiplica el área de la sección transversal por la velocidad promedio.

Para la obtención del área que utiliza la quebrada para su circulación, se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{Área} = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_5 \quad (\text{Ecuación 2})$$

Tomando en cuenta que para el área 1 y 5 se toma en consideración el área del triángulo, mientras para el las áreas 2,3 y 4, el de un trapecio, quedaría de la siguiente manera:

$$A = \frac{dxh_1}{2} + \frac{d(h_1 + h_2)}{2} + \frac{d(h_2 + h_3)}{2} + \frac{d(h_3 + h_4)}{2} + \frac{dxh_4}{2}$$

multiplicando:

$$A = \frac{dxh_1}{2} + \frac{dxh_1}{2} + \frac{dxh_2}{2} + \frac{dxh_2}{2} + \frac{dxh_3}{2} + \frac{dxh_3}{2} + \frac{dxh_4}{2} + \frac{dxh_4}{2}$$

factorizando:

$$A = 2\left(\frac{dxh_1}{2}\right) + 2\left(\frac{dxh_2}{2}\right) + 2\left(\frac{dxh_3}{2}\right) + 2\left(\frac{dxh_4}{2}\right)$$

simplificando y factorizando:

$$A = d(h_1 + h_2 + h_3 + h_4)$$

finalmente la ecuación quedaría:

$$A = d \sum_{i=1}^{n=4} h_i$$

Para la medición de la velocidad, se emplea el método del flotador, que mide el tiempo en una distancia conocida, y se obtiene la siguiente ecuación (Figura 2).

$$v = \frac{L}{t} \quad (\text{Ecuación 3})$$

$v = \text{velocidad (m/s)}$

$L = \text{longitud del tramo (m)}$

$T = \text{tiempo promedio de recorrido del flotador (s)}$

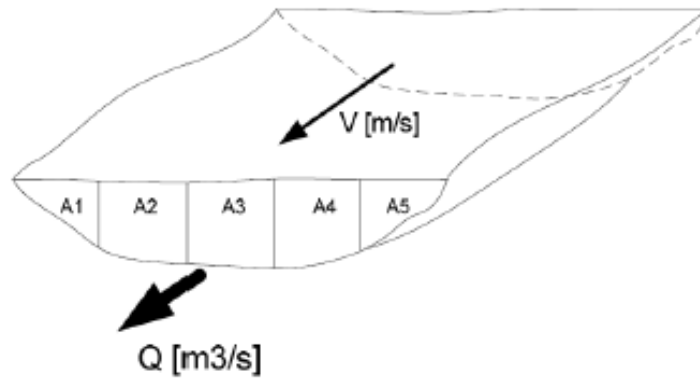


Figura 2. Área transversal de la vertiente

Finalmente, se multiplica el área total con la velocidad promedio, para determinar el caudal.

$$Q = A * v \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Donde:

A : Área transversal (m^2)

v : velocidad promedio ($\frac{m}{s}$)

2.3. Energía Hidráulica

Según Betancourt (2007) la energía hidráulica es:

“El aprovechamiento de la energía potencial que tiene el agua (por diferencia de alturas), que se obtiene buscando una caída de agua desde cierta altura a un nivel inferior, la que luego se transforma en energía mecánica (rotación de un eje), con el uso de una rueda hidráulica o turbina”.

Creus (2009) define la energía hidráulica como la energía potencial que desarrolla el agua, por la caída desde cierta altura a un nivel inferior, y que posteriormente puede convertirse en energía cinética, lo que permite generar energía eléctrica mediante turbinas y generadores.

Para Carta et al. (2009) la energía hidráulica es la sumatoria de la energía cinética del movimiento de masas de agua y la energía potencial del agua disponible a una cierta altura (respecto al nivel de referencia).

2.3.1. Historia de la energía hidráulica

Los seres humanos, desde hace milenios aprendieron a aprovechar la energía del agua de las corrientes, hasta que hace más de un siglo, se pudo generar electricidad a través de la energía hidráulica (Organización Internacional del Trabajo [OIT], 1998).

El empleo de la energía hidráulica proviene de la época de los griegos, en la edad antigua, debido a que empleaban la rueda hidráulica para bombear agua (Figura 3) Betancourt (2007) y moler trigo (Creus, 2009). Posteriormente, en la edad media y parte del renacimiento, se comenzó a utilizar la rueda hidráulica en sentido vertical y horizontal para diversas actividades productivas, como la agricultura, minas, industria textil, forestal y transporte (Betancourt, 2007), donde se desarrollaba una potencia de 50 CV (Creus, 2009).

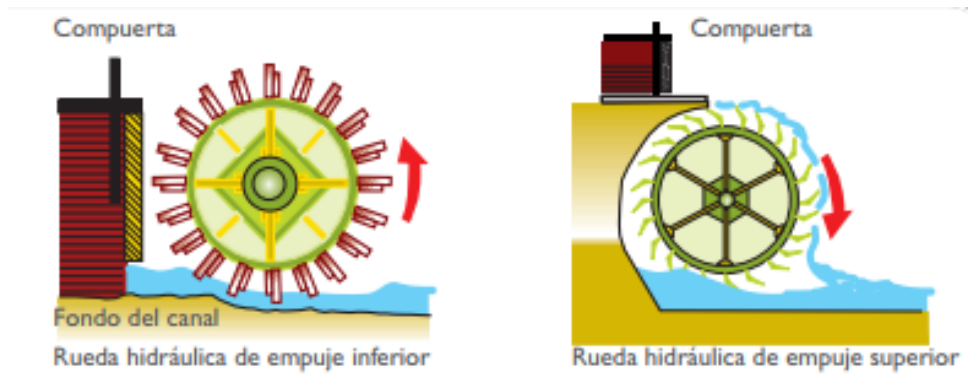


Figura 3. Ruedas hidráulicas usadas en la época de los griegos (Schallenberg et al., 2008)

En 1832, el ingeniero francés Fourneyron patentó un modelo de rueda hidráulica de eje vertical, un hito que precedió a las turbinas hidráulicas (González, 2009). Años más tarde, Francis, un ingeniero norteamericano experimentó con turbinas radiales, y sus estudios lo llevaron a diseñar modelos de turbinas que en la actualidad llevan su nombre. Hacia 1960, Pelton introdujo un modelo de turbina que lleva su nombre (González, 2009)

En 1881, el sistema de alumbrado público en la ciudad de Niagara Falls, fue alimentado con electricidad proveniente de una central hidroeléctrica, siendo el primero en su clase (Enríquez, 2012). Para 1886, entre Estados Unidos y Canadá había alrededor de 45 hidroeléctricas (Enríquez, 2012).

La energía hidráulica en el siglo XIX, ayudó al crecimiento de nuevas ciudades industriales en Europa y América, debido a que el carbón era escaso y la madera como combustible no era satisfactoria (Betancourt, 2007).

Actualmente, las plantas hidroeléctricas son el resultado de más de dos mil años de avances tecnológicos, que va desde la rueda de madera, que convertía solo un pequeño porcentaje de energía hidráulica a energía mecánica, hasta los actuales turbogeneradores que en promedio giran a 1 500 revoluciones produciendo energía eléctrica a muy altos rendimientos (Carta et al., 2009).

2.3.2. Importancia de la Energía Hidráulica

El origen de la energía hidráulica se encuentra en la evaporación del agua, por acción de la energía solar, que luego precipita en forma de lluvia o nieve sobre la superficie terrestre (Carta et al., 2009). La transformación de la energía en electricidad, se realiza por el aprovechamiento de la diferencia de desnivel que existe entre dos puntos, en la cual, se produce la transformación a energía mecánica por acción de las turbinas, para que posteriormente, un generador transforme la energía mecánica en eléctrica (IDAE, 2006)

Colino (2004, p. 43) menciona las características que le dan importancia a la energía hidráulica:

“Posee una colección de características distintivas del resto de las fuentes de energía, acumulable, no contaminante, flexibilidad de respuesta, reutilizable, renovable de modo natural, prácticamente inagotable, con costes de explotación muy reducidos y relativamente autóctona en cuanto a proyecto, materiales de construcción y mano de obra calificada.”.

2.3.3. Potencial de la energía hidráulica

Aproximadamente la cuarta parte de la energía solar que llega a la tierra, es consumida a través de la evaporación del agua. El vapor de agua que permanece en la atmósfera, representa un enorme potencial de almacenamiento de energía renovable, sin embargo, esta energía no se puede aprovechar (Calero, Carta, y Padrón, 2005). Alrededor del 10% de la energía circulante, se encuentra disponible cuando se condensa el vapor de agua y esta se precipita en terrenos elevados, donde se almacena a cierta altura, adquiriendo la característica de energía potencial gravitacional (Calero et al., 2005).

González (2009) define la energía hidráulica como “la energía que contiene el agua por su posición dentro del campo gravitatorio de la tierra”, tratándose de energía potencial, que viene dada por la siguiente ecuación:

$$Ep = m \cdot g \cdot h = \rho_w \cdot V \cdot g \cdot h \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde

m : Masa del agua

V : Volumen total de agua

g : La aceleración de la gravedad en m/s^2

h : Altura o salto a la que se encuentra la masa de agua

ρ_w : Densidad del agua

Si a ambos miembros de la ecuación se divide por el tiempo (t), se obtiene la potencia de la siguiente manera:

$$\frac{Ep}{t} = \frac{m \cdot g \cdot h}{t} = \frac{\rho_w \cdot V \cdot g \cdot h}{t} \quad (\text{Ecuación 6})$$

$$\frac{Ep}{t} = \frac{m \cdot g \cdot h}{t} = Q \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot \rho_w \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot g \left(\frac{m}{s^2} \right) \cdot h (m)$$

$$\text{Potencia} = \left(\frac{kg \cdot m^2}{s^2} \right) \cdot \left(\frac{1}{s} \right) = \frac{Julio}{s} = Watt$$

La potencia en vatios de este recurso se representa mediante la expresión siguiente:

$$P = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h \cdot n \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

ρ : densidad del agua en kg/m^3

Q : caudal de agua en m^3/s que circula por las tuberías que la conducen a las turbinas

g : La aceleración de la gravedad en m/s^2

h : El desnivel en m

n : Es el rendimiento del sistema

De la ecuación anterior, se puede deducir que la obtención de energía se puede dar a través del aprovechamiento de pequeños caudales y elevados desniveles, y viceversa (Calero et al., 2005). El rendimiento del sistema, simbolizado con la letra n , recoge las pérdidas de carga que ocurren por el rozamiento y turbulencia del agua a través de la tubería, estas pérdidas varía mucho dependiendo del sistema hidráulico escogido, y por lo general el rendimiento fluctúa entre 75% y 95% (Calero et al., 2005).

Colino (2004) menciona que existen dos factores que intervienen de forma fundamental en el potencial de producción de la energía hidráulica, y son: el caudal de los ríos y el desnivel de su orografía. Para IANAS (2012), el potencial energético está directamente relacionado con las disponibilidad del recurso hídrico y la topografía del terreno.

El Perú presenta un elevado potencial energético en base a los recursos hídricos, debido a las condiciones favorables que se presentan, como el gran desnivel existente en el macizo andino y la disponibilidad del agua (ANA, 2009). El potencial teórico total es de 206 107 MW y el potencial explotable 58 346 MW (ANA, 2009).

2.3.4. Ventajas de la Energía Hidráulica

La energía hidráulica, es la que mayor acogida tiene hasta el momento, frente a otras formas de generación de energía como la nuclear, eólica, solar, entre otras. La gran aceptación, se debe a las variadas ventajas que presenta como facilidades en la construcción, economía, impacto ambiental, costo de mantenimiento y el uso del agua como un recurso renovable (Betancourt, 2007)

Madrid et al. (2015) identifica diversas ventajas de la energía hidráulica, tales como la generación cero de residuos peligrosos, la baja concentración de gases contaminantes a comparación de los combustibles fósiles y la fuente inagotable de recursos.

Una ventaja importante en la utilización de la energía hidráulica, es la reducción de emisiones de CO₂. IDAE (2006) realizó una proyección para el año 2010 sobre la reducción de gases de efecto invernadero que presenta la energía hidráulica, frente a una moderna central de ciclo combinado de gas natural, los resultados se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. *Emisiones evitadas de Dióxido de Carbono (CO₂) (IDAE, 2006)*

| Emisiones CO₂ evitadas | tCO₂ |
|--|------------------------|
| Mini hidráulica (menor de 10 MW) | 472.812 |
| Hidráulica (entre 10 y 50 MW) | 255.490 |

2.4. Reducción de emisiones de CO₂

Según Ponce y Rodríguez (2015) medir directamente las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, a través del monitoreo de flujo y concentración, no es una práctica común. Con frecuencia, para el cálculo de emisiones se emplea un balance masa o estequiometría, sin embargo, la metodología más utilizada, es la aplicación de factores de emisión. “Estos factores son cocientes calculados que relacionan emisiones de GEI a una medida de actividad en una fuente de emisión” (Ponce y Rodríguez, 2015, p. 34).

Según MINEM (2014, p. 12) un factor de emisión es:

“Coeficiente que relaciona los datos de actividad con la cantidad del compuesto químico que constituye la fuente de las últimas emisiones. Estos factores de emisión, son el resultado de mediciones de una muestra de datos, en la cual, se calcula el promedio para determinar la tasa representativa de emisiones que corresponden a un determinado nivel de actividad”.

Según IPCC (2001) recomienda usar los factores de emisión más separados que se disponga, por país y tipo de tecnología. Existen 3 tipos de factores de emisión:

- Factores de emisiones nacionales, que pueden ser calculados mediante la medición de emisiones de GEI a través de programas nacionales.
- Factores de emisiones regionales
- Factores de emisiones del IPCC, cuando no se disponga ninguna otra información

En el Perú, según el MINEM (2015) el factor de emisión en electricidad es de 0.615 KgCO₂/kWh.

Para determinar la reducción de emisiones, se debe determinar la energía a generar por la Picocentral hidroeléctrica, para que pueda cubrir la demanda del fundo Buenavista, en la provincia de Satipo, y este dato, multiplicarlo por el factor de emisión.

$$\text{Emisiones} = \text{energía generada} \times \text{factor de emisión} \quad (\text{Ecuación 8})$$

2.5. Pequeñas centrales hidroeléctricas

Las plantas hidroeléctricas son fuentes de energía limpias que convierten la energía potencial del agua en electricidad, la cual, después de la generación, este recurso se puede usar en irrigación u otros propósitos sin alterar el ambiente (Haidar, Senan, Noman, & Radman, 2012)

Según Sierra, Sierra, y Guerrero (2011, p. 74):

“Las PCH o pequeñas centrales hidroeléctricas son sistemas de generación con capacidad hasta de 10 MW que a partir de la energía del flujo de agua, sin necesidad de grandes represamientos, abastecen pequeños asentamientos humanos”

Esta generación de energía, se logra conduciendo el agua desde un nivel elevado, hasta un nivel inferior, en la cual se encuentran varias turbinas hidráulicas, que al ser accionadas por el agua, hacen girar el generador, produciéndose la energía eléctrica (EVE, 1995). La Figura 4, presenta el proceso de transformación de energía.

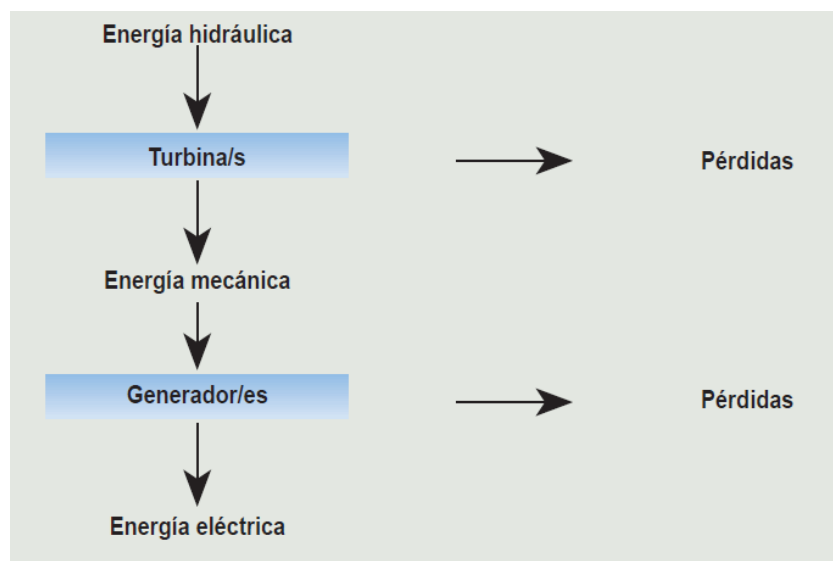


Figura 4. Transformación de energía hidráulica en energía eléctrica (EVE, 1995)

Sierra, Sierra, y Guerrero (2011) afirman que uno de los objetivos de las pequeñas centrales hidroeléctricas es brindar suministro a zonas aisladas, en donde una línea de interconexión del sistema eléctrico principal, resultaría costoso. Es por ello, que este sistema a pequeña escala es uno de las tecnologías más rentables consideradas para la electrificación rural (Paish, 2002).

Por otro lado, una pequeña central hidroeléctrica es muy atractiva para ser utilizada como fuente de energía, debido a que es limpia, sostenible, ampliamente disponible, renovable y tiene perspectivas de desarrollo (Paish, 2002).

2.5.1. Clasificación

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la clasificación de las pequeñas centrales hidroeléctricas, por su potencia generada, caudal y salto, son los siguientes (Tabla 3)

Tabla 3. *Clasificación de las pequeñas hidroeléctricas (OLADE, 1985)*

| Tipo | Potencia | Caudal | Salto |
|--------------------|-------------------|---|--------------|
| Micro centrales | < 50 kW | 0.05 m ³ /s – 3 m ³ /s | < 50 m |
| Mini centrales | 50 kW - 500 kW | 0.01 m ³ /s – 40 m ³ /s | 50 m – 100 m |
| Pequeñas centrales | 500 kW - 5 000 kW | 0.5 m ³ /s – 60 m ³ /s | > 100 m |

La Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO), denomina a las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW, como Mini – hidráulicas (Brusa y Guarnone, 2006), la clasificación se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. *Clasificación de las mini hidroeléctricas (Brusa y Guarnone, 2006)*

| Tipo | Potencia |
|--------------------|---------------------|
| Pico centrales | < 5 kW |
| Micro centrales | 5 kW - 100 kW |
| Mini centrales | 100 kW - 1000 kW |
| Pequeñas centrales | 1000 kW - 10 000 kW |

2.5.2. Beneficios de las Pequeñas centrales hidroeléctricas

La instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas en zonas alejadas que no cuentan con energía eléctrica, ayuda a mejorar la calidad de vida de las personas, debido a que antes de la instalación de la mini central, cada poblador gastaba dinero en velas, querosene, baterías, etc., para uso doméstico, y ahora con el uso de energía eléctrica, se ahorrará una sustancial suma con relación al gasto que se realizaba con anterioridad de la instalación de la mini central, de esa manera, las familias gastan menos y tienen un mejor servicio (Prado, 2006).

Otra característica importante, es que los costos de operación y mantenimiento de las mini centrales hidroeléctricas están al alcance económico de los pobladores beneficiados (Calderón, 2005). Caso contrario, se existiera un sistema interconectado, se registraría pérdidas para la empresa que brinda electricidad, debido a que los costos, la población no podría asumirlos (Calderón, 2005). Es por ello, que una pequeña central hidroeléctrica es la más valiosa solución al problema sobre cómo ofrecer a las comunidades rurales aisladas los beneficios de la electrificación (Dave, Parmar, & Parmar, 2015)

En un estudio sobre los efectos e impactos sociales que resulta después de la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas, en diversas zonas del departamento de Cajamarca, se obtuvo que un 82% de los pobladores percibían un beneficio la iluminación, un 62% la educación como beneficio, y un 74% el confort y comodidad que está asociado con el uso de diversos artefactos (Calderón, 2005), los resultados se muestran en la Tabla 5:

Tabla 5. *Beneficios de la energía eléctrica en las diversas zonas del departamento de Cajamarca (Calderón, 2005)*

| Beneficios | Promedio (%) |
|-------------------|---------------------|
| Iluminación | 82 |
| Educación | 62 |
| Confort | 74 |

En la parte ambiental, la principal ventaja de una pequeña central hidroeléctrica es que no agota la fuente primaria al ser explotada, debido a que el agua turbinada, después de haber entregado su energía, regresa al cuerpo de agua por un canal de desfogue (Fernández et al., 2014).

Según International River Network (IRN), las grandes centrales hidroeléctricas deben excluirse como alternativas de energías renovables, sin embargo, la energía hidroeléctrica a pequeña escala proporciona un acceso confiable a la electricidad sin alterar el medio ambiente, siendo esencial en muchos países en desarrollo (Aroonrat & Wongwises, 2015).

Por otro lado, la gran ventaja de la una pequeña central frente a la energía hidroeléctrica convencional, que conlleva la construcción de grandes embalses y la inundación de extensas áreas, generando así grandes impactos en el entorno, es que se integran fácilmente en el ecosistema y se deja de tener el gran impacto al ambiente, debido a que estos pequeños aprovechamientos no necesitan de grandes presas para su funcionamiento (Mascías, 2012).

La International Energy Agency menciona dos beneficios potenciales de las pequeñas centrales hidroeléctricas (Abbasi & Abbasi, 2011):

- Recogen y eliminan una gran cantidad de desperdicios transportados por el agua.
- El flujo de agua es más lento lo que permite una menor erosión en la orilla del río.

2.5.3. Ventajas de las pequeñas centrales hidroeléctricas

IDAE (2006) presenta diversas ventajas de las pequeñas centrales hidroeléctricas, entre las que se encuentran:

- Uso no consuntivo del agua, debido a que ésta se recoge en un punto del río y después de la transformación de energía, se devuelve al cauce en una cota inferior.
- Energía limpia, porque no genera residuos contaminantes.
- Es inagotable, por el ciclo hidrológico.
- Las pérdidas por la producción de electricidad son mínimas, siendo aproximadamente el 10%, debido a la corta distancia entre los lugares de generación y consumo final.
- Respetuosa con el medio ambiente, porque los impactos generados son escasos y fácilmente minimizables, e incluso evitables.

2.5.4. Impactos ambientales

Un estudio de impacto ambiental es un documento técnico que tiene como objetivo identificar, valorar y considerar medidas de carácter preventivo o que ayuden a corregir las consecuencias de los impactos en el ambiente a causa de ciertas acciones del hombre (Conesa, 2010).

2.5.4.1. Metodologías de evaluación de impactos ambientales

Existen diversos métodos para la evaluación de impacto ambiental, las cuales se detallan a continuación:

- **Método de Leopold:**

El propósito de la matriz de Leopold es identificar impactos y determinar su magnitud e importancia. A través de este método, las actividades de un proyecto están relacionadas con los factores ambientales (Clark, Chapman, Bisset, & Wathern, 1978)

- **Método de Evaluación Rápida del Impacto Ambiental**

El método de Evaluación Rápida del Impacto Ambiental (RIAM) es útil para evaluar diferentes tipos de proyectos, provee una evaluación segura y rápida de los impactos ambientales de un proyecto, además tiene un manera holística al evaluar el medio ambiente, las cuales son: ambiente físico, ambiente biológico, ambiente social y cultura, y ambiente económico (Cuentas, 2009).

- **Método de Vicente Conesa**

Este método provee una valoración cualitativa y cuantitativa de los impactos en el ambiente, que son generados por las actividades de un proyecto (Conesa, 2010). La metodología fue elaborada en 1987, sin embargo, con el transcurso de los años fue mejorada (Cuentas, 2009).

- **Matriz de Batelle-Columbus**

Este método toma en consideración cuatro categorías ambientales, la cual dentro de cada categoría se incluye diferentes factores ambientales, haciendo un total de 18 (L. García, 2004). Las cuatro categorías ambientales se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. *Categorías ambientales del método Batelle-Columbus (Coria, 2008)*

| Categorías | Componentes |
|-------------------------------|-------------------------------------|
| Ecología | Especies y poblaciones |
| | Hábitat y comunidades |
| | Ecosistemas |
| Contaminación | Agua |
| | Atmósfera |
| | Suelo |
| | Ruido |
| Aspectos estéticos | Suelo |
| | Aire |
| | Agua |
| | Biota |
| | Objetos artesanales composición |
| Aspectos de interés humano | Valores educacionales y científicos |
| | Valores históricos |
| | Culturas |
| | Sensaciones |
| | Estilos de vida |

2.5.4.2. Posibles impactos ambientales

La International Energy Agency basado en su informe sobre las implicaciones de varias fuentes de energía renovables menciona lo siguiente: “Los sistemas hidroeléctricos a pequeña escala tienen un impacto en el ambiente relativamente modesto y localizado. Esos surgen principalmente de las actividades de construcción y de cambios en el caudal y calidad de agua en los ecosistemas (ecosistemas acuáticos)” (Abbasi & Abbasi, 2011). Sin embargo, la IEA enumera algunos impactos adversos que las pequeñas centrales hidroeléctricas pueden causar en el ambiente, tanto en el medio acuático como el terrestre (Abbasi & Abbasi, 2011):

- Muchos de los impactos ocurren en la etapa de construcción tales como, transporte de materiales, ruido, polvo, etc., inclusive existe impactos adicionales en el ambiente acuático como el incremento de partículas suspendidas y turbidez; sin embargo, con una buena planificación se puede minimizar estos impactos.
- La inundación del terreno puede afectar la agricultura, infraestructura local, áreas de conservación o sitios arqueológicos, sin embargo, el área inundada para pequeñas centrales no es grande.
- La construcción de un reservorio puede causar alguna alteración en el ambiente, sin embargo, el período de construcción es muy corto.
- Los esquemas hidroeléctricos pueden cambiar el nivel de sólidos suspendidos en el agua, afectando a los ecosistemas acuáticos. Estos cambios en el nivel, puede afectar a los peces y otras especies acuáticas durante el desove.

Sin embargo, a pesar de todos los posibles impactos mencionados, la mayoría de los mencionados, todos los efectos son pequeños y se pueden mitigar a través de técnicas de diseño apropiadas (Abbasi & Abbasi, 2011). Kosnik (2008) concluye que los impactos que producen los sistemas hidroeléctricos a pequeña escala en los ecosistemas acuáticos, probablemente sean extremadamente pequeños y localizados.

2.5.5. Picocentrales hidroeléctricas

Un sistema Pico – Hidroeléctrico, hace referencia a las instalaciones hidroeléctricas con niveles de generación eléctrica menores a 5 kW (Chouhan, Kisheorey, & Shah, 2017), y por lo general, se encuentran en áreas rurales o de terrenos montañosos (Maher & Smith, 2001). Los sistemas hidroeléctricos de este tipo, presentan grandes ventajas en términos de costo y simplicidad, si se compara con sistemas hidroeléctricos de mayor tamaño y capacidad (Maher y Smith, 2001).

En los últimos 30 años las Picocentrales hidroeléctricas han demostrado que son un método rentable, limpio y confiable para producir energía eléctrica fuera de la red, y en especial en las zonas rurales (Agar y Rasi (2008), Edeoja, Ibrahim, & Kucha (2015)). Además, el costo de implementación es muy bajo en comparación con otras fuentes de energía (Uniyal et al., 2016).

Para una Pico central hidroeléctrica, se requiere caudales pequeños y alturas elevadas (Williams & Porter, 2006), y para ello existen numerosas fuentes aprovechables de agua, como manantiales, arroyos, entre otros (Maher y Smith, 2001). Debido a que la maquinaria es pequeña y compacta, los componentes de la Pico central pueden ser transportados de manera sencilla a lugares remotos (Maher y Smith, 2001). La Pico central aprovecha la potencia de la caída del agua para la generación de energía eléctrica, la Figura 5 muestra los componentes de una Pico central.

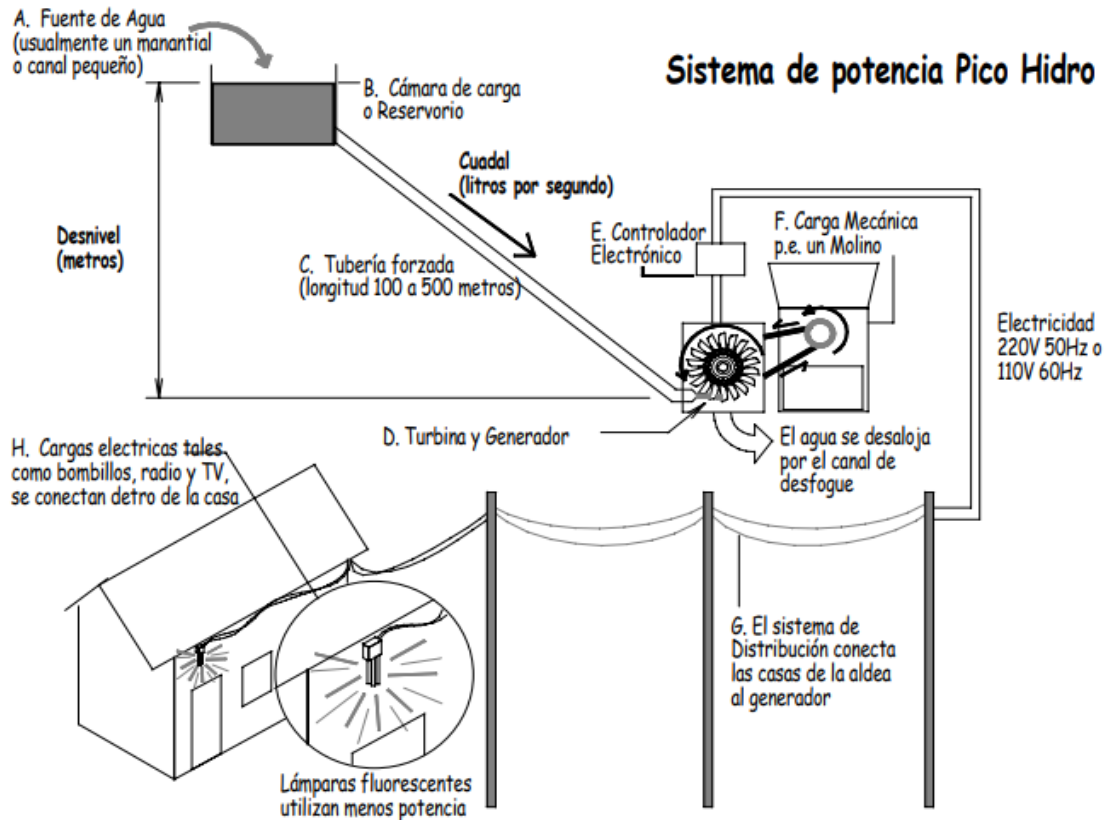


Figura 5. Componentes de un sistema Pico – hidráulico (Maher y Smith, 2001).

En una típico Pico central hidroeléctrica, el agua pasa de la cámara de carga hasta la turbina, que convierte la potencia hidráulica en energía mecánica, posteriormente, la energía mecánica se convierte en energía eléctrica mediante un generador (Valipour, Gholami, y Eslamian, 2015).

2.5.5.1. Componentes de las pico centrales

Según Maher y Smith (2001) los componentes de una pico central hidroeléctrica son los siguientes:

- **Fuente de agua:** la fuente de agua es un arroyo, en algunos casos un canal de irrigación o incluso se puede desviar el caudal de un río.
- **Cámara de descarga:** Este pequeño reservorio es de utilidad para el almacenamiento de agua en caso que el caudal sea insuficiente en época de estiaje.
- **Tubería forzada:** Es el conducto por donde fluye el agua por gravedad, desde la cámara de carga hasta salir por una tobera formando un chorro a una elevada presión.
- **Turbina:** es el conjunto de equipos que incluye el rodete, tobera y la carcasa. Después que el chorro a elevada presión incide en la turbina, el rodete transforma la potencia hidráulica en mecánica. La turbina está acoplada a un generador, que convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica.
- **Controlador electrónico:** El controlador electrónico tiene la función de hacer que la potencia eléctrica generada corresponda con las cargas eléctricas que están conectadas al sistema.
- **Sistema de distribución:** es el encargado de transmitir la electricidad del generador hacia las viviendas beneficiadas.

2.5.6. Potencia y energía del aprovechamiento hidroeléctrico

Para poder caracterizar un aprovechamiento energético, es importante determinar la potencia y energía que se puede producir durante un determinado tiempo (Gardea, 1992). La Figura 6 presenta una partícula de peso W que sigue una trayectoria de un punto inicial a un punto final. El trabajo que realiza dicha partícula en su desplazamiento a una distancia $|ds|$ es el producto escalar (Gardea, 1992):

$$d\tau = W \cdot ds = |W| |ds| \cos \theta \quad (\text{Ecuación 9})$$

Como $|ds| \cos \theta = -dz$, y si W es el módulo del vector W , puede resultar:

$$d\tau = -W \cdot dz \quad (\text{Ecuación 10})$$

El trabajo que se desarrolla desde el punto inicial (punto 1) al punto final (punto 2), es:

$$\tau = -W \int_1^2 dz = -W (z_2 - z_1) = W \cdot H \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde:

H : Desnivel ($z_2 - z_1$)

La potencia correspondiente, si el desplazamiento se realizó en un tiempo t .

$$\tau = \frac{\tau}{t} = \frac{W.H}{t} = \frac{\gamma.V}{t} . H \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde:

γ Peso específico de la partícula

V Volumen

Sin embargo, en la práctica no se trata de una partícula, sino de un fluido que es conducido por tubería del punto inicial al punto final, donde V es el volumen que circula por la sección de la tubería en un tiempo t . Por ende, el caudal sería $\frac{Q}{t}$, resultando la potencia:

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 13})$$

Sin embargo, en un aprovechamiento hidroeléctrico, la caracterización no solo se realiza por su potencia, sino también por el tiempo en que puede utilizarse, y a esto se le denomina energía, que representa el trabajo que se desarrolla en un período de tiempo (Gardea, 1992).

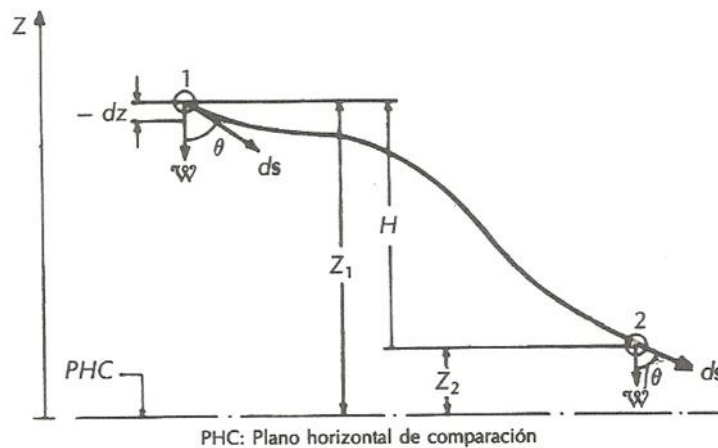


Figura 6. Concepto matemático de potencia y energía (Gardea, 1992)

2.6. Turbinas Hidráulicas

Carta et al. (2009) mencionan que la función de una turbina hidráulica es la conversión de la energía cinética y potencial del agua, en energía mecánica. Una turbina es un componente indispensable y el más importante en un sistema hidroeléctrico (Bavishi & Bhagat, 2017) (Figura 7).

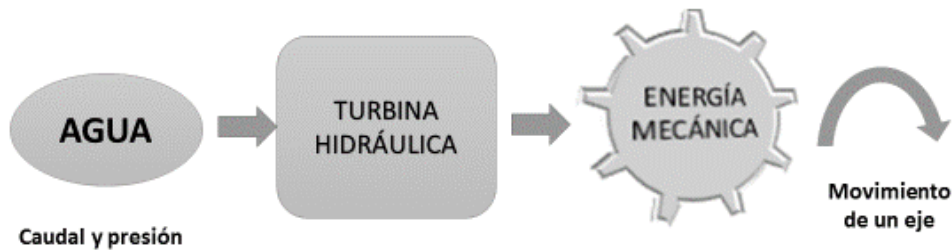


Figura 7. Esquema conceptual de una turbina hidráulica (Carta et al., 2009)

Según el modo de funcionamiento, las turbinas se pueden clasificar en dos grupos: las turbinas de acción que aprovechan la presión dinámica por el efecto de la velocidad del agua en el momento de su acción en la turbina y las turbinas de reacción, que trabajan en el interior de compartimientos cerrados a presión superior a la atmósfera (Carta et al., 2009). El tipo de turbina más adecuado para un proyecto, dependerá de las condiciones topográficas e hidrológicas del lugar, en la cual, la carga hidráulica y el caudal son lo más resaltantes (Mascías, 2012).

Bavishi & Bhagat (2017) mencionan que la clasificación de una turbina está relacionada de dos maneras: por los principios de operación, y por la altura de operación, y se pueden agrupar de la siguiente manera (Tabla 7).

Tabla 7. Clasificación de turbinas (Bavishi & Bhagat, 2017)

| Altura de operación | Principios de operación | |
|---------------------|---|---|
| | Turbinas de Impulso | Turbinas de reacción |
| High Head | <ul style="list-style-type: none"> • Pelton • Turgo | <ul style="list-style-type: none"> • Francis |
| Medium Head | <ul style="list-style-type: none"> • Cross-flow (Michell Banki) • Pelton Multi-jet • Turgo | <ul style="list-style-type: none"> • Francis |

| | | |
|----------|------------------------------|-------------------------|
| Low Head | • Cross-flow (Michell Banki) | • Propeller • Kaplan |
|----------|------------------------------|-------------------------|

2.6.1. Turbinas de acción o impulso

Son aquellas en las que el fluido de trabajo no sufre cambios de presión importante en su paso a través del rodete. Aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua (Gardea, 1992). Son comúnmente usadas con niveles de altura medios y elevados (Paish, 2002).

En una turbina de acción el agua fluye en la cuchilla de la turbina desde el reservorio hasta la tubería forzada en la cual al término de la tubería forzada está conectado a la boquilla, la boquilla tiene como finalidad aumentar la velocidad del chorro, mientras la cuchilla hace mover el eje de la turbina. El eje de la turbina está conectado al eje del generador, donde el generador trabaja para convertir la rotación producida por la turbina en energía eléctrica (Chouhan et al., 2017).

La Figura 8 muestra que la cantidad de energía que la turbina recibe, es la existente a la salida de la tubería en la sección 1, y después de accionar las paletas de la rueda, el agua sale por el punto 2, en la cual, si aún hay energía, no puede ser aprovechada (Gardea, 1992). Al aplicar la ecuación de la energía entre los puntos 1 y 2, se obtiene:

$$\frac{V_1^2}{2.g} = \frac{V_2^2}{2.g} + hf_{1-2} \quad (\text{Ecuación 14})$$

De la ecuación, se observa que existe una pérdida (hf_{1-2}) entre la entrada y salida de la turbina, y se produce por la transformación a otro tipo de energía. Ésta pérdida, desde el punto de vista hidráulico representa la energía tomada por la turbina, y se denomina carga neta, expresándose con la letra H (Gardea, 1992). Cuando se realiza un buen diseño, $\frac{V_2^2}{2.g} = 0$ y como resultado la carga neta, adopta el siguiente valor:

$$H = \frac{V^2}{2.g} \quad (\text{Ecuación 15})$$

Donde

V^2 Velocidad absoluta del chorro, al incidir en las palas de la turbina

g : Aceleración de la gravedad

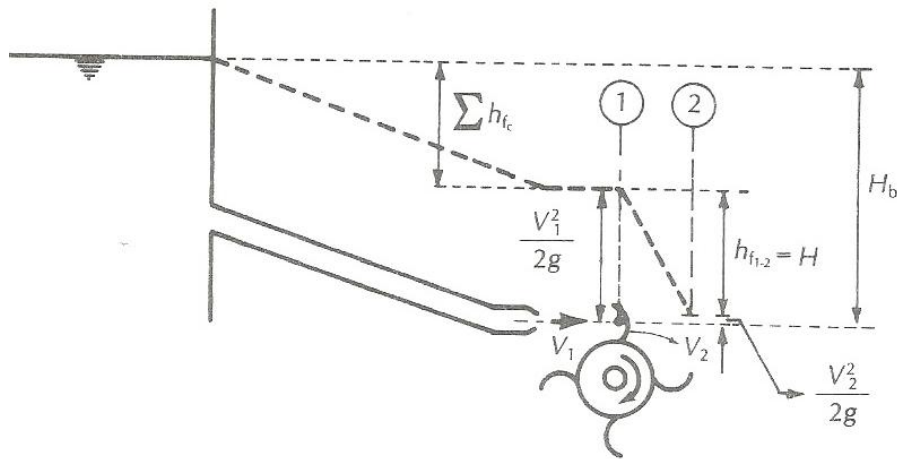


Figura 8. Proceso de transformación de energía de una turbina de impulso (Gardea, 1992)

En la actualidad existen tres tipos principales de turbinas de impulso que son usados con mayor frecuencia: Pelton, Turgo y Flujo Cruzado (también conocida como Michell-Banki) (Paish, 2002).

2.6.1.1. Pelton

La turbina Pelton (Figura 9) consiste en una rueda con una serie de álabes divididos colocados alrededor del borde de la turbina, en la cual, un chorro de agua a alta velocidad impacta tangencialmente en la rueda (Paish, 2002).

Este tipo de turbina por lo general trabaja con 1 o múltiples distribuidores, y es apropiado para alturas medias y elevadas (Ghosh & Prelas, 2011). Por lo general los rangos de eficiencia se encuentran entre 70% - 90% (NREL, 2001).

El rendimiento es dinámico debido al caudal inestable que impactan en los álabes giratorios (Elbatran, Yaakob, Ahmed, & Shabara, 2015), en la cual el impulso de la velocidad del agua que sale del inyector, golpea las cucharas generando un torque causando que la turbina gire (Narrain, 2017).

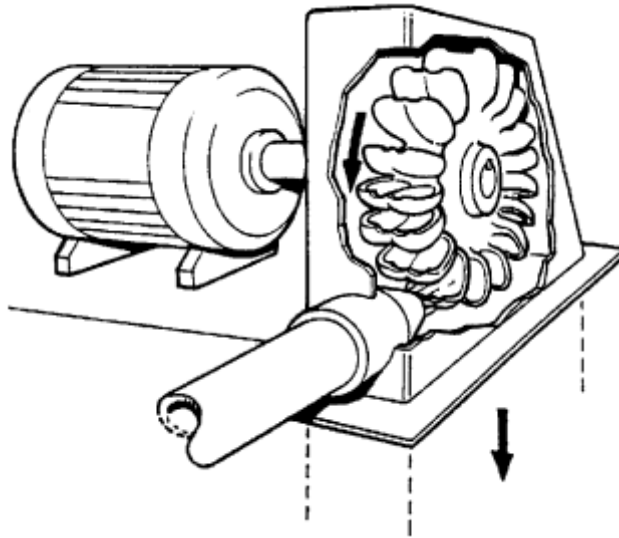


Figura 9. Turbina Pelton (Paish, 2002).

2.6.1.2. Flujo Cruzado (Michell-Banki)

Por lo general, son usadas tanto para una orientación vertical como horizontal en caudales mayores y alturas menores que las usadas habitualmente en las turbinas Pelton y Turgo (Ghosh & Prelas, 2011). Los rangos de eficiencia es un poco menos que la turbina Pelton, sin embargo, su eficiencia relativa está en un rango amplio, ubicándose por encima de los valores óptimos de descarga (Sinagra, Sammartano, Aricò, Collura, & Tucciarelli, 2014)

Una típica turbina de flujo cruzado (Figura 10) está constituido por dos componentes principales: el distribuidor y el rodete, en la cual el proceso de transformación de la energía tiene lugar en la superficie de las cuchillas del rodete (Tin Win, Htay, & Thein, 2016). Una operación óptima de la turbina, depende de las cuchillas, el rodete, el diámetro del rodete, inyector y el ángulo de inyección (Motohashi, Goto, Sato, & Tan, 2010).

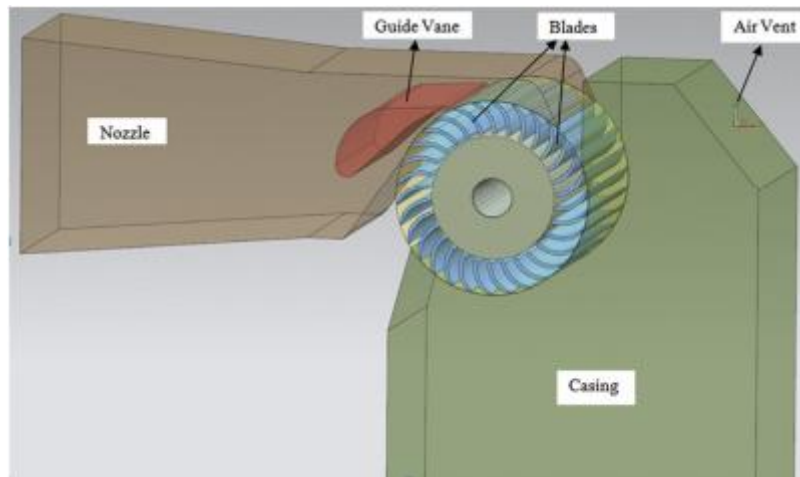


Figura 10. Turbina de Flujo Cruzado (Acharya et al., 2015)

2.6.1.3. Turgo

Una turbina Turgo (Figura 11) es similar a una Pelton, con la diferencia que el chorro está diseñado para impactar el plano del rodete en un ángulo típico de 20° (Paish, 2002), en la cual, los álabes tienen un inclinación con respecto al rodete, con el fin de que el agua ingrese a la turbina por un lado y salga por otro para evitar interferencias entre flujos (Fraenkel, Paish, Bokalders, & Harvey, 1991).

La eficiencia de una turbina Turgo depende de muchos factores, como el la inclinación del inyector o chorro y el ratio de velocidad, para usos en pequeñas centrales la eficiencia de la turbina es muy sensible a la posición y el ángulo de inclinación del chorro (Williamson, Stark, & Booker (2013) Cobb & Sharp (2013)).

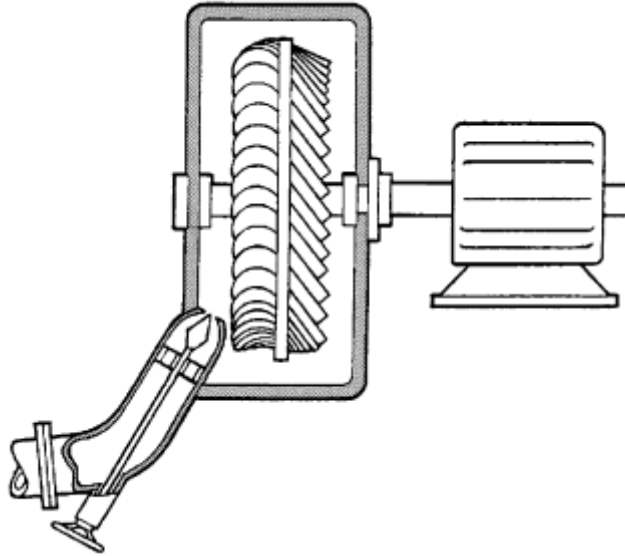


Figura 11. Turbina Turgo (Paish, 2002)

2.6.2. Turbinas de reacción

Son aquellas en las que el fluido de trabajo sí sufre cambios importantes en su paso a través del rodete y provechan la pérdida de presión que se produce en su interior (Gardea, 1992), además, funcionan bajo presión en un régimen de flujo interno (Sangal, Garg, & Kumar, 2008).

Debido a que las turbinas de reacción se encuentran alojadas en una cámara hermética, y las presiones son variables dependiendo del paso del agua (Gardea, 1992), al aplicar la ecuación de la energía, entre el punto de entrada (punto 1) de la Figura 12 y punto de salida (punto 2), se obtiene lo siguiente:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2.g} = \frac{V_2^2}{2.g} + hf_{1-2} \quad (\text{Ecuación 16})$$

El análisis similar a las turbinas de acción, permite llegar a la conclusión que la carga tomada por la turbina (H), es hf_{1-2} , la carga neta, cuya ecuación quedará de la siguiente manera:

$$H = Z_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2.g} \quad (\text{Ecuación 17})$$

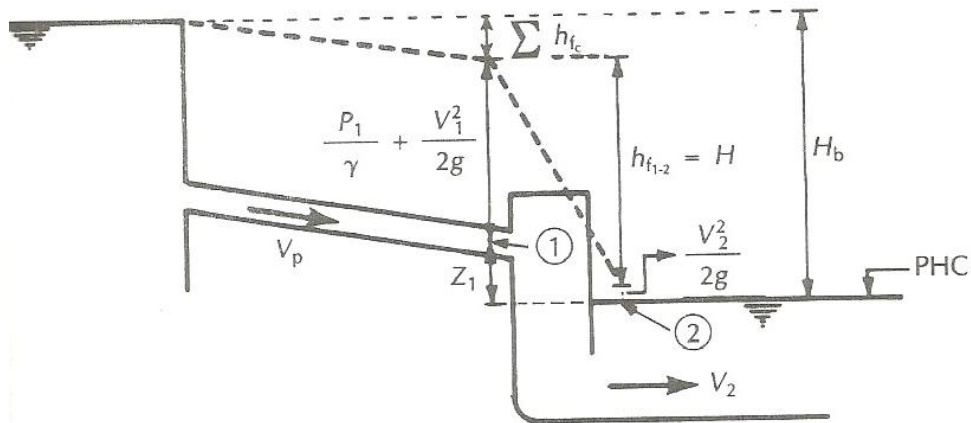


Figura 12. Proceso de transformación de energía de una turbina de reacción (Gardea, 1992).

2.6.2.1. Turbinas de hélice

Una turbina de hélice generalmente tiene un rodete de flujo axial con tres a seis palas dependiendo de la altura de agua diseñado, y trabaja en lugares con baja altura (Okot, 2013). El principio de funcionamiento de esta turbina es similar a la hélice de un motor de barco, pero de manera inversa (Paish, 2002). La generación de energía se produce tanto por la presión como el movimiento de agua (Bobrowicz, 2006). Existen diversos tipos de turbinas de hélice, entre las cuales, se encuentran: Bulb, Straflo, tube turbine y Kaplan (Ghosh & Prela (2011), Brookshier (2004)).

Una característica clave de este tipo de turbinas, es que para obtener una buena eficiencia, el agua necesita formar un remolino antes de ingresar a la turbina, esto permite, que el remolino sea absorbido y el agua que emerge fluye directamente hacia el tubo de aspiración (Paish, 2002).

2.6.2.2. Francis

La turbina Francis (Figura 13) es la turbina más comúnmente usada en centrales hidroeléctricas (Okot, 2013), y en esencia, es una modificación de una turbina de hélice, en la cual, el agua fluye radialmente hacia el interior del rodete haciéndolo girar de manera axial (Paish, 2002).

Esta turbina generalmente presenta un rodete radial o mixto (radial/axial), en la cual es comúnmente montado en una cubierta en forma de espiral con paletas internas ajustables, donde el agua fluye radialmente hacia el interior del rodete y emerge de manera axial, haciéndolo girar (Okot, 2013).

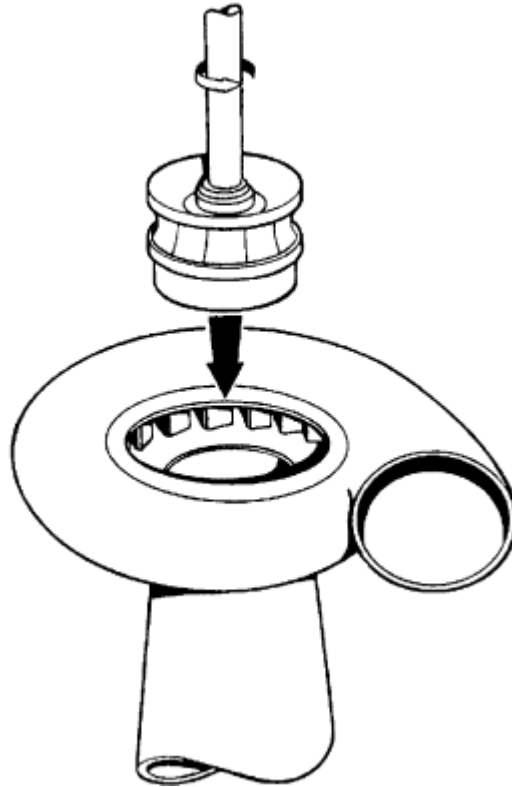


Figura 13. Turbina Francis (Paish, 2002)

2.6.3. Velocidad Específica

La velocidad específica de una turbina (N_s) está relacionado con el caudal a través de la velocidad rotacional de la turbina y la altura (Fraenkel et al., 1991), además brinda una indicación de la geometría de la turbina (Adhikari, Budhathoki, Timilsina, Manandhar, & Bajracharya, 2014).

Cada tipo de turbina tiene sus propias características de rangos de velocidad para un alto rendimiento y eficiencia. Las turbinas de impulso por lo general operan con una baja velocidad específica en comparación con las turbinas de reacción, esto implica que para una determinada altura y caudal, las turbinas de reacción operarán con una mayor velocidad de rotación (Ho-Yan, 2012).

En la Tabla 8 se puede seleccionar el tipo de turbina según la velocidad específica en las unidades correspondientes.

Tabla 8. *Rangos de velocidad específica para cada tipo de turbina (Kaunda et al., (2014)^a, Nasir (2014b)^b, (Theint & Myo, 2018)^c, (Dave et al., 2015)^d)*

| Tipo de turbina | Rangos de velocidad específica | | | |
|--------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|
| Turbina Pelton | 8 – 25 ^a | - | - | 8.5 – 47 ^d |
| Turbina de flujo cruzado | 90 – 110 ^a | 20 - 200 ^b | - | 20 - 200 ^d |
| Turbina Turgo | - | - | - | 30 – 85 ^d |
| Turbina Francis | 50 – 350 ^a | 50 - 350 ^b | 80 – 430 ^c | 85 - 188 ^d |
| Turbina de hélice | 200 – 900 ^a | 200 - 1550 ^b | 300 – 1000 ^c | - |
| Turbina tubular | > 500 ^a | - | - | - |

2.7. Turbina Pelton

La turbina Pelton, es la turbina de acción más empleada debido a su fácil fabricación, mantenimiento y adaptabilidad para las variaciones en altura y caudal (Sangal et al., 2008). Está compuesto por un disco circular denominado rodete, que tiene montado a su alrededor unas paletas en forma de doble cuchara, y de un inyector que conduce el chorro de agua para que incida sobre las cucharas y provoque el movimiento de la turbina (Mascías (2012), Dixon & Hall (2010))

Este tipo de turbina trabaja con 1 o múltiples distribuidores, sin embargo, en los últimos años, ha sido aplicado para pequeñas centrales con un solo inyector (NREL, 2001).

El agua se traslada hasta la turbina por medio de un componente interno, se deja salir a gran velocidad y a presión atmosférica mediante un inyector, que hace incidir el chorro de agua sobre la arista central que separa los dos cucharones, dividiéndose en dos chorros, que salen de manera lateral, después de haber transferido el impulso a la turbina (González, 2009). La característica principal es la cresta afilada que al dividir el chorro logra una mejor eficiencia mecánica (Agar & Rasi, 2008).

Este tipo de turbina, se usa más en lugares geográficos donde la altura máxima está disponible pero el caudal es pequeño, fue patentada por Lester Pelton en 1880 y está catalogada como una turbina de impulso (Agar & Rasi, 2008).

2.7.1. Componentes de la turbina Pelton

La turbina Pelton tiene como componentes principales los distribuidos y rodete, y debido a que son turbinas de acción, y la presión atmosférica es igual a la entrada y salida de la turbina, éstas no cuentan con caja espiral (tubo de aspiración o descarga) (González, 2009).

2.7.1.1. Distribuidor

En una turbina Pelton, el distribuidor es un inyector que tiene la función de aumentar la energía cinética del agua, por lo general, el número de inyectores varía entre un mínimo de 1 y un máximo de 6 (Mascías, 2012). El inyector posee una válvula de aguja a la salida del chorro, para la regulación del caudal y el ajuste de la demanda de energía eléctrica (Mascías, 2012). La Figura 14 muestra como el chorro que incide sobre las paletas de doble cuchara, empuja el álabe, generando una velocidad en el rotor, a la vez que el chorro se divide en dos chorros resultantes que se debían 180° respecto al otro.

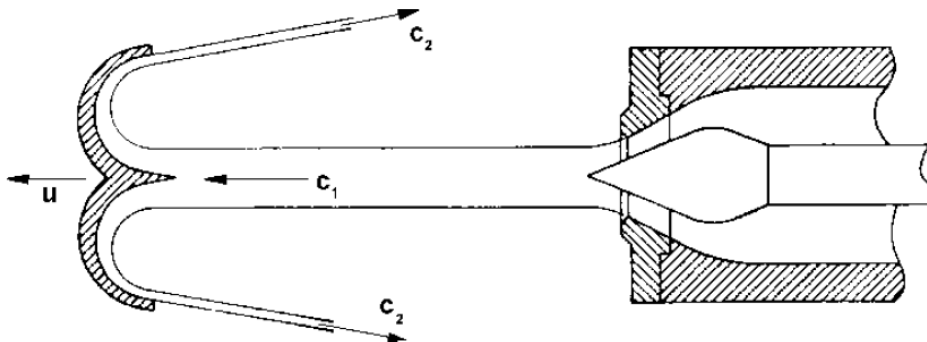


Figura 14. Incidencia del chorro del agua sobre las paletas de doble cuchara de una turbina Pelton (Marchegiani, 2004).

2.7.1.2. Rodete

Según Mascías (2012) indica que el rodete “es una rueda con álabes en forma de cucharas o cangilones, con un diseño característico de doble cuchara y situados en su perímetro exterior” (Figura 15). Sobre los álabes mencionados es que incide el chorro de agua de tal manera que se produce en dirección tangencial al rodete (González, 2009)

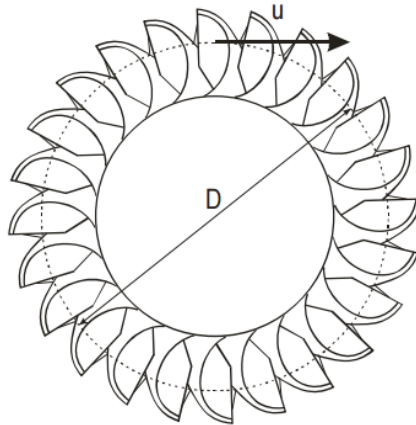


Figura 15. Esquema del rodete de una turbina Pelton (González, 2009)

2.7.1.3. Álaves

La característica principal de los álaves de una turbina Pelton (Figura 16) es la mella en la parte exterior de la cuchara, que es simétrica en dirección axial y posee una cresta central afilada para la distribución del chorro de manera simétrica, además tiene como función principal evitar que una cuchara tape a la anterior en el menor tiempo posible (González, 2009).

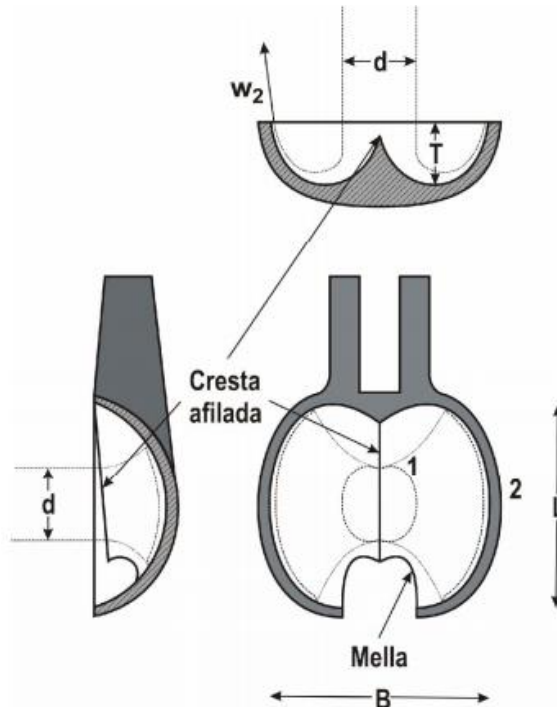


Figura 16. Vista frontal y sección lateral (Izquierda) y sección inferior de un álabe (González, 2009).

2.7.2. Potencia teórica y potencia real de la turbina Pelton

Según Gardea (1992) la potencia teórica, es aquella potencia que posee un líquido inmediatamente antes de ser accionado por una turbina hidráulica, mientras que la potencia real es la potencia entregada por la turbina al generador.

La Figura 17 muestra que al bajar el agua por gravedad, y al ser accionada por una turbina para la transmisión de energía, la carga viene a ser representada por $H_b - h_f$ (Gardea, 1992), por ende, la potencia entregada a la turbina (potencia teórica) es:

$$P = \gamma Q(H_b - h_f) = \gamma QH \quad (\text{Ecuación 18})$$

donde:

γ : peso específico del agua

Q : Caudal del agua que circula por la tubería de presión

H : Carga hidráulica

Sin embargo, dentro de la turbina existen pérdidas, que se denominan como un factor n llamado eficiencia. Por ende, la potencia real entregada por la turbina es un poco menor:

$$P_r = \eta \gamma QH \quad (\text{Ecuación 19})$$

Donde:

$$\eta = \frac{\text{Potencia eléctrica}}{\text{Potencia teórica}}$$

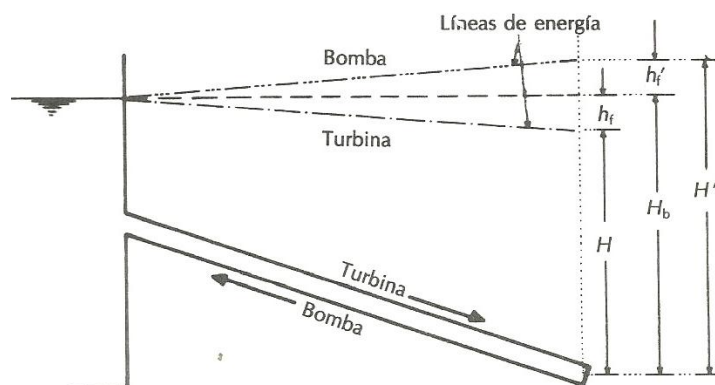


Figura 17. Potencia real y teórica de una turbina (Gardea, 1992).

2.8. Generador

Existen dos tipos de generadores de corriente alterna (AC), que pueden ser usados en pequeñas centrales hidroeléctricas (Reljić, Čorba, & Dumnić, 2010), dependiendo de las características de la red suministrada, se puede elegir entre un generador síncrono o asíncrono (N. Smith, 1994). La Tabla 9 presenta las ventajas y desventajas de ambos generadores.

Tabla 9. *Ventajas y desventajas de una generador Síncrono y Asíncrono (AHEC, 2012)*

| N° | Ítem | G. Síncrono | G. Asíncrono |
|----|--------------------------------|---|---|
| 1 | Excitación | Requiere | No Requiere |
| 2 | Operación aislada | Posible | No Posible |
| 3 | Estabilidad | Mantenimiento por control de excitación | No existe Problema |
| 4 | Mantenimiento | Más frecuente | Menos frecuente |
| 5 | Costo | Alto | Bajo |
| 6 | Factor de potencia | Ajustable debido al control de excitación | No ajustable y determinado por la carga |
| 7 | Variación de voltaje | Posible | No posible |
| 8 | Eficiencia | Alta | Baja |
| 9 | Idóneo para cargas fluctuantes | Idóneo | No idóneo |

2.8.1. Generador Asíncrono o de Inducción

Un generador asíncrono es un simple motor de inducción, en la cual no se puede regular el voltaje y el funcionamiento es a una velocidad que está directamente relacionada con la frecuencia del sistema. La corriente de excitación la extraen de la red, por ende no pueden generar cuando están desconectados de la red, porque son incapaces de proporcionar su propia corriente de excitación (N. Smith, 1994).

Este tipo de generador, por lo general debe operar en conjunto con otros generadores, y las principales ventajas son: la razón económica, debido a menores costos de inversión (Oros, Veran, Kulic, & Darko, 2008), su peso es más liviano y son más eficiente en comparación de un generador síncrono, no requieren sincronización ni

controles de voltaje (Reljić et al., 2010). Sin embargo, presenta una desventaja considerable, por el hecho del retraso del factor de potencia, porque el equipo está magnetizado desde el estator, esto implica que hay menos potencia disponible con una corriente dada (Puranen, 2006).

2.8.2. Generador Síncrono

Un generador síncrono está equipado con un sistema de excitación rotativo o estático, asociado con un regulador de voltaje, con el fin de controlar el voltaje, frecuencia y ángulo de fase, antes de que el generador se conecte a la red y suministre la energía requerida por el sistema (N. Smith, 1994).

Además, utilizan el mismo principio que un generador de corriente directa (DC), debido a que, cuando el campo magnético alrededor de un conductor cambia, se induce una corriente en éste (Vineesh & Selvakumar, 2012).

En principio, el funcionamiento consiste en que un imán giratorio denominado rotor, gira dentro de un conjunto estacionario de conductores enrollados en bobinas en un núcleo de hierro llamado estator (Vineesh & Selvakumar, 2012), la Figura 18 muestra el corte transversal de un generador síncrono de polos saliente, en la cual, el rotor está magnetizado por una bobina envuelta alrededor de él. La principal desventaja de este tipo de generador, es el elevado costo, en comparación con un generador asíncrono (N. Smith, 1994).

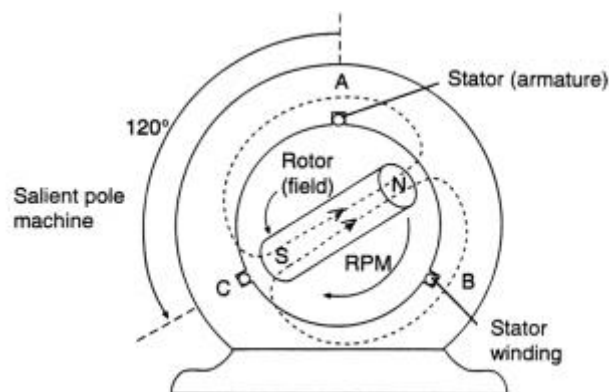


Figura 18. Corte trasversal de un generador síncrono (Klempner & Kerszenbaum, 2011)

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Lugar de estudio.

El presente proyecto tiene como zona de estudio el fundo Buenavista, ubicado en la parte alta del centro poblado Santa Rosa de Cashingari, distrito de Satipo, provincia de Satipo, departamento de Junín (Figura 19). El fundo se encuentra ubicado entre las coordenadas UTM –WGS 84: 18 L 548058 y 8759129 a una altitud de 1 450 msnm.

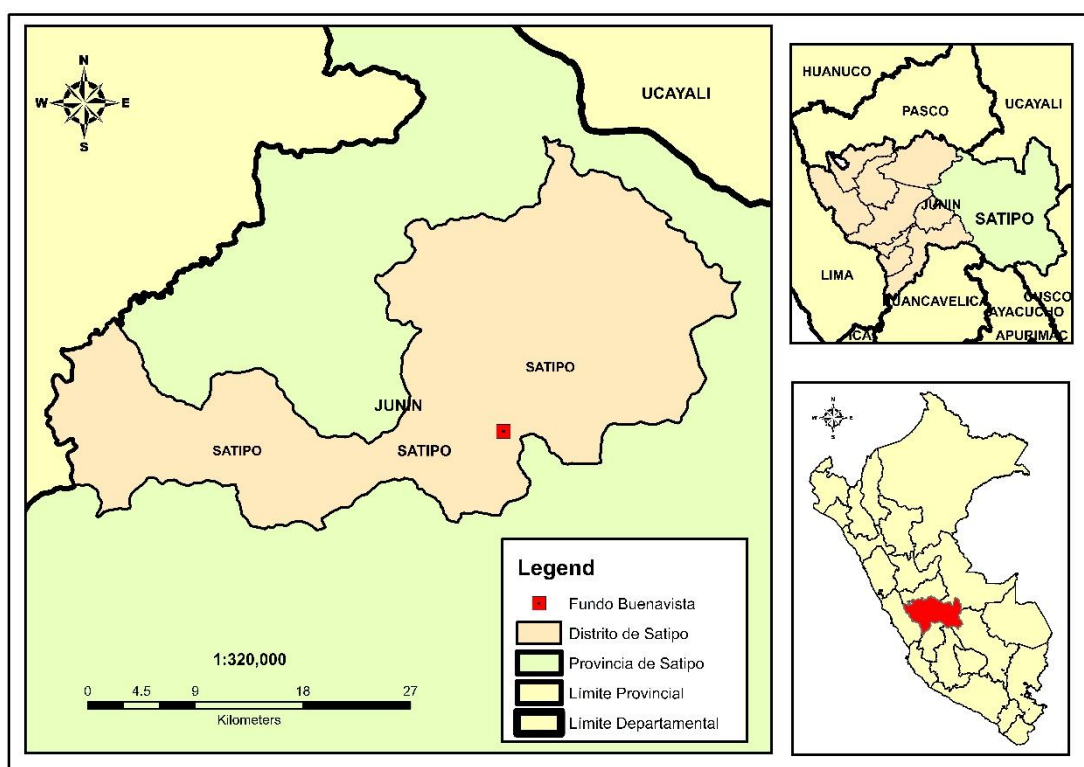


Figura 19. Ubicación del área de estudio

3.2. Materiales y equipos

3.2.1. Instalación del sistema

| | |
|-------------------------|---|
| Cámara de descarga | <ul style="list-style-type: none">▪ Cemento▪ Hormigón▪ Barras de acero▪ Carretilla |
| Tubería forzada | <ul style="list-style-type: none">▪ Tubería de PVC▪ Accesorios |
| Equipos | <ul style="list-style-type: none">▪ Turbina tipo Pelton (16 álabes)▪ Alternador (Modelo STC-5) |
| Sistema de distribución | <ul style="list-style-type: none">▪ 3 Cables de energía eléctrica (16 mm)▪ 5 Llaves termo magnética (20 amperios)▪ 2 Llaves termo magnéticas (40 amperios)▪ Postes de madera |
| Herramientas | <ul style="list-style-type: none">▪ Alicata▪ Desarmador▪ Wincha de 60 m▪ Lampa▪ Pico▪ Machete |
| Otros | <ul style="list-style-type: none">▪ GPS▪ Cronómetro |

3.2.2. Estudio topográfico

| | |
|------------|--|
| Equipos | <ul style="list-style-type: none">▪ GPS (Marca Garmin, modelo c62)▪ Wincha de 60 m▪ Teodolito marca Sokkisha |
| Materiales | <ul style="list-style-type: none">▪ Libreta de apuntes▪ Lapiceros |

3.2.3. Procesamiento de datos

| | |
|----------|--|
| Software | <ul style="list-style-type: none">▪ ArcGis▪ AutoCad▪ STATISTICA▪ MS Excel |
| Equipos | <ul style="list-style-type: none">▪ Laptop▪ Calculadora▪ GPS |

3.3. Estimación de demanda energética

Para la estimación de la demanda de energía eléctrica, se hizo en base al uso eléctrico de las principales actividades que se desarrollan en el fundo, y para ello, se utilizó el método del censo de los aparatos eléctricos (Abril, 2016), que consiste en identificar los equipos que se utilizarán tanto en las actividades domésticas como agrícolas.

Posterior a ello, se determinó la potencia requerida de cada equipo eléctrico, tanto para uso domiciliario como para uso propio de las actividades del fundo, y se calculó su consumo diario y mensual. La unidad para la energía es Kilowatt-hora (kWh) (Abril, 2016). Para el cálculo del consumo diario se multiplicó la potencia del artefacto por la cantidad de horas de consumo y para el consumo mensual, se multiplicó el consumo diario por 30 (N° de días del mes).

El Ministerio de Energía y Minas presenta equivalencias referenciales de las potencias de los artefactos electrodomésticos (MINEM, 2015), para el cálculo del consumo de energía, se tomó estas equivalencias y se multiplicó por el número de elementos eléctricos, la Tabla 10 presenta de potencia de cada artefacto electrodoméstico y la Tabla 11, de los equipos eléctricos propio de las actividades del fundo.

Tabla 10. *Potencia de los artefactos electrodomésticos para las actividades domésticas.*

| Artefacto | Potencia | |
|------------------|-----------------|------------------|
| | Watts | Kilowatts |
| Focos | 50 | 0.05 |
| Alumbrado | 85 | 0.085 |
| Televisor | 250 | 0.25 |
| Refrigeradora | 350 | 0.35 |
| Olla arrocera | 500 | 0.5 |
| Estufa eléctrica | 1200 | 1.2 |
| Equipo de sonido | 500 | 0.5 |
| Licuadora | 300 | 0.3 |
| DVD | 25 | 0.025 |

Tabla 11. *Potencia de los equipos eléctricos para las actividades agrícolas.*

| Equipo | Potencia | |
|----------------|-----------------|------------------|
| | Watts | Kilowatts |
| Esmeril | 250 | 0.25 |
| Taladro | 600 | 0.6 |
| Foco proyector | 750 | 0.75 |

3.4. Parámetros de diseño

3.4.1. Determinación del caudal

El estudio hace referencia a la quebrada Cashingari que está situada cerca al área donde se encuentra el fundo Buenavista. La medición de este cuerpo de agua ofrece una mejor perspectiva del comportamiento del caudal, debido a que no existe esta información. Se ha utilizado el método volumétrico, que es un método para flujos de agua pequeños, arroyos o pequeñas corrientes, y que consiste en medir el tiempo requerido para llenar un contenedor de volumen conocido (Meals & Dressing, 2008).

La ecuación quedaría de esta manera:

$$Q = \frac{V}{t} \quad (\text{Ecuación 21})$$

donde:

$V = \text{Volumen del contenedor (m}^3\text{)}$

$t = \text{tiempo (s)}$

3.4.2. Altura bruta

La altura bruta hace referencia al aprovechamiento del salto o la caída de las masas de agua, que se produce por el desnivel que existe entre el cauce por donde fluye el cuerpo de agua. Para determinar la altura bruta (H_b), se empleó el método de la estación topográfica.

3.4.3. Tubería de presión

3.4.3.1. Material de la tubería

La tubería de presión es la encargada de transportar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, siendo uno de los parámetros más importantes al momento de seleccionarla. Para seleccionar el material de la tubería se debe tener en cuenta aspectos como la pérdida por fricción, peso, corrosión, costo y la presión de trabajo (Tabla 12).

Tabla 12. *Comparación de los diferentes materiales para tuberías de presión (Coz et al., 1996)*

| Material | Pérdida por fricción | Peso | Corrosión | Costo | Presión de trabajo |
|-----------------|----------------------|------|-----------|-------|--------------------|
| Hierro dúctil | 4 | 3 | 2 | 1 | 5 |
| Asbesto cemento | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 |
| PVC | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 |
| Acero comercial | 3 | 3 | 3 | 2 | 5 |
| Polietileno | 5 | 5 | 5 | 3 | 4 |

Rango: Malo = 1; Excelente = 5

3.4.3.2. Diámetro de la tubería

El diámetro de la tubería de presión puede ser estimado tomando en consideración los siguientes factores de entrada: caudal, longitud de la tubería y altura bruta ((Vineesh & Selvakumar (2012) Nasir (2014b)). Para ello, se empleó la siguiente ecuación:

$$D = 2.69x \left(\frac{n_p^2 Q^2 L_p}{H} \right)^{0.1875}$$

Donde:

D = diámetro de la tubería de presión (m)

n_p = coeficiente de maning para el material de la tubería

Q = caudal ($\frac{m^3}{s}$)

L_p = Longitud de la tubería (m)

H = Altura bruta (m)

3.4.4. Pérdidas de carga

3.4.4.1. Velocidad del flujo

Para determinar la velocidad que circula el agua en el interior de la tubería, se empleó la siguiente ecuación:

$$v = \frac{Q}{A_T} \quad (\text{Ecuación 22})$$

Donde:

Q = caudal (m^3/s)

A_T = área hidráulica de la tubería (m^2)

3.4.4.2. Determinación del Número de Reynolds

Orborne Reynolds determinó que un flujo viscoso puede ser catalogado como laminar o turbulento, la cual, un flujo laminar es aquel que la dirección de sus partículas están próximas entre sí, y un flujo turbulento, la dirección de las partículas varían de manera irregular (Mascías, 2012). El número de Reynolds se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$N_R = \frac{\rho DV}{\mu} = \frac{DV}{\nu} \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde:

ρ : densidad del fluido

D : diámetro de la tubería

V : velocidad media en la tubería $\left(\frac{m}{s}\right)$

μ : viscosidad dinámica (Pa.s)

ν : viscosidad cinemática del fluido $\left(\frac{m^2}{s}\right)$

Las propiedades del agua a una temperatura de 20°C se especifican en la Tabla 13. En ANEXO 1 se muestra la Tabla completa de las propiedades del agua.

Tabla 13. *Propiedades del agua (Mott, 1996)*

| Temperatura (°C) | Peso específico (kN/m ³) | Densidad (Kg/ m ³) | Viscosidad dinámica x10 ⁻⁴ (Pa.s) |
|------------------|---|-----------------------------------|---|
| 0 | 9.81 | 1000 | 17.5 |
| 5 | 9.81 | 1000 | 15.2 |
| 10 | 9.81 | 1000 | 13.0 |
| 15 | 9.81 | 1000 | 11.5 |
| 20 | 9.79 | 998 | 10.2 |
| 25 | 9.78 | 997 | 8.91 |
| 30 | 9.77 | 996 | 8.0 |

3.4.4.3. Determinación de la rugosidad relativa

“La rugosidad relativa es la relación entre el valor típico de rugosidad del material y el diámetro de la tubería de presión” (Llango y Gallegos, 2012, p. 63). Se determinó a través de la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\varepsilon}{D} \quad (\text{Ecuación 24})$$

Donde

ε : rugosidad absoluta del material

D : diámetro de la tubería

3.4.4.4. Determinación del factor de fricción

Para determinar el factor de fricción en un flujo laminar, para valores inferiores de 2000, se utilizó la siguiente ecuación:

$$f = \frac{64}{N_R} \quad (\text{Ecuación 25})$$

donde:

f : factor de fricción (flujo laminar)

N_R : Número de Reynolds

Para el cálculo directo del factor de fricción en régimen turbulento, se empleó la ecuación desarrollada por Swamee y Jain:

$$f = \frac{0.25}{\left[\log^* \left(\frac{S}{3.7} + \frac{5.74}{N_R^{0.9}} \right) \right]^2} \quad (\text{Ecuación 26})$$

donde:

f : factor de fricción (flujo turbulento)

S : rugosidad relativa

N_R : Número de Reynolds

3.4.4.5. Pérdidas por fricción

Durante el transporte del agua por la tubería de presión existen pérdidas de energía por la fricción entre el agua y las paredes de la tubería. Para calcular las pérdidas de carga por rozamiento se empleó la ecuación de Darcy y Weisbach.

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{v^2}{2g} \quad (\text{Ecuación 27})$$

donde:

f: factor de fricción

L: longitud de la tubería (m)

D: diámetro de la tubería (m)

v: velocidad media del fluido en la tubería $\left(\frac{m}{s} \right)$

g: constante gravitacional $\left(\frac{m}{s^2} \right)$

3.4.4.6. Pérdidas de carga secundarias

Son aquellas pérdidas de carga que ocurren en las transiciones (entrada o salida) y por los accesorios en la tubería (Llango y Gallegos, 2012). La ecuación para determinar estas pérdidas de carga es la siguiente:

$$h_f = K \left(\frac{v^2}{2g} \right) \quad (\text{Ecuación 28})$$

donde:

h_f: pérdidas de carga secundaria

K: factor asociado a cada accesorio a utilizar

v: velocidad media en la tubería $\left(\frac{m}{s} \right)$

g: constante gravitacional $\left(\frac{m}{s^2} \right)$

Para el proyecto se producirán las siguientes pérdidas de carga secundarias:

- Conexión de la tubería de presión con la cámara de carga
- Expansión de tubería de 4 in a 6 in
- Reducción de tubería de 6 in a 4 in
- Reducción de tubería de 4 in a 2 in
- Unión roscada
- Válvula de compuerta
- Reducción de tubería de 2 in a 1 in

3.4.4.6.1. Pérdida de entrada

Cuando un fluido circula desde un depósito grande hacia una tubería, el fluido debe acelerar desde una velocidad casi nula hasta tomar la velocidad de flujo del conducto.

Según la rapidez con la que se realice la aceleración, determinará la cantidad de pérdida de carga y por ende, el valor del coeficiente de resistencia será según la geometría de la entrada (Mott, 1996). La Figura 20 muestra las diferentes geometrías de entrada y sus respectivos valores de K.

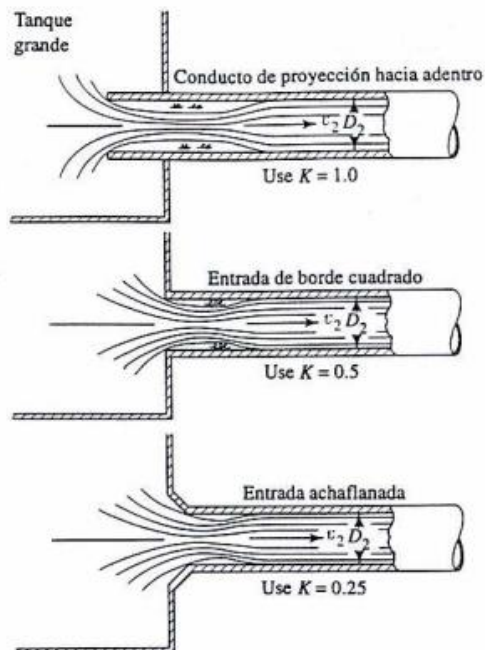


Figura 20. Coeficientes K, según la geometría de la entrada (Mott, 1996).

3.4.4.6.2. Accesorios

La Tabla 14 muestra el valor de L_c/D para la válvula de compuerta y se considera que es una constante para un determinado tipo de accesorio. El ANEXO 2 muestra la lista completa de los valores expresados como longitud equivalente en diámetros de conducto (L_c/D).

Tabla 14. *Resistencia de accesorios expresados como longitud equivalente en diámetros de conducto (Mott, 1996)*

| Tipo | Longitud equivalente en diámetros de conducto (L_c/D) |
|--|---|
| Válvula de compuerta – completamente abierta | 8 |
| Válvula de compuerta – $\frac{3}{4}$ abierta | 35 |
| Válvula de compuerta – $\frac{1}{2}$ abierta | 160 |

Así mismo, la Tabla 15 muestran los valores de factor de fricción para tamaños estándar de conductos de acero comercial. El ANEXO 3 muestra la Tabla completa del factor de fricción para cada diámetro nominal.

Tabla 15. *Factor de fricción para conductos de acero comercial (Mott, 1996)*

| Tamaño nominal | Factor de fricción |
|-----------------------|---------------------------|
| $\frac{1}{2}$ | 0.027 |
| 1 | 0.023 |
| 2 | 0.019 |

3.4.4.6.3. Expansión de tubería de 4 in a 6 in

Cuando un fluido de una tubería menor se desplaza hacia uno de mayor diámetro, la velocidad disminuye, produciéndose una turbulencia que genera una pérdida de energía (Mott, 1996). La cantidad de energía perdida dependerá mucho del cociente de las dos tuberías, la Tabla 16 muestra la proporción del diámetro de los dos conductos como la magnitud de la velocidad del fluido. El ANEXO 4 muestra la Tabla completa de los coeficientes de resistencia.

Tabla 16. *Coefficientes de resistencia (Mott, 1996)*

| D_2/D_1 | Velocidad (m/s) | | |
|-----------|-----------------|------|------|
| | 0.6 | 1.2 | 3 |
| 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1.2 | 0.11 | 0.1 | 0.09 |
| 1.4 | 0.26 | 0.25 | 0.23 |
| 1.6 | 0.4 | 0.38 | 0.35 |
| 1.8 | 0.51 | 0.48 | 0.45 |
| 2.0 | 0.6 | 0.56 | 0.52 |

3.4.4.6.4. Reducción

Cuando se contrae el diámetro de una tubería, las líneas de trayectoria de la corriente del flujo del fluido asumen una trayectoria curva, se desaceleran y deben dilatarse nuevamente para llenar la tubería, la turbulencia que ocasiona la contracción y su posterior dilatación es la que genera las pérdidas de carga (Mott, 1996). La Tabla 17 muestra la proporción del diámetro de los dos conductos como la magnitud de la velocidad del fluido. El ANEXO 5 muestra la Tabla completa de los coeficientes de resistencia.

Tabla 17. *Coefficientes de resistencia (Mott, 1996)*

| D_1/D_2 | Velocidad (m/s) | | | | | |
|-----------|-----------------|------|------|------|------|------|
| | 0.6 | 1.2 | 1.8 | 4.5 | 6 | 9 |
| 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1.2 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.09 | 0.1 |
| 1.4 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.19 |
| 1.6 | 0.26 | 0.26 | 0.26 | 0.25 | 0.25 | 0.25 |
| 1.8 | 0.34 | 0.34 | 0.34 | 0.32 | 0.29 | 0.29 |
| 2.0 | 0.38 | 0.37 | 0.37 | 0.34 | 0.31 | 0.31 |

3.4.5. Altura neta

La altura neta resulta del cálculo entre la altura bruta menos las pérdidas de carga, que se producen por el rozamiento del agua con la tubería, así como, por los accesorios de la tubería de presión. Para el cálculo de la altura neta (H_n) se utilizó la siguiente ecuación:

$$H_n = H_b - h_f \quad (\text{Ecuación 29})$$

donde:

H_n : *Altura neta*

H_b : *altura bruta*

h_f : *pérdidas de carga*

3.4.6. Selección de turbina

3.4.6.1. Velocidad Específica

El proceso de diseño de una turbina, con frecuencia empieza con la selección del tipo de turbina más adecuado para las condiciones de diseño dadas, para ello, se debe tener en cuenta la velocidad específica de una turbina (Ho-Yan (2012), Kaunda, Kimambo, & Nielsen (2014)).

La siguiente ecuación expresa la velocidad específica. Se debe que tener en cuenta que la literatura, a menudo descarta la variable gravedad (Dixon & Hall, 2010),

$$N_s = \frac{nQ^{0.5}}{(gH)^{0.75}}$$

Donde:

n = *velocidad de rotación (RPM)*

Q = *caudal*

H = *altura*

Para el cálculo de la velocidad específica de la turbina, se reformuló la ecuación anterior usando unidades de radianes, quedando de esta manera:

$$N_s = \frac{\omega Q^{0.5}}{(gH)^{0.75}}$$

Donde:

n = velocidad rotacional (rad/s)

Q = caudal

H = altura

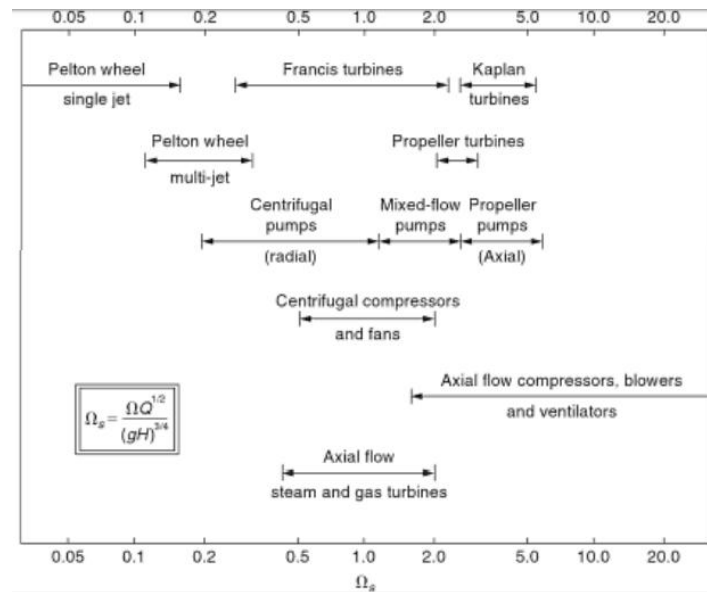


Figura 21. Rangos de velocidad específica para distintos tipos de turbinas (Dixon & Hall, 2010).

Otra manera de expresar la velocidad específica, se detalla a continuación, en la cual, la velocidad es proporcional a la raíz cuadrada de la potencia e inversamente proporcional a la altura (elevado a la 5/4):

$$N_s = \frac{N\sqrt{P_t}}{H^{5/4}}$$

donde:

N = velocidad de rotación (RPM)

P_t = Potencia de la turbina

H = altura

En la Figura 21 se puede seleccionar el tipo de turbina según la velocidad específica en las unidades correspondientes. La Tabla 18 se muestra la selección de turbina Pelton para 1, 2 y 4 inyectores según el rango de la velocidad específica.

Tabla 18. Rangos de velocidad específica para Turbina Pelton (Nasir (2014b)^a, (Theint & Myo (2018)^b)

| N° Inyectores | Rangos de velocidad específica | |
|-------------------------|--------------------------------|----------------------|
| Pelton con 1 inyector | 5 – 25 ^a | 4 – 35 ^b |
| Pelton con 2 inyectores | 7 – 35 ^a | 17 – 50 ^b |
| Pelton con 4 inyectores | 10 – 50 ^a | 24 – 70 ^b |

3.4.6.2. Relación Altura - Caudal

Prácticamente el proceso de selección de turbinas en un lugar en particular, puede resultar del proceso de interacción de la potencia de salida y la velocidad rotacional, aunque, el primer paso es establecer la altura neta y diseño del caudal del lugar (Kaunda et al., 2014). Es por ello, que teniendo los datos de entrada de altura y caudal, se procedió a seleccionar el modelo de turbina adecuado, según la Figura 22.

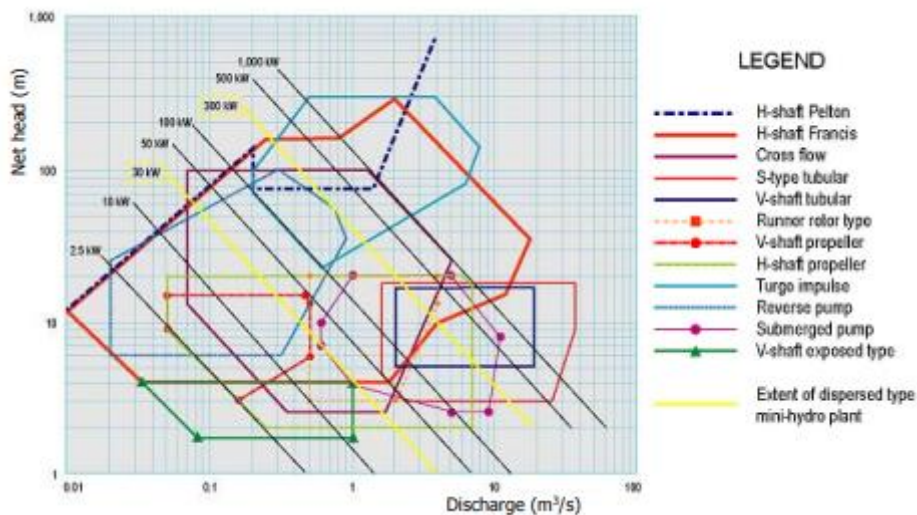


Figura 22. Gráfico que muestra la aplicabilidad de diversos tipos de turbinas dependiendo de la altura y caudal (Kaunda et al., 2014)

3.4.6.3. Diámetro del chorro e inyector

Las principales dimensiones de una turbina Pelton están determinadas por el diámetro del chorro, debido a que una vez que el diámetro del chorro ha sido calculado, se puede determinar las demás dimensiones. El tamaño del diámetro de chorro, determina el tamaño mínimo de los álabes, el tamaño del rodete y de toda la turbina (Eisenring, 1991). El cálculo del diámetro del chorro se determinó a través de la siguiente ecuación:

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi C_1}}$$

Donde:

d = diámetro del chorro (m)

C_1 = velocidad absoluta del chorro ($\frac{m}{s}$)

Q = caudal de descarga ($\frac{m^3}{s}$)

y, C_1 está expresado:

$$C_1 = K_c \sqrt{2gH_n}$$

Donde:

K_c = coeficiente del inyector (0.96~0.98)

H_n = altura neta (m)

El diámetro del inyector, se determinó a través de la siguiente relación:

$$d_1 = (1.2 \sim 1.25)d$$

Así mismo, la Figura 23 muestra el rango de aplicación de una turbina micro Pelton para seleccionar el diámetro del chorro, teniendo como parámetros de entrada, el caudal de descarga y la altura.

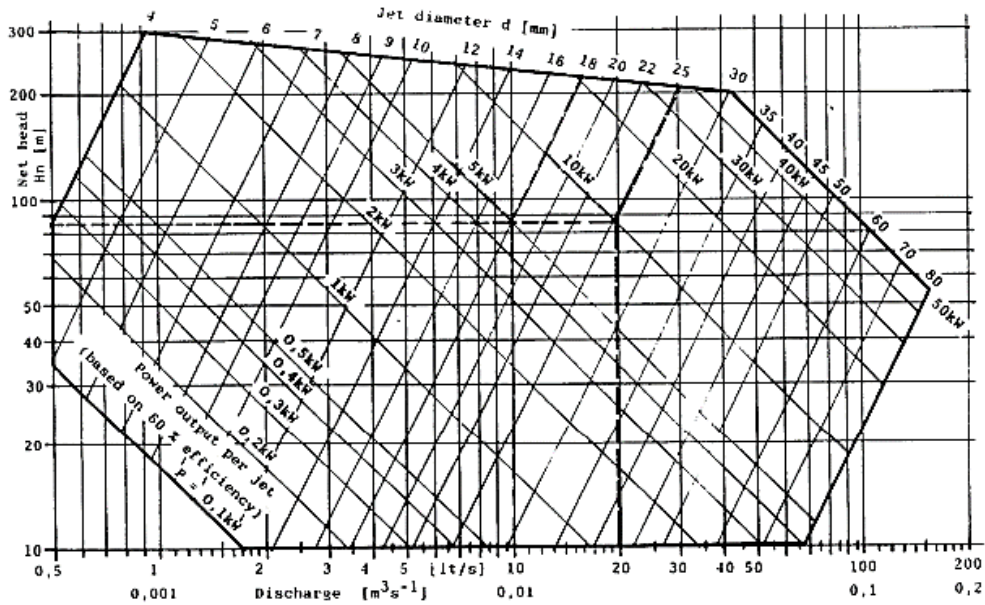


Figura 23. Gráfico que muestra el rango de aplicación de una Micro Turbina Pelton (Eisenring, 1991)

3.4.7. Selección de alternador

La velocidad de un generador, está limitada por la velocidad de una turbina, que depende de la velocidad específica de la misma (Nasir, 2014b). Por ello, la velocidad de un generador se determinó de la siguiente manera:

$$N = \frac{120f}{P}$$

Donde

N = velocidad del rotor (RPM)

f = frecuencia

P = número de polos

Dependiendo de la frecuencia recomendada en cada país, la Tabla 19 muestra una lista de posibles valores de velocidad síncrona correspondientes a varios números de polos.

Tabla 19. *Diferentes velocidades síncronas para un generador de 50 Hz y 60 Hz de frecuencia (Kaunda et al., 2014).*

| N° de polos | Velocidad síncrona (RPM) | |
|-------------|--------------------------|-------|
| | 50 Hz | 60 Hz |
| 4 | 1 500 | 1 800 |
| 6 | 1 000 | 1 200 |
| 8 | 750 | 900 |
| 10 | 600 | 720 |
| 12 | 500 | 600 |
| 14 | 429 | 514 |
| 16 | 375 | 450 |
| 18 | 333 | 400 |
| 20 | 300 | 360 |
| 24 | 250 | 300 |

3.5. Potencia y eficiencia de la Picocentral hidroeléctrica

3.5.1. Potencia hidráulica

La potencia hidráulica en vatios de este recurso se estimó haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 30})$$

donde

γ : peso específico del agua

Q : Caudal

H : Carga hidráulica

3.5.2. Potencia neta/de salida

$$P_n = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 31})$$

Donde:

P_n : Potencia neta/de salida (kW)

η_T = rendimiento de la turbina

η_G = rendimiento del generador

η_{Tr} = rendimiento de la transmisión

P_h = potencia hidráulica

Los diversos tipos de turbinas presentan variados perfiles de eficiencia con respecto a la descarga. La turbina Pelton es una de las más eficientes (alrededor del 90%), debido a que puede mantener una eficiencia elevada cuando hay un rango variable de caudales (Kaunda, Kimambo, & Nielsen, 2012). El rendimiento de la turbina Pelton es del 85% según la descarga relativa de caudal, el ANEXO 6 muestra el gráfico de las curvas de eficiencia típicas de diversas turbinas.

La eficiencia de un generador síncrono con una potencia nominal inferior a 10 kW es del 91%, a medida que la potencia nominal aumenta, la eficiencia se incrementará (Amilibia & Aio, 2010). La eficiencia en la transmisión es del 90 % (Gudukeya & Mbohwa, 2017). Los rendimientos se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20. Rendimiento de los diversos componentes del sistema pico – hidráulico.

| Eficiencia | Eficiencia |
|--------------------|-------------------|
| Turbina Pelton | 85 % |
| Generador síncrono | 91 % |
| Transmisión | 90 % |

3.5.3. Eficiencia de la Picocentral

La eficiencia del sistema resultó de la división entre la potencia eléctrica medida en campo (voltaje e intensidad de corriente) y la potencia neta.

$$\eta = \frac{P_{el\u00e9ctrica}}{P_{neta}} \quad (\text{Ecuaci\u00f3n 32})$$

donde:

$P_{el\u00e9ctrica}$: potencia real

P_{neta} : potencial te\u00f3rica

$$\eta = \frac{V * I}{\eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h} \quad (\text{Ecuaci\u00f3n 33})$$

donde:

V : voltaje

I : intensidad de corriente

η_T = rendimiento de la turbina

η_G = rendimiento del generador

η_{Tr} = rendimiento de la transmisi\u00f3n

P_h = potencia hidr\u00e1ulica

3.6. Estudio topogr\u00e1fico

El estudio topogr\u00e1fico corresponde al levantamiento desde la toma de agua hasta el lugar donde se instalar\u00e1 la casa de m\u00e1quinas, para ello se us\u00f3 un GPS marca Garmin modelo c62, una wincha de 60 metros y un teodolito marca Sokkisha.

3.7. Estudio hidrol\u00f3gico

Uno de los principales inconvenientes para la puesta en marcha de proyectos hidro-energ\u00e9ticos es la ausencia de informaci\u00f3n hidro-meteorol\u00f3gica, que principalmente sucede en cuencas de zonas rurales. Para ello se desarrollar\u00e1 un estudio hidrol\u00f3gico de la Micro-cuenca Cashingari.

3.7.1. Descripción de la cuenca

A través del software ArcGis (V. 10.2) se determinó las características de la Micro-cuenca Cashingari, así como su clasificación según su área (Tabla 21) elaborada por I-Pai Wu y R. Springall G. (Campos, 1984).

Tabla 21. *Clasificación de una cuenca según su área (Campos, 1984)*

| Tamaño de la cuenca (km ²) | Descripción |
|--|----------------------|
| < 25 | Muy pequeña |
| 25 – 250 | Pequeña |
| 250 – 500 | Intermedia – pequeña |
| 500 – 2500 | Intermedia – grande |
| 2500 – 5000 | Grande |
| 5000 > | Muy grande |

3.7.2. Parámetros geomorfológicos de la cuenca

3.7.2.1. Parámetros generales

Los parámetros generales de la cuenca se determinaron a través del software ArcGis (V. 10.2), tales como: área, perímetro, desnivel altitudinal y longitud del cauce principal.

3.7.2.2. Parámetros de forma

- Coeficiente de compacidad

“El coeficiente de compacidad se define como la relación entre la longitud del límite de la cuenca de drenaje (perímetro) y el perímetro de un círculo con la misma área” (Bardossy & Schmidt, 2002).

$$Cc = 0.282 \times \frac{P}{\sqrt{A}} \quad (\text{Ecuación 34})$$

Donde:

P = Perímetro de la cuenca (km)

A = Área de la cuenca (km²)

La Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) estableció rangos para el coeficiente de compacidad (Tabla 22).

Tabla 22. Rangos del coeficiente de compacidad (Reyes, Barroso, & Carvajal, 2010)

| Clase | Rango | Forma |
|-------|------------|------------------------------------|
| Kc1 | 1 – 1.25 | Redonda a oval redonda |
| Kc2 | 1.25 – 1.5 | Oval redonda a oval oblonga |
| Kc3 | 1.5 – 1.75 | Oval oblonga a rectangular oblonga |
| Kc4 | > 1.75 | Rectangular oblonga |

- Factor de forma

Según Reyes et al. (2010) el factor de forma es el “Parámetro que mide la tendencia de la cuenca hacia las crecidas, rápidas y muy intensas a lentas y sostenidas, según su comportamiento, si tiende hacia valores extremos grandes o pequeños”. Cuando el valor es superior a 1 indica que la cuenca es achatada y existe una tendencia a ocurrencia de avenidas, en cambio, cuando el valor es inferior a 1, la forma de la cuenca es alargada y tiene una baja probabilidad de ocurrencia de avenidas (Reyes et al., 2010).

$$FF = \frac{A}{L^2} \quad (\text{Ecuación 35})$$

Donde:

$A = \text{Área de la cuenca}$

$L = \text{Longitud del cauce principal}$

- Densidad de drenaje

“La densidad de drenaje está definida como la longitud total de las corrientes por unidad de área, dividida por el área de la cuenca de drenaje” (Horton, 1945).

$$D_d = \frac{L_T}{A} \quad (\text{Ecuación 36})$$

donde:

$L_T = \text{Longitud total de los cauces dentro de la cuenca}$

$A = \text{Área de la cuenca}$

- Índice de elongación

Está definido como: "La relación entre el diámetro de un círculo de la misma área que la cuenca y la longitud de la cuenca" (Schumm, 1956). Los valores inferiores a 1 indican una forma alargada de la cuenca, y mientras más se acerque a 0, más alargada será la cuenca (Jardí, 1985).

$$R_e = 1.129 \frac{\sqrt{A}}{L} \quad (\text{Ecuación 37})$$

Donde:

A = área de la cuenca

L = longitud de la cuenca

- Índice de circularidad

"El índice de circularidad compara el área de la cuenca con el área de un círculo cuya circunferencia es igual al perímetro de la cuenca, es decir lo contrario al índice de compacidad" (Miller, 1953).

$$R_c = \frac{4\pi A}{P^2} \quad (\text{Ecuación 38})$$

Donde:

A = área de la cuenca

P = perímetro de la cuenca

3.7.2.3. Parámetros de relieve

Algunos parámetros de relieve se determinaron a través del software ArcGis (V. 10.2), tales como: cota mínima, cota máxima, elevación media, centroide X y centroide Y. Los parámetros de longitud del lado mayor y menor del rectángulo equivalente y la pendiente de la cuenca se determinaron a través de las siguientes ecuaciones:

- Pendiente de la cuenca

Para determinar la pendiente de la microcuenca se empleó el criterio de Alvord:

$$Sc = \frac{D}{A} \times \sum_{i=1}^n Li \quad (\text{Ecuación 39})$$

Donde:

$D =$ Equidistancia o desnivel constante entre curvas de nivel (km)

$A =$ Área de la cuenca (Km²)

$L_i =$ Longitud de la curva de nivel "i" (Km)

Según el Reglamento de clasificación de tierras por su capacidad de uso mayor (D.S 017-2009-AG, 2009) la pendiente se clasifican según el porcentaje de inclinación. La Tabla 23 muestra el rango de pendientes.

Tabla 23. Rango de pendientes (D.S 017-2009-AG, 2009)

| % | Clase |
|---------|-------------------------|
| < 2 | Plana |
| 2 – 4 | Ligeramente inclinada |
| 4 – 8 | Moderadamente inclinada |
| 8 – 15 | Fuertemente inclinada |
| 15 – 25 | Moderadamente empinada |
| 25 -50 | Empinada |
| 50 – 75 | Muy empinada |
| > 75 | Extremadamente empinada |

▪ Rectángulo equivalente

“El rectángulo equivalente es aquel de igual perímetro y área que la cuenca, al depender del valor del perímetro, la forma del rectángulo es también dependiente del factor f utilizado” (Roche, 1963). De esta manera, las cotas aparecen en rectas paralelas al lado menor del rectángulo, en la cual, la desembocadura forma parte de uno de los lados mencionados (Llamas, 1993).

$$L, l = \frac{Kc\sqrt{A}}{1.128} \left[1 \pm \sqrt{1 - \left(\frac{1.128}{Kc} \right)^2} \right] \quad (\text{Ecuación 40})$$

Donde:

$L =$ longitud del lado mayor del rectángulo

$l =$ longitud del lado menor del rectángulo

$Kc =$ coeficiente de compacidad

$A = \text{área de la cuenca}$

3.7.3. Precipitación

3.7.3.1. Red de estaciones

Para la presente investigación se tomaron en cuenta 17 estaciones, las cuales son: Comas, Huasahuasi, Ingenio, Jauja, La Oroya, Mazamari, Mezapata, Oxapampa, Pampa Whaley, Pichanaki, Puerto Ocopa, Ricran, Runatullo, San Miguel de Bocaz, Santa Ana, Satipo y Tarma, la cual tiene las siguientes características:

- La información histórica de precipitación total mensual y total anual de las estaciones está registrada por el Servicio Nacional de Meteorología Hidrología (SENAMHI).
- De las 17 estaciones elegidas, 11 pertenecen a la cuenca del Perené, 4 a la cuenca del Mantaro y 2 a la cuenca Pachitea.
- Las estaciones Huasahuasi, Tarma, Ricran, Comas y Runatullo se ubican en la parte alta de la cuenca Perené, las estaciones Mezapata, Pampa Whaley y Pichanaki en la cuenca media y las estaciones Satipo, Mazamari y Puerto Ocopa en la parte baja de la cuenca.

La Tabla 24 y la Figura 24 muestran la ubicación y coordenadas de las estaciones empleadas para la presente investigación. Así también, la Tabla 25 muestra los períodos de registro de cada estación, la Tabla 26 muestra de manera ejemplificada los años de registro de las estaciones entre los años 1992 – 2012 y la Tabla 27 muestra los años de registro entre 1964 – 1980.

Tabla 24. *Ubicación de las estaciones pluviométricas*

| Estación | Ubicación | | | Coordenadas UTM | | Altitud |
|---------------------|--------------|-------------|-------------|-----------------|---------|---------|
| | Departamento | Provincia | Distrito | Este | Norte | |
| Comas | Junín | Concepción | Comas | 485926 | 8701241 | 3640 |
| Tarma | Junín | Tarma | Tarma | 424692 | 8740040 | 3200 |
| Runatullo | Junín | Concepción | Comas | 494459 | 8719519 | 3475 |
| Huasahuasi | Junín | Tarma | Huasahuasi | 432237 | 8755016 | 3359 |
| Pichanaki | Junín | Chanchamayo | Pichanaki | 518300 | 8787824 | 526 |
| Satipo | Junín | Satipo | Satipo | 541754 | 8758777 | 588 |
| Puerto ocopa | Junín | Satipo | Río Tambo | 581868 | 8769144 | 830 |
| Oxapampa | Pasco | Oxapampa | Oxapampa | 458065 | 8830065 | 1850 |
| San Miguel de Bocaz | Pasco | Oxapampa | Villa Rica | 483593 | 8824559 | 1075 |
| Pampa Whaley | Junín | Chanchamayo | Chanchamayo | 472680 | 8795066 | 990 |
| Mezapata | Pasco | Oxapampa | Oxapampa | 458083 | 8815323 | 2310 |
| Mazamari | Junín | Satipo | Satipo | 552757 | 8756334 | 1582 |
| Santa Ana | Junín | Huancayo | El Tambo | 475961 | 8672976 | 3298 |
| Ricran | Junín | Jauja | Ricran | 442874 | 8724321 | 3580 |

| | | | | | | |
|----------|-------|------------|---------------------|--------|---------|------|
| La Oroya | Junín | Yauli | La Oroya | 395388 | 8720972 | 3957 |
| Jauja | Junín | Jauja | Jauja | 446956 | 8696993 | 3378 |
| Ingenio | Junín | Concepción | Santa Rosa de Ocopa | 468659 | 8686607 | 3450 |

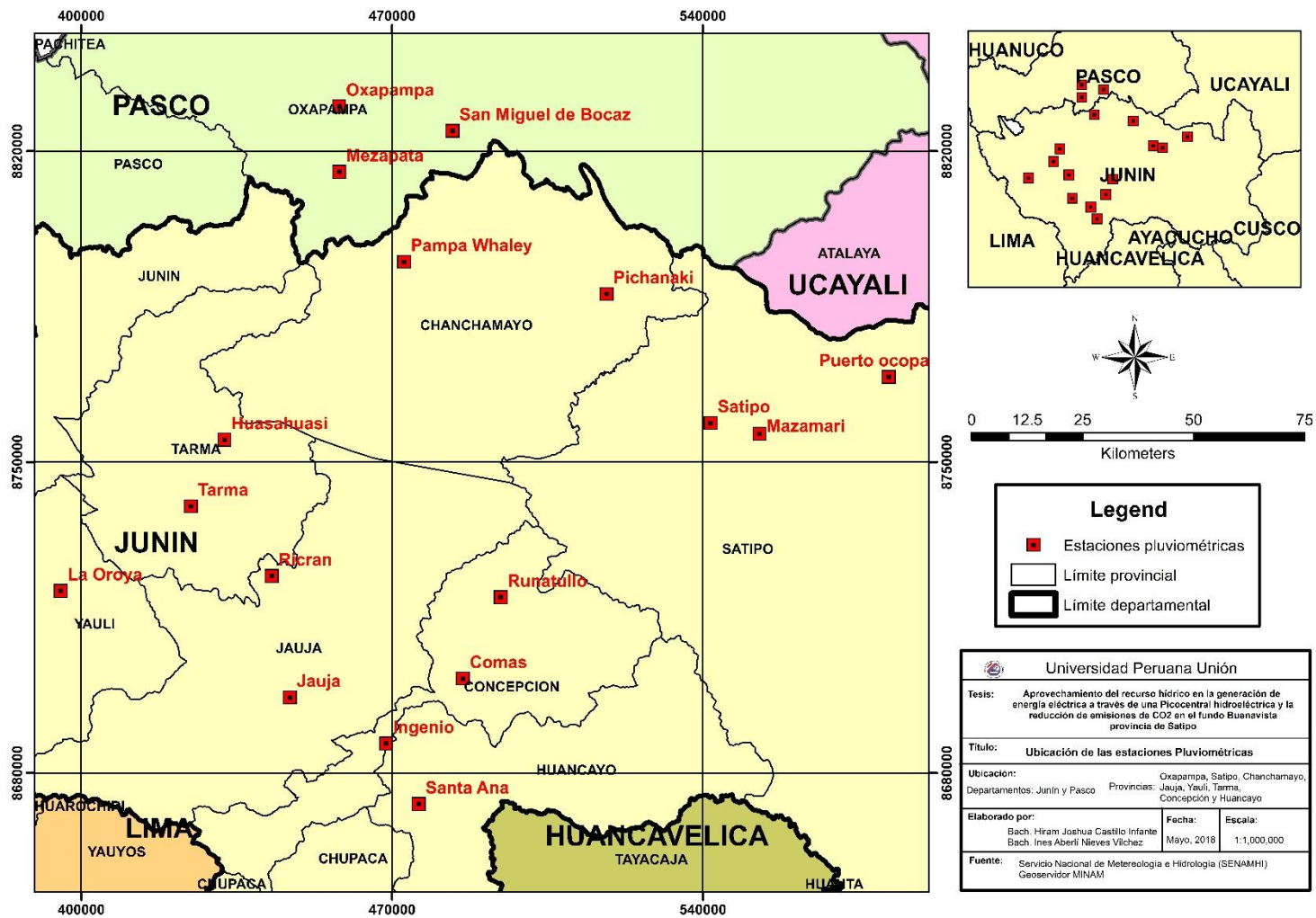


Figura 24. Ubicación de las estaciones pluviométricas (SENAMHI)

Tabla 25. *Período y año de registro de las estaciones pluviométricas*

| Estación | Período | Años de registro |
|---------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| Comas | 1995 – 2010 | 16 |
| Tarma | 1996 – 2010 | 15 |
| Ronatullo | 1993 – 2010 | 18 |
| Huasahuasi | 1996 – 2009 | 14 |
| Pichanaki | 2001 – 2010 | 10 |
| Satipo | 2001 – 2012 | 12 |
| Puerto Ocopa | 1964 – 1978, 1980 – 1982, 1999 - 2010 | 30 |
| Oxapampa | 2001 – 2010 | 10 |
| San miguel de Bocaz | 1964 – 1973 | 10 |
| Pampa Whaley | 1964 – 1969, 1971 – 1972 y 1977 | 9 |
| Mezapata | 1991 – 1997 y 1999 – 2003 | 12 |
| Mazamari | 1969, 1976 – 1977 y 1979 - 1980 | 5 |
| Santa Ana | 2000 - 2010 | 11 |
| Ricran | 2000 - 2010 | 11 |
| La Oroya | 2000 - 2010 | 11 |
| Jauja | 2000 - 2010 | 11 |
| Ingenio | 2000 - 2010 | 11 |

3.7.3.2. Análisis de consistencia de precipitación

Para el análisis de consistencia de los registros de precipitación se usó el método de análisis de doble masa, un método muy usado para verificar la homogeneidad de registros pluviométricos, el fin de este análisis es detectar alguna irregularidad en las estaciones durante el tiempo de registro.

Para efectos del análisis de consistencia de las 17 estaciones, se agrupó en 4 grupos, teniendo en cuenta la ubicación espacial (altitud) y el periodo de registro.

- Grupo 1: Comas, Ronatullo, Santa Ana, Jauja e Ingenio
- Grupo 2: Tarma, Huasahuasi, Ricran y La Oroya
- Grupo 3: Pichanaki, Satipo, Puerto Ocopa y Oxapampa
- Grupo 4: San Miguel de Bocaz y Pampa Whaley

Las estaciones Mazamari y Mezapata no se tomaron en cuenta, debido a que sus periodos de registro no presentan años en común.

3.7.3.3. Precipitación de la cuenca

Para determinar la precipitación aerea de Micro-cuenca Cashingari se utilizó el método de las Isoyetas debido a que es el método de mejor aproximación y representatividad al ingresar los efectos orográficos de la cuenca. Para la construcción de las isoyetas a nivel total anual y medias mensuales, se empleó las 17 estaciones pluviométricas las cuales son: Comas, Huasahuasi, Ingenio, Jauja, La Oroya, Mazamari, Mezapata, Oxapampa, Pampa Whaley, Pichanaki, Puerto ocopa, Ricran, Runatullo, San Miguel de Bocaz, Santa Ana, Satipo y Tarma.

3.7.4. Caudal promedio

Debido a la ausencia de información hidrométrica dentro de la cuenca Cashingari, se determinó los caudales promedios mensuales a través del método de regionalización de área de drenaje (Transposición de caudales).

3.7.4.1. Transposición de caudal

Para determinar la serie de caudales en la Micro-cuenca Cashingari se empleó el método de regionalización del área de drenaje que consiste en transponer los datos de caudal de una cuenca cercana con la cuenca de estudio (Fatoyinbo, Stretch, Amoo, & Allopi, 2017). Este método es más confiable cuando la proporción del área de drenaje entre ambas cuencas está dentro del rango de 0.5 – 1.5 (Fry, Hunter, Phanikumar, Fortin, & Gronewold (2013); Hortness (2006)).

Para determinar el caudal se debe conocer las áreas de la cuenca de estudio y la cuenca que tiene similares características, además la precisión en la estimación del caudal dependerá de la proximidad y similitudes en el área de la cuenca y demás características físicas y climáticas (Hortness, 2006). Las condiciones similares que tienen que presentar ambas cuencas son: hidrometeorológicas (precipitación, temperatura, humedad) y características geomorfológicas (área, perímetro, elevación, pendiente, demás factores y coeficientes, etc) (Ruiz, 2016). La ecuación se presenta a continuación.

$$Q_s = Q_c \times \left(\frac{A_s}{A_c} \right) \quad (\text{Ecuación 41})$$

Donde:

Q_s = caudal de la cuenca sin información

Q_c = caudal de la cuenca con información

A_s = área de la cuenca sin información

A_c = área de la cuenca con información

3.7.5. Máximas avenidas

3.7.5.1. Caudales de avenidas de la cuenca

Para determinar los caudales de avenida de la Micro-cuenca Cashingari, se ha utilizado la ecuación envolvente de Creager, que para el caso específico del Perú ha sido adaptada por Wolfgang Trau y Raúl Gutierrez (Trau & Gutierrez, 1979) para diferentes períodos de retorno, según las regiones y cuencas que integran. La ecuación de Creager es una de las más usadas y conocidas, debido a que proporciona una estimación de la descarga máxima esperada en función del área de drenaje (De Lima, Marcellini, Neill, & Salla, 2017).

$$Q_{max} = (C_1 + C_2) \times \text{Log}(T) \times A^{m \times A^{-n}} \quad (\text{Ecuación 42})$$

Donde:

$$Q_{max} = \text{caudal} \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

C_1 = coeficiente de escala, adimensional

C_2 = coeficiente de escala, adimensional

T = período de retorno (año)

A = área de la cuenca (km^2)

m = exponente, adimensional

n = exponente adimensional

De la ecuación descrita, los exponentes m y n determinan la forma y la pendiente de la curva, y los coeficientes C_1 y C_2 la escala de la curva. Los valores de los exponentes y coeficientes mencionados se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28. Coeficientes y exponentes según región del Perú.

| Región | C1 | C2 | m | n |
|--------|------|------|------|------|
| 1 | 1.01 | 4.37 | 1.02 | 0.04 |
| 2 | 0.10 | 1.28 | 1.02 | 0.04 |
| 3 | 0.27 | 1.48 | 1.02 | 0.04 |
| 4 | 0.09 | 0.36 | 1.24 | 0.04 |
| 5 | 0.11 | 0.26 | 1.24 | 0.04 |
| 6 | 0.18 | 0.31 | 1.24 | 0.04 |
| 7 | 0.22 | 0.37 | 1.24 | 0.04 |

3.7.5.2. Tiempo de concentración

El tiempo de concentración es aquel tiempo que se requiere para que la escorrentía viaje desde el punto hidráulicamente más distante de la cuenca hasta la salida. El punto más distante en términos hidráulicos, es el punto que tiene el viaje más largos a la salida de la cuenca, y no necesariamente el punto con la distancia de flujo más larga a la salida (USDA, 2010). Para determinar el tiempo de concentración se empleó la ecuación de la California Culvert Practice, diseñado para cuencas pequeñas de áreas montañosas (Sharifi & Hosseini, 2011).

$$T_c = 0.87 \left(\frac{L^3}{\Delta H} \right)^{0.385} \quad (\text{Ecuación 43})$$

donde:

T_c = tiempo de concentración en horas

L = longitud del cauce principal en km

ΔH = diferencia de elevación entre el inicio y final del cauce principal

3.7.5.3. Intensidad de precipitación

La intensidad de precipitación está definida como el volumen de lluvia para un intervalo de tiempo definido (Cooley & Chang, 2017). Para determinar la intensidad de precipitación en distintos intervalos de tiempo, se empleó la siguiente ecuación:

$$I = \frac{615 \times T_r^{0.18}}{(T_c + 5)^{0.685}} \quad (\text{Ecuación 44})$$

donde:

I = intensidad de precipitación

T_r = período de retorno

T_c = tiempo de concentración

3.8. Evaluación de impacto ambiental

Para la evaluación de impacto ambiental, se tomó en consideración la metodología propuesta por Vicente Conesa (Conesa, 2010), que es útil para realizar una valoración cualitativa y cuantifica de los impactos generados al ambiente por las actividades del proyecto.

3.8.1. Identificación de impactos ambientales

3.8.1.1. Identificación de actividades del proyecto

Para el análisis ambiental se tomó en cuenta todas las actividades comprendidas en el proyecto que pudieran impactar algún componente ambiental en el área de estudio, para ello se elaborará una matriz de doble entrada, en la cual se clasificará según las etapas (construcción y operación) y las actividades del proyecto.

3.8.1.2. Identificación de factores ambientales

Para la identificación de factores ambientales, se determinó los componentes ambientales que podrían ser afectados durante las etapas de construcción y operación.

3.8.1.3. Identificación de impactos ambientales

Posterior a la identificación de las actividades del proyecto y los factores ambientales, se procedió con la identificación de impactos ambientales potenciales que permitirá mostrar las interacciones entre las actividades del proyecto y los componentes del ambiente, a través de una matriz. La Figura 25 muestra un ejemplo de la matriz de identificación de impactos.

Según Cuentas (2009) “La matriz permitirá identificar, prevenir y comunicar los efectos del proyecto en el medio, para posteriormente, obtener una valoración de los mismos.”

| FACTORES DEL MEDIO | ACCIONES DEL PROYECTO | | | | | | | |
|--------------------|-----------------------|----------------|----------------|---|---|----------------|---|----------------|
| | A ₁ | A ₂ | A ₃ | | | A _i | | A _n |
| F ₁ | | | | * | | * | | |
| F ₂ | | | * | | | | | * |
| | | | | | * | | * | |
| | * | * | | | | | | |
| F _j | | | | * | | * | * | * |
| | * | | | | | | | |
| | | * | | | * | | | |
| F _m | | | * | | | | * | * |

Figura 25. Matriz de identificación de impactos (Conesa, 2010)

3.8.2. Evaluación de impactos ambientales

Para la evaluación de impactos se elaboró una matriz de impactos ambientales. Para ello, se tomó en consideración los criterios en la cual se establece la importancia del impacto a través de los atributo ambientales que se muestran en la Tabla 29 (Conesa, 2010)

Tabla 29. *Criterios de evaluación para la valoración del impacto*

| Atributo | Abreviatura |
|--------------------------|--------------------|
| Signo | (+) ó (-) |
| Intensidad | I |
| Extensión | EX |
| Momento | MO |
| Persistencia | PE |
| Reversibilidad | RV |
| Recuperación del impacto | MC |
| Sinergia | SI |
| Acumulación | AC |
| Efecto | EF |
| Perioricidad | PR |

Los atributos presentan valoraciones que indican una acción con el factor ambiental que será afectado, la valoración de cada atributo se muestra en la Tabla 30.

Tabla 30. Valoración de cada atributo (Conesa, 2010)

| Signo | Valor | Intensidad | Valor |
|---------------------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| Beneficioso | + | Baja | 1 |
| Perjudicial | - | Media | 2 |
| | | Alta | 4 |
| | | Muy alta | 8 |
| | | Total | 12 |
| Extensión | Valor | Momento | Valor |
| Puntual | 1 | Inmediato/corto plazo | 4 |
| Parcial | 2 | Medio plazo | 2 |
| Extenso | 4 | Largo plazo | 1 |
| Total | 8 | | |
| Persistencia | Valor | Reversibilidad | Valor |
| Fugaz | 1 | Corto plazo | 1 |
| Temporal | 2 | Mediano plazo | 2 |
| Permanente | 4 | Irreversible | 4 |
| Recuperación del impacto | Valor | Sinergia | Valor |
| Recuperable inmediato | 1 | Sin sinergismo | 1 |
| Recuperable a mediano plazo | 2 | Sinérgico | 2 |
| Recuperable a largo plazo | 4 | Muy sinérgico | 4 |
| Irrecuperable | 8 | | |
| Acumulación | Valor | Efecto | Valor |
| Simple | 1 | Indirecto | 1 |
| Acumulativo | 4 | Directo | 4 |
| Periodicidad | Valor | | |
| Irregular | | | |
| Periódico | | | |
| Continuo | | | |

Para determinar la importancia del impacto, se realizará a través de la siguiente ecuación:

$$I = \pm(3I + 2EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC) \quad (\text{Ecuación 45})$$

La importancia toma como valor mínimo el 13 y como valor máximo el 100. En función del resultado se clasifica de la siguiente manera (Tabla 30):

Tabla 31. Valoración de importancia de los impactos ambientales

| Significancia | Impactos | Rango |
|----------------------|-----------------|--------------|
| NO significativo | Irrelevante | < 25 |
| | Moderado | 25 – 50 |
| Significativo | Severo | 51 - 75 |
| | Crítico | > 75 |

3.9. Variables de estudio

Las variables independientes seleccionadas son: Caudal y Altura hidráulica, debido a que estos dos parámetros son los más importantes para garantizar el buen funcionamiento de un sistema Pico-hidroeléctrico (Yadav & Chauhan (2014), Zainuddin, Yahaya, Lazi, Basar, & Ibrahim (2009), Basar, Ahmad, Hasim, & Sopian (2011)). Las variables dependientes son: Eficiencia (%), Potencia Real (Watts) y Reducción de emisiones de CO₂.

3.9.1. Variables independientes

- Caudal a la salida del inyector en un rango de 10 L/s a 12 L/s.
- Altura hidráulica en un rango de 35 m a 45 m.

3.9.2. Variables dependientes

- Potencia real (Watts)
- Eficiencia (%)
- Reducción de emisiones de CO₂

3.10. Diseño experimental.

3.10.1. Diseño factorial completo 2² y mixto.

El diseño factorial se usa ampliamente en experimentos que incluyen dos o más factores y se puede estudiar el efecto conjunto de los factores sobre una respuesta, en la cual, se investigan todas las combinaciones posibles de los niveles de los factores (Montgomery, 2004).

El modelo de un experimento factorial, se representa en la siguiente ecuación:

$$y_{ijk} = \mu + \tau_i + \beta_j + (\tau\beta)_{ij} + \varepsilon_{ijk} \quad (\text{Ecuación 46})$$

Donde

μ = *es el efecto promedio global*

τ_i = *el efecto del nivel i – ésimo del facto A de los renglones*

β_j = *el efecto del nivel j – ésimo del facto B de las columnas*

$(\tau\beta)_{ij}$ = *es el efecto de la interacción entre τ_i y β_j*

ε_{ijk} = *componente del error aleatorio*

En primera instancia, se realizó un diseño factorial completo 2² teniendo como factores el caudal (L/s) y la altura. Cada factor tiene 2 niveles, para el factor caudal se consideró 10 L/s y 11 L/s, mientras que para la altura 35 y 45 m.

Posteriormente, se construyó un diseño factorial mixto 2x3, el cual está constituido por dos factores: el caudal a la salida del inyector (m³/s) y la altura (m), para el primer factor se consideró tres niveles y para el segundo factor dos niveles. Los niveles codificados de cada factor se presentan en la Tabla 32.

- Variables independientes son: Caudal y la Altura Hidráulica
- Variables dependientes son: Eficiencia, Potencia y Reducción de emisión de CO₂

Tabla 32. Codificación de los niveles a emplear para el diseño estadístico

| | Factorial 2 ² | | Factorial mixto 2x3 | | | Superficie de respuesta 3 ² | | |
|--------------|--------------------------|----|---------------------|----|----|--|----|----|
| | -1 | +1 | -1 | 0 | +1 | -1 | 0 | +1 |
| Caudal (L/s) | 10 | 11 | 10 | 11 | 12 | 10 | 11 | 12 |
| Altura (m) | 35 | 45 | 35 | - | 45 | 35 | 40 | 45 |

Así mismo la Tabla 33, muestra la distribución de los ensayos que se combinarán al momento de generar energía hidráulica mediante la turbina Pelton, en donde X₁ representa la altura hidráulica (m) (l/s) y X₂ representa el caudal a la salida del inyector

Tabla 33. Distribución parámetros codificados y no codificados

| | Ensayo | X ₁ | X ₂ | Q (l/s) | h(m) |
|--|--------|----------------|----------------|---------|------|
| Factorial 2² (factorial completo) | 1 | -1 | -1 | 10 | 35 |
| | 2 | +1 | -1 | 10 | 45 |
| | 3 | -1 | +1 | 11 | 35 |
| | 4 | +1 | +1 | 11 | 45 |
| Factorial mixto 2x3 (Anova factorial) | 1 | -1 | -1 | 10 | 35 |
| | 2 | +1 | -1 | 10 | 45 |
| | 3 | -1 | 0 | 11 | 35 |
| | 4 | +1 | 0 | 11 | 45 |
| | 5 | -1 | +1 | 12 | 35 |
| | 6 | +1 | +1 | 12 | 45 |
| Factorial 3² (Superficie de respuesta) | 1 | -1 | -1 | 10 | 35 |
| | 2 | -1 | 0 | 10 | 40 |
| | 3 | -1 | 1 | 10 | 45 |
| | 4 | 0 | -1 | 11 | 35 |
| | 5 | 0 | 0 | 11 | 40 |
| | 6 | 0 | 1 | 11 | 45 |
| | 7 | 1 | -1 | 12 | 35 |
| | 8 | 1 | 0 | 12 | 40 |
| | 9 | 1 | 1 | 12 | 45 |

Q: Caudal, h: Altura hidráulica (m)

3.10.2. Simulación de superficie de respuesta

Se construyó un diseño de superficie de respuesta 3^2 , se ajustó a un modelo cuadrático para obtener los puntos centrales y niveles de significancia considerando como energía ideal. Los niveles para cada factor considerado, se muestran en la Tabla 32 y la distribución de los ensayos en la Tabla 33.

Con el resultado obtenido con las combinaciones del Caudal y la Carga Hidráulica, se determinó la Eficiencia (%) y la Potencia Real (watts) del sistema Pico hidráulico. El análisis estadístico se realizó en el software Statistica v.13.1

3.11. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Para determinar la reducción de emisiones de CO₂, se empleó el método general para estimar las emisiones de CO₂, a través de la metodología de la IPCC (IPCC, 2001). Por ende, se necesita saber la energía generada y el factor de emisión. La ecuación es la siguiente.

$$Emisiones_{(CO_2)} = energía\ generada \times Fe \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde:

Fe: factor de emisión

Para ello, se debe conocer el factor de emisión más desagregado que se disponga del país. En el Perú, según el MINEM (2015) el factor de emisión en electricidad es de 0.615 KgCO₂/kWh. Posteriormente, se determinó la energía que el sistema hidroeléctrico generó.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1. Estimación de demanda energética

La Tabla 34 y Tabla 35 muestra la estimación de la demanda energética requerida por el fundo Buenavista para las actividades domésticas y agrícolas del fundo, teniendo una demanda diaria de 50.9 *kwh* .

Tabla 34. *Requerimiento energético doméstico del fundo Buenavista*

| Artefacto | Cantidad | Potencia | | Consumo diario (horas) | Total diario (kWh) |
|-----------------------------------|----------|----------|-----------|------------------------|--------------------|
| | | Watts | Kilowatts | | |
| Focos | 25 | 50 | 0.05 | 8 | 10 |
| Alumbrado | 5 | 85 | 0.085 | 12 | 5.1 |
| Televisor | 2 | 250 | 0.25 | 8 | 4 |
| Refrigeradora | 1 | 350 | 0.35 | 24 | 8.4 |
| Olla arrocera | 1 | 500 | 0.5 | 4 | 2 |
| Estufa eléctrica | 1 | 1200 | 1.2 | 6 | 7.2 |
| Equipo de sonido | 1 | 500 | 0.5 | 6 | 3 |
| Licuadaora | 1 | 300 | 0.3 | 1 | 0.3 |
| DVD | 2 | 25 | 0.025 | 4 | 0.2 |
| Total consumo diario (kWh) | | | | | 40.2 |

Tabla 35. *Requerimiento energético de las actividades agrícolas del fundo Buenavista.*

| Equipo | Cantidad | Potencia | | Consumo diario (horas) | Total diario (kWh) |
|-----------------------------------|----------|----------|-----------|------------------------|--------------------|
| | | Watts | Kilowatts | | |
| Esmeril | 1 | 250 | 0.25 | 2 | 0.5 |
| Taladro | 1 | 600 | 0.6 | 2 | 1.2 |
| Foco proyector | 1 | 750 | 0.75 | 12 | 9 |
| Total consumo diario (kWh) | | | | | 10.7 |

El requerimiento total diario del fundo Buenavista es la sumatoria del consumo energético doméstico y agrícola:

$$Demanda\ diaria = 40.2\ kWh + 10.7\ kWh \quad (\text{Ecuacion 20})$$

$$Demanda\ diaria = 50.9\ kWh$$

El requerimiento por hora, es el siguiente:

$$Demanda\ por\ hora = \frac{50.9\ kWh}{24\ h} \quad (\text{Ecuación 22})$$

$$Demanda\ por\ hora = 2.12\ kWh$$

El requerimiento mensual del fundo Buenavista es el siguiente

$$Demanda\ mensual = demanda\ diaria * 30\ días$$

$$Demanda\ mensual = 50.9\ kWh * 30\ días$$

$$Demanda\ mensual = 1\ 527\ kWh$$

$$Demanda\ mensual = 1.527\ MWh$$

El requerimiento anual del fundo Buenavista es el siguiente:

$$Demanda\ anual = demanda\ diaria * 365\ días \quad (\text{Ecuacion 21})$$

$$Demanda\ anual = 50.9\ kWh * 365$$

$$Demanda\ anual = 18\ 578.5\ kWh$$

$$Demanda\ anual = 18.5785\ MWh$$

4.2. Parámetros de diseño

4.2.1. Altura bruta

A través del método de la estación topográfica, la altura bruta N° 1 es 35 m y la altura bruta N° 2 es 45 m.

4.2.2. Tubería de presión

La tubería de presión seleccionada es de PVC, debido a que reúne las mejores condiciones de selección, como peso liviano, mínimas pérdidas por fricción, resistente a la corrosión y bajo costo económico.

Así mismo, los diámetros seleccionados para una tubería de PVC, son de 4 pulg. y 6 pulg. En la Tabla 36 se tiene las características.

Tabla 36. *Características de las tuberías de PVC de 4 pulg. y 6 pulg. clase 10 y acero de 2 pulg. cédula 40.*

| | Diam. Exterior (mm) | Diam, interior (mm) | Espesor (mm) | Área transversal (m ²) |
|-----------------|------------------------|------------------------|------------------|---------------------------------------|
| Tubería 2 pulg. | 60.3 | 52.5 | 3.91 | 0.0022 |
| Tubería 4 pulg. | 114 ^a | 103.2 | 5.4 ^a | 0.0084 |
| Tubería 6 pulg. | 168 ^a | 152 | 8.0 ^a | 0.018 |

Fuente: ^a(PAVCO, 2018)

4.2.3. Pérdidas de carga

4.2.3.1. Velocidad de flujo

Tomando en consideración los caudales de diseño: 10, 11 y 12 L/s y las tuberías de 4 in y 6 in, la velocidad en cada caso se muestran en la Tabla 37.

Tabla 37. *Velocidad del flujo para cada diámetro de tubería.*

| Caudal (L/s) | Diámetro de tubería (pulg.) | |
|--------------|--------------------------------|--------------------|
| | 4 | 6 |
| 10 | $1.2 \frac{m}{s}$ | $0.56 \frac{m}{s}$ |
| 11 | $1.3 \frac{m}{s}$ | $0.6 \frac{m}{s}$ |
| 12 | $1.4 \frac{m}{s}$ | $0.67 \frac{m}{s}$ |

4.2.3.2. Determinación del número de Reynolds

Teniendo en cuenta las propiedades del agua a una temperatura de 20°C y reemplazando los datos conocidos, se obtiene los siguientes números de Reynolds (Tabla 38):

Tabla 38. *Número de Reynolds*

| Velocidad (m/s) | Diámetro de tubería (pulg.) | |
|-----------------|-----------------------------|--------|
| | 4 | 6 |
| 1 | 120 934 | 83 284 |
| 2 | 131 011 | 90 720 |
| 3 | 141 089 | 99 643 |

4.2.3.3. Determinación de la rugosidad relativa

La rugosidad absoluta para una tubería de PVC es de 3×10^{-7} , por ende, la rugosidad relativa para la tubería de 4 pulg. es de 2.9×10^{-6} , mientras que para la tubería de 6 in es de $= 1.97 \times 10^{-6}$.

4.2.3.4. Determinación del factor de fricción

Reemplazando los datos conocidos, se obtiene los siguientes factores de fricción, para una tubería de PVC de 4 y 6 pulg. (Tabla 39).

Tabla 39. *Factor de fricción para cada tipo de tubería*

| Factor de fricción | Diámetro de tubería (pulg.) | |
|--------------------|-----------------------------|--------|
| | 4 | 6 |
| 1 | 0.017 | 0.0186 |
| 2 | 0.0169 | 0.0182 |
| 3 | 0.0166 | 0.0179 |

4.2.3.5. Pérdidas por fricción

Se determinó las pérdidas de carga por fricción en la tubería de PVC para 6 pulg. y 4 pulg., los resultados se muestran en la Tabla 40.

Tabla 40. *Pérdidas de energía por fricción*

| Pérdidas | Diámetro de tubería (pulg.) | |
|----------|-----------------------------|--------|
| | 4 | 6 |
| 1 | 0.42 m | 0.11 m |
| 2 | 0.49 m | 0.13 m |
| 3 | 0.56 m | 0.15 m |

4.2.3.6. Pérdida de carga secundaria

4.2.3.6.1. Pérdidas a la entrada

El coeficiente K para un conducto con proyección hacia adentro es 1.0, por tanto, las pérdidas de energía a la entrada quedaría de la siguiente manera (Tabla 41).

Tabla 41. *Pérdidas de energía a la entrada*

| Pérdidas | Diámetro de tubería (pulg.) | |
|----------|-----------------------------|-------|
| | 4 | 6 |
| 1 | 0.073 | 0.016 |
| 2 | 0.086 | 0.019 |
| 3 | 0.1 | 0.023 |

4.2.3.6.2. Accesorios

- Válvula de compuerta

Debido a que la tubería es de 2 in de acero comercial, el coeficiente de fricción es 0.019, las pérdidas de energía se muestran en la Tabla 42.

Tabla 42. *Pérdidas de energía en la válvula de compuerta*

| Pérdidas de energía | |
|----------------------------|--------|
| 1 | 3.1 m |
| 2 | 0.84 m |
| 3 | 0.23 m |

- Unión roscada

El coeficiente K para una unión roscada es 0.04, en la Tabla 43 se muestra las pérdidas de energía para cada caso.

Tabla 43. *Pérdidas de energía en la unión roscada*

| Pérdidas de energía (unión roscada) | |
|--|-------|
| 1 | 0.06 |
| 2 | 0.076 |
| 3 | 0.092 |

4.2.3.6.3. Expansión de tubería de 4 in a 6 in

El cociente entre los dos diámetros de la tubería de presión es 1.5 y las velocidades son 1.2 m/s, 1.3 m/s y 1.4 m/s. Por tanto, los coeficientes de resistencia serían: 0.315, 0.314, 0.312. Con los datos mencionados, se determinó las pérdidas de energía por la expansión de la tubería, mostrada en la Tabla 44.

Tabla 44. *Pérdidas de energía en la expansión de la tubería de 4 a 6 pulg.*

| Pérdidas de energía (4 pulg.) | |
|--------------------------------------|------|
| 1 | 0.23 |
| 2 | 0.27 |
| 3 | 0.31 |

4.2.3.6.4. Reducción

El cociente entre los diámetros de las tuberías de 6 in y 4 in es 1.5 y las velocidades son 0.56 m/s, 0.61 m/s y 0.67 m/s. El cociente entre los diámetros de las tuberías de 4 in y 2 in es 2 y las velocidades son 1.2 m/s, 1.3 m/s y 1.4 m/s. El cociente entre los diámetros de las tuberías de 2 in y 1 in es 1.5 y las velocidades son 5.5 m/s, 6 m/s y 6.7 m/s.

Por tanto, los coeficientes de resistencia son:

- ✓ Para la reducción de 6 pulg. a 4 pulg.: 0.215
- ✓ Para la reducción de 4 pulg a 2 pulg: 0.37
- ✓ Para la reducción de 2 pulg a 1 pulg: 0.215

Con los datos mencionados, se calculó las pérdidas de energía para las diversas reducciones existentes (Tabla 45).

Tabla 45. *Pérdidas de energía en las diversas reducciones*

| N° | Reducción de 6 a | Reducción de 4 a | Reducción de 2 a |
|-----------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | 4 pulg. | 2 pulg. | 1 pulg. |
| 1 | 0.0034 | 0.027 | 0.22 |
| 2 | 0.004 | 0.03 | 0.27 |
| 3 | 0.0049 | 0.037 | 0.33 |

4.2.4. Altura neta

Se determinó la altura neta, para el tramo 1 que comprende una altura bruta de 35 m y el tramo 2 con una altura bruta de 45 m. Los resultados se detallan a continuación:

4.2.4.1. Tramo 1: casa de máquinas – cámara de carga 1

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 35})$$

$$\sum h_f = (h_{tub} + h_{ent} + h_{red1} + h_{red2} + h_{red3} + h_{ur} + h_{valv})$$

Donde:

h_{tub} = pérdida de carga en la tubería (fricción)

h_{ent} = pérdida de carga en la entrada

h_{red1} = pérdida de carga en la reducción de 6 in a 4 in

h_{red2} = pérdida de carga en la reducción de 4 in a 2 in

h_{red3} = pérdida de carga en la reducción de 2 in a 1 in

h_{ur} = pérdida de carga en la unión roscada

h_{valv} = pérdida de carga en la válvula de retención

- Caudal 10 L/s

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 36})$$

$$H_n = 31.5 \text{ m}$$

- Caudal 11 L/s

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 37})$$

$$H_n = 33.6 \text{ m}$$

- Caudal 12 L/s

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 38})$$

$$H_n = 34.1 \text{ m}$$

4.2.4.2. Tramo 2: casa de máquinas – cámara de carga 2

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuacion 39})$$

$$\sum h_f = (h_{tub} + h_{ent} + h_{exp} + h_{red1} + h_{red2} + h_{red3} + h_{ur} + h_{valv})$$

Donde:

h_{tub} = pérdida de carga en la tubería (fricción)

h_{ent} = pérdida de carga en la entrada

h_{exp} = pérdida de carga en la expansión de 4 in a 6 in

h_{red1} = pérdida de carga en la reducción de 6 in a 4 in

h_{red2} = pérdida de carga en la reducción de 4 in a 2 in

h_{red3} = pérdida de carga en la reducción de 2 in a 1 in

h_{ur} = pérdida de carga en la unión roscada

h_{valv} = pérdida de carga en la válvula de retención

- Caudal 10 L/s

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 40})$$

$$H_n = 40.8 \text{ m}$$

- Caudal 11 L/s

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 41})$$

$$H_n = 42.8 \text{ m}$$

- Caudal 12 L/s

$$H_n = H_b - \sum h_f \quad (\text{Ecuación 42})$$

$$H_n = 43.2$$

4.2.5. Selección de turbina

La velocidad específica de la turbina, reformulada en unidades de radianes, quedó de la siguiente manera:

$$N_s = \frac{\omega Q^{0.5}}{(gH)^{0.75}}$$

$$N_s = 19.5$$

La velocidad específica en donde la velocidad es proporcional a la raíz cuadrada de la potencia e inversamente proporcional a la potencia, resultó:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P_t}}{H^{5/4}}$$

$$N_s = 28.4$$

Tomando en cuenta la Figura 22 y la Tabla 18, la turbina seleccionada según la velocidad específica corresponde a un Turbina Pelton de 1 inyector.

Así mismo, teniendo en consideración la relación caudal (10 – 12 L/s) y altura (35 y 45 m), el tipo de turbina seleccionada para el sistema, es una tipo Pelton, como se muestra en la Figura 26 donde se observa la selección teniendo en cuenta los parámetros mencionados.

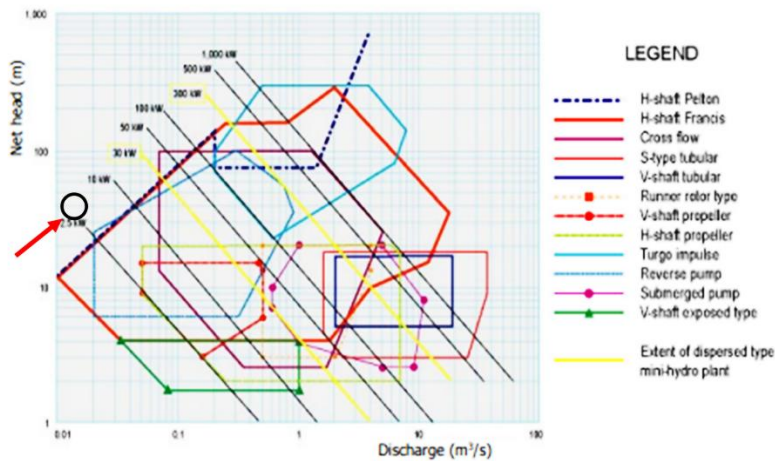


Figura 26. Selección de la turbina Pelton

4.2.6. Selección de Alternador

Se seleccionó un generador Síncrono, debido a que pueden funcionar en una red eléctrica aislada y es el más adecuado para centrales hidroeléctricas a pequeña escala (Reljić et al., 2010).

Se seleccionó 4 polos, y una frecuencia de 60 Hz, según el Código Nacional de Electricidad (Perú), reemplazando los datos en la ecuación siguiente

$$N = \frac{120f}{P}$$

resultó una velocidad de 1 800 RPM.

El alternador seleccionado, es un Three – Phase A.C Synchronous Generator modelo STC – 5 (ANEXO 7), en la Tabla 46 se muestra la información nominal del alternador.

Tabla 46. *Información nominal del Alternador*

| | |
|-----------------------------|---------------------|
| Modelo | STC – 5 |
| Potencia máxima (kW) | 5 |
| Revoluciones (RPM) | 1 800 |
| Voltaje (V) | 380-400 |
| Fase | Trifásico (3 fases) |
| N° Polos | 4 |
| Frecuencia (Hz) | 60 |

4.2.7. Potencia hidráulica

4.2.7.1. Carga hidráulica de 35 m

- Caudal: 10 L/s

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 44})$$

$$P = 3.08 \text{ kW}$$

- Caudal: 11 L/s

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 45})$$

$$P = 3.62 \text{ kW}$$

- Caudal: 12 L/s

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 46})$$

$$P = 4.0 \text{ kW}$$

4.2.7.2. Carga hidráulica de 45 m

- Caudal: 10 L/s

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 47})$$

$$P = 3.99 \text{ kW}$$

- Caudal: 11 L/s

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 48})$$

$$P = 4.6 \text{ kW}$$

- Caudal: 12 L/s

$$P = \gamma \times Q \times H \quad (\text{Ecuación 49})$$

$$P = 5.08 \text{ kW}$$

4.2.8. Potencia neta/de salida

Se determinó la potencia neta o potencia de salida, que consiste en la multiplicación de la potencia hidráulica estimada con los factores de rendimiento de la turbina, generador y transmisión de energía.

4.2.8.1. Carga hidráulica de 45 m

- Caudal: 10 L/s

$$PE = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 51})$$

$$PE = 2.78 \text{ kW}$$

- Caudal: 11 L/s

$$PE = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 52})$$

$$PE = 3.2 \text{ kW}$$

- Caudal: 12 L/s

$$PE = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 53})$$

$$PE = 3.54 \text{ kW}$$

4.2.8.2. Carga hidráulica de 35 m

- Caudal: 10 L/s

$$PE = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 54})$$

$$PE = 2.14 \text{ kW}$$

- Caudal: 11 L/s

$$PE = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 55})$$

$$PE = 2.52 \text{ kW}$$

- Caudal: 12 L/s

$$PE = \eta_T * \eta_G * \eta_{Tr} * P_h \quad (\text{Ecuación 56})$$

$$PE = 2.79 \text{ kW}$$

4.3. Estudio topográfico

Los resultados se muestran en la Tabla 47 y 48. El ANEXO 8 muestra el plano del levantamiento topográfico desde la captación hasta la casa de máquinas y el ANEXO 9 muestra el plano topográfico de toda la zona de estudio.

Tabla 47. *Medidas obtenidas del levantamiento topográfico*

| Puntos | Abscisas | Elevación | Descripción |
|---------------|-----------------|------------------|--------------------|
| 1 | 0+000 | 1331.35 | Toma de agua |
| 2 | 0+007.01 | 1330.23 | Cámara de carga 2 |
| 3 | 0+042.85 | 1318.25 | Cámara de carga 1 |
| 4 | 0+063.19 | 1295.61 | - |
| 5 | 0+099.66 | 1282.92 | Casa de máquinas |

Tabla 48. *Coordenadas de los puntos del levantamiento topográfico*

| Puntos | Posición X | Posición Y | Elevación |
|---------------|-------------------|-------------------|------------------|
| 1 | 547 891.32 | 8 758 731.33 | 1331.35 |
| 2 | 547 884.32 | 8 758 731.71 | 1330.23 |
| 3 | 547 850.13 | 8 758 743.13 | 1318.25 |
| 4 | 547 830.78 | 8 758 748.66 | 1295.61 |
| 5 | 547 797.78 | 8 758 764.66 | 1282.92 |

En la Figura 27 se muestra el perfil longitudinal, para tener una perspectiva de la altura y la pendiente del terreno en el área de estudio.

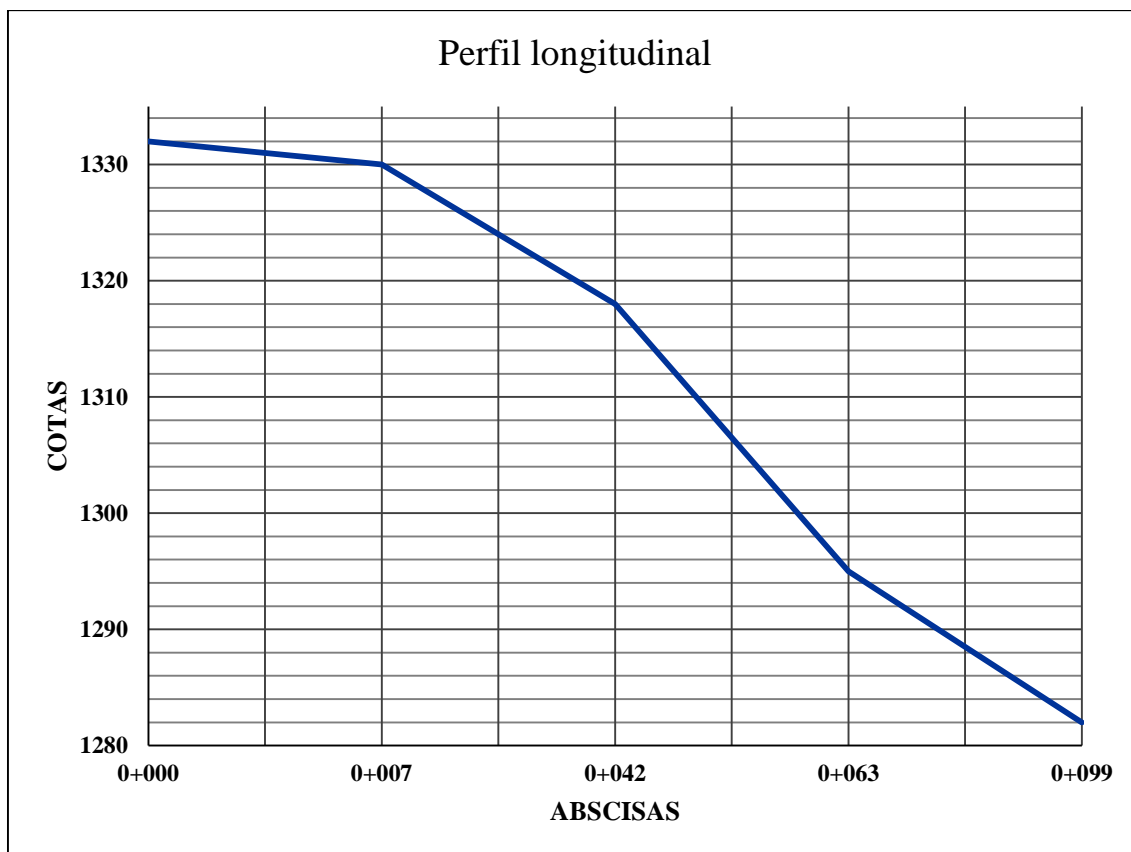


Figura 27. Perfil longitudinal del terreno de la zona de estudio

4.4. Estudio hidrológico

4.4.1. Descripción de la cuenca

La microcuenca Cashingari se encuentra ubicada dentro de la subcuenca Sanibeni y de la cuenca Satipo (ANEXO 10), como cuenca general se encuentra la cuenca Perené. El área de la microcuenca es de 6.82 km² y su longitud de 14.7 km, teniendo como máxima elevación los 1 593 msnm y como elevación mínima los 597 msnm. La microcuenca Cashingari está clasificado como una cuenca Muy Pequeña debido a que su área es menor a los 25 km².

4.4.2. Parámetros geomorfológicos de la cuenca

Según la metodología descrita para determinar cada tipo de parámetros (generales de forma y geomorfológicos), la Tabla 49, Tabla 50 y Tabla 51 muestran los resultados de cada parámetro analizado.

Tabla 49. *Parámetros generales de la cuenca*

| Parámetro | Datos |
|------------------------------|----------------------|
| Área | 6.82 km ² |
| Perímetro | 14.7 km |
| Desnivel altitudinal | 996 m |
| Longitud del cauce principal | 3.939 km |

Tabla 50. *Parámetros de forma de la cuenca*

| Parámetro | Datos |
|----------------------------|--------------|
| Coefficiente de compacidad | 1.89 |
| Densidad de drenaje | 0.73 |
| Factor de forma | 0.44 |
| Razón de elongación | 0.2 |
| Índice de circularidad | 0.39 |

Tabla 51. *Parámetros de relieve de la cuenca*

| Parámetro | Datos |
|--|--------------|
| Cota mínima | 597 msnm |
| Cota máxima | 1 593 msnm |
| Elevación media | 1 144 mnsn |
| Centroide X | 547084 |
| Centroide Y | 8758966 |
| Longitud del lado mayor del rectángulo Equivalente | 7.89 km |
| Longitud del lado menor del rectángulo Equivalente | 0.87 km |
| Pendiente de la cuenca (método de Alvord) | 42 % |
| Pendiente del cauce principal | 22 % |

Para determinar la pendiente de la cuenca, se requiere de la longitud de cada curva de nivel dentro de la misma, y se muestran en la Tabla 52.

Tabla 52. *Longitud de cada curva de nivel*

| ID | Cota (msnm) | Longitud (Km) |
|--------------|--------------------|--------------------------|
| 1 | 1600 | 0.32 |
| 2 | 1600 | 0.27 |
| 3 | 1550 | 0.51 |
| 4 | 1550 | 0.32 |
| 5 | 1550 | 2.40 |
| 6 | 1550 | 0.19 |
| 7 | 1550 | 0.65 |
| 8 | 1550 | 1.65 |
| 9 | 1400 | 3.52 |
| 10 | 1200 | 2.28 |
| 11 | 1000 | 2.62 |
| 12 | 1500 | 6.39 |
| 13 | 1450 | 4.48 |
| 14 | 1350 | 2.74 |
| 15 | 1150 | 2.31 |
| 16 | 1100 | 2.44 |
| 17 | 1250 | 2.39 |
| 18 | 1300 | 2.64 |
| 19 | 850 | 2.78 |
| 20 | 800 | 2.43 |
| 21 | 900 | 2.50 |
| 22 | 950 | 2.43 |
| 23 | 700 | 1.80 |
| 24 | 1050 | 2.58 |
| 25 | 600 | 0.38 |
| 26 | 750 | 2.00 |
| 27 | 650 | 1.62 |
| TOTAL | | 56.63 |

La pendiente de la microcuenca es 42 % y según el reglamento de clasificación de tierras, la microcuenca se define como empinada. El ANEXO 11 muestra el mapa de pendientes de la microcuenca Cashingari.

4.4.3. Precipitación

4.4.3.1. Análisis de consistencia de precipitación

- Grupo 1 - Resultados:

El periodo utilizado para el análisis de doble masa es entre los años 2000 – 2010. En la Figura 29 se observa la curva de doble masa en la cual se puede visualizar la gráfica entre la precipitación acumulada y la precipitación promedio acumulada de las cinco estaciones, del análisis se observa que no existen saltos significativos y que las curvas que forman las estaciones forman rectas invariables, confirmando que las estaciones tienen registros homogéneos y son consistentes.

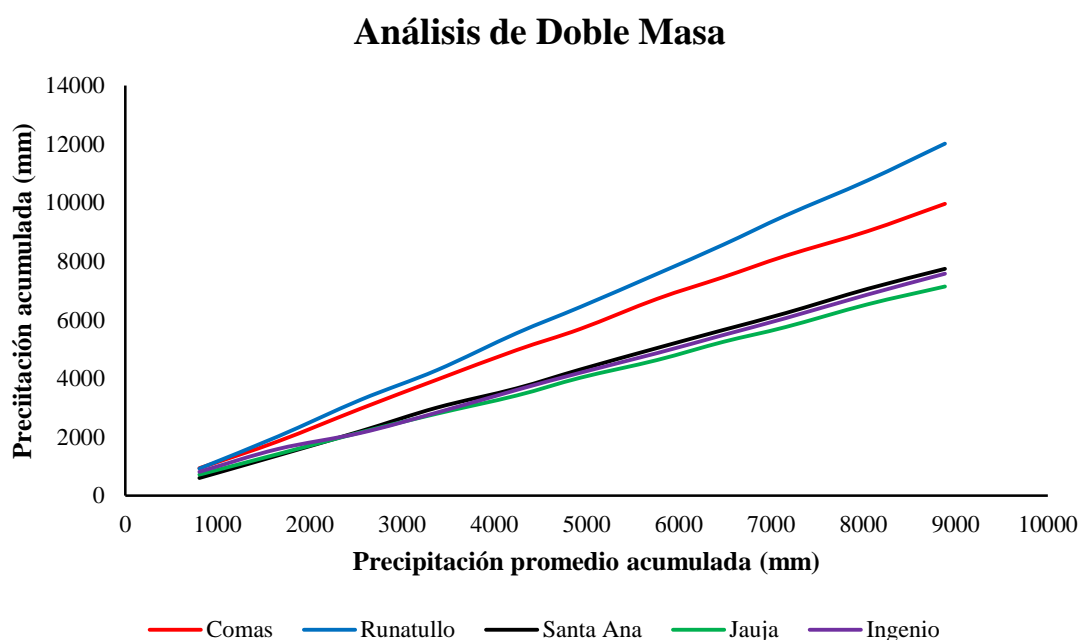


Figura 28. Análisis de doble masa del grupo 1

- Grupo 2

El periodo utilizado para el análisis de doble masa es entre los años 2000 – 2009. En la Figura 30 se observa la curva de doble masa en la cual se puede visualizar la gráfica entre la precipitación acumulada y la precipitación promedio acumulada de las cuatro estaciones, del análisis se observa que no existen saltos significativos y que las curvas que forman las estaciones forman rectas invariables, confirmando que las estaciones tienen registros homogéneos y son consistentes.

Análisis de Doble Masa

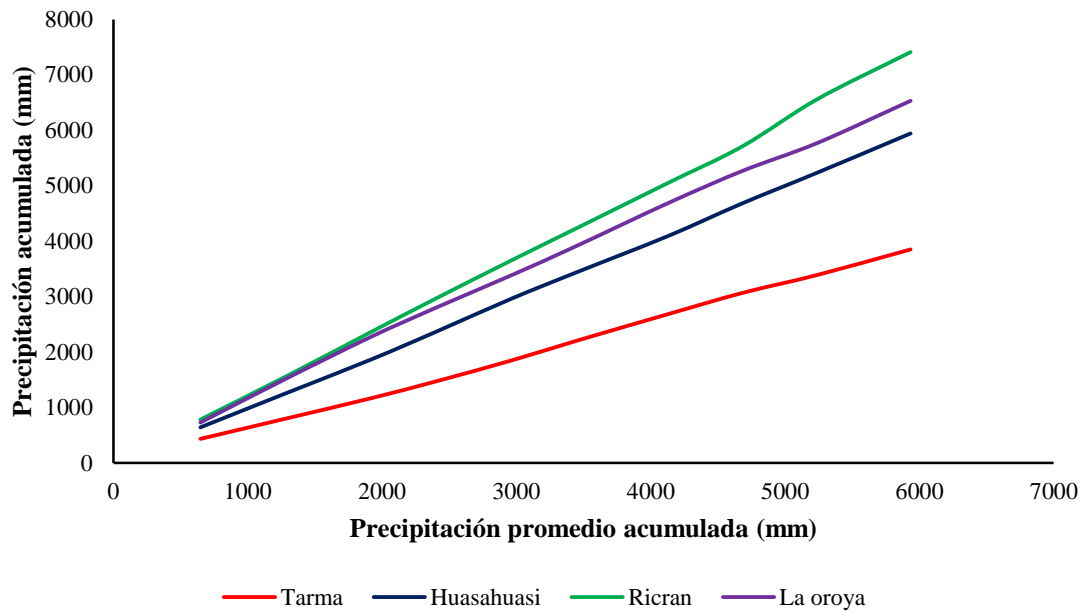


Figura 29. Análisis de doble masa del grupo 2

- Grupo 3

El periodo utilizado para el análisis de doble masa es entre los años 2001 – 2010. En la Figura 31 se observa la curva de doble masa en la cual se puede visualizar la gráfica entre la precipitación acumulada y la precipitación promedio acumulada de las cuatro estaciones, del análisis se observa que no existen saltos significativos y que las curvas que forman las estaciones forman rectas invariables, confirmando que las estaciones tienen registros homogéneos y son consistentes.

Análisis de Doble Masa

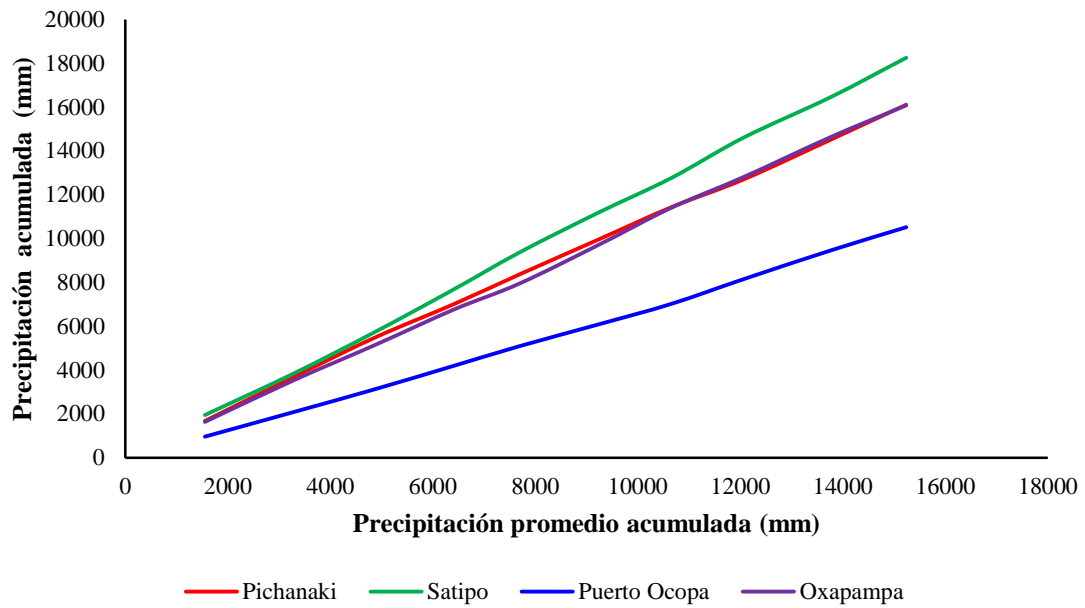


Figura 30. Análisis de doble masa del grupo 3

- Grupo 4

El periodo utilizado para el análisis de doble masa es entre los años 1964 – 1969. En la Figura 32 se observa la curva de doble masa en la cual se puede visualizar la gráfica entre la precipitación acumulada y la precipitación promedio acumulada de las dos estaciones, del análisis se observa que no existen saltos significativos y que las curvas que forman las estaciones forman rectas invariables, confirmando que las estaciones tienen registros homogéneos y son consistentes.

Análisis de Doble Masa

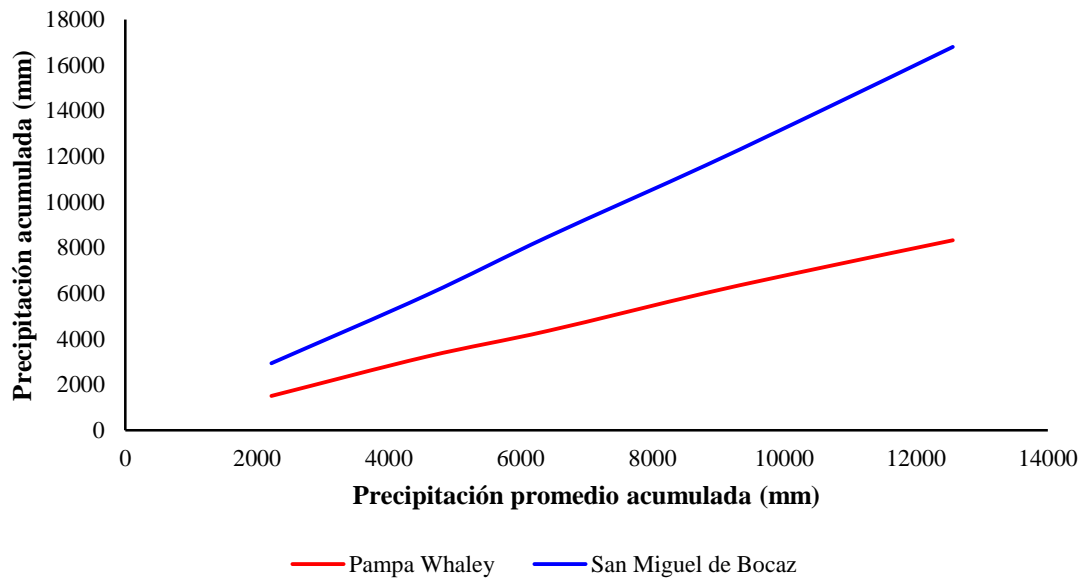


Figura 31. Análisis de doble masa del grupo 4

4.4.3.2. Precipitación de la cuenca

4.4.3.2.1. Total anual

La distribución de las isoyetas anuales se realizó cada 50 mm y como resultado se obtuvo la precipitación total anual de la cuenca, el cálculo se muestra en la Tabla 53 y el mapa de isoyetas de la cuenca Perené se muestra en el ANEXO 12 y el de la Micro-cuenca Cashingari en el ANEXO 13.

Tabla 53. Cálculo de la precipitación total anual

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km ²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|---------------------------|---|-----------------------------|-------------------------|
| 1784 – 1750 | 1.72 | 1767 | 3039.24 |
| 1750 – 1700 | 3.36 | 1725 | 5796 |
| 1700 - 1652 | 1.74 | 1676 | 2916.24 |
| | 6.82 | | 11751.48 |
| Precipitación total anual | | 1723.09 | |

4.4.3.2.2. Media mensual

Se realizó 12 distribuciones de isoyetas de los meses de enero a diciembre, siendo generadas cada 10 mm, como resultado se obtuvo la precipitación mensual de la cuenca (Tabla 5 y Figura 32), el cálculo mensual se muestra entre las Tablas 55 a 66.

Tabla 54. *Precipitación mensual de la Micro-cuenca Cashingari*

| Meses | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|---------------|--------|-------|-------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-----|-------|
| Precipitación | 228.04 | 223.1 | 209.9 | 129.9 | 66.8 | 51.4 | 60.3 | 70.7 | 100.1 | 156.6 | 173 | 252.6 |

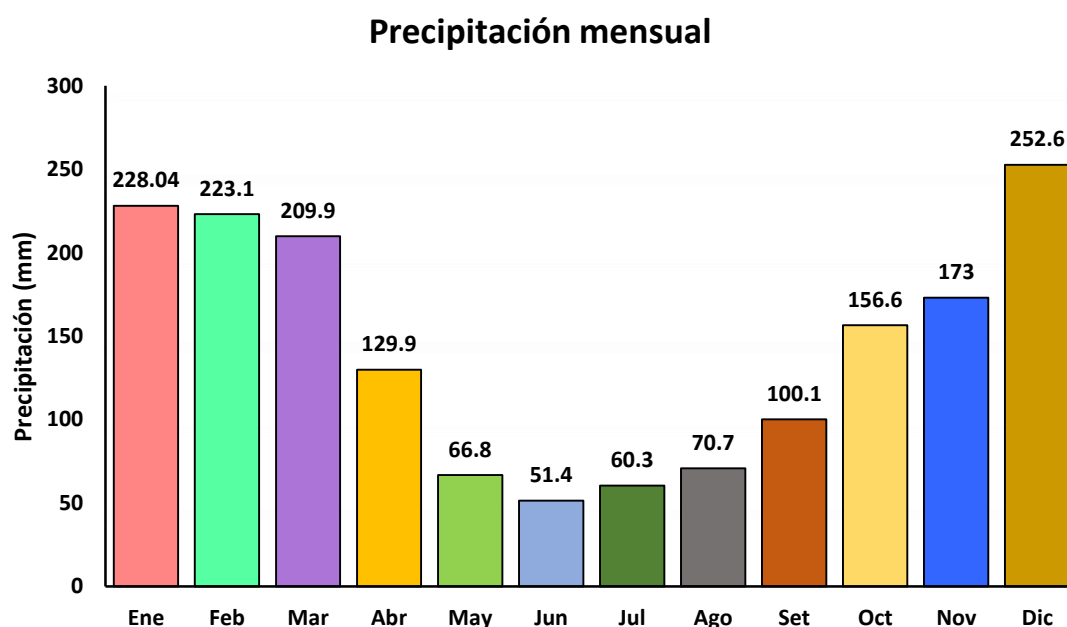


Figura 32. Precipitación mensual de la cuenca

Tabla 55. *Cálculo de la precipitación mensual - Enero*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km ²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|--|--------------------------|----------------------|
| 217 – 220 | 0.38 | 218.5 | 83.03 |
| 220 – 230 | 3.86 | 225 | 868.5 |
| 230 – 238 | 2.58 | 234 | 603.72 |
| | 6.82 | | 1555.25 |
| Precipitación mensual | | | 228.04 |

Tabla 56. *Cálculo de la precipitación mensual - Febrero*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 207 – 210 | 0.23 | 208.5 | 47.96 |
| 210 – 220 | 2.09 | 215 | 449.35 |
| 220 - 230 | 2.84 | 225 | 639 |
| 230 – 240 | 1.64 | 235 | 385.4 |
| | 6.82 | | 1521.71 |
| Precipitación mensual | | 223.1 | |

Tabla 57. *Cálculo de la precipitación mensual - Marzo*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 204 – 210 | 3.23 | 207 | 668.61 |
| 210 – 215 | 3.59 | 212.5 | 762.88 |
| | 6.82 | | 1431.49 |
| Precipitación mensual | | 209.9 | |

Tabla 58. *Cálculo de la precipitación mensual - Abril*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 129 – 130 | 5.1 | 129.5 | 660.45 |
| 130 – 132 | 1.72 | 131 | 225.32 |
| | 6.82 | | 885.77 |
| Precipitación mensual | | 129.9 | |

Tabla 59. *Cálculo de la precipitación mensual - Mayo*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 59 – 60 | 0.03 | 59.5 | 1.785 |
| 60 – 70 | 5.05 | 65 | 328.25 |
| 70 – 74 | 1.74 | 72 | 125.28 |
| | 6.82 | | 455.32 |
| Precipitación mensual | | 66.8 | |

Tabla 60. *Cálculo de la precipitación mensual - Junio*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 45 – 50 | 2.58 | 47.5 | 122.55 |
| 50 – 58 | 4.24 | 54 | 228.96 |
| | 6.82 | | 351.51 |
| Precipitación mensual | | 51.4 | |

Tabla 61. *Cálculo de la precipitación mensual - Julio*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 50 – 60 | 3.23 | 55 | 177.65 |
| 60 - 70 | 3.59 | 65 | 233.35 |
| | 6.82 | | 411 |
| Precipitación mensual | | 60.3 | |

Tabla 62. *Cálculo de la precipitación mensual - Agosto*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 67 – 70 | 3.03 | 68.5 | 207.56 |
| 70 – 75 | 3.79 | 72.5 | 274.78 |
| | 6.82 | | 482.34 |
| Precipitación mensual | | 70.7 | |

Tabla 63. *Cálculo de la precipitación mensual - Setiembre*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 97 – 100 | 2.39 | 97.5 | 233.03 |
| 100 – 105 | 4.43 | 101.5 | 449.65 |
| | 6.82 | | |
| Precipitación mensual | | 100.1 | |

Tabla 64. *Cálculo de la precipitación mensual - Octubre*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 140 – 150 | 1.51 | 145 | 218.95 |
| 150 – 160 | 2.8 | 155 | 434 |
| 160 - 170 | 2.39 | 165 | 394.35 |
| 170 - 172 | 0.12 | 171 | 20.52 |
| | 6.82 | | 1067.82 |
| Precipitación mensual | | 156.6 | |

Tabla 65. *Cálculo de la precipitación mensual - Noviembre*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 172 - 176 | 6.82 | 173 | 1189.86 |
| Precipitación mensual | | 173.0 | |

Tabla 66. *Cálculo de la precipitación mensual - Diciembre*

| Isoyetas (mm) | Área entre isoyetas (km²) | Precipitación media (mm) | Área x precipitación |
|-----------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------|
| 247 – 250 | 1.20 | 248.5 | 298.2 |
| 250 – 257 | 5.62 | 253.5 | 1421.67 |
| | 6.82 | | 1722.87 |
| Precipitación mensual | | 252.6 | |

4.4.4. Caudal promedio

4.4.4.1. Transposición de caudal

La cuenca elegida para el método de transposición de caudales es la cuenca de la quebrada Ourohuari, en el ANEXO 14 se muestra la ubicación de la cuenca. Las características geomorfológicas e hidro-meteorológicas entre ambas cuencas son similares, no existiendo variaciones significativas. Para verificar estas similitudes, se realizaron los respectivos análisis.

4.4.4.1.1. Características geomorfológicas

Los datos geomorfológicos de las cuencas Cashingari y Ourohuari se muestran en la Tabla 67.

Tabla 67. *Características geomorfológicas*

| Tipo de parámetro | Parámetro | Cuenca | |
|------------------------------|--|----------------------|---------------------|
| | | Cashingari | Ourohuari |
| Parámetros generales | Área | 6.82 km ² | 8.1 km ² |
| | Perímetro | 14.7 km | 13.4 km |
| | Desnivel altitudinal | 996 m | 745 m |
| | Longitud del cauce principal | 3.939 km | 4.5 km |
| Parámetros de forma | Coefficiente de compacidad | 1.89 | 1.33 |
| | Densidad de drenaje | 0.73 | 0.56 |
| | Factor de forma | 0.44 | 0.40 |
| | Razón de elongación | 0.20 | 0.24 |
| | Índice de circularidad | 0.39 | 0.57 |
| Parámetros de relieve | Cota mínima | 597 msnm | 675 msnm |
| | Cota máxima | 1 593 msnm | 1 420 msnm |
| | Elevación media | 1 144 msnm | 1 042 msnm |
| | Longitud del lado mayor del rectángulo Equivalente | 7.89 km | 4.90 km |
| | Longitud del lado menor del rectángulo Equivalente | 0.87 km | 1.60 km |
| | Pendiente de la cuenca (método de Alvord) | 42 % | 27 % |

La proporción del área entre ambas cuencas está dentro del rango de 0.5 – 1.5, la diferencia entre la longitud de sus cauces principales es mínima, además, todos los parámetros de forma son similares, a excepción del coeficiente de compacidad, lo que demuestra que la cuenca Cashingari presenta una forma más alargada y la cuenca Ourohuari tiene una forma más redondeada.

Por ende, las características geomorfológicas entre las cuencas mencionadas son similares.

4.4.4.1.2. Características hidrometeorológicas

Los valores de precipitación total mensual interanual de ambas cuencas se muestran en la Tabla 68, y el gráfico de la variación de precipitación total mensual se muestra en la Figura 33.

Tabla 68. *Precipitación total mensual*

| Meses | Precipitación (mm) | |
|--------------|--------------------|----------------|
| | Cashingari | Ourohuari |
| Enero | 228.04 | 251.9 |
| Febrero | 223.1 | 262.1 |
| Marzo | 209.9 | 196.7 |
| Abril | 129.9 | 125.2 |
| Mayo | 66.8 | 82.5 |
| Junio | 51.4 | 62.9 |
| Julio | 60.3 | 82.6 |
| Agosto | 70.7 | 76.4 |
| Setiembre | 100.1 | 92.0 |
| Octubre | 156.6 | 190.7 |
| Noviembre | 173.0 | 173.5 |
| Diciembre | 252.6 | 263.4 |
| Anual | 1723.09 | 1 860.0 |

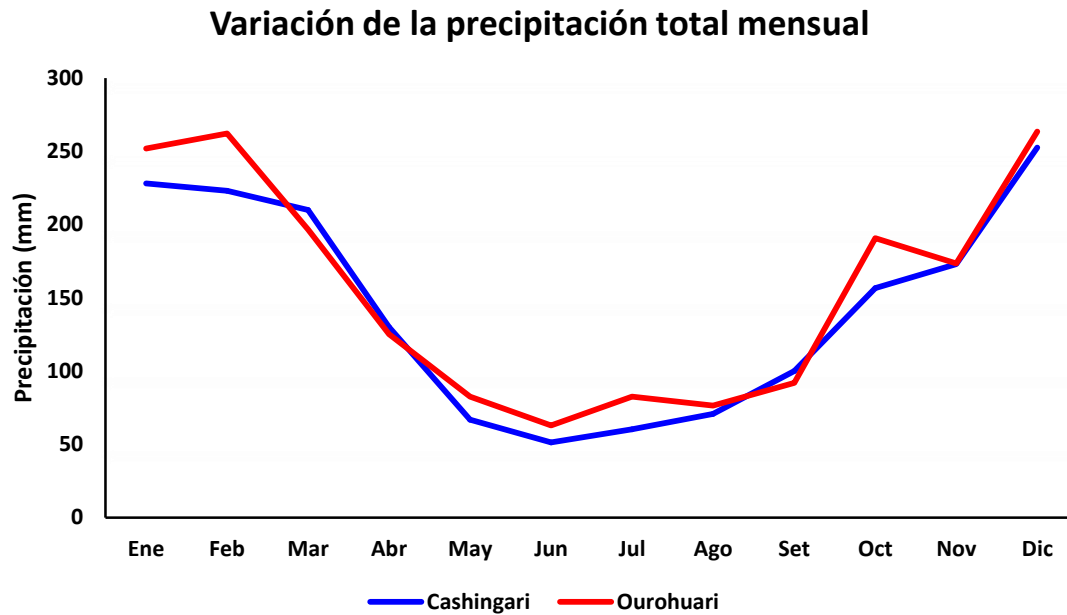


Figura 33. Variación de la precipitación total mensual de la cuenca Cashingari y Ourohuari.

4.4.4.1.3. Zonas de Vida

Dentro de la cuenca Cashingari, se identificó dos zonas de vida que explican el comportamiento hidrológico: Bosque húmedo premontano tropical (bh – PT) y Bosque húmedo tropical (bh – T). Así mismo, la cuenca Ourohuari presenta las mismas zonas de vida que la cuenca Cashingari. Estos indicó una similitud de los parámetros climáticos, principalmente de la temperatura y la precipitación entre ambas cuencas. Los ANEXOS 15 y 16 presentan el mapa de zonas de vida de cada microcuenca.

4.4.4.1.4. Obtención de caudales

En el ANEXO 17 se muestra la obtención del caudal promedio mensual de cada año entre los años 1965 – 2014 de la cuenca Cashingari.

4.4.5. Máximas avenidas

4.4.5.1. Caudal de máximas avenidas

La Micro-cuenca Cashingari se encuentra dentro de la región 7, por ende, los coeficientes que le corresponden son: $C1=0.22$, $C2=0.37$, $m=0.24$, $n=0.04$. Los períodos de retorno elegidos son: 5, 10, 25, 50 y 100 años. Los caudales de avenidas se muestran en la Tabla 69.

Tabla 69. Caudales de avenidas de la Micro-cuenca Cashingari

| Período de retorno | Caudal de avenida |
|--------------------|------------------------|
| 5 años | 5.4 m ³ /s |
| 10 años | 7.7 m ³ /s |
| 25 años | 10.8 m ³ /s |
| 50 años | 13.1 m ³ /s |
| 100 años | 15.4 m ³ /s |

4.4.5.2. Tiempo de concentración

El tiempo de concentración resultante para la microcuenca Cashingari fue de 20.06 minutos, como se muestra a continuación:

$$T_c = 0.87 \left(\frac{L^3}{\Delta H} \right)^{0.385} \quad (\text{Ecuación 43})$$

$$T_c = 20.06 \text{ minutos}$$

4.4.5.3. Intensidad de precipitación

La intensidad de precipitación determinada para diferentes intervalos de tiempo, se muestra en la Tabla 70.

Tabla 70. *Intensidad de precipitación en diferentes intervalos de tiempo*

| Años | Intensidad |
|-------------|-------------------|
| 5 años | 90.45 mm/h |
| 10 años | 102.46 mm/h |
| 25 años | 120.84 mm/h |
| 50 años | 136.9 mm/h |
| 100 años | 155.09 mm/h |

4.5. Evaluación de Impacto Ambiental

4.5.1. Identificación de impactos ambientales

4.5.1.1. Identificación de actividades del proyecto

Se identificó las principales actividades del proyecto, la cual se agruparon según las fases: fase de construcción y, fase de operación y mantenimiento. La Tabla 71 muestra las actividades a desarrollar de la Pico-central.

4.5.1.1.1. Fase de construcción.

A. Actividades previas

- **Habilitación de vías de acceso:** habilitación de caminos de acceso peatonal para el traslado de materiales y equipos necesarios en la construcción de la Pico-central hidroeléctrica.
- **Estudio topográfico:** levantamiento topográfico que comprende el levantamiento desde la toma de agua hasta el lugar donde se instalará la casa de máquinas.

B. Obras civiles

- **Preparación del terreno:** actividades relacionadas con el desbroce y despalme de las áreas donde se instalarán los diversos componentes de la Pico-central hidroeléctrica.

- **Transporte de materiales:** abarca las actividades relacionadas con el traslado de equipos, herramientas e insumos hacia la zona del proyecto.
- **Excavación y movimiento de tierras:** actividades relacionadas con el movimiento de tierras en las áreas donde se ubicarán los diversos componentes de la Pico-central.
- **Construcción de obras hidráulicas:** construcción de obras hidráulicas como: toma de agua, cámaras de carga y obras complementarias.
- **Instalación de tubería forzada:** colocación de tubería de conducción.

C. Casa de máquinas

- **Construcción de casa de máquinas:** actividades relacionadas con la construcción de la caseta de maniobras, lugar donde albergará los equipos electromecánicos.
- **Transporte de equipos electromecánicos:** incluye las actividades relacionadas con el traslado de los equipos que operarán la Pico-central a la casa de máquinas.
- **Montaje de equipos electromecánicos:** instalación de equipos electromecánicos en la casa de máquinas.

D. Instalación eléctrica

- **Transporte de línea eléctrica y accesorios:** abarca las actividades que incluyen el traslado la línea y los accesorios para la instalación eléctrica.
- **Tendido de línea eléctrica:** instalación de la línea eléctrica desde el punto de generación hasta el fundo Buenavista.

4.5.1.1.2. Fase de operación y mantenimiento

- **Operación de las obras de derivación y captación:** operación de la tubería de derivación y las cámaras de carga para el almacenamiento del agua.
- **Operación de la casa de máquinas:** operación de los equipos electromecánicos para la generación de energía eléctrica.

- **Descarga de aguas turbinadas:** descarga libre a la quebrada Cashingari del agua turbinada empleada para la generación de energía eléctrica.
- **Operación de la línea eléctrica**
- **Mantenimiento de las estructuras hidráulicas:** limpieza de las cámaras de carga, tuberías forzadas y tubería de derivación.
- **Mantenimiento y limpieza de equipos electromecánicos:** actividades requeridas para garantizar el óptimo funcionamiento de los equipos mecano-eléctricos (turbina, alternador, válvulas).

Tabla 71. *Actividades de la Pico-central durante las fases de construcción, operación y mantenimiento.*

| ETAPA CONSTRUCCION | |
|---|-----------------|
| Actividades Previas | |
| Habilitación de vías de acceso | A ₁ |
| Estudio topográfico | A ₂ |
| Obras civiles | |
| Preparación del terreno | A ₃ |
| Transporte de materiales | A ₄ |
| Excavación y movimiento de tierras | A ₅ |
| Construcción de obras hidráulicas | A ₆ |
| Instalación de tubería forzada | A ₇ |
| Casa de máquinas | |
| Construcción de casa de máquinas | A ₈ |
| Transporte de equipos electromecánicos | A ₉ |
| Montaje de equipos electromecánicos | A ₁₀ |
| Instalación eléctrica | |
| Transporte de línea eléctrica y accesorios | A ₁₁ |
| Tendido de línea eléctrica | A ₁₂ |
| ETAPA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO | |
| Operación | |
| Operación de las obras de derivación y captación | A ₁₃ |
| Operación de la casa de máquinas | A ₁₄ |
| Descarga de aguas turbinadas | A ₁₅ |
| Operación de la línea eléctrica | A ₁₆ |
| Mantenimiento | |
| Mantenimiento y limpieza de las estructuras hidráulicas | A ₁₇ |

4.5.1.2. Identificación de factores ambientales

Conesa (2010) propone una estructura jerárquica del entorno que está constituido por elementos y procesos interrelacionados: sistemas, subsistemas, componentes y factores. Así mismo, a cada factor se le atribuye un índice ponderal expresado en unidades de importancia (UIP), para determinar la importancia relativa de cada parámetro ambiental. En la Tabla 72 se muestra los factores ambientales del proyecto y sus respectivos UIP.

Tabla 72. Factores ambientales del proyecto

| Sistema | Subsistema | Componente | Factor Ambiental | UIP | |
|----------------------------|---------------------------|------------------------------|--|-----------------------------|-------------------|
| Medio Físico | Medio Inerte | Aire | Calidad de aire | C ₁ 25 | |
| | | | Ruido | C ₂ 25 | |
| | | Tierra y suelo | Topografía | C ₃ 25 | |
| | | | Calidad del suelo | C ₄ 50 | |
| | | | Agua | Calidad de agua superficial | C ₅ 75 |
| | | Cantidad de agua superficial | | C ₆ 75 | |
| | | Procesos | Erosión del suelo | C ₇ 25 | |
| | TOTAL MEDIO INERTE | | | | 300 |
| | Medio Biótico | Flora | Diversidad y abundancia del sotobosque | C ₈ 50 | |
| | | | Diversidad y abundancia arbórea | C ₉ 50 | |
| | | | Diversidad y abundancia de fauna terrestre | C ₁₀ 50 | |
| | | Fauna | Diversidad y abundancia de aves | C ₁₁ 50 | |
| | | | Diversidad y abundancia de fauna acuática | C ₁₂ 50 | |
| TOTAL MEDIO BIÓTICO | | | | 250 | |
| | Paisaje | Paisaje Intrínseco | C ₁₃ 50 | | |

| | | | | | | |
|-------|-----------------------|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-----------------|----|
| | Medio Perceptual | TOTAL MEDIO PERCEPTUAL | | | 50 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | | TOTAL MEDIO FÍSICO | | | 600 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | | Uso Productivo | Usos del territorio | C ₁₄ | 50 | |
| | Medio Rural | Infraestructura | Accesos y vías | C ₁₅ | 50 | |
| | | | Otras infraestructuras | C ₁₆ | 25 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | | TOTAL MEDIO RURAL | | | 125 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | Medio Socio-económico | Aspectos colectivos | Desarrollo local | C ₁₇ | 50 | |
| | | | Percepción acerca del proyecto | C ₁₈ | 25 | |
| | | Medio Socio-Cultural | Aspectos humanos | Calidad de vida | C ₁₉ | 50 |
| | | | | Aceptación social de la actividad | C ₂₀ | 25 |
| <hr/> | | | | | | |
| | | TOTAL MEDIO SOCIO CULTURAL | | | 150 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | Medio Económico | Economía | Empleo | C ₂₁ | 75 | |
| | | | Dinamización del comercio local | C ₂₂ | 50 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | | TOTAL MEDIO ECONÓMICO | | | 125 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | | TOTAL MEDIO SOCIO-ECONÓMICO | | | 400 | |
| <hr/> | | | | | | |
| | | TOTAL AMBIENTE AFECTADO | | | 1000 | |
| <hr/> | | | | | | |

4.5.1.3. Identificación de impactos ambientales

Una vez definidos las actividades del proyecto y los factores ambientales del entorno, se realizó la identificación de los impactos, sean positivos o negativos según corresponda, como se muestra en la Tabla 73.

4.5.2. Evaluación de impactos ambientales

4.5.2.1. Importancia del impacto

La Tabla 74 presenta la caracterización de impactos, resultado de la interacción entre cada componente del proyecto y los factores identificados del entorno, la estimación de los impactos se realizó en función de once atributos definidos por (Conesa, 2010).

4.5.2.2. Ponderación de la importancia

Se realizó la ponderación de la importancia relativa de cada parámetro ambiental expresado en UIP (Unidades de Importancia), para determinar el nivel de contribución al entorno, como se muestra en el ANEXO 18.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|----------------------|---------------------|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| económico | | Infraestructura | C16 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medio Socio Cultural | Aspectos colectivos | C17 | | | | | | | | | | | | | X | | X | | | |
| | | Aspectos humanos | C18 | | | X | | X | X | | X | | | | | | | | | | |
| | | | C19 | | | | | | | | | | | | | | X | | X | | |
| | | | C20 | | | X | | X | X | | X | | | | | | | | | | |
| | Medio Económico | Economía | C21 | X | X | X | | X | X | X | X | | X | | X | | | | | X | X |
| | | | C22 | | | | X | | | | | X | | X | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|----------------------|---------------------|-----|----------|-----------|------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|------------|----------|------------|----------|-----------|-----------|
| Medio Socio-económico | Medio Rural | Uso Productivo | C14 | | | | | -18 | -19 | | -19 | | | | | | | | | | |
| | | Infraestructura | C15 | 22 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | C16 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | TOTAL | | | 22 | 0 | 0 | 0 | -18 | -19 | 0 | -19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Medio Socio Cultural | Aspectos colectivos | C17 | | | | | | | | | | | | | 59 | | 59 | | | |
| | | Aspectos humanos | C18 | | | -20 | | -23 | -20 | | -20 | | | | | | | | | | |
| | | | C19 | | | | | | | | | | | | | 47 | | 47 | | | |
| | | | C20 | | | -18 | | -21 | -18 | | -18 | | | | | | | | | | |
| | TOTAL | | | 0 | 0 | -38 | 0 | -44 | -38 | 0 | -38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 106 | 0 | 106 | 0 | 0 | |
| | Medio Económico | Economía | C21 | 20 | 20 | 20 | | 20 | 20 | 20 | 20 | | 20 | | 20 | | | | | 21 | 21 |
| | | | C22 | | | | 20 | | | | | | 20 | | 20 | | | | | | |
| | | TOTAL | | | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 |

4.5.3. Análisis de Impactos

4.5.3.1. Por componentes ambientales

Según la evaluación de impactos realizada, los impactos producidos se distribuyen de la siguiente forma: 51 impactos sobre el medio físico (27 medio inerte, 17 medio biótico y 7 medio perceptual) que representa el 63% (Figura 34) y 30 impactos sobre el medio socio-económico (4 medio rural, 12 medio socio cultural y 14 medio económico) que representa el 37%. En la Tabla 75 se muestra el total de interacciones por cada factor ambiental.

Tabla 75. *Interacciones totales por cada factor ambiental*

| Sistema | Subsistema | Componente | Factor Ambiental | Interacción | |
|-------------------------------|---------------------------|------------------------------|--|-----------------------------|------------------|
| Medio Físico | Medio Inerte | Aire | Calidad de aire | C ₁ 3 | |
| | | | Ruido | C ₂ 2 | |
| | | | Topografía | C ₃ 1 | |
| | | Tierra y suelo | Calidad del suelo | C ₄ 8 | |
| | | | Agua | Calidad de agua superficial | C ₅ 3 |
| | | Cantidad de agua superficial | | C ₆ 3 | |
| | | Procesos | Erosión del suelo | C ₇ 6 | |
| | TOTAL MEDIO INERTE | | | | 27 |
| | Medio Biótico | Flora | Diversidad y abundancia del sotobosque | C ₈ 5 | |
| | | | Diversidad y abundancia arbórea | C ₉ 2 | |
| | | Fauna | Diversidad y abundancia de fauna terrestre | C ₁₀ 4 | |
| | | | Diversidad y abundancia de aves | C ₁₁ 2 | |
| | | | Diversidad y abundancia de fauna acuática | C ₁₂ 3 | |
| TOTAL MEDIO BIÓTICO | | | | 17 | |
| Medio Perceptual | Paisaje | Paisaje Intrínseco | C ₁₃ 7 | | |
| TOTAL MEDIO PERCEPTUAL | | | | 7 | |
| TOTAL MEDIO FÍSICO | | | | 51 | |

| | | | | | |
|------------------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------|
| | | Uso Productivo | Usos del territorio | C ₁₄ | 3 |
| | Medio Rural | Infraestructura | Accesos y vías | C ₁₅ | 1 |
| | | | Otras infraestructuras | C ₁₆ | 0 |
| TOTAL MEDIO RURAL | | | | | 4 |
| Medio Socio-económico | Medio Socio Cultural | Aspectos colectivos | Desarrollo local | C ₁₇ | 2 |
| | | | Percepción acerca del proyecto | C ₁₈ | 4 |
| | | Aspectos humanos | Calidad de vida | C ₁₉ | 2 |
| | | | Aceptación social de la actividad | C ₂₀ | 4 |
| | | | | TOTAL MEDIO SOCIO CULTURAL | |
| | Medio Económico | Economía | Empleo | C ₂₁ | 11 |
| | | | Dinamización del comercio local | C ₂₂ | 3 |
| TOTAL MEDIO ECONÓMICO | | | | | 14 |
| TOTAL MEDIO SOCIO-ECONÓMICO | | | | | 30 |
| TOTAL AMBIENTE AFECTADO | | | | | 81 |

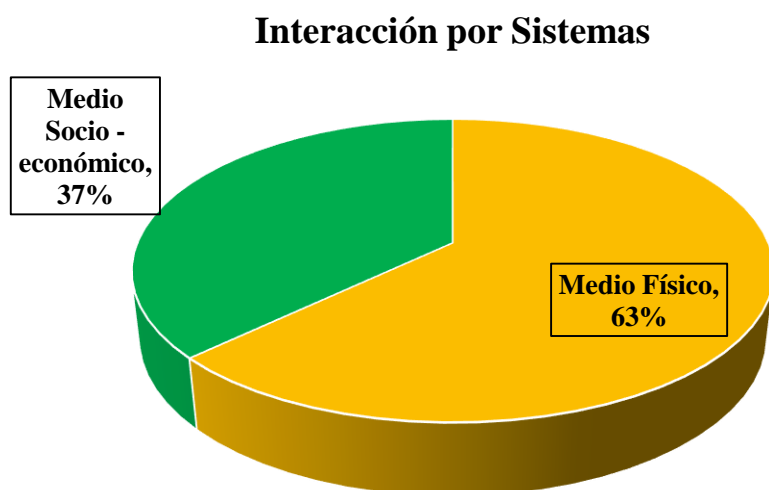


Figura 34. Interacción total por sistema

El orden de interacciones de mayor a menor, comienza con el medio inerte que representa el 33% del total, seguido del medio biótico con un 21%, medio económico con 17%, medio socio-cultural con 15%, medio perceptual con un 9% y el medio rural con 5%, esto se representa en la Figura 35.

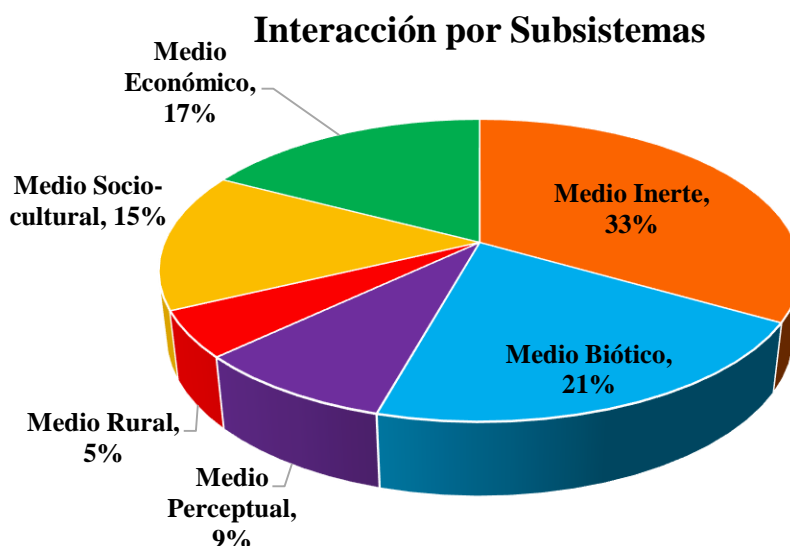


Figura 35. Interacción total por subsistemas

Según la metodología desarrollada por Conesa (2010) se realizaron dos tipos de valoración: importancia absoluta e importancia relativa, tomando en consideración las UIP que se le asignaron a cada factor ambiental.

En la Tabla 76, se muestra los resultados de la importancia absoluta, donde señala de mayor a menor los factores ambientales afectados durante la etapa de construcción y operación de la Pico-central. Se puede apreciar que, de manera negativa, los principales factores afectados fueron la calidad del suelo, el paisaje intrínseco y la erosión del suelo, mientras que el empleo y el desarrollo local proporcionaron efectos positivos. En la Figura 36, se grafica la importancia absoluta de los factores.

Tabla 76. *Importancia absoluta de cada factor ambiental*

| Factores Ambientales | | Total Absoluto | % |
|-----------------------------|--|-----------------------|----------|
| C ₂₁ | Empleo | 222 | 12.8% |
| C ₄ | Calidad del suelo | -178 | 10.2% |
| C ₁₃ | Paisaje Intrínseco | -163 | 9.4% |
| C ₇ | Erosión del suelo | -145 | 8.3% |
| C ₁₇ | Desarrollo local | 118 | 6.8% |
| C ₈ | Diversidad y abundancia del sotobosque | -114 | 6.6% |
| C ₁₉ | Calidad de vida | 94 | 5.4% |
| C ₁₈ | Percepción acerca del proyecto | -83 | 4.8% |
| C ₁₀ | Diversidad y abundancia de fauna terrestre | -77 | 4.4% |
| C ₂₀ | Aceptación social de la actividad | -75 | 4.3% |
| C ₅ | Calidad de agua superficial | -68 | 3.9% |
| C ₁₂ | Diversidad y abundancia de fauna acuática | -66 | 3.8% |
| C ₂₂ | Dinamización del comercio local | 60 | 3.5% |
| C ₁₄ | Usos del territorio | -56 | 3.2% |
| C ₂ | Ruido | -54 | 3.1% |
| C ₁₁ | Diversidad y abundancia de aves | -52 | 3.0% |
| C ₉ | Diversidad y abundancia arbórea | -42 | 2.4% |
| C ₃ | Topografía | -24 | 1.4% |
| C ₁₅ | Accesos y vías | 22 | 1.3% |
| C ₆ | Cantidad de agua superficial | -21 | 1.2% |
| C ₁ | Calidad de aire | -5 | 0.3% |
| C ₁₆ | Otras infraestructuras | 0 | 0.0% |

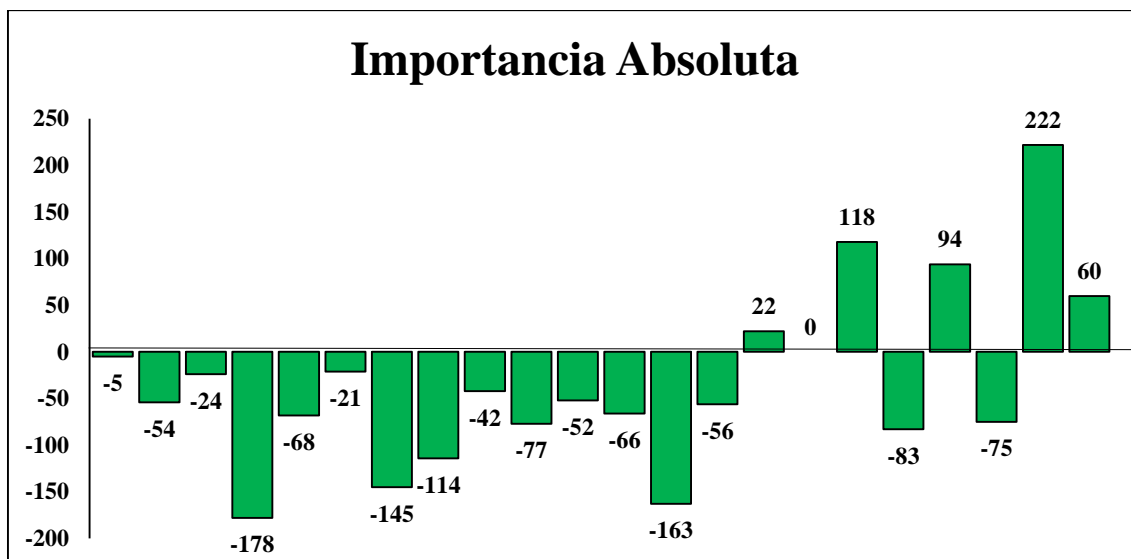


Figura 36. Distribución de la importancia absoluta por factor ambiental

Seguidamente, la Tabla 77 muestra los resultados de la importancia relativa de cada factor ambiental, en la cual el empleo ocupa el primer lugar con un 19.6%, seguido de la calidad del suelo (10.5%) y paisaje intrínseco (9.6%), no existiendo variación con la posición resultante en la Tabla 76. En la Figura 37, se grafica la importancia relativa de cada factor del ambiente.

Tabla 77. Importancia relativa de cada factor ambiental

| Factores Ambientales | | Total Relativo | % |
|----------------------|--|----------------|-------|
| C ₂₁ | Empleo | 16.65 | 19.6% |
| C ₄ | Calidad del suelo | -8.90 | 10.5% |
| C ₁₃ | Paisaje Intrínseco | -8.15 | 9.6% |
| C ₁₇ | Desarrollo local | 5.90 | 6.9% |
| C ₈ | Diversidad y abundancia del sotobosque | -5.70 | 6.7% |
| C ₅ | Calidad de agua superficial | -5.10 | 6.0% |
| C ₁₉ | Calidad de vida | 4.70 | 5.5% |
| C ₁₀ | Diversidad y abundancia de fauna terrestre | -3.85 | 4.5% |
| C ₇ | Erosión del suelo | -3.63 | 4.3% |
| C ₁₂ | Diversidad y abundancia de fauna acuática | -3.30 | 3.9% |
| C ₂₂ | Dinamización del comercio local | 3.00 | 3.5% |
| C ₁₄ | Usos del territorio | -2.80 | 3.3% |

| | | | |
|-----------------|-----------------------------------|-------|------|
| C ₁₁ | Diversidad y abundancia de aves | -2.60 | 3.1% |
| C ₉ | Diversidad y abundancia arbórea | -2.10 | 2.5% |
| C ₁₈ | Percepción acerca del proyecto | -2.08 | 2.4% |
| C ₂₀ | Aceptación social de la actividad | -1.88 | 2.2% |
| C ₆ | Cantidad de agua superficial | -1.58 | 1.9% |
| C ₂ | Ruido | -1.35 | 1.6% |
| C ₁₅ | Accesos y vías | 1.10 | 1.3% |
| C ₃ | Topografía | -0.60 | 0.7% |
| C ₁ | Calidad de aire | -0.13 | 0.1% |
| C ₁₆ | Otras infraestructuras | 0.00 | 0.0% |

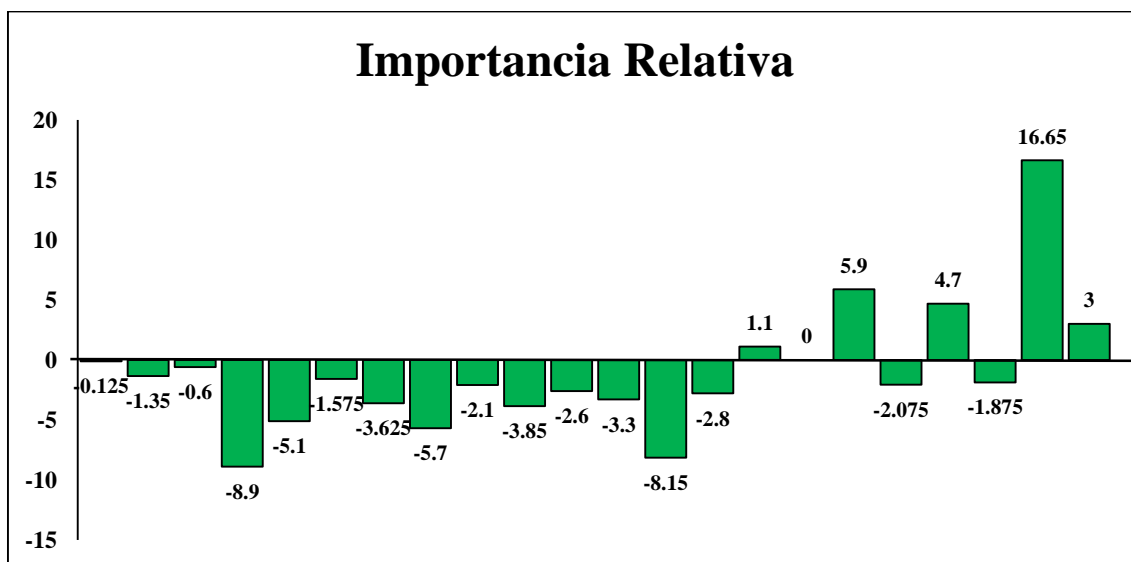


Figura 37. Distribución de la importancia relativa por factor ambiental

4.5.3.2. Por actividades del proyecto

Según las actividades del proyecto, el mayor porcentaje de afectación al ambiente por las actividades del proyecto, se producirán en el medio físico (79%), y menor proporción (21%) ocurrirá en el medio socio-económico. En la Tabla 78 se muestra el porcentaje de afectación de cada actividad.

Tabla 78. *Porcentaje de afectación de cada actividad*

| Actividades | M. Físico | M. SE | Total | % |
|--|----------------------|------------------|--------------|---------------|
| Habilitación de vías de acceso | 5 | 2 | 7 | 8.6% |
| Estudio topográfico | 2 | 1 | 3 | 3.7% |
| Preparación del terreno | 9 | 3 | 12 | 14.8% |
| Transporte de materiales | 2 | 1 | 3 | 3.7% |
| Excavación y movimiento de tierras | 8 | 4 | 12 | 14.8% |
| Construcción de obras hidráulicas | 5 | 4 | 9 | 11.1% |
| Instalación de tubería forzada | 2 | 1 | 3 | 3.7% |
| Construcción de casa de máquinas | 3 | 4 | 7 | 8.6% |
| Transporte de equipos electromecánicos | 2 | 1 | 3 | 3.7% |
| Montaje de equipos electromecánicos | 0 | 1 | 1 | 1.2% |
| Transporte de línea eléctrica y accesorios | 0 | 1 | 1 | 1.2% |
| Tendido de línea eléctrica | 2 | 1 | 3 | 3.7% |
| Total Etapa de Construcción | 40 | 24 | 64 | 79% |
| Operación de las obras de derivación y captación | 2 | 0 | 2 | 2.5% |
| Operación de la casa de máquinas | 3 | 2 | 5 | 6.2% |
| Descarga de aguas turbinadas | 3 | 0 | 3 | 3.7% |
| Operación de la línea eléctrica | 1 | 2 | 3 | 3.7% |
| Mantenimientos y limpieza de las estructuras hidráulicas | 1 | 1 | 2 | 2.5% |
| Mantenimiento y limpieza de equipos electromecánicos | 1 | 1 | 2 | 2.5% |
| Total Etapa de Operación y Mantenimiento | 11 | 6 | 17 | 21% |
| TOTAL ACTIVIDADES | 51 | 30 | 81 | 100.0% |

Al realizar la valoración absoluta de los impactos, producto de las actividades comprendidas en la fase de construcción y, operación y mantenimiento, se puede apreciar en la Tabla 79, que la excavación y moviente de tierras, la preparación del terreno y la construcción (obras hidráulicas y casa de máquinas), son las principales actividades que impactan sobre el entorno, siendo el 60.6% del total. En la Figura 38 se muestra la distribución de la importancia total absoluta de cada actividad del proyecto.

Tabla 79. Porcentaje de afectación de cada actividad

| Actividades | Total Absoluto | % |
|--|----------------|-------|
| A ₅ Excavación y movimiento de tierras | -222 | 19.4% |
| A ₃ Preparación del terreno | -218 | 19.0% |
| A ₆ Construcción de obras hidráulicas | -148 | 12.9% |
| A ₈ Construcción de casa de máquinas | -107 | 9.3% |
| A ₁₄ Operación de la casa de máquinas | 80 | 7.0% |
| A ₁₆ Operación de la línea eléctrica | 78 | 6.8% |
| A ₁ Habilitación de vías de acceso | -66 | 5.8% |
| A ₁₃ Operación de las obras de derivación y captación | -51 | 4.5% |
| A ₇ Instalación de tubería forzada | -25 | 2.2% |
| A ₄ Transporte de materiales | -24 | 2.1% |
| A ₉ Transporte de equipos electromecánicos | -23 | 2.0% |
| A ₁₈ Mantenimiento y limpieza de equipos electromecánicos | 21 | 1.8% |
| A ₂ Estudio topográfico | -21 | 1.8% |
| A ₁₀ Montaje de equipos electromecánicos | 20 | 1.7% |
| A ₁₁ Transporte de línea eléctrica y accesorios | 20 | 1.7% |
| A ₁₅ Descarga de aguas turbinadas | -18 | 1.6% |
| A ₁₂ Tendido de línea eléctrica | -2 | 0.2% |
| A ₁₇ Mantenimientos y limpieza de las estructuras hidráulicas | -1 | 0.1% |

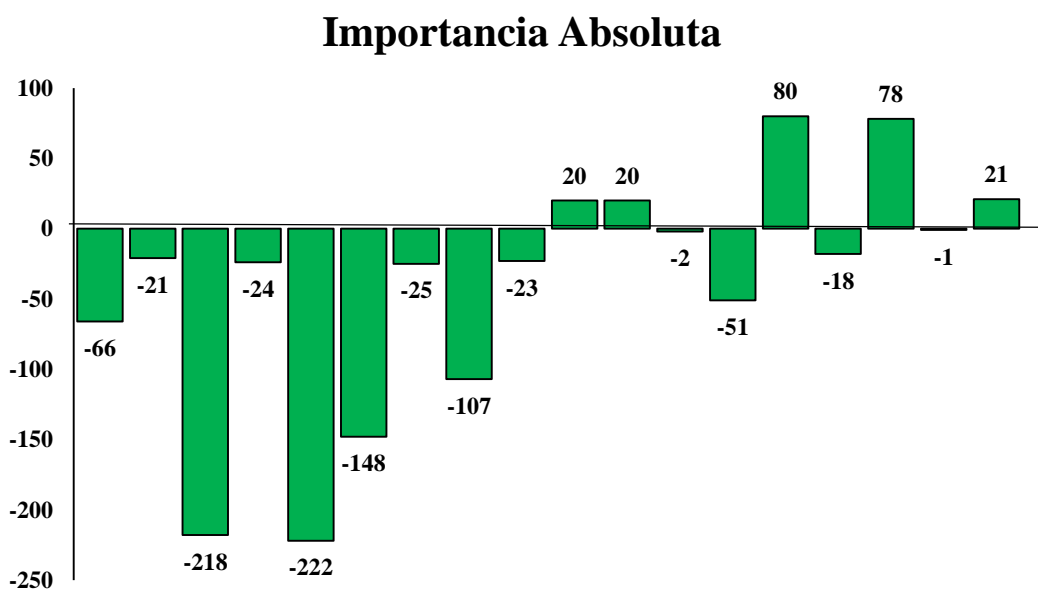


Figura 38. Distribución de la importancia absoluta por actividad

Las tres primeras actividades mantienen la misma posición (excavación y movimiento de tierras, preparación del terreno y construcción de obras hidráulicas) tomando en cuenta la Tabla de importancia absoluta (Tabla 79), lo cual representa el 48% del total relativo (Tabla 80). La Figura 39 ejemplifica la distribución de cada actividad.

Tabla 80. *Importancia relativa de cada componente del proyecto*

| Actividades | Total Relativo | % |
|--|-----------------------|----------|
| A ₅ Excavación y movimiento de tierras | -8.30 | 17.6% |
| A ₃ Preparación del terreno | -7.88 | 16.7% |
| A ₆ Construcción de obras hidráulicas | -6.48 | 13.7% |
| A ₁₄ Operación de la casa de máquinas | 4.05 | 8.6% |
| A ₁₆ Operación de la línea eléctrica | 3.90 | 8.3% |
| A ₈ Construcción de casa de máquinas | -3.35 | 7.1% |
| A ₁₃ Operación de las obras de derivación y captación | -3.28 | 6.9% |
| A ₁ Habilitación de vías de acceso | -2.20 | 4.7% |
| A ₁₈ Mantenimiento y limpieza de equipos electromecánicos | 1.58 | 3.3% |
| A ₁₀ Montaje de equipos electromecánicos | 1.50 | 3.2% |
| A ₁₁ Transporte de línea eléctrica y accesorios | 1.00 | 2.1% |
| A ₁₅ Descarga de aguas turbinadas | -0.78 | 1.6% |
| A ₇ Instalación de tubería forzada | -0.75 | 1.6% |
| A ₄ Transporte de materiales | -0.60 | 1.3% |
| A ₉ Transporte de equipos electromecánicos | -0.58 | 1.2% |
| A ₂ Estudio topográfico | -0.55 | 1.2% |
| A ₁₂ Tendido de línea eléctrica | 0.40 | 0.8% |
| A ₁₇ Mantenimientos y limpieza de las estructuras hidráulicas | -0.08 | 0.2% |

Importancia Relativa

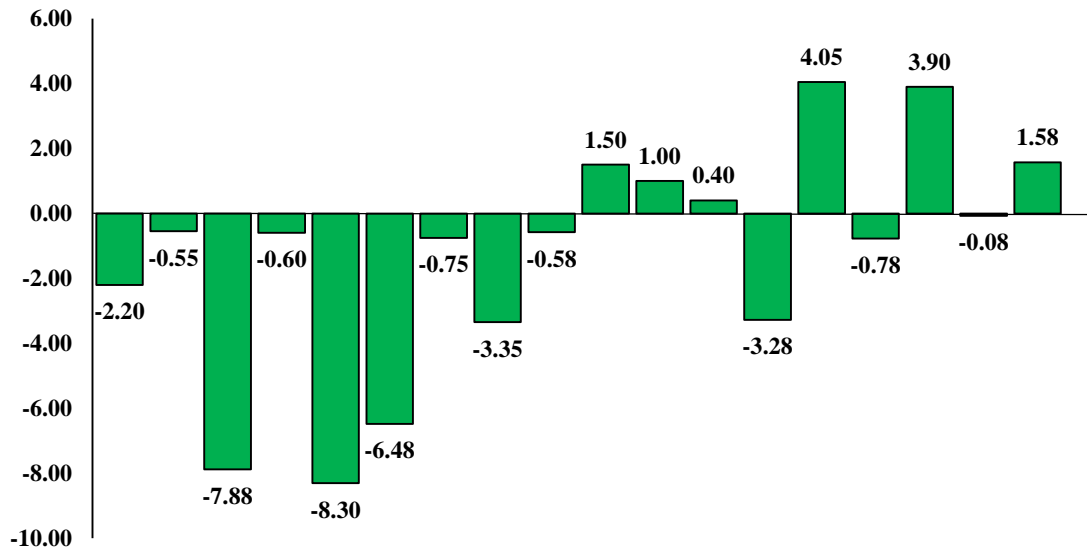


Figura 39. Distribución de la importancia relativa por actividad

4.5.3.3. Jerarquización de impactos

Según los resultados obtenidos en la matriz de importancia absoluta de impactos, la Tabla 81 muestra la distribución de los impactos por sistemas, teniendo en cuenta los niveles de jerarquización establecido en la metodología.

Tabla 81. Jerarquización de impactos por sistemas y su naturaleza.

| | Ambiente | Medio | | TOTAL |
|--------------|-------------|-----------|-----------------|-----------|
| | | Físico | Socio Económico | |
| Positivo | Irrelevante | 0 | 15 | 15 |
| | Moderado | 2 | 2 | 4 |
| | Severo | 0 | 2 | 2 |
| | Crítico | 0 | 0 | 0 |
| Negativo | Irrelevante | 40 | 11 | 51 |
| | Moderado | 7 | 0 | 7 |
| | Severo | 0 | 0 | 0 |
| | Crítico | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | | 49 | 30 | 79 |

Según la Tabla 81, se observa que el proyecto producirá 2 impactos severos en el medio socio-económico, este efecto es de forma positiva y se produce en el desarrollo local para beneficio de los habitantes de la zona del proyecto. También se producirá 13 impactos moderados al entorno: 9 en el medio físico de los cuales 7 son negativos (1 en el ruido, 1 en calidad del suelo, 1 en calidad superficial, 2 en erosión del suelo, 1 en diversidad y abundancia de sotobosque y, 1 en diversidad y abundancia de aves) y 2 en el medio socio-económico que son positivos (2 en calidad de vida). Así mismo, el mayor número de impactos es de un nivel irrelevante, siendo 66 en total, de los cuales 40 ocurren en el medio físico (40 de carácter negativo) y 26 en el medio socio-económico (15 de carácter positivo y 51 de negativo). La Figura 40, muestra la distribución de los impactos por su naturaleza y sistema al que pertenece.

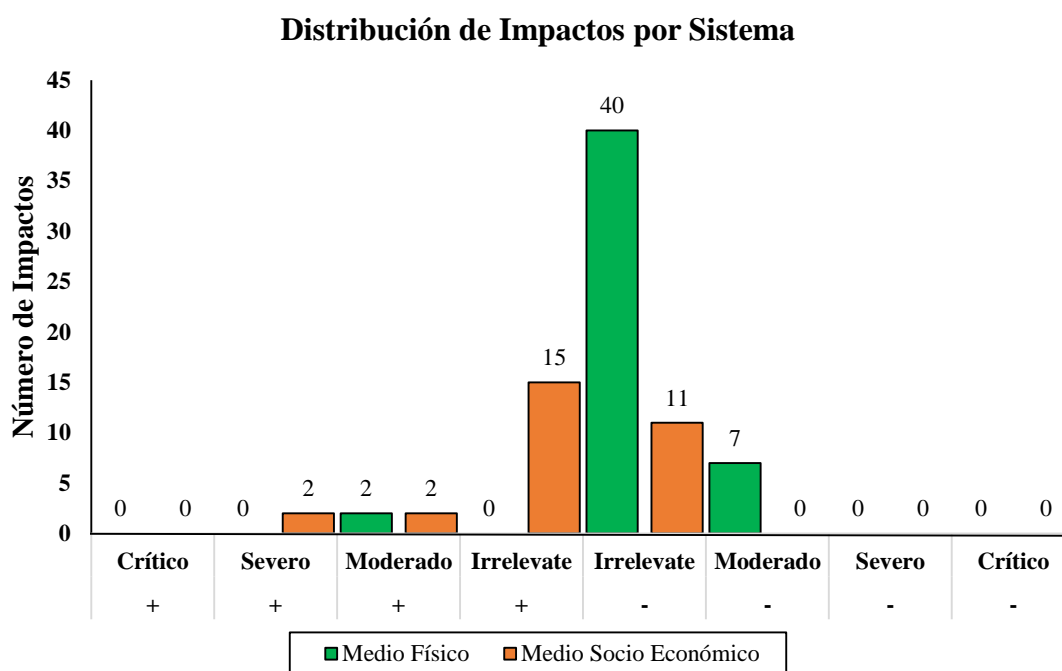


Figura 40. Distribución de los impactos por Sistema

La Tabla 82 muestra la jerarquización de los impactos de manera resumida, donde la categoría irrelevante predomina con 66 impacto de un total de 79 impactos, seguido de moderado con 11 impactos y severo con 2 impactos, la categoría crítico no presentó impactos al ambiente.

Tabla 82. Jerarquización de impactos

| Categorías | Total | Total (%) |
|-------------------|--------------|------------------|
| Irrelevante | 66 | 83.5% |
| Moderado | 11 | 13.9% |
| Severo | 2 | 2.5% |
| Crítico | 0 | 0.0% |
| TOTAL | 79 | 100.0% |

En resumen, según los resultados obtenidos siguiendo la metodología descrita en apartados anteriores, el impacto al entorno se puede calificar como irrelevante porque representa el 83.5% (66 de los 79 impactos) del total (Figura 41).

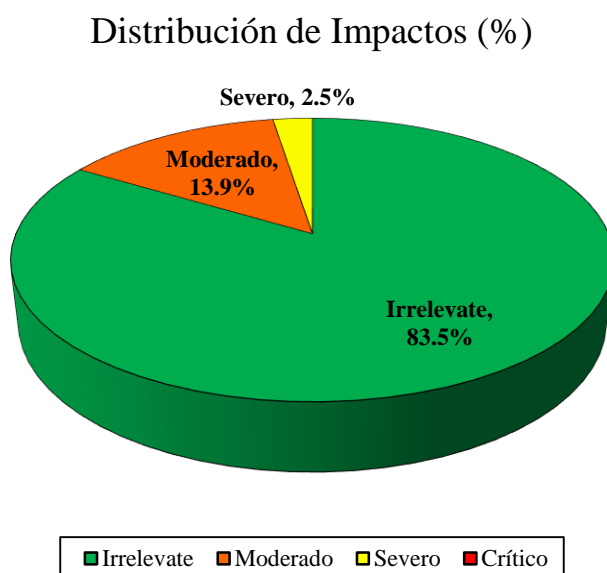


Figura 41. Distribución de Impactos

4.6. Análisis estadístico

4.6.1. Diseño factorial 2²

4.6.1.1. Potencia Real (Watts)

En primera instancia se realizó un diseño factorial 2², en el diagrama de Pareto, Figura 42, se observa de manera consecutiva los factores de mayor a menor significancia, en la cual, las barras que sobrepasen la línea de significancia, indican que son significativos, trabajando a un nivel de confianza del 95%, tomando en consideración los valores-P del análisis ANOVA.

En este caso, todos los factores estudiados, así como sus interacciones fueron influyentes en la Potencia Real (Watts): el factor Caudal (0.000000), Altura (0.000008) y la interacción entre ambos (0.000000), siendo el caudal, la variable con mayor significancia. El ANEXO 19 muestra la tabla ANOVA para la Potencia Real.

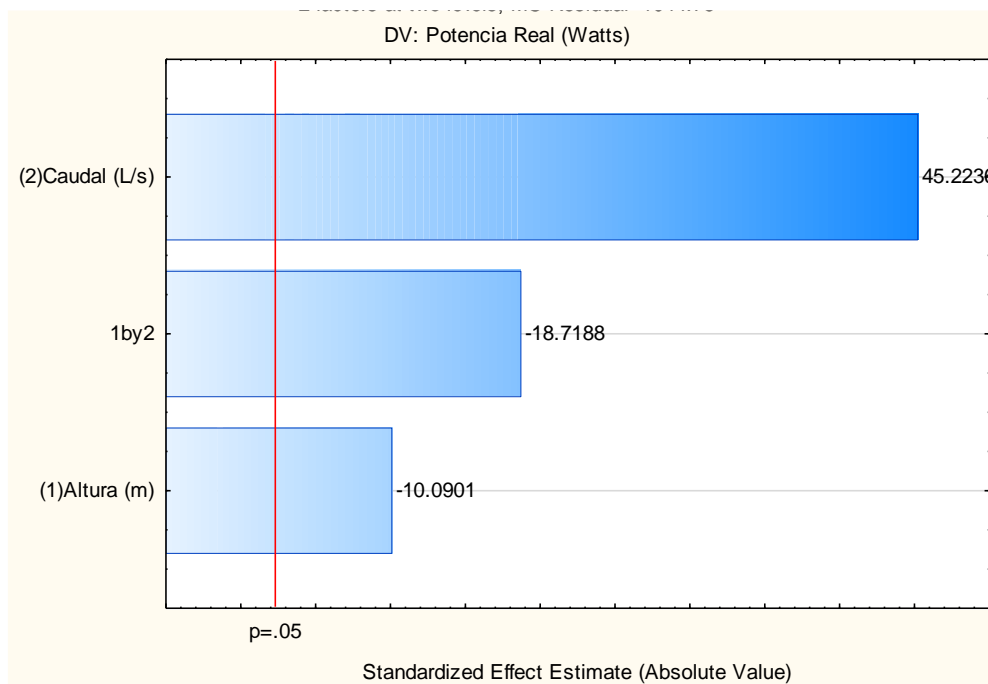


Figura 42. Diagrama de Pareto para la Potencia Real (Watts) del diseño factorial 2²

Debido a que el Caudal (L/s) es el más influyente en la Potencia Real (Watts), su carácter es positivo, esto significa que, ante un incremento de éste factor, se obtiene mayores niveles de la variable respuesta mencionada. Este comportamiento se puede observar en la superficie de respuesta de la Figura 43, pues a mayores niveles de caudal, mayor es la Potencia generada. Sin embargo, la Altura (m) y la interacción muestran un valor negativo, pues muestra su aporte en la disminución de la Potencia Real (Watts) ante el incremento de sus valores. Por ello, el caudal óptimo resultante para la potencia real, es de 11.2 L/s y una altura de 34 m.

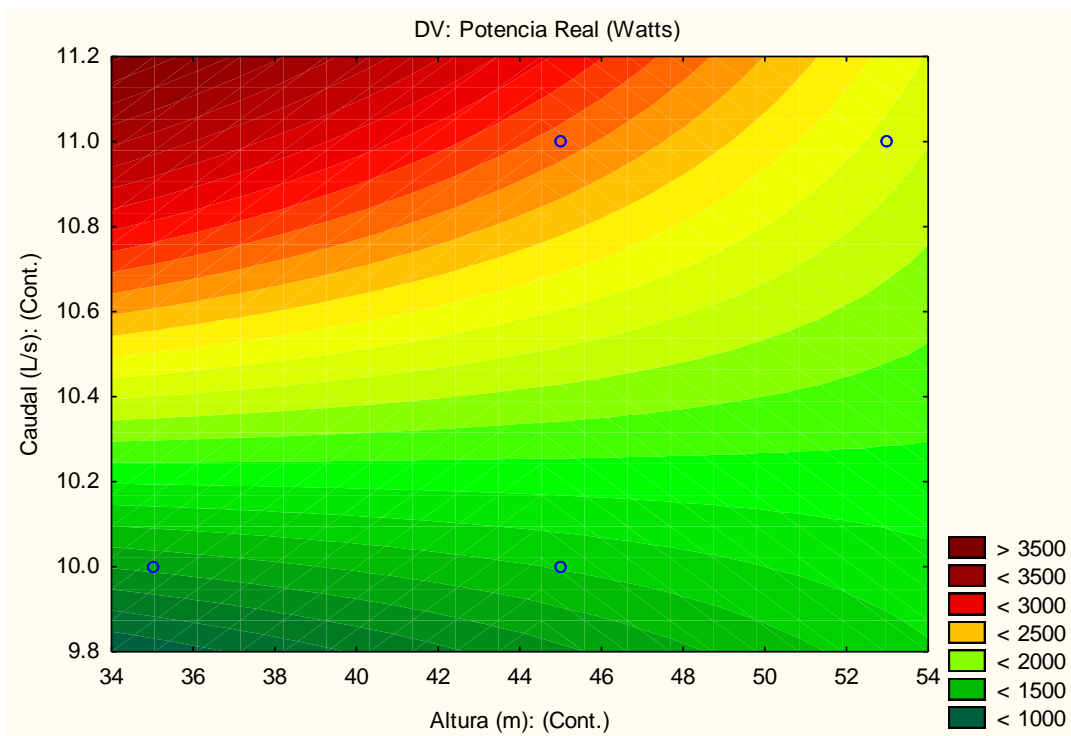


Figura 43. Superficie de respuesta estimada de la Potencia Real (Watts) para el diseño factorial 2^2 .

El modelo matemático obtenido como resultado en el presente diseño factorial 2^2 , para la Potencia Real (Watts), fue:

$$\text{Potencia Real (Watts)} = -46341.14 + 809.035 * x + 4702.9 * y - 79.08 * x * y$$

Donde:

$x = \text{Altura (m)}$

$y = \text{Caudal } \left(\frac{L}{s}\right)$

$x * y = \text{Interacción entre Altura (m) y Caudal (y)}$

4.6.1.2. Eficiencia (%)

En el diagrama de Pareto mostrado en la Figura 44, se aprecia que el factor Caudal (0.000000), la interacción entre Caudal y Altura (0.000105), y la Altura (0.023723) fueron significativos con un nivel de confianza del 95%, tomando en cuenta los valores-P del ANOVA, además, el Caudal fue la variable más influyente debido a que es el factor más alejado de la línea de significancia. El ANEXO 19 muestra la tabla ANOVA para la Eficiencia.

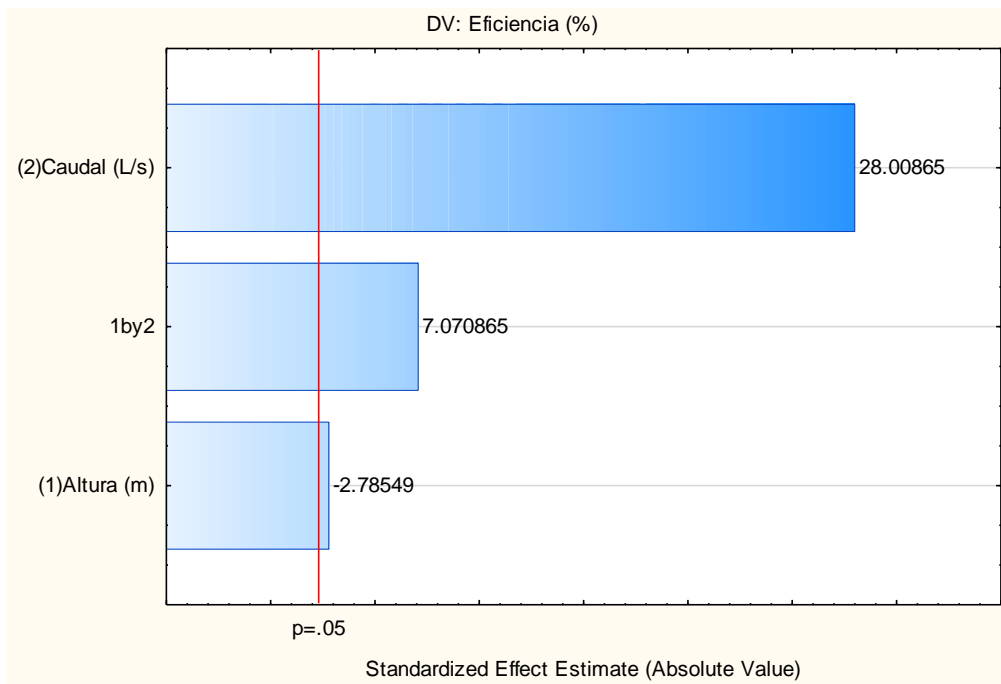


Figura 44. Diagrama de Pareto para la Eficiencia (%) del diseño factorial 2^2

La variable Caudal y la interacción entre caudal y altura son de carácter positivo, lo que explica que ante un incremento de sus valores, se obtiene mayores niveles de la variable respuesta Eficiencia (%), esto se puede apreciar en la superficie de respuesta de la Figura 45, pues a un mayor caudal, mayor es la eficiencia del sistema.

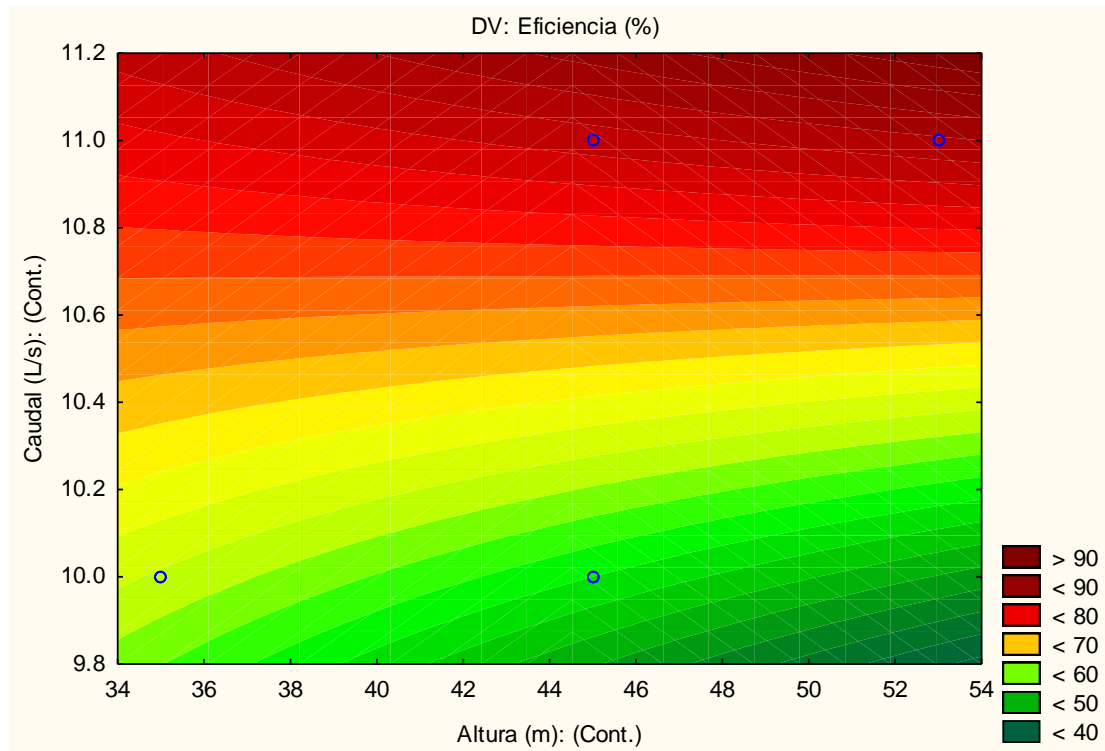


Figura 45. Superficie de respuesta estimada de la eficiencia (%) para el diseño factorial 2^2 .

El modelo matemático obtenido como resultado en el presente diseño factorial 2^2 , para la Eficiencia (%), fue:

$$Eficiencia (\%) = 293.50 - 11.766 * x - 20.500 * y + 1.1 * x * y$$

Donde:

$$x = \text{Altura (m)}$$

$$y = \text{Caudal} \left(\frac{L}{s} \right)$$

$$x * y = \text{Interacción entre Altura (m) y Caudal (y)}$$

La correlación del modelo de primer orden permitió un ajuste de R^2 de 0.99659 y 0.99297 para la Potencia Real (Watts) y la Eficiencia (%) respectivamente. Según los modelos mencionados, los mejores niveles de Potencia Real y Eficiencia (%) se alcanzaron con un incremento del caudal, obteniéndose mejores resultados. En la búsqueda de alcanzar mayor Potencia y Porcentaje de Eficiencia, se exploró valores más altos para el caudal, así mismo, debido a que la altura no es tan significativo, se decidió

considerar únicamente la variable caudal. El ANEXO 20 muestra la tabla del coeficiente de regresión para la Potencia Real y la Eficiencia.

Es por ello, que se planteó la construcción de un diseño factorial mixto 2x3, es decir, la adición de un nivel en el caudal (12 L/s) con el fin de encontrar mayores niveles de Potencia Real (Watts) y Porcentaje de Eficiencia (%).

4.6.2. Diseño ANOVA factorial mixto 2x3

4.6.2.1. Potencia Real (Watts):

A través de la Tabla 83, se puede apreciar que los factores Altura (m), Caudal (L/s) y la interacción entre ambos tuvieron influencia significativa sobre la Potencia Real (Watts), esto debido a que el valor-P de cada factor y su respectiva interacción son menores al 0.05 (varianza del 95%), lo que indica que son significativamente diferentes de cero a un nivel de confianza del 95%.

Así mismo, se puede comprobar que el Caudal nuevamente es el factor más relevante que produce cambios en la Potencia Real (Watts), debido a que su cuadrado medio es el más alto en comparación con el cuadrado medio de la Altura y la interacción entre altura y Caudal.

Tabla 83. *Análisis de varianza para la Potencia Real (watts)*

| Univariate Results for Each DV Potencia Real (Watts) | | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Sigma-restricted parameterization Effective hypothesis decomposition | | | | | |
| Effect | Degr. of | SS | MS | F | p |
| Intercept | 1 | 64214289 | 64214289 | 52596.87 | 0.000000 |
| (1)Altura (m) | 1 | 302409 | 302409 | 247.70 | 0.000000 |
| (2) Caudal (L/s) | 2 | 2973152 | 1486576 | 1217.63 | 0.000000 |
| Altura (m)*Caudal (L/s) | 2 | 120624 | 60312 | 49.40 | 0.000002 |
| Error | 12 | 14651 | 1221 | | |
| Total | 17 | 3410835 | | | |

En la Figura 46, correspondiente al factor Caudal, se observa que se obtiene altos valores de Potencia Real (Watts) en un nivel de Caudal Intermedio (11 L/s), siendo el mismo efecto a una Altura de 35 m y 45 m. Mientras que a Caudales de 12 L/s y de 10 L/s, se presentan valores bajos de Potencia Real.

Así mismo, en la Figura 47, que corresponde al factor Altura (m), se aprecia que una mayor Potencia Real (Watts) es producto de un incremento en el nivel de Altura, teniendo igual efecto a un Caudal de 10, 11 y 12 L/s.

Tanto en la Figura 46 del Caudal y la Figura 47 de la Altura, se puede comprobar la interacción entre ambos factores, que a un Caudal Intermedio (11 L/s) y a una mayor Altura (45 m), se obtiene una mayor Potencia Real (Watts).

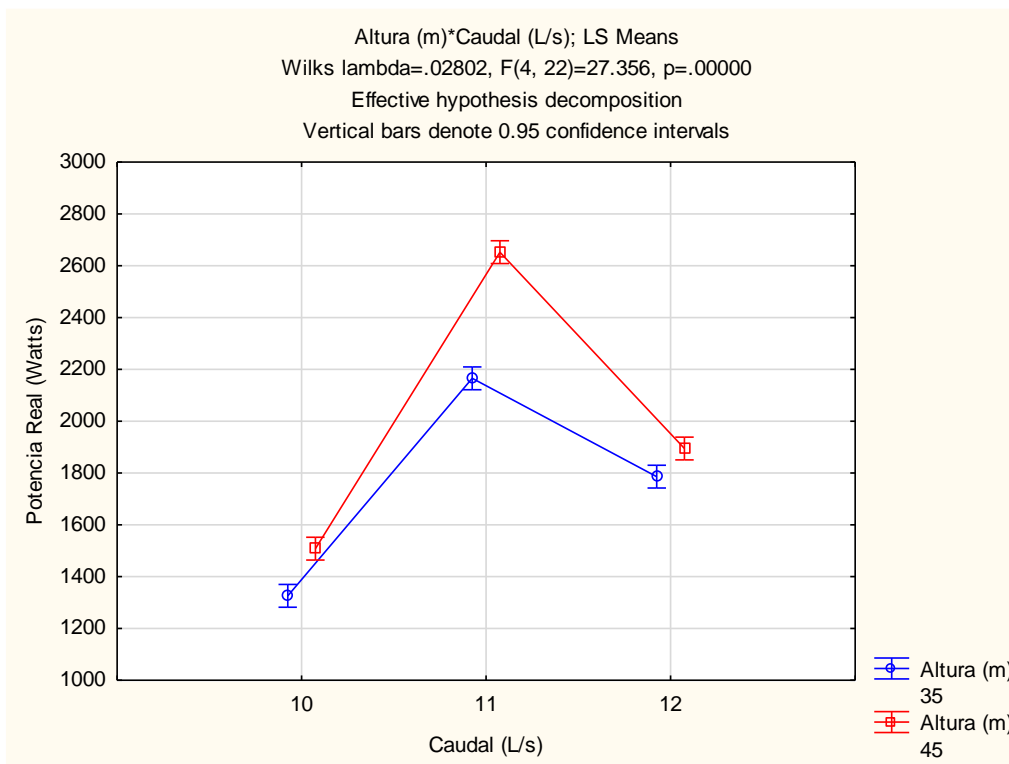


Figura 46. Valores obtenidos de Potencia Real con caudal

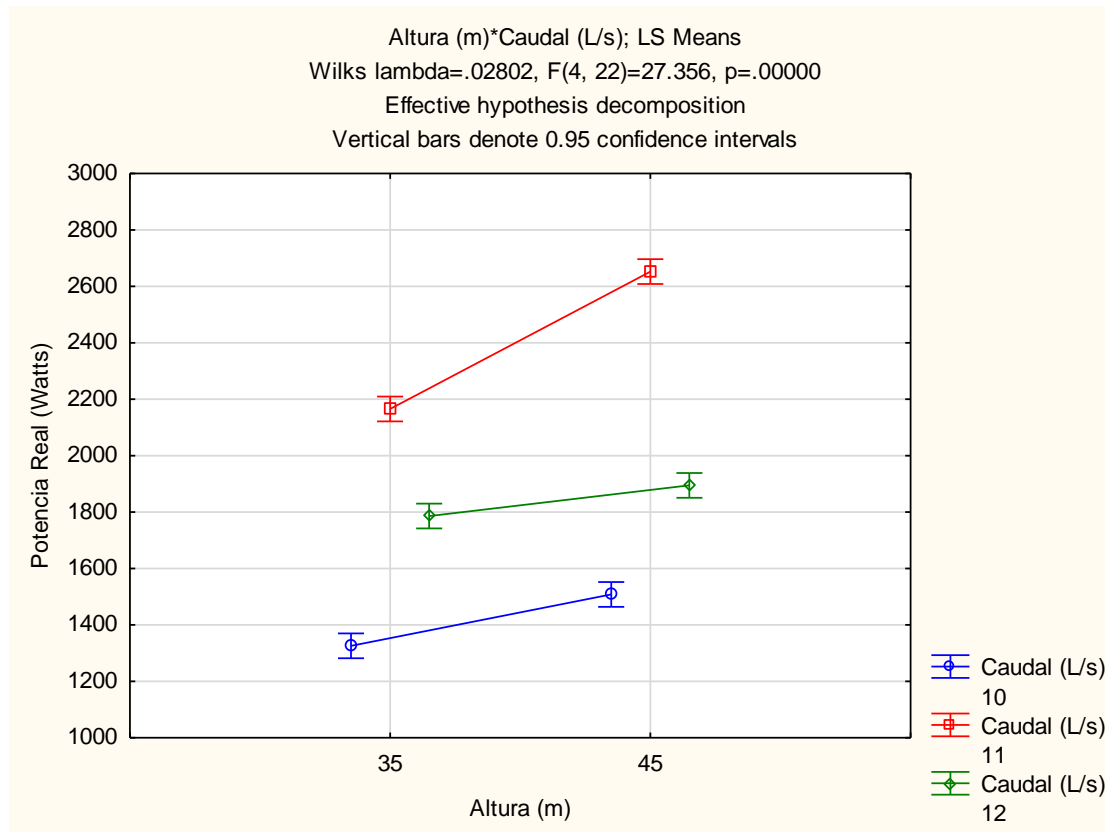


Figura 47. Valores obtenidos de Potencia Real con altura

4.6.2.2. Eficiencia (%)

En la Tabla 84, se puede comprobar que los factores Altura (m), Caudal (L/s) y la interacción entre ambos tuvieron influencia significativa sobre la Potencia Real (Watts), esto debido a que el valor-P de cada factor y su respectiva interacción son menores al 0.05 (varianza del 95%), lo que indica que son significativamente diferentes de cero a un nivel de confianza del 95%.

Así mismo, se puede comprobar que el Caudal es el factor más relevante que produce cambios en la Eficiencia (%), debido a que su cuadrado medio es el más alto en comparación con el cuadrado medio de la Altura y la interacción entre Altura y Caudal.

Tabla 84. Análisis de varianza para la Eficiencia (%)

| Univariate Results for Each DV Eficiencia (%) | | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Sigma-restricted parameterization Effective hypothesis decomposition | | | | | |
| Effect | Degr. of | SS | MS | F | p |
| Intercept | 1 | 80802.00 | 80802.00 | 60601.50 | 0.000000 |
| (1)Altura (m) | 1 | 213.56 | 213.56 | 160.17 | 0.000000 |
| (2) Caudal (L/s) | 2 | 2707.00 | 1353.50 | 1015.12 | 0.000000 |
| Altura (m)*Caudal (L/s) | 2 | 45.44 | 22.72 | 17.04 | 0.000312 |
| Error | 12 | 16.00 | 1.33 | | |
| Total | 17 | 2982.00 | | | |

En la Figura 48, correspondiente al factor Caudal, se observa que se obtiene altos niveles de Eficiencia (%) con un Caudal Intermedio (11 L/s), siendo el mismo efecto a una Altura de 35 m y 45 m. Mientras que a Caudal de 12 L/s y de 10 L/s, se presentan dígitos bajos de Eficiencia (%).

Así mismo, en la Figura 49, que corresponde al factor Altura (m), se aprecia que un incremento de la Eficiencia (%) es el resultado del menor nivel de Altura (35 m), mientras que un aumento de la misma, provoca una disminución en la Eficiencia (%), el efecto es el mismo es los tres niveles de Caudal (10, 11 y 12 L/s).

En la Figura 48 y la Figura 49, se puede apreciar que la interacción entre el Caudal y la Altura, genera que a un Caudal Intermedio (11 L/s) y a una Altura menor (35 m), se obtiene una mayor Eficiencia, por encima del 85%.

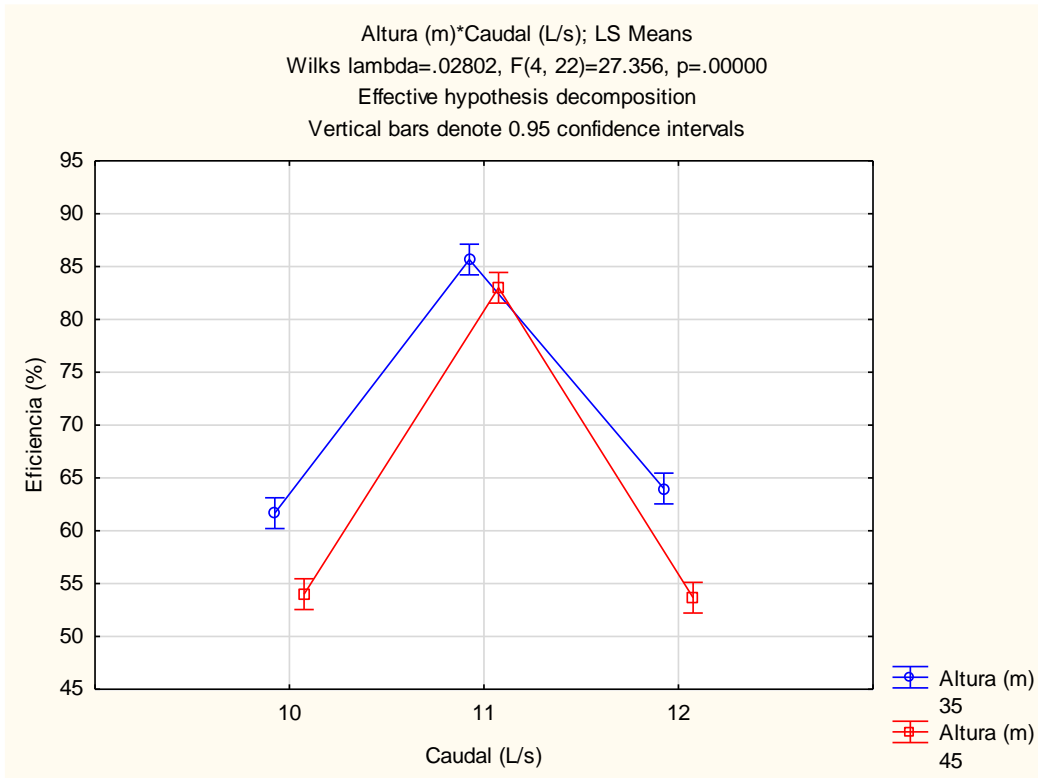


Figura 48. Valores obtenidos de Eficiencia con caudal

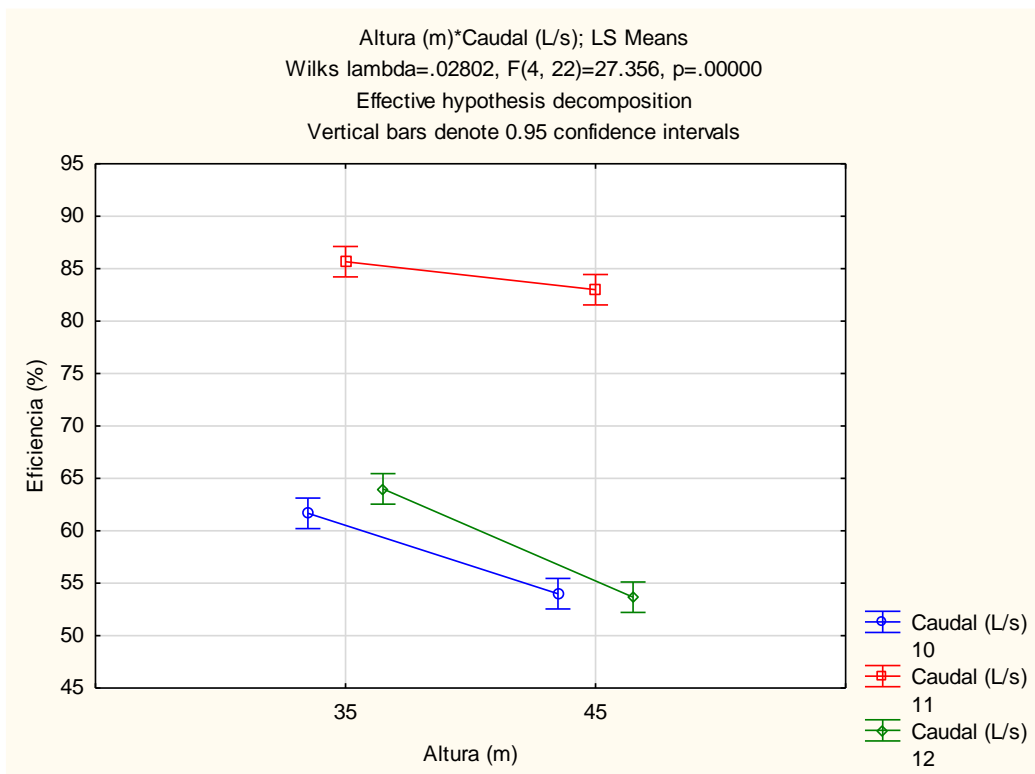


Figura 49. Valores obtenidos de Eficiencia con altura

La correlación del ajuste del Modelo permitió una buena R^2 de 0.993 y 0.992 para la Potencia Real (Watts) y la Eficiencia (%) respectivamente. Con la adición de un nivel al factor Caudal (L/s), se determinó que a 11 L/s es donde se obtiene una mayor Potencia Real y Eficiencia, comprobándose que ya no es necesario seguir adicionando más niveles, porque el efecto será una disminución en las variables respuesta. Sin embargo, con respecto al factor Altura, existe una contradicción, debido a que a una mayor altura se obtiene mayor Potencia Real, mientras que sucede un efecto inverso con la Eficiencia.

Para ello, se planteó realizar una Simulación por Superficie de Respuesta Factorial 3^2 , en la cual se adiciona un punto central a la Altura (40 m).

4.6.3. Simulación por Superficie de Respuesta 3^2

4.6.3.1. Potencia Real (Watts)

En la Figura 50, el diagrama de Pareto señala que el factor relevante e influyente para el sistema es el Caudal cuadrático, y en menor proporción el Caudal lineal, sin embargo, el factor Altura y su correspondiente segundo grado, además de la interacción entre Caudal y Altura resultaron no ser significativos.

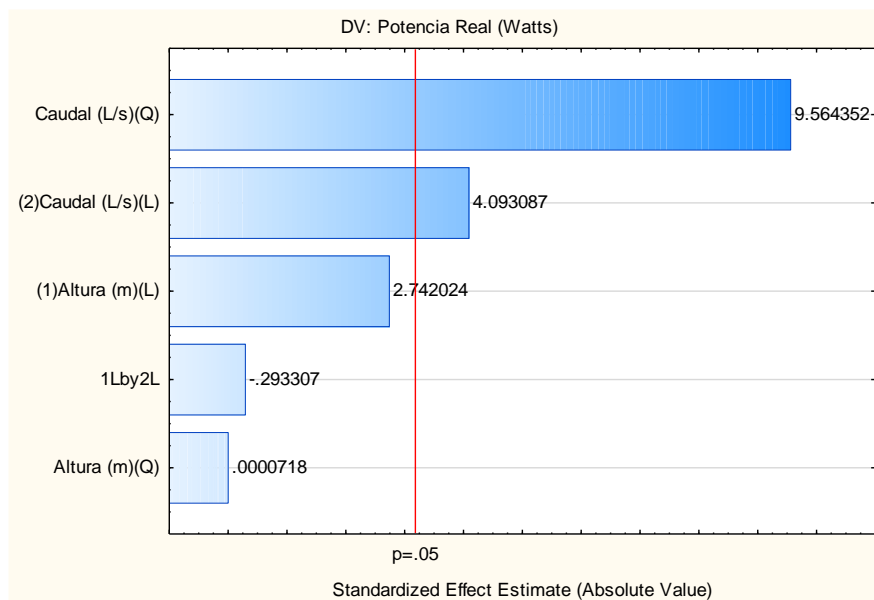


Figura 50. Diagrama de Pareto para la Potencia Real (watts) de la simulación por superficie de respuesta 3^2 .

Los resultados obtenidos en la superficie de respuesta se muestran en la Figura 51, la cual se presenta la interacción entre los factores y la Potencia Real (Watts). Se puede apreciar el contorno de la variable respuesta simulado, en la cual, la mayor Potencia Real alcanzada son valores superiores a los 2 400 watts con caudales entre 11.0 y 11.2 L/s. Siendo éste caudal el óptimo para el sistema y la generación de mayor potencia.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la altura no es significativa, indistintamente de los valores que tome esta variable, con un caudal entre 11.0 y 11.2 L/s, la potencia generada es mayor a 2 300 watts, potencia superior a la mínima requerida para el fundo.

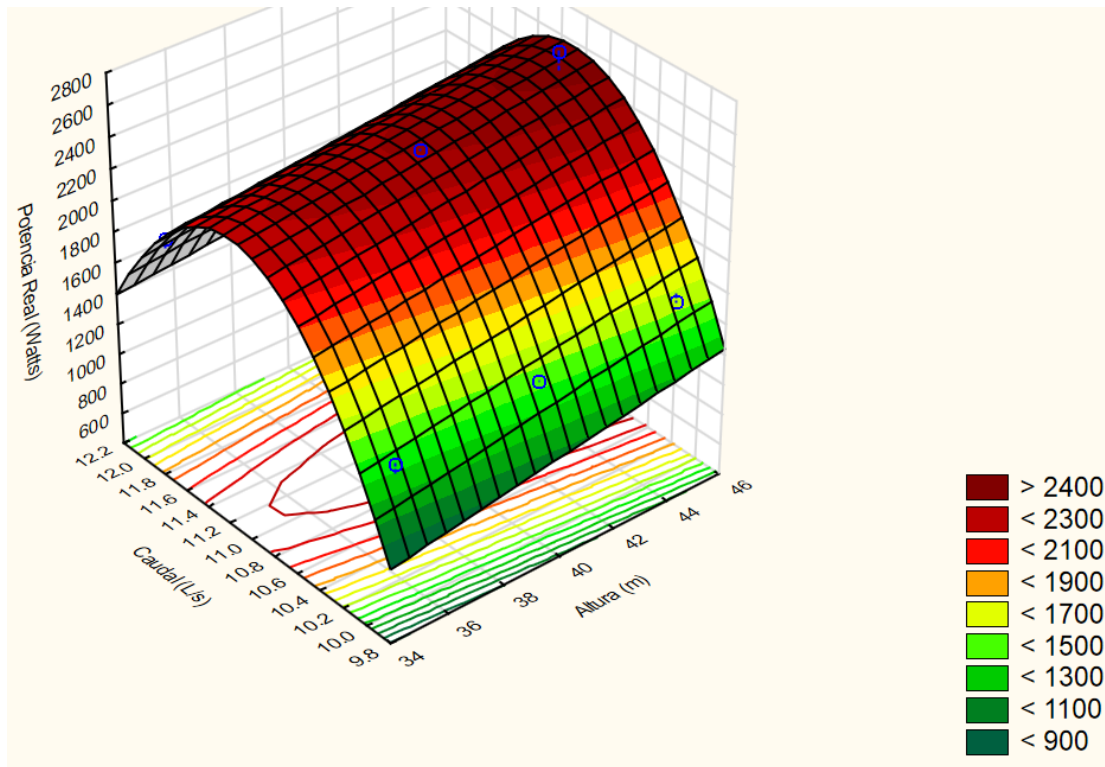


Figura 51. Superficie de respuesta simulada y estimada de la potencia real (watts) para la simulación por superficie de respuesta 3^2 .

El modelo matemático obtenido como resultado en el presente diseño por superficie de respuesta factorial 3^2 , para la Potencia Real (Watts), fue:

$$\text{Potencia Real (Watts)} = -96201.43 + 62.78A - 0.00023A^2 + 17415.41C - 776.76C^2 - 3.36AC$$

Donde:

$A = \text{Altura (m)}$

$C = \text{Caudal } \left(\frac{L}{s}\right)$

$A * C = \text{Interacción entre Altura y Caudal}$

El modelo de segundo orden corrobora que el coeficiente de correlación del caudal cuadrático tiene un efecto significativo en la potencia real. El ANEXO 21 muestra la tabla del coeficiente de regresión para la Potencia Real.

4.6.3.2. Eficiencia (%)

El diagrama de Pareto mostrado en la Figura 52, muestra al Caudal cuadrático como el factor más significativo para el sistema, mientras que la Altura lineal también es significativa pero en menor proporción, sin embargo, el caudal lineal, la interacción entre factores y la altura cuadrática, resultaron no ser relevantes para la eficiencia.

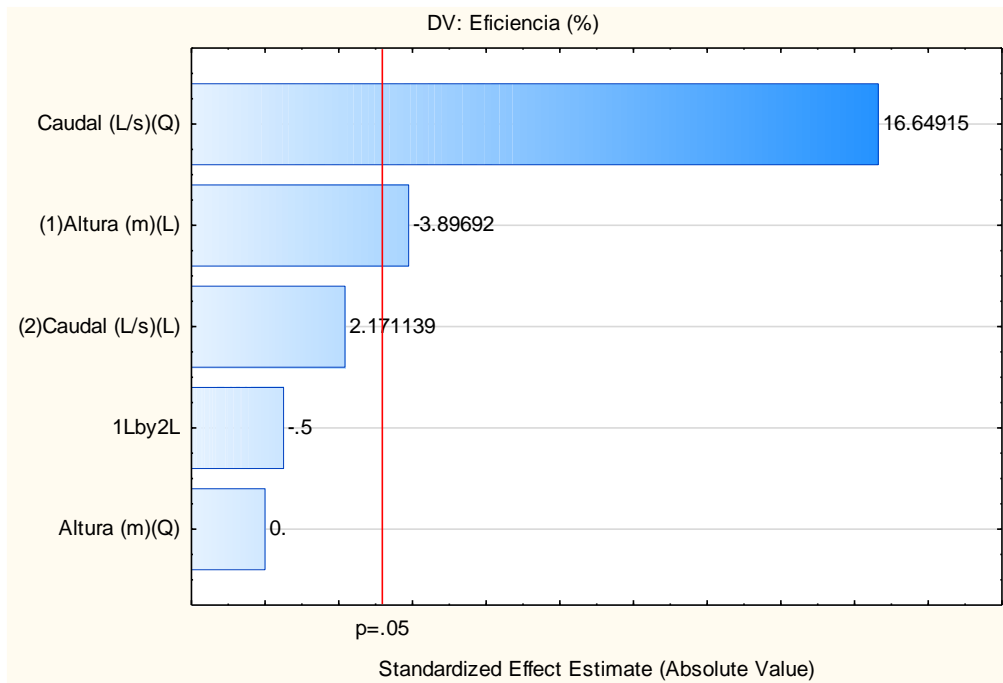


Figura 52. Diagrama de Pareto para la Eficiencia (%) de la simulación por superficie de respuesta 3^2 .

Los resultados obtenidos en la superficie de respuesta se muestran en la Figura 53, la cual, se presenta la interacción entre los factores y la Eficiencia (%). Se observa que la simulación de optimización de mayor eficiencia obtenida, está definida por un caudal intermedio de 11.1 L/s y una Altura de 34 m.

Indistintamente de los valores que tome la variable altura, la eficiencia sigue siendo mayor al 80%, una eficiencia alta para un sistema hidroeléctrico a pequeña escala.

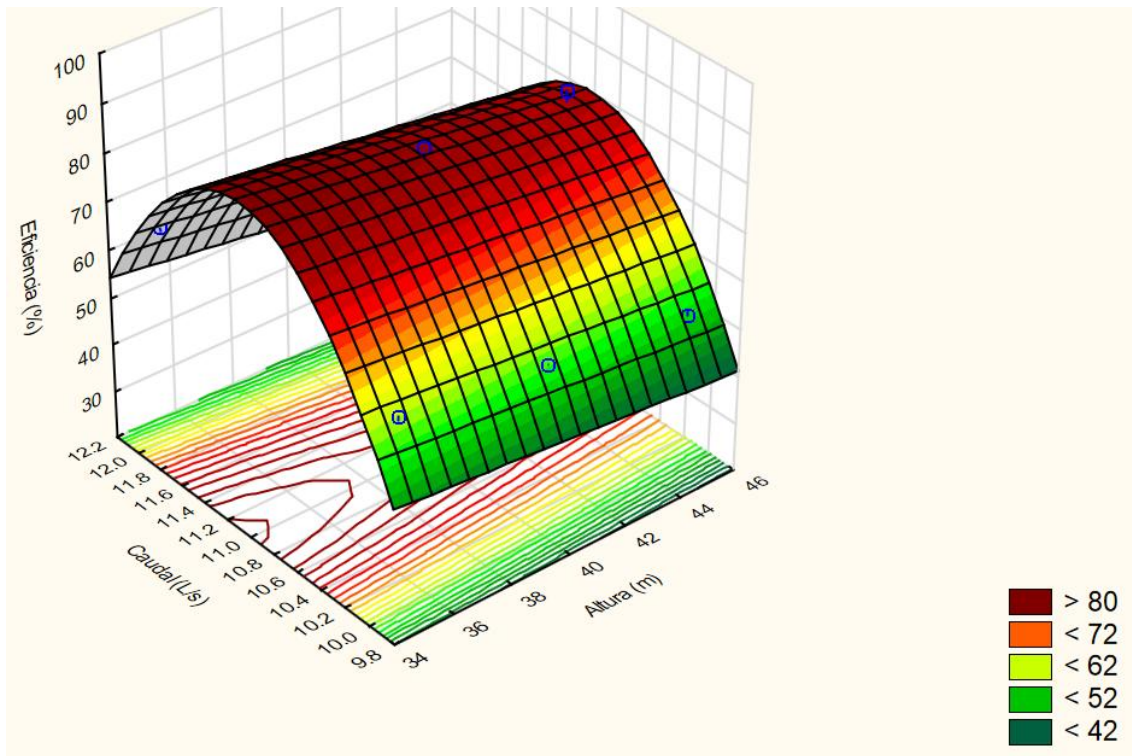


Figura 53. Superficie de respuesta estimada de la eficiencia (%) para la simulación por superficie de respuesta 3^2 .

El modelo matemático obtenido como resultado en el presente diseño por superficie de respuesta factorial 3^2 , para la Eficiencia (%), fue:

$$\text{Eficiencia (\%)} = -3091.45 + 0.51A - 0.7x10^{-8}A^2 + 576.15C - 25.9C^2 - 0.11AC$$

Donde:

$A = \text{Altura (m)}$

$C = \text{Caudal } \left(\frac{\text{L}}{\text{s}}\right)$

$A * C = \text{Interacción entre Altura (m) y Caudal (y)}$

El modelo de segundo orden corrobora que el coeficiente de correlación del caudal cuadrático seguido de la altura lineal tiene un efecto significativo en la eficiencia. El ANEXO 21 muestra la tabla del coeficiente de regresión para la Eficiencia.

4.7. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Según el diseño estadístico considerado (Diseño factorial 2², diseño factorial mixto 2x3 y simulación por superficie de respuesta 3²) y tomando en cuenta las dos variables: caudal y altura, y cada uno con sus respectivos niveles, la energía mínima generada fue de 30.96 kWh y la máxima fue de 64.2 kWh por día. Así mismo, el factor de emisión para la electricidad es de 0.615 KgCO₂/kWh .

La reducción de emisiones de CO₂ anual y en un período de vida útil de 15 años para la energía mínima generada, será la siguiente:

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = energía\ generada_{(anual)} \times Fe$$

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = (30.96\ kWh \times 365) \times 0.615\ KgCO_2/kWh$$

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = 6\ 949\ KgCO_2/año$$

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = 6.949\ TnCO_2/año$$

$$Emisiones\ 15\ años\ (CO_2) = 104.235\ TnCO_2$$

La reducción de emisiones de CO₂ anual y en un período de vida útil de 15 años para la energía máxima, será la siguiente:

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = (64.62\ kWh \times 365) \times 0.615\ KgCO_2/kWh$$

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = 14\ 505.57\ KgCO_2$$

$$Emisiones\ anual\ (CO_2) = 14.5\ TnCO_2/año$$

$$Emisiones\ 15\ años\ (CO_2) = 217.5\ TnCO_2$$

Anualmente, con una energía mínima y máxima generada, se dejara de emitir 6.949 TnCO₂ y 14.5 TnCO₂ respectivamente. La Tabla 85 presenta las reducciones anuales acumuladas en un tiempo de vida útil de 15 años, y la Figura 55 ejemplifica estas reducciones.

Tabla 85. *Reducción de emisiones de CO₂ en un tiempo de vida útil de 15 años.*

| Años | Mínima (TnCO ₂) | Máxima (TnCO ₂) |
|------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 6.95 | 14.5 |
| 2 | 13.90 | 29.0 |
| 3 | 20.85 | 43.5 |
| 4 | 27.80 | 58.0 |
| 5 | 34.75 | 72.5 |
| 6 | 41.69 | 87.0 |
| 7 | 48.64 | 101.5 |
| 8 | 55.59 | 116.0 |
| 9 | 62.54 | 130.5 |
| 10 | 69.49 | 145.0 |
| 11 | 76.44 | 159.5 |
| 12 | 83.39 | 174.0 |
| 13 | 90.34 | 188.5 |
| 14 | 97.29 | 203.0 |
| 15 | 104.24 | 217.5 |

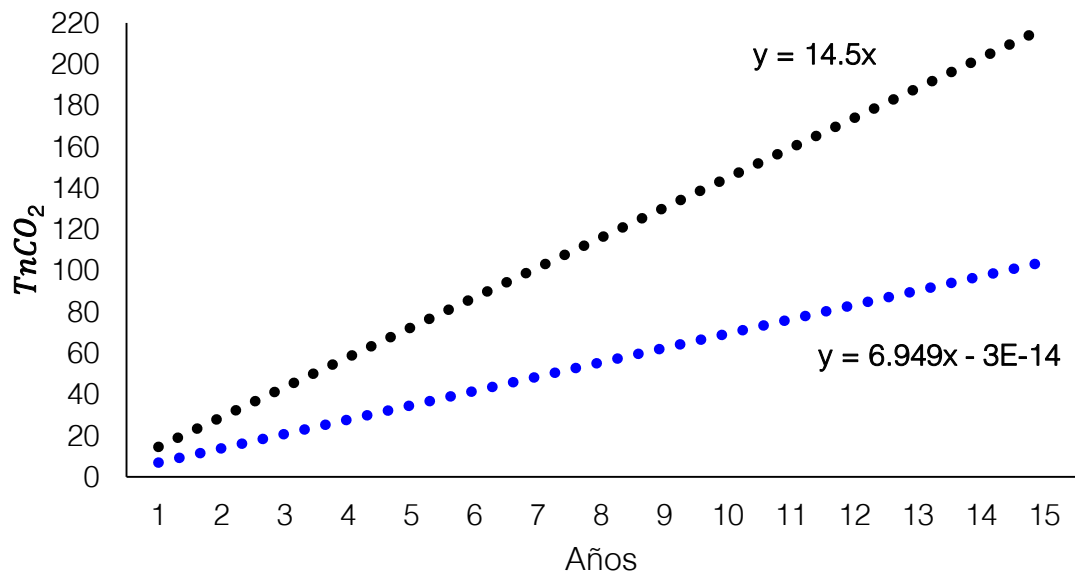


Figura 54. Reducción de emisiones de CO_2 en un tiempo de vida útil de 15 años.

4.8. Discusiones

4.8.1. Variable Potencia Real (Watts)

La mayor Potencia Real (Watts) alcanzada se obtuvo con una altura de 46 m, alcanzando valores superiores a los 2 300 watts, sin embargo, con una altura intermedia de 40 m simulada a través de una superficie de respuesta 3^2 y a una altura menor de 35 m se obtuvieron valores inferiores. En las investigaciones de Pabilona et al., (2017), el efecto fue similar, donde la tendencia fue ascendente, a medida que se incrementaba la altura, la potencia era mayor. Esta relación de altura y potencia es directamente proporcional, en la cual el aumento de la potencia será producido por un incremento en la altura disponible (Kholifah, Setyawan, Wijayanto, Widiastuti, & Saputro, (2018), Nasir (2014a)).

Por otro lado, con un caudal de 10 L/s se obtuvo valores de Potencia inferiores, y, cuando se trabajó con un caudal superior de 11 L/s surgió un efecto ascendente con la potencia, sin embargo, cuando se adicionó un nivel y se realizó las pruebas con 12 L/s, se registró un decrecimiento. Rantererung, Soeparman, Soenoko, & Wahyudi (2016) obtuvieron el mismo efecto, en la cual realizaron diversas pruebas trabajando a diferentes caudales, y obtuvieron como resultado una tendencia ascendente a medida que se incrementaba el caudal hasta que alcanzó un pico en la potencia y luego ésta comenzó a decrecer. Este efecto de alcanzar una máxima potencia y luego decrecer ante un aumento del caudal se explica debido a diversos factores tales como: pérdidas de carga, cavitación, colisión del agua detrás de las cuchillas de la turbina y la turbulencia (Nasir (2014a), Pelikan (2014)).

Sin embargo, la explicación sobre la disminución de la potencia ante un incremento del caudal, puede estar relacionado a otros factores como el diámetro del inyector, el número de inyectores, la forma de los álabes y el número de álabes (Nasir, 2013). Kholifah et al., (2018) comprobó que el diámetro de la boquilla afecta significativamente a la potencia generada, en la cual, mayores caudales iban acompañados de un mayor diámetro de la boquilla, y esto generó una tendencia lineal del aumento de la potencia con el aumento del diámetro, este fenómeno se debe, a que el diámetro de la boquilla más grande drenará más fluido y creará una mayor velocidad de flujo que hará girar la turbina Pelton, sin embargo, se debe tener en cuenta que existe un tamaño óptimo, ya que, un diámetro excesivo tendrá menos presión de agua. Además,

usar una boquilla ajustable es una solución para variar la presión y de esa manera compensar las pérdidas por fricción (Zainuddin et al., 2009).

La experimentación a caudales de 10 L/s, 11 L/s y 12 L/s se realizó con un solo diámetro de boquilla, al emplear un solo diámetro se corre el riesgo de que se produzca disipación de la energía a medida que se incrementa el caudal, producto de una fricción mayor.

Por lo tanto, el caudal óptimo, para obtener valores de Potencia Real superiores a los 2 400 watts, está entre 11.0 y 11.2 L/s, sin embargo, indistintamente de los valores que tome la altura (entre 35 y 45 m), al interactuar con los caudales mencionados, la potencia está por encima de los 2 300 watts, potencia superior a la mínima requerida para el fondo.

4.8.2. Variable Eficiencia (%)

Los resultados arrojaron que a través de un caudal intermedio de 11.1 L/s se obtiene mayores niveles de Eficiencia (%) por encima del 80%, indistintamente de los valores de altura adoptados (entre 35 y 45m), este resultado concuerda con la literatura, pues en las investigaciones de Phitaksurachai, Pan-Aram, Srirakul, & Tiaple (2017) se concluyó que una óptima eficiencia se consigue mediante caudales intermedios (0.5 – 0.55 m³/s) teniendo en cuenta que el rango oscila entre 0.3 y 0.8 m³/s. Este efecto, fue similar en las investigaciones de optimización de energía de 3 pequeñas centrales hidroeléctricas en Sri Lanka, desarrollado por Sanjeewa (2014), en la cual la máxima eficiencia en cada planta, se obtuvo con caudales intermedios, mientras que a caudales mayores o menores, la eficiencia decrece. Rantererung, Soeparman, Soenoko, & Wahyudi (2016), encontraron una tendencia ascendente entre el caudal y eficiencia, sin embargo, cuando la potencia llegó a su máximo valor, hubo un decrecimiento a pesar de que se accionaba mayores caudales.

Así mismo, Pabilona, Villanueva, Pallugna, Magomnang, & Pepito (2017) llegaron a la conclusión que la eficiencia máxima de una turbina Pelton para una Pico central hidroeléctrica, que bordee el 80%, se obtiene con una altura menor, y que a alturas mayores la eficiencia comienza a decrecer. Este efecto sucedió en los resultados obtenidos tanto para el diseño factorial mixto 2x3 como para la simulación por Superficie de

Respuesta 3², en la cual la mayor eficiencia obtenida, valores por encima del 80 % resultó con una menor altura (35 m).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Del diseño de la Pico central hidroeléctrica los componentes son los siguientes: tubería forzada de material de PVC con un diámetro nominal de 4 pulg. y 6 pulg., turbina tipo Pelton de eje vertical con 16 álabes, un generador síncrono trifásico de 5 kW de potencia nominal modelo “STC – 5”.

La implementación del sistema Pico hidroeléctrico resultó en la generación de energía eléctrica para la ejecución de diversas actividades tanto domésticas como agrícolas, para la mejora de la calidad de vida de las personas que residen en el fundo Buenavista.

Los mayores valores de Potencia Real generada, se alcanzaron con un caudal intermedio, siendo entre 11.0 y 11.2 L/s, valores que superan los 2 300 watts, energía superior a la requerida para las actividades del Fundo Buenavista. Esta misma tendencia, ocurre con la eficiencia, en la cual, se obtuvo una eficiencia superior al 80%, cuando se accionaba el sistema con un caudal de 11.1 L/s.

La variable altura, según los resultados obtenidos, no es relevante para el sistema con respecto a la potencia real, debido a que, indistintamente de los valores que se tome, la potencia de salida sigue siendo superior a los 2 300 watts. Con respecto a la eficiencia, la influencia es relevante, pero en menor proporción que el caudal.

La generación de energía eléctrica a través de una fuente renovable, no contaminante y amigable con el ambiente, como es el agua, en reemplazo de los combustibles fósiles ayuda en la reducción de emisiones de CO₂, pues teniendo en cuenta los resultados con la energía mínima y máxima generada, anualmente, se dejara de emitir 6.949 TnCO₂/año y 14.5 TnCO₂/año respectivamente, contribuyendo así, a reducir los efectos nocivos sobre la naturaleza. Además, tomando en cuenta, los 15 años de vida útil, en 15 años se dejarán de emitir 104.235 TnCO₂ y 217.5 TnCO₂ para la energía máxima y mínima generada.

Finalmente, la generación de energía eléctrica mediante una Picocentral, resultó en una potencia eléctrica resultante superior a la que requiere el fundo Buenavista, con lo cual, la energía generada abastece todas las actividades domésticas y agrícolas, así mismo, se obtuvo una muy buena eficiencia, tomando en cuenta que es una central hidroeléctrica a pequeña escala. Por otra parte, la cantidad de dióxido de carbono que se está dejando de emitir a la atmósfera al utilizar el agua como fuente de generación de energía, es considerable, contribuyéndose de esta manera a la mitigación del cambio climático.

5.2. Recomendaciones

Evaluar a diversos diámetros de la boquilla del inyector, bajo los mismos parámetros y las mismas condiciones de tratamiento, debido a que los resultados del presente trabajo, muestran señales de que trabajar a mayores diámetros de boquilla, cuando se incremente el caudal y la altura, se puede encontrar mejores valores de Eficiencia y Potencia Real.

Evaluar a una altura intermedia, la Potencia Real y Eficiencia, para corroborar los datos teóricos obtenidos, debido a que los resultados arrojados, fue a través de una simulación por Superficie de Respuesta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbasi, T., & Abbasi, S. (2011). Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2134–2143. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2010.11.050>
- Abolhosseini, S., Heshmati, A., & Altmann, J. (2014). *A Review of Renewable Energy Supply and Energy Efficiency Technologies* (No. 185). Retrieved from <http://ftp.iza.org/dp8145.pdf>
- Abril, E. (2016). *Diseño de una turbina para una Pico Central Hidroeléctrica para las condiciones del río Vaupés en Mitú*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Retrieved from <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3419/1/AbrilRomeroEdisonFerney2016.pdf>
- Acharya, N., Kim, C.-G., Thapa, B., & Lee, Y.-H. (2015). Numerical analysis and performance enhancement of a cross-flow hydro turbine. *Renewable Energy*, 80, 819–826. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.01.064>
- Adhikari, P., Budhathoki, U., Timilsina, S. R., Manandhar, S., & Bajracharya, T. (2014). A Study on Developing Pico Propeller Turbine for Low Head Micro Hydropower Plants in Nepal. *Journal of the Institute of Engineering*, 9(1), 36–53. <https://doi.org/10.3126/jie.v9i1.10669>
- Agar, D., & Rasi, M. (2008). On the use of a laboratory-scale Pelton wheel water turbine in renewable energy education. *Renewable Energy*, 33(7), 1517–1522. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2007.09.003>
- AHEC. (2012). Selection of Generators and Excitation Systems. In *Standards/Guidelines for small hydro development* (p. 49). Roorkee: Alternate Hydro Energy Centre - Indian Institute of Technology Roorkee. Retrieved from <https://www.ieahydro.org/media/354d1e8f/3-2-Selection-of-generator-and-excitation-system.pdf>
- Ahmad, Z. (2017). Causes and Consequences of Greenhouse Effect & Its Catastrophic Problems for Earth. *International Journal of Sustainability*

- Management and Information Technologies*, 3(4), 34–39.
<https://doi.org/10.11648/j.ijssmit.20170304.11>
- Amilibia, O., & Aio, I. (2010). Selection of the Electrical Generator for a Wave Energy Converter. *RE&PQJ*, (8), 10. <https://doi.org/10.24084/repqj08.255>
- ANA. (2009). *Política y Estrategia Nacional de Recursos Hídricos del Perú*. Lima. Retrieved from http://www.ana.gob.pe/media/290336/politicas_estrategias_rh.pdf
- Anaya, G. (2014). Antropocentrismo: un concepto equívoco? *Entretextos*, (17), 1–12. Retrieved from <http://entretextos.leon.uia.mx/num/17/PDF/ENT17-1.pdf>
- Anugrah, P., Setiawan, A., & Budiarto, R. (2015). Evaluating Micro Hydro Power Generation System under Climate Change Scenario in Bayang Catchment, Kabupaten Pesisir Selatan, West Sumatra. *Energy Procedia*, 65, 257–263. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.01.043>
- Arabinda, P. (2014). The Importance of Hydrological Cycle on Earth. *Bhatter College Journal of Multidisciplinary Studies*, 4, 112–119. Retrieved from http://bcjms.bhattercollege.ac.in/V4/12_Hydrological_Cycle.pdf
- Aroonrat, K., & Wongwises, S. (2015). Current status and potential of hydro energy in Thailand: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46, 70–78. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.02.010>
- Aslani, A. (2014). *Evaluation of Renewable Energy Development in Power Generation* (Vaasa, Finland No. 300). Vaasa, Finland.
- Asumadu-Sarkodie, S., & Owusu, P. (2016). The potential and economic viability of wind farms in Ghana. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38(5), 695–701. <https://doi.org/10.1080/15567036.2015.1122680>
- Athanas, A. K., & McCormick, N. (2013). Clean energy that safeguards ecosystems and livelihoods: Integrated assessments to unleash full sustainable potential for renewable energy. *Renewable Energy*, 49, 25–28. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.073>
- Banco Mundial. (2016). Población total. Retrieved October 8, 2017, from <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?end=2008&start=1980>

- Bardossy, A., & Schmidt, F. (2002). GIS approach to scale issues of perimeter-based shape indices for drainage basins. *Hydrological Sciences-Journal-Des Sciences Hydrologiques*, 47(6), 13. <https://doi.org/10.1080/02626660209493001>
- Basar, M., Ahmad, A., Hasim, N., & Sopian, K. (2011). Introduction to the pico hydro power and the status of implementation in Malaysia. In *2011 IEEE Student Conference on Research and Development* (pp. 283–288). Cyberjaya, Malaysia: IEEE. <https://doi.org/10.1109/SCOReD.2011.6148751>
- Bavishi, H., & Bhagat, N. (2017). Micro Hydro Power Assessment in Lower Mahi Basin. *IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering (IOSR-JMCE) e-ISSN*, 14(3), 88–91. <https://doi.org/10.9790/1684-1403018891>
- Betancourt, M. (2007). *Diseño de un módulo interactivo de generación hidráulica de energía eléctrica*. Universidad Tecnológica de Pereira. Retrieved from <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/69/TG621312B562d.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Bilen, K., Ozyurt, O., Bakırcı, K., Karşlı, S., Erdogan, S., Yılmaz, M., & Comaklı, O. (2008). Energy production, consumption, and environmental pollution for sustainable development: A case study in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(6), 1529–1561. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2007.03.003>
- Bobrowicz, W. (2006). *Small Hydro Power – Investor Guide*. European Copper Institute and Koncern Energetyczny SA. Retrieved from www.leonardo-energy.org
- Brooks, N., & Adger, N. (2003). Country level risk measures of climate-related natural disasters and implications for adaptation to climate change. *Tyndall Centre for Climate Change Research*, (26), 28. Retrieved from [http://lib.riskreductionafrica.org/bitstream/handle/123456789/459/3740.Country level risk measures of climate-related natural disasters and implications for adaptation to climate change.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://lib.riskreductionafrica.org/bitstream/handle/123456789/459/3740.Country%20level%20risk%20measures%20of%20climate-related%20natural%20disasters%20and%20implications%20for%20adaptation%20to%20climate%20change.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Brookshier, P. (2004, January 1). Hydropower Technology. In *Encyclopedia of Energy* (pp. 333–341). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00340-0>
- Brown, S., Nicholls, R. J., Lowe, J. A., & Hinkel, J. (2014). Erratum to: Spatial variations of sea-level rise and impacts: An application of DIVA. *Climatic Change*, 122(1), 329. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0991-1>

- Brusa, A., Guarnone, E., & Smedile, E. (2012). *Micro-Idroelettrico*. Milano: RES & RUE Dissemination. Retrieved from http://www.ape.fvg.it/wp-content/uploads/dlm_uploads/2016/03/ADICONS-Micro-idroelettrico.pdf
- Calderón, J. (2005). *Evaluación de impacto social del Proyecto Fondo de Promoción de Microcentrales*. Lima: Soluciones Prácticas. Retrieved from <http://www.solucionespracticas.org.pe/evaluacion-de-impacto-social-del-proyecto-fondo-de-promocion-de-microcentrales>
- Calero, R., Carta, J., & Padrón, J. (2005). Energía Hidráulica. In *Energía: Programa educativo Eficiencia Energética* (pp. 401–412). Las Palmas de Gran Canaria: Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria. Retrieved from <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo17.pdf>
- Campos, D. (1984). *Procesos del ciclo hidrológico*. San Luis Potosí: Universitaria Potosina.
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M.-A. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: UNED. Retrieved from <http://www.worldcat.org/title/centrales-de-energias-renovables-generacion-electrica-con-energias-renovables/oclc/638822126>
- CESEDEN. (2010). *La nueva geopolítica de la energía*. (Ministerio de Defensa de España, Ed.). Madrid. Retrieved from http://www.defensa.gob.es/ceseden/Galerias/destacados/publicaciones/monografias/ficheros/114_LA_NUEVA_GEOPOLITICA_DE_LA_ENERGIA.pdf
- Chouhan, K., Kishorey, G., & Shah, M. (2017). Modelling, Fabrication & Analysis of Pelton Turbine for Different Head and Materials. *International Journal of Computational Engineering Research*, 07(02), 2250–3005. Retrieved from www.ijceronline.com
- Christidis, N., Stott, P. A., Jones, G. S., Shiogama, H., Nozawa, T., & Luterbacher, J. (2010). Human activity and anomalously warm seasons in Europe. *International Journal of Climatology*, 32(2), 225–239. <https://doi.org/10.1002/joc.2262>
- Clark, B. D., Chapman, K., Bisset, R., & Wathern, P. (1978). Methods of Environmental Impact Analysis. *Built Environment (1978-)*, 4(2), 111–121. Retrieved from

<http://www.jstor.org/stable/23284628>

- Cobb, B., & Sharp, K. (2013). Impulse (Turgo and Pelton) turbine performance characteristics and their impact on pico-hydro installations. *Renewable Energy*, 50, 959–964. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2012.08.010>
- Colino, A. (2004). *Historia, energía, hidrógeno*. Madrid: Real Academia de Ingeniería. Retrieved from <http://www.raing.es/es/publicaciones/discursos-de-ingresos/historia-energ-hidr-geno>
- Conesa, V. (2010). *Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental* (4th ed.). Madrid: Ediciones Mundi-Prensa. Retrieved from <https://books.google.com.pe/books?id=GW8lu9Lqa0QC>
- Cooley, A., & Chang, H. (2017). Precipitation Intensity Trend Detection using Hourly and Daily Observations in Portland, Oregon. *Climate*, 5(10), 1–17. Retrieved from http://pdxscholar.library.pdx.edu/geog_fac
- Coria, I. (2008). El estudio de impacto ambiental: características y metodologías. *Invenio*, 11(20), 125–135. Retrieved from <http://www.redalyc.org/pdf/877/87702010.pdf>
- Coz, F., Sanchez, T., Viani, B., Segura, J., Rodríguez, L., Miranda, H., ... Muñoz, I. (1996). *Manual de mini y microcentrales hidráulicas: Una guía para el desarrollo de proyectos*. Lima: ITDG-PERÚ. Retrieved from [http://www.cnr.gob.cl/Home/Documentacin Complementaria/Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.pdf](http://www.cnr.gob.cl/Home/Documentacin%20Complementaria/Manual%20de%20Mini%20y%20Microcentrales%20Hidráulicas.pdf)
- Creus, A. (2009). *Energías renovables* (2da edición). Barcelona: Cano Pina - Ediciones CEYSA.
- Cuentas, M. (2009). *EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL IMPACTO AMBIENTAL GENERADO POR LA ACTIVIDAD MINERA EN LA RINCONADA PUNO*. Universidad de Piura. Retrieved from https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/1482/MAS_GAA_007.pdf
- D.S 017-2009-AG. Reglamento de clasificación de tierras por su capacidad de uso mayor, Pub. L. No. D.S 017-2009-AG, El Peruano 18 (2009). Retrieved from [https://www.serfor.gob.pe/pdf/normatividad/2009/decreto/DS NÂ° 017-2009-AG\(Reglamento de Clasif de Tierras\).pdf](https://www.serfor.gob.pe/pdf/normatividad/2009/decreto/DS%20N%C3%83%91%20017-2009-AG(Reglamento%20de%20Clasif%20de%20Tierras).pdf)

- Dave, S., Parmar, A., & Parmar, D. (2015). Small, Mini, Micro and Pico Hydro Power Plant: Scope, Challenges & Deployment in Indian Context. *International Journal of Advance Engineering and Research Development*, 2(3), 277–286. Retrieved from www.orfonline.org
- De Lima, G., Marcellini, S. S., Neill, C. R., & Salla, M. R. (2017). Preliminary estimate of floods discharge in Brazil using Creager envelope curves. *Brazilian Journal of Water Resources*, 22(46), 6. <https://doi.org/10.1590/2318-0331.011716078>
- De Miguel, A., Lado, J., Martínez, V., Leal, M., & García, R. (2009). El ciclo hidrológico: Experiencias prácticas para su comprensión. *Enseñanza de Las Ciencias de La Tierra*, 17(1), 75–85. Retrieved from <http://www.raco.cat/index.php/ect/article/viewFile/184048/237104&q=lo+mas+recomendable+de+estudiantes+de+secundaria+porno&sa=X&ei=7mzvT9bwMozS8QORp-SNDQ&ved=0CBsQFjAD>
- Dixon, S., & Hall, C. (2010). *Fluid mechanics and thermodynamics of turbomachinery* (6th ed.). London: Butterworth-Heinemann/Elsevier.
- Easton, Z., & Bock, E. (2015). *Hydrology Basics and the Hydrologic Cycle* (BSE-191P). Virginia.
- Edeoja, A., Ibrahim, J., & Tuleun, L. (2016). Open Access Effect of Blade Cross-Section on the Performance of a Simplified Pico-Hydro System. *American Journal of Engineering Research*, 5(12), 1–9. Retrieved from www.ajer.org
- Edeoja, A., Ibrahim, S., & Kucha, E. (2015). Suitability of Pico-Hydropower Technology For Addressing The Nigerian Energy Crisis-A Review. *International Journal of Engineering Inventions*, 4(9), 17–40. Retrieved from www.ijejournal.com
- Eisenring, M. (1991). *Micro Pelton Turbine*. St. Gallen, Switzerland: Swiss Center for Appropriate Technology. Retrieved from <http://skat.ch/wp-content/uploads/2017/03/09-Micro-Pelton-Turbines.pdf>
- Elbatran, A., Yaakob, O., Ahmed, Y., & Shabara, H. (2015). Operation, performance and economic analysis of low head micro-hydropower turbines for rural and remote areas: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 40–50. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.11.045>

- Emanuel, K. (2005). Increasing destructiveness of tropical cyclones over the past 30 years. *Nature*, 436, 686. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.1038/nature03906>
- Enríquez, G. (2012). *El ABC de las energías renovables en los sistemas eléctricos* (1a. ed.). México: Limusa. Retrieved from <http://www.worldcat.org/title/abc-de-las-energias-renovables-en-los-sistemas-electricos/oclc/828523230>
- Estrela, T. (1993). *Metodología y recomendaciones para la evaluación de recursos hídricos*. Madrid: CEDEX. Retrieved from <http://fomento.es/MFOM.CP.Web/detallepublicacion.aspx?idpub=CX0224>
- EVE. (1995). *Minihidráulica en el país vasco*. Bilbao: Ente Vasco de la Energía . Retrieved from <https://www.leitzaran.net/centrales/MINIHIDRAULICA.pdf>
- Fatoyinbo, B., Stretch, D., Amoo, O., & Allopi, D. (2017). Catchment Yield Prediction in an Ungauged Basin Using PyTOPKAPI. *International Scholarly and Scientific Research & Innovation*, 11(3), 281–288. Retrieved from <https://waset.org/publications/10006803/catchment-yield-prediction-in-an-ungauged-basin-using-pytopkapi>
- Fernández, V., Ortega, H., Campos, J., Grijalva, T., Mendieta, A., & Goribar, E. (2014). *Recursos renovables para la producción de electricidad en México*. México D.F: SENER. Retrieved from <http://inere.energia.gob.mx>
- Fraenkel, P., Paish, O., Bokalders, V., & Harvey, A. (1991). *Micro-hydro power: a design guide A guide for development workers*. (P. Fraenkel, O. Paish, V. Bokalders, & A. Harvey, Eds.). London: Intermediate Technology Publications Ltd.
- Fry, L., Hunter, T., Phanikumar, M., Fortin, V., & Gronewold, A. (2013). Identifying streamgage networks for maximizing the effectiveness of regional water balance modeling. *Water Resources Research*, 49, 2689–2700. <https://doi.org/10.1002/wrcr.20233>
- Fundación Solar. (2013). *Medición del potencial hidrológico para generación de energía renovable*. Guatemala: Fundación Solar. Retrieved from <https://studylib.es/doc/5537321/medición-del-potencial-hidrológico-para-generación-de-ene...>
- García, J. (2006). *Filosofía y Medio Ambiente: Su impacto cultural en las conductas*

- humanas, la administración y economía de los bienes. *Empresario Cristiano*, (13), 1–5. Retrieved from http://www.uca.edu.ar/uca/common/grupo57/files/filo_y_medio_amb.pdf
- García, L. (2004). *Aplicación del análisis multicriterio en la evaluación de impactos ambientales*. Universitat Politècnica de Catalunya. Retrieved from <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/94140>
- Gardea, H. (1992). *Aprovechamientos hidroeléctricos y de bombeo*. Trillas. Retrieved from https://books.google.com.pe/books?id=w6wzAAAACAAJ&dq=Aprovechamiento+hidroelectricos+y+de+bombeo+gardea&hl=es&sa=X&redir_esc=y
- Ghosh, T., & Prelas, M. (2011). *Energy Resources and Systems: Volume 2: Renewable Resources*. Springer Science & Business Mediaands. Retrieved from <https://books.google.com.pe/books?id=CWRyNeOC5gUC>
- Gladstone, S., Tersigni, V., Francfort, K., & Haldeman, J. A. (2014). Implementing Pico-hydropower Sites in Rural Rwanda. *Procedia Engineering*, 78, 279–286. <https://doi.org/10.1016/J.PROENG.2014.07.068>
- González, J. (2009). *Energías renovables*. Barcelona: Editorial Reverté.
- González, P. (2009). Turbinas Pelton. In *Máquinas de fluidos* (p. 9). País Vasco: Universidad del País Vasco/EHU. Retrieved from http://cvb.ehu.es/open_course_ware/castellano/tecnicas/maquinas_fluidos/tema-6-turbinas-pelton.pdf
- Gudukeya, L., & Mbohwa, C. (2017). Improving the Efficiencies of Pelton Wheel in Micro- Hydro Power Plants. In *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management* (p. 12). Bogota, Colombia: IEOM Society International. Retrieved from <http://ieomsociety.org/bogota2017/papers/251.pdf>
- Guevara, E., & Cartaya, H. (1991). *Hidrología: una introducción a la ciencia hidrológica aplicada / Edilberto Guevara Pérez, Humberto A. Cartaya Di Lena*. Carabobo: Universidad de Carabobo. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/44493413_Hidrologia_una_introduccion_a_la_ciencia_hidrologica_aplicada_Edilberto_Guevara_Perez_Humberto_A_Cart

aya_Di_Lena

- Haidar, A., Senan, M., Noman, A., & Radman, T. (2012). Utilization of pico hydro generation in domestic and commercial loads. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(1), 518–524. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.08.017>
- Ho-Yan, B. (2012). *Design of a Low Head Pico Hydro Turbine for Rural Electrification in Cameroon*. University of Guelph. Retrieved from http://www.soe.uoguelph.ca/webfiles/wlubitz/Thesis_Ho-Yan_2012.pdf
- Honda, Y., Kondo, M., McGregor, G., Kim, H., Guo, Y.-L., Hijioka, Y., ... Kovats, R. S. (2014). Heat-related mortality risk model for climate change impact projection. *Environmental Health and Preventive Medicine*, *19*(1), 56–63. <https://doi.org/10.1007/s12199-013-0354-6>
- Hortness, J. (2006). *Estimating Low-Flow Frequency Statistics for Unregulated Streams in Idaho* (Report 2006–5035). Virginia.
- Horton, R. (1945). Erosional development of streams and their drainage basins. *GSA Bulletin*, *56*(3), 275–370. Retrieved from [http://dx.doi.org/10.1130/0016-7606\(1945\)56\[275:EDOSAT\]2.0.CO](http://dx.doi.org/10.1130/0016-7606(1945)56[275:EDOSAT]2.0.CO)
- IDAE. (2006). *Minicentrales Hidroeléctricas*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía . Retrieved from http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10374_Minicentrales_hidroelectricas_06_a8275b5d.pdf
- IEA. (2017). *Key world energy statistics*. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>
- IEG. (2008). *The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits*. Washington. <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-7367-5>
- IPCC. (2001). *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. Kanagawa. Retrieved from http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/spanish/2_Energy_ES.pdf
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. (Intergovernmental Panel on Climate Change, Ed.). New York: Cambridge University Press. Retrieved from <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment->

report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_frontmatter.pdf

- Jacobson, M., & Delucchi, M. (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy*, 39(3), 1154–1169. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2010.11.040>
- Jardí, M. (1985). Forma de una cuenca de drenaje. Análisis de las variables morfométricas que nos la definen. *Revista de Geografía*, 19, 41–68. <https://doi.org/10.1016/j.jag.2004.06.003>
- Jimenez, B., & Galizia, J. (2012). *Diagnóstico del agua en la Américas*. México: Foro Consultivo Científico y Tecnológico. Retrieved from <http://www.ianas.org/water/book/peru.pdf>
- Kadier, A., Sahaid, M., Pudukudy, M., Abu, H., Mohamed, A., & Abdul, A. (2017). Pico hydropower (PHP) development in Malaysia: Potential, present status, barriers and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2796–2805. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.06.084>
- Kaunda, C., Kimambo, C., & Nielsen, T. (2012). Potential of Small-Scale Hydropower for Electricity Generation in Sub-Saharan Africa. *ISRN Renewable Energy*, 2012, 15. <https://doi.org/10.5402/2012/132606>
- Kaunda, C., Kimambo, C., & Nielsen, T. (2014). A technical discussion on microhydropower technology and its turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 445–459. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.04.035>
- Kemp, W. (2009). *The Renewable Energy Handbook: The updated comprehensive guide to renewable energy and independent living* (3rd ed.). Aztext Press. Retrieved from <https://books.google.com.pe/books?id=2PFNPgAACAAJ>
- Kholifah, N., Setyawan, A., Wijayanto, D., Widiastuti, I., & Saputro, H. (2018). Performance of Pelton Turbine for Hydroelectric Generation in Varying Design Parameters. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* (Vol. 288, p. 012108). IOP Publishing. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/288/1/012108>
- Klempner, G., & Kerszenbaum, I. *Handbook of Large Turbo-Generator Operation and Maintenance* (2011). New York: John Wiley & Sons. Retrieved from <http://nbn->

resolving.de/urn:nbn:de:101:1-201412241999

- Kosnik, L. (2008). The potential of water power in the fight against global warming in the US. *Energy Policy*, 36(9), 3252–3265. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2008.05.009>
- Laguna, I. (2002). La generación de energía eléctrica y el ambiente. *Gaceta Ecológica*, (65), 53–62. Retrieved from <http://www.redalyc.org/pdf/539/53906504.pdf>
- Latake, P., Pawar, P., & Ranveer, A. (2015). The Greenhouse Effect and Its Impacts on Environment. *International Journal of Innovative Research and Creative Technology*, 1(3), 333–337. Retrieved from <http://www.ijirct.org/viewPaper.php?paperId=IJIRCT1201068>
- Llamas, J. (1993). *Hidrología general : principios y aplicaciones/ José Llamas*. Bilbao: Universidad del País Vasco.
- Llango, W., & Gallegos, E. (2012). *Diseño e implementación de una pico-central hidroeléctrica aprovechando el movimiento del agua para la generación de energía eléctrica en la hacienda ecológica Baños de la parroquia Alaquez de la provincia del Cotopaxi*. Latacunga / UTC / 2012. Retrieved from <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/1312>
- Madrid, A., Esteire, L., Cenzano, E., Esteire, E., Madrid, J., & Madrid, A. (2015). *Formación profesional en energías renovables : con ejercicios prácticos resueltos*. Madrid: AMV Ediciones. Retrieved from <https://www.casadellibro.com/libro-formacion-profesional-en-energias-renovables/9788494285073/2506914>
- Maher, P., & Smith, N. (2001). *Pico hydro for village power: A practical manual for schemes up to 5 kW in hilly areas* (2 ed.). UK Department for International Development. Retrieved from http://cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/111bib_arch.pdf
- Marchegiani, A. (2004). *Turbinas Pelton*. Neuquén: Universidad Nacional del Comahue.
- Marengo, J. (2006). On the Hydrological Cycle of the Amazon Basin: A historical review and current state-of-the-art. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 21(3a), 1–19. Retrieved from http://mtc-m16b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m15@80/2007/04.23.17.52/doc/Marengo_RBM.pdf

- Mascías, J. (2012). *Ensayo de microturbinas hidráulicas para la generación de energía eléctrica en zonas desabastecidas*. Universidad Carlos III. Retrieved from <http://hdl.handle.net/10016/15916>
- Meals, D., & Dressing, S. (2008). *Surface Water Flow Measurement for Water Quality Monitoring Projects* (No. 3). Retrieved from https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-05/documents/tech_notes_3_dec2013_surface_flow.pdf
- Miller, V. (1953). *A quantitative geomorphic study of drainage basin characteristics in the clinch mountain area virginia and tennessee*. New York: Columbia University.
- MINAM. (2009). *Cambio Climático y Desarrollo Sostenible en el Perú*. Lima. Retrieved from <http://www.minam.gob.pe/cambioclimatico/wp-content/uploads/sites/11/2013/10/CDAM0000323.pdf>
- MINAM. Plan Nacional de Accion Ambiental, Pub. L. No. DS 014-2011-MINAM, 76 (2011). Retrieved from http://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2013/08/plana_2011_al_2021.pdf
- MINEM. (2014). *Gruía 1: Elaboración del Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero - SECTOR ENERGÍA*. Lima. Retrieved from http://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2016/07/Guia-01_Portada-Original.pdf
- MINEM. (2015). *Uso eficiente de la energía*. Lima: Ministerio de Energía y Minas. Retrieved from http://www.minem.gob.pe/giee/pdf/GUIA_SECUNDARIA_MEM.pdf
- Montgomery, D. (2004). *Diseño y análisis de experimentos*. México D.F: Editorial LIMUSA. Retrieved from <https://www.yyy.files.wordpress.com/2013/02/disec3b1o-de-experimentosmontgomery.pdf>
- Motohashi, H., Goto, M., Sato, Y., & Tan, S. (2010). Development and Field Test of Open Cross Flow Type Micro Water Turbines. *Transactions of the Japan Society of Mechanical Engineers Series B*, 76(763), 371–373. https://doi.org/10.1299/kikaib.76.763_371

- Mott, R. (1996). *Mecánica de fluidos aplicada* (4th ed.). México: Pearson Educación.
- Musy, A. (2005). *Hydrologie Générale*. Lausana: Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. Retrieved from <http://echo2.epfl.ch/e-drologie/general/tdmchapitres.html>
- Narrain, P. (2017). *Low Head Hydropower for Local Energy Solutions*. University of Stuttgart. Retrieved from https://www.un-ihe.org/sites/default/files/2017_unesco-ihe_phd_thesis_narrain_i.pdf
- Nasir, B. (2013). Design of high efficiency Pelton turbine for microhydropower plant. *International Journal of Electrical Engineering and Technology*, 4(1), 171–183. Retrieved from <https://www.researchgate.net/publication/288262955/download>
- Nasir, B. (2014a). Design Considerations of Micro-hydro-electric Power Plant. *Energy Procedia*, 50, 19–29. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2014.06.003>
- Nasir, B. (2014b). Suitable Selection of Components for the Micro-Hydro-Electric Power Plant. *Advances in Energy and Power*, 2(1), 7–12. <https://doi.org/10.13189/aep.2014.020102>
- NREL. (2001). *Small Hydropower Systems: Energy Efficiency and Renewable Energy Clearinghouse (EREC) Fact Sheet*. Denver. Retrieved from https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc715482/m2/1/high_res_d/783400.pdf
- OIT. (1998). Producción y distribución de energía eléctrica. In *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo* (p. 19). Organización Internacional de Trabajo. Retrieved from <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/EnciclopediaOIT/tomo3/76.pdf>
- Okot, D. (2013). Review of small hydropower technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 515–520. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.05.006>
- OLADE. (1985). *Manual de diseño de Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bucaramanga: OLADE. Retrieved from <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0123.pdf>
- Ordoñez, J. (2011). *Ciclo hidrológico*. (Sociedad Geográfica de Lima, Ed.). Lima. Retrieved from <http://www.gwp.org/globalassets/global/gwp->

sam_files/publicaciones/varios/ciclo_hidrologico.pdf

Oros, D., Veran, V., Kulic, F., & Darko, M. (2008). Characteristics of industrial electric drives feeded from variable frequency sources. *Journal on Processing and Energy in Agriculture*, 12, 196–202.

OSINERGMIN. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima. Retrieved from http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

Owusu, P., & Asumadu-Sarkodie, S. (2016). A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. *Cogent Engineering*, 3, 1–14. <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>

Pabilona, L., Villanueva, E., Pallugna, R., Magomnang, A.-A., & Pepito, L. (2017). Design and Development of Pico Hydro Power Test Rig. *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology (IJRASET)*, 5(XI), 269–278. Retrieved from www.ijraset.com

Paish, O. (2002). Small hydro power: technology and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(6), 537–556. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00006-0](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00006-0)

PAVCO. (2018). Tubería y conexiones de PVC. Lima. Retrieved from <http://www.pavco.com.pe/wp-content/uploads/2016/05/AGUA-FRIA.pdf>

Paz, M., & García, J. (2006). Cambio climático en el Perú: variable a considerar para el desarrollo sostenible. *Tecnología y Sociedad*, (7), 56–68. Retrieved from <http://www.keneamazon.net/Documents/Publications/Virtual-Library/GRFFS/40.pdf#page=55>

Pelikan, B. (2014). *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. European Small Hydropower Association. Retrieved from https://energiatalgud.ee/img_auth.php/a/ab/Guide_on_How_to_Develop_a_Small_Hydropower_Plant.pdf

Pérez, E., Fernández, F., Vilariño, D., Montaña, L., & Maldonado, L. (2017). Renewable energy sources for electricity generation in Mexico: A review. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, 78, 597–613.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.009>

Phitaksurachai, S., Pan-Aram, R., Sritrakul, N., & Tiaple, Y. (2017). Performance Testing of Low Head Small Hydro Power Development in Thailand. *Energy Procedia*, 138, 1140–1146. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.10.221>

Ponce, R., & Rodríguez, D. (2015). *Determinación de la huella de carbono del Country Club El Bosque - Sede Chosica*. Universidad Agraria La Molina. Retrieved from <http://repositorio.lamolina.edu.pe/bitstream/handle/UNALM/2584/T01-P655-T.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Prado, G. (2006). *Estudio de Scaling Up en Micro Centrales Hidroeléctricas*. Lima: Soluciones Prácticas. Retrieved from <https://mundoroto.files.wordpress.com/2011/10/estudio-de-scaling-up-micro-centrales.pdf>

Puranen, J. (2006). *Induction motor versus permanent magnet synchronous motor in motion control applications: a comparative study*. Lappeenranta University of Technology. Retrieved from <http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/31238/TMP.objres.448.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Rantererung, C., Soeparman, S., Soenoko, R., & Wahyudi, S. (2016). DUAL NOZZLE CROSS FLOW TURBINE AS AN ELECTRICAL POWER GENERATION. *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, 11(1), 15–19. Retrieved from www.arpnjournals.com

Reljić, D., Čorba, Z., & Dumnić, B. (2010). Application of permanent magnet synchronous generators within small-scale hydropower systems. *Journal on Processing and Energy in Agriculture*, 14(3), 149–152. Retrieved from <https://scindeks-clanci.ceon.rs/data/pdf/1821-4487/2010/1821-44871003149R.pdf>

Reyes, A., Barroso, F., & Carvajal, Y. (2010). *Guía básica para la caracterización morfométrica de cuencas hidrográficas*. Cali: Programa Editorial UNIVALLE. Retrieved from <https://books.google.com.pe/books?id=LLNJDwAAQBAJ>

Riba, C. (2012). *Recursos energéticos y crisis : el fin de 200 años irrepetibles*. Barcelona: Editorial Octaedro. Retrieved from <http://www.marcialpons.es/libros/recursos->

energeticos-y-crisis/9788499213705/

- Robine, J.-M., Cheung, S. L. K., Le Roy, S., Van Oyen, H., Griffiths, C., Michel, J.-P., & Herrmann, F. R. (2008). Death toll exceeded 70,000 in Europe during the summer of 2003. *Comptes Rendus Biologies*, 331(2), 171–178. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.crv.2007.12.001>
- Roche, M. (1963). Hydrologie de Surface. *Science*, 140(3567), 659. Retrieved from <http://science.sciencemag.org/content/140/3567/659.1.abstract>
- Ruiz, J. (2016). *EVALUACIÓN DE METODOLOGÍAS INDIRECTAS PARA LA ESTIMACIÓN DE CAUDALES MEDIOS MENSUALES EN LA ZONA DEL PIEDEMONTE DEL DEPARTAMENTO DEL CASANARE*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://bdigital.unal.edu.co/56390/13/JairoA.RuizLópez.2016.pdf>
- Sangal, S., Garg, A., & Kumar, D. (2008). Review of Optimal Selection of Turbines for Hydroelectric Projects. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 3(1), 424–430. Retrieved from www.ijetae.com
- Sanjeewa, G. (2014). *MAXIMIZATION OF ENERGY GENERATION FROM SMALL HYDROPOWER PLANT IN SRI LANKA*. Royal Institute of Technology. Retrieved from <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:714288/FULLTEXT01.pdf>
- Sauerborn, R., & Ebi, K. (2012). Climate change and natural disasters – integrating science and practice to protect health. *Global Health Action*, 5(1), 1–7. <https://doi.org/10.3402/gha.v5i0.19295>
- Schallenberg, J., Gonzalo, R., Izquierdo, P., Hernández, C., Unamunzaga, P., Ramón, F., ... Ortin, S. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. Canarias: Instituto Tecnológico de Canarias. Retrieved from <http://www.cienciacanaria.es/files/Libro-de-energias-renovables-y-eficiencia-energetica.pdf>
- Schumm, A. (1956). Evolution of drainage systems and slopes in badlands at Perth Amboy, New Jersey,. *Bulletin of the Geological Society of America*, 67(5), 597–646. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1956\)67\[597:EODSAS\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1956)67[597:EODSAS]2.0.CO;2)
- Sharifi, S., & Hosseini, S. M. (2011). Methodology for Identifying the Best Equations for Estimating the Time of Concentration of Watersheds in a Particular Region. *Journal*

- of Irrigation and Drainage Engineering*, 712–719. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.896.7079&rep=rep1&type=pdf>
- Sierra, F., Sierra, A., & Guerrero, C. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. *Informador Técnico*, (75), 73–85. Retrieved from http://revistas.sena.edu.co/index.php/inf_tec/article/viewFile/22/27
- Sinagra, M., Sammartano, V., Aricò, C., Collura, A., & Tucciarelli, T. (2014). Cross-Flow turbine design for variable operating conditions. *Procedia Engineering*, 70, 1539–1548. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.02.170>
- Smith, K., Woodward, A., Campbell-Lendrum, D., Chadee Trinidad, D., Honda, Y., Liu, Q., ... Sauerborn, R. (2014). Human Health: Impacts, Adaptation, and Co-Benefit. In *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability* (pp. 709–754). Cambridge: Cambridge University Press. Retrieved from https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/WGIIAR5-Chap11_FINAL.pdf
- Smith, N. (1994). *Motors as Generators for Micro-hydro Power*. Intermediate Technology Publications. Retrieved from <https://books.google.com.pe/books?id=A-oJEfUr4EMC>
- Stocker, T., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S., Boschung, J., ... Midgley, P. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Edited by*. New York,. Retrieved from www.cambridge.org
- Tester, J. W., Drake, E. M., & Driscoll, M. J. (2005). *Sustainable energy: choosing among options*. Cambridge, Mass.: MIT Press.
- Theint, K., & Myo, L. (2018). Design of Speed Control System for Pelton Turbine. *International Journal of Scientific and Research Publications*, 8(7), 312. <https://doi.org/10.29322/IJSRP.8.7.2018.p7950>
- Tin Win, Z., Htay, H., & Thein, M. (2016). DESIGN, CONSTRUCTION AND PERFORMANCE TEST OF CROSS-FLOW TURBINE. *International Journal of Mechanical And Production Engineering*, 4(12), 95–100. Retrieved from http://www.ijraj.in/journal/journal_file/journal_pdf/2-324-148463812095-100.pdf

- Trau, W., & Gutierrez, R. (1979). *Análisis regional de las avenidas en los ríos del Perú*. ONERN. Lima: ONERN. Retrieved from <http://repositorio.ana.gob.pe/handle/ANA/1066>
- Uniyal, V., Kanojia, N., & Pandey, K. (2016). Design of 5kw Pico Hydro Power Plant Using Turgo Turbine. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 7(12), 363–367. Retrieved from <http://www.ijser.org>
- USDA. (2010). Time of Concentration. In *National Engineering Handbook Hydrology* (p. 29). Washington: United States Department of Agriculture. Retrieved from <https://directives.sc.egov.usda.gov/OpenNonWebContent.aspx?content=27002.wb>
a
- Valipour, M., Gholami, M., & Eslamian, S. (2015). Surface irrigation simulation models: A review. *International Journal of Hydrology Science and Technology*, 5(1), 51–70. <https://doi.org/10.1504/IJHST.2015.069279>
- Vargas, P. (2009). *El Cambio Climático y Sus Efectos en el Perú*. Lima. Retrieved from <http://sinia.minam.gob.pe/download/file/fid/39480>
- Vera, C., & Camilloni, I. (2015). *El ciclo del agua*. Buenos Aires. Retrieved from <http://www.bnm.me.gov.ar/giga1/documentos/EL002315.pdf>
- Vineesh, V., & Selvakumar, I. (2012). Design of Micro Hydel Power Plant. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, 2(2), 136–140. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=3E9D8FD0203A4FB711527289DAE1BE58?doi=10.1.1.673.1342&rep=rep1&type=pdf>
- White, E. (1975). *Consejos sobre el régimen alimenticio*. Buenos Aires: Asociación Casa Editora Sudamericana. Retrieved from [http://www.truthfortheendtime.com/Mp3_Books/Espanol/Libros en Texto/PDF/8. Consejos Sobre El Regimen Alimenticio.pdf](http://www.truthfortheendtime.com/Mp3_Books/Espanol/Libros%20en%20Texto/PDF/8.%20Consejos%20Sobre%20El%20Regimen%20Alimenticio.pdf)
- White, E. (1989). *Consejos sobre la salud*. Medellín: Asociación Publicadora Interamericana. Retrieved from http://comadpp.org/docs/Consejos_sobre_la_Salud.pdf
- WHO. (2014). *Quantitative risk assessment of the effects of climate change on selected*

causes of death, 2030s and 2050s. (S. Hales, S. Kovats, S. Lloyd, & D. Campbell-Lendrum, Eds.). Geneva. Retrieved from www.who.int

Williams, A., & Porter, S. (2006). Comparison of hydropower options for developing countries with regard to the environmental, social and economic aspects. In *Proceedings of the International Conference on Renewable Energy for Developing Countries* (p. 17). Retrieved from http://files-do-not-link.udc.edu/docs/cere/Williams_Porter.pdf

Williamson, S., Stark, B., & Booker, J. (2013). Performance of a low-head pico-hydro Turgo turbine. *Applied Energy*, *102*, 1114–1126. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2012.06.029>

Winkler, R., Moore, D., Redding, T., Spittlehouse, D., Carlyle, D., & Smerdon, B. (2010). Hydrologic Processes and Watershed Response. In R. Pike, T. Redding, R. Wrinkler, & K. Bladon (Eds.), *Compendium of Forest Hydrology and Geomorphology in British Columbia* (pp. 133–177). British Columbia.

Wong, P. P., Losada, I. J., Gattuso, J. P., Hinkel, J., Khattabi, A., McInnes, K. L., ... Amez, S. (2015). Coastal systems and low-lying areas. In R. Nicholls & F. Santos (Eds.), *Climate Change 2014 Impacts, Adaptation and Vulnerability: Part A: Global and Sectoral Aspects* (pp. 361–410). Cambridge: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415379.010>

Yadav, G., & Chauhan, A. (2014). DESIGN AND DEVELOPMENT OF PICO MICRO HYDRO SYSTEM BY USING HOUSE HOLD WATER SUPPLY. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, *03*(10), 114–119. Retrieved from <http://www.ijret.org>

Yah, N., Oumer, A., & Idris, M. (2017). Small scale hydro-power as a source of renewable energy in Malaysia: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *72*, 228–239. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.01.068>

Yuksel, I. (2013). Renewable energy status of electricity generation and future prospect hydropower in Turkey. *Renewable Energy*, *50*, 1037–1043. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2012.08.063>

Zainuddin, H., Yahaya, M., Lazi, J., Basar, M., & Ibrahim, Z. (2009). Design and Development of Pico-hydro Generation System for Energy Storage Using

Consuming Water Distributed to Houses. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 3(11), 1922–1927. Retrieved from <https://waset.org/publications/6168/design-and-development-of-pico-hydro-generation-system-for-energy-storage-using-consuming-water-distributed-to-houses>

ANEXOS

Anexo 1 – Propiedades del agua (Mott, 1996)

| Temperatura (°C) | Peso específico γ (kN/m ³) | Densidad ρ (kg/m ³) | Viscosidad dinámica μ (Pa · s) σ (N · s/m ²) | Viscosidad cinemática ν (m ² /s) |
|---------------------|--|--|---|--|
| 0 | 9.81 | 1000 | 1.75×10^{-3} | 1.75×10^{-6} |
| 5 | 9.81 | 1000 | 1.52×10^{-3} | 1.52×10^{-6} |
| 10 | 9.81 | 1000 | 1.30×10^{-3} | 1.30×10^{-6} |
| 15 | 9.81 | 1000 | 1.15×10^{-3} | 1.15×10^{-6} |
| 20 | 9.79 | 998 | 1.02×10^{-3} | 1.02×10^{-6} |
| 25 | 9.78 | 997 | 8.91×10^{-4} | 8.94×10^{-7} |
| 30 | 9.77 | 996 | 8.00×10^{-4} | 8.03×10^{-7} |
| 35 | 9.75 | 994 | 7.18×10^{-4} | 7.22×10^{-7} |
| 40 | 9.73 | 992 | 6.51×10^{-4} | 6.56×10^{-7} |
| 45 | 9.71 | 990 | 5.94×10^{-4} | 6.00×10^{-7} |
| 50 | 9.69 | 988 | 5.41×10^{-4} | 5.48×10^{-7} |
| 55 | 9.67 | 986 | 4.98×10^{-4} | 5.05×10^{-7} |
| 60 | 9.65 | 984 | 4.60×10^{-4} | 4.67×10^{-7} |
| 65 | 9.62 | 981 | 4.31×10^{-4} | 4.39×10^{-7} |
| 70 | 9.59 | 978 | 4.02×10^{-4} | 4.11×10^{-7} |
| 75 | 9.56 | 975 | 3.73×10^{-4} | 3.83×10^{-7} |
| 80 | 9.53 | 971 | 3.50×10^{-4} | 3.60×10^{-7} |
| 85 | 9.50 | 968 | 3.30×10^{-4} | 3.41×10^{-7} |
| 90 | 9.47 | 965 | 3.11×10^{-4} | 3.22×10^{-7} |
| 95 | 9.44 | 962 | 2.92×10^{-4} | 3.04×10^{-7} |
| 100 | 9.40 | 958 | 2.82×10^{-4} | 2.94×10^{-7} |

Anexo 2 – Resistencia de accesorios expresados como longitud equivalente en diámetros de conducto (Mott, 1996).

| Tipo | Longitud equivalente en diámetros de conducto, L/D |
|--|--|
| Válvula de globo—completamente abierta | 340 |
| Válvula de ángulo—completamente abierta | 150 |
| Válvula de compuerta—completamente abierta | 8 |
| —3/4 abierta | 35 |
| —1/2 abierta | 160 |
| —1/4 abierta | 900 |
| Válvula de verificación—tipo giratorio | 100 |
| Válvula de verificación—tipo de bola | 150 |
| Válvula de mariposa—completamente abierta | 45 |
| Codo estándar de 90° | 30 |
| Codo de radio de largo de 90° | 20 |
| Codo de calle de 90° | 50 |
| Codo estándar de 45° | 16 |
| Codo de calle de 45° | 26 |
| Codo de devolución cerrada | 50 |
| Te estándar—con flujo a través de un tramo | 20 |
| Te estándar—con flujo a través de una rama | 60 |

Anexo 3 – Factor de fricción para conductos de acero comercial (Mott, 1996)

| Tamaño de conducto nominal (pulg) | Factor de fricción, f_f | Tamaño de conducto nominal (pulg) | Factor de fricción, f_f |
|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| 1/2 | 0.027 | 4 | 0.017 |
| 3/4 | 0.025 | 5 | 0.016 |
| 1 | 0.023 | 6 | 0.015 |
| 1 1/4 | 0.022 | 8-10 | 0.014 |
| 1 1/2 | 0.021 | 12-16 | 0.013 |
| 2 | 0.019 | 18-24 | 0.012 |
| 2 1/2, 3 | 0.018 | | |

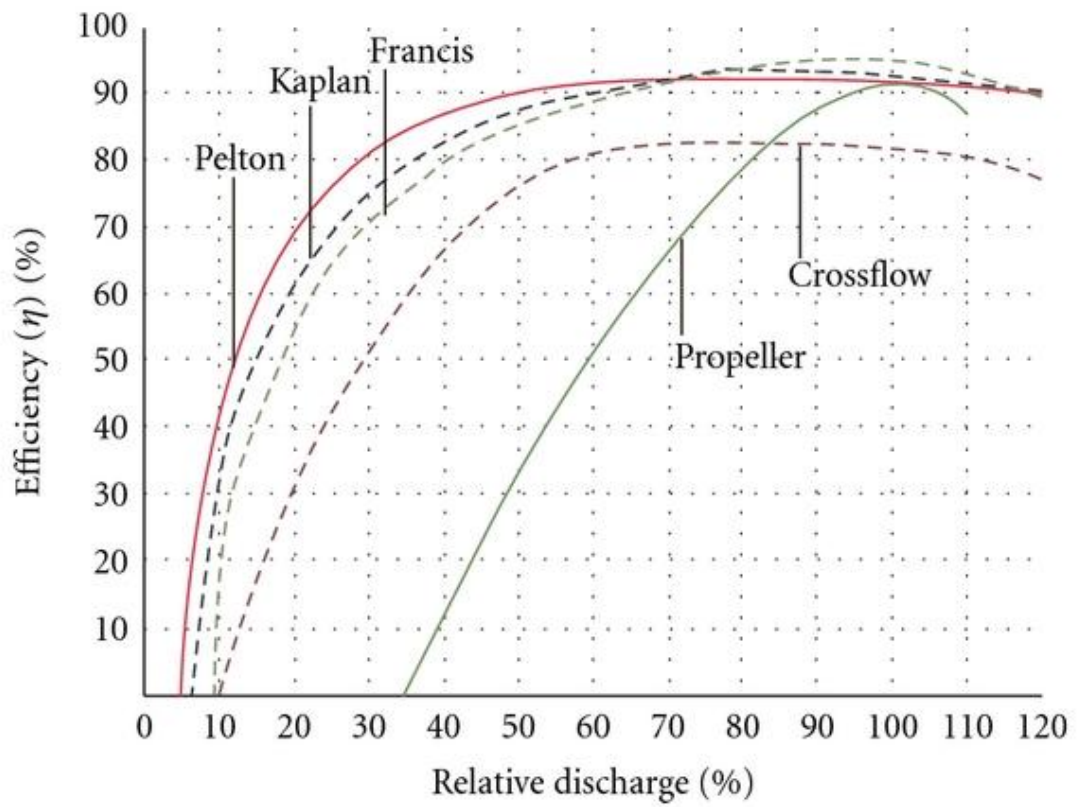
Anexo 4 - Coeficientes de resistencia (dilatación) (Mott, 1996)

| D_2/D_1 | Velocidad, v_1 | | | | | | |
|-----------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| | 0.6 m/s 2 pies/s | 1.2 m/s 4 pies/s | 3 m/s 10 pies/s | 4.5 m/s 15 pies/s | 6 m/s 20 pies/s | 9 m/s 30 pies/s | 12 m/s 40 pies/s |
| 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1.2 | 0.11 | 0.10 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.08 |
| 1.4 | 0.26 | 0.25 | 0.23 | 0.22 | 0.22 | 0.21 | 0.20 |
| 1.6 | 0.40 | 0.38 | 0.35 | 0.34 | 0.33 | 0.32 | 0.32 |
| 1.8 | 0.51 | 0.48 | 0.45 | 0.43 | 0.42 | 0.41 | 0.40 |
| 2.0 | 0.60 | 0.56 | 0.52 | 0.51 | 0.50 | 0.48 | 0.47 |
| 2.5 | 0.74 | 0.70 | 0.65 | 0.63 | 0.62 | 0.60 | 0.58 |
| 3.0 | 0.83 | 0.78 | 0.73 | 0.70 | 0.69 | 0.67 | 0.65 |
| 4.0 | 0.92 | 0.87 | 0.80 | 0.78 | 0.76 | 0.74 | 0.72 |
| 5.0 | 0.96 | 0.91 | 0.84 | 0.82 | 0.80 | 0.77 | 0.75 |
| 10.0 | 1.00 | 0.96 | 0.89 | 0.86 | 0.84 | 0.82 | 0.80 |
| ∞ | 1.00 | 0.98 | 0.91 | 0.88 | 0.86 | 0.83 | 0.81 |

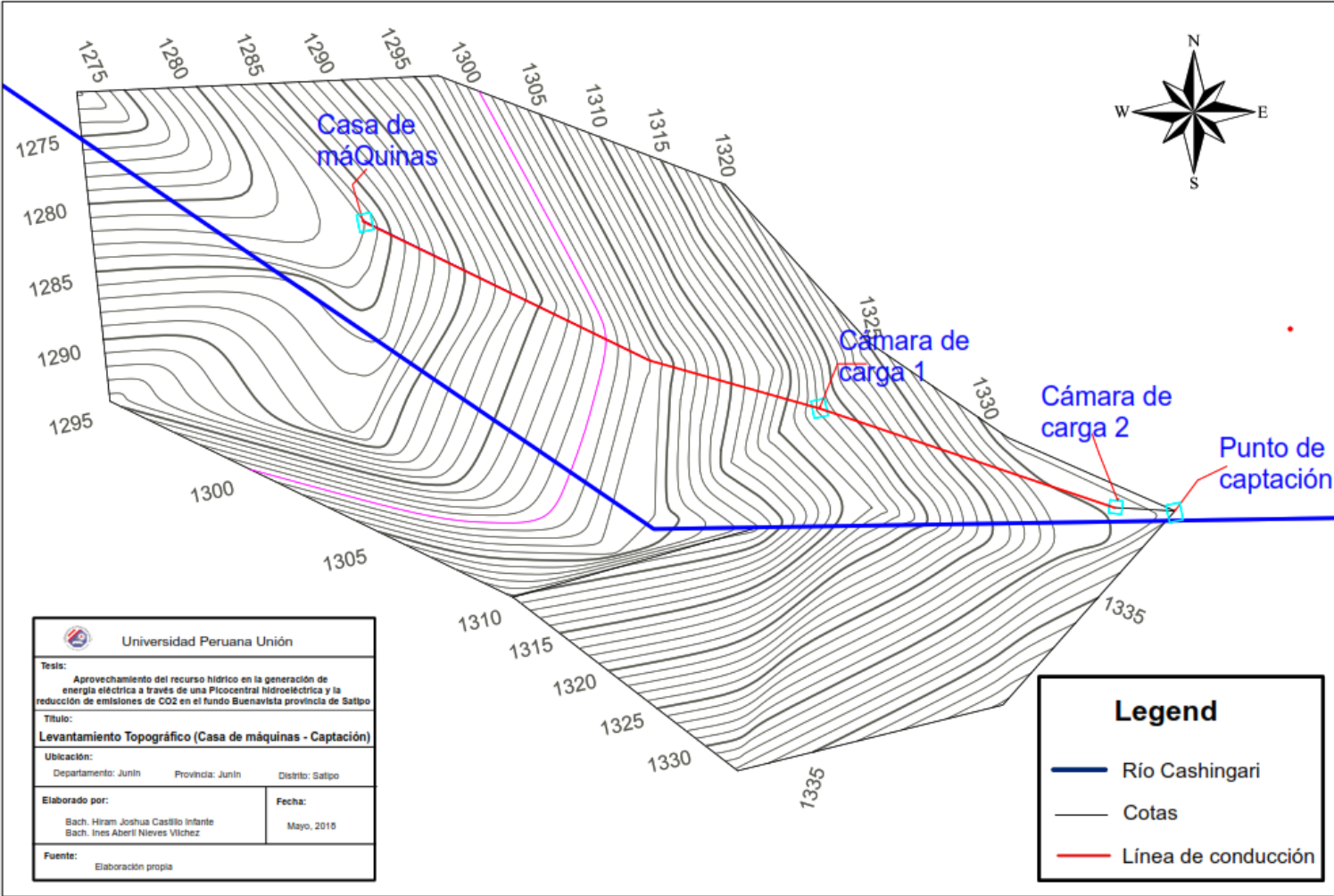
Anexo 5 – Coeficientes de resistencia (contracción) (Mott, 1996)

| D_2/D_1 | Velocidad, v_1 | | | | | | | | |
|-----------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| | 0.6 m/s 2 pies/s | 1.2 m/s 4 pies/s | 1.8 m/s 6 pies/s | 2.4 m/s 8 pies/s | 3 m/s 10 pies/s | 4.5 m/s 15 pies/s | 6 m/s 20 pies/s | 9 m/s 30 pies/s | 12 m/s 40 pies/s |
| 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1.1 | 0.03 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.06 |
| 1.2 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.09 | 0.10 | 0.11 |
| 1.4 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.20 |
| 1.6 | 0.26 | 0.26 | 0.26 | 0.26 | 0.26 | 0.25 | 0.25 | 0.25 | 0.24 |
| 1.8 | 0.34 | 0.34 | 0.34 | 0.33 | 0.33 | 0.32 | 0.31 | 0.29 | 0.27 |
| 2.0 | 0.38 | 0.37 | 0.37 | 0.36 | 0.36 | 0.34 | 0.33 | 0.31 | 0.29 |
| 2.2 | 0.40 | 0.40 | 0.39 | 0.39 | 0.38 | 0.37 | 0.35 | 0.33 | 0.30 |
| 2.5 | 0.42 | 0.42 | 0.41 | 0.40 | 0.40 | 0.38 | 0.37 | 0.34 | 0.31 |
| 3.0 | 0.44 | 0.44 | 0.43 | 0.42 | 0.42 | 0.40 | 0.39 | 0.36 | 0.33 |
| 4.0 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.45 | 0.44 | 0.42 | 0.41 | 0.37 | 0.34 |
| 5.0 | 0.48 | 0.47 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.44 | 0.42 | 0.38 | 0.35 |
| 10.0 | 0.49 | 0.48 | 0.48 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.43 | 0.40 | 0.36 |
| ∞ | 0.49 | 0.48 | 0.48 | 0.47 | 0.47 | 0.45 | 0.44 | 0.41 | 0.38 |

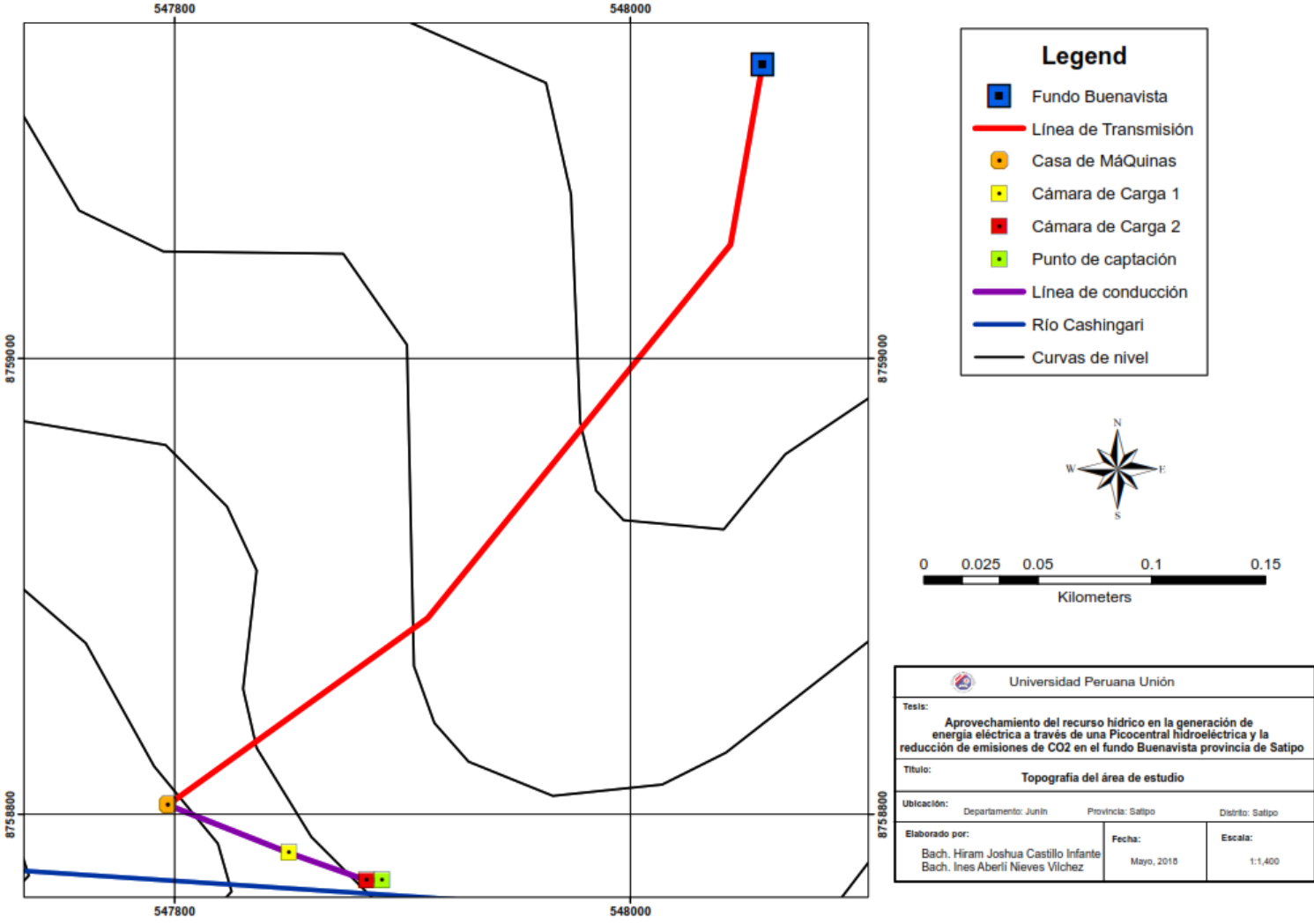
Anexo 6 – Curvas de eficiencia típicas para diferentes turbinas



Anexo 7 – Levantamiento topográfico desde la captación hasta la casa de máquinas



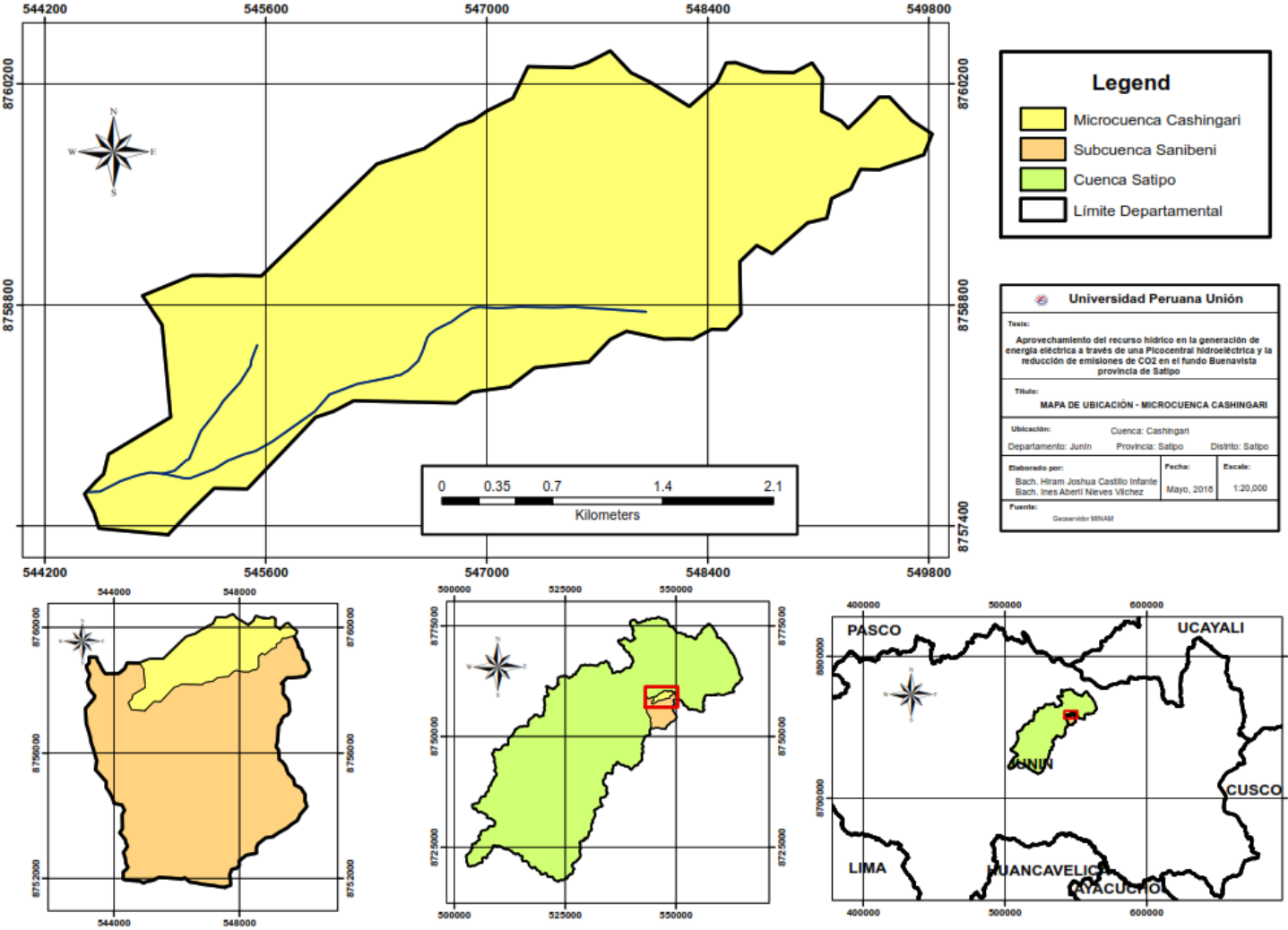
Anexo 8 – Topografía de toda la zona de estudio



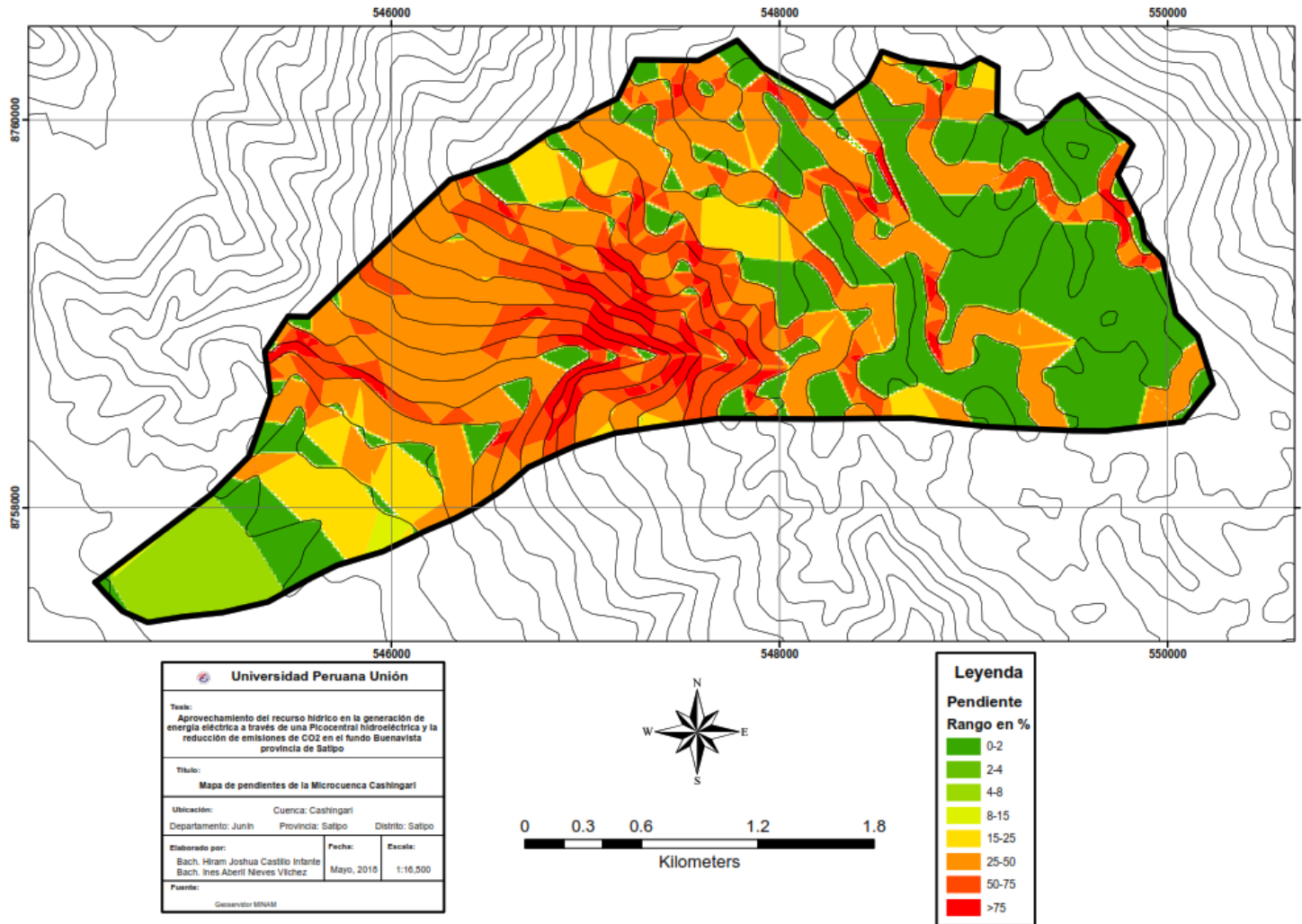
Anexo 9 – Modelo de Alternador



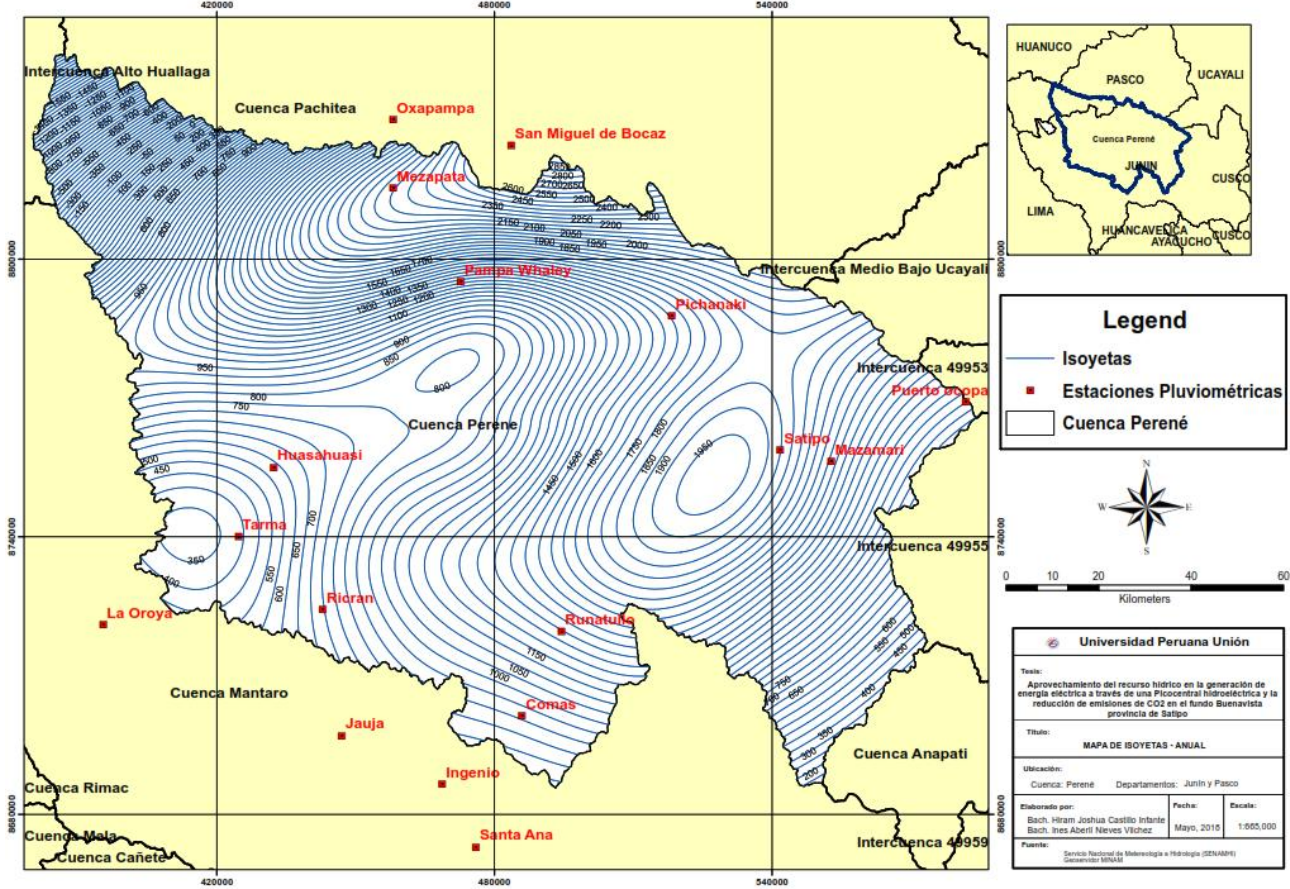
Anexo 10 – Mapa de ubicación de la microcuenca Cashingari



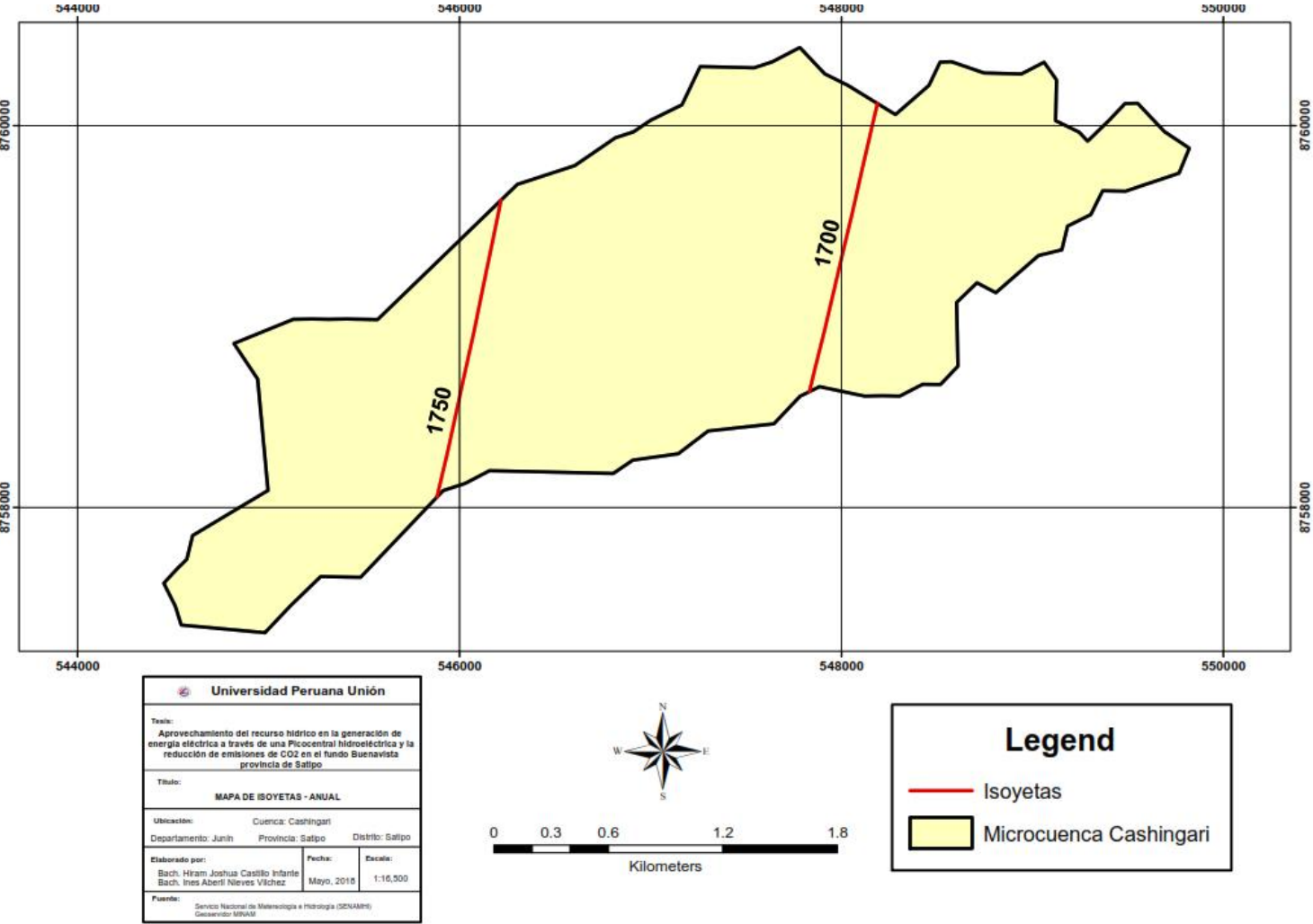
Anexo 11 – Mapa de pendientes de la microcuenca Cashingari



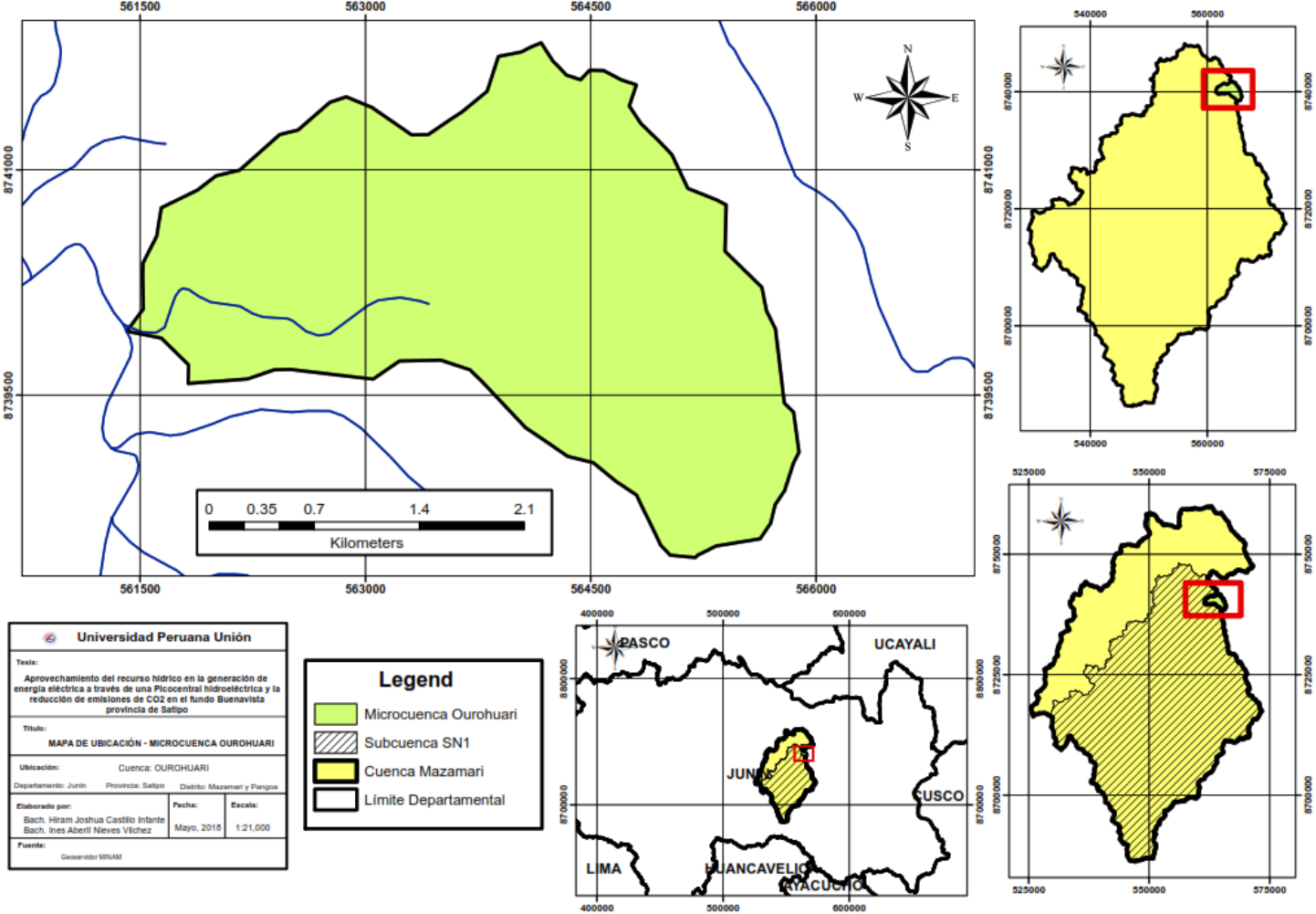
Anexo 12– Mapa de Isoyetas de la Cuenca Perené



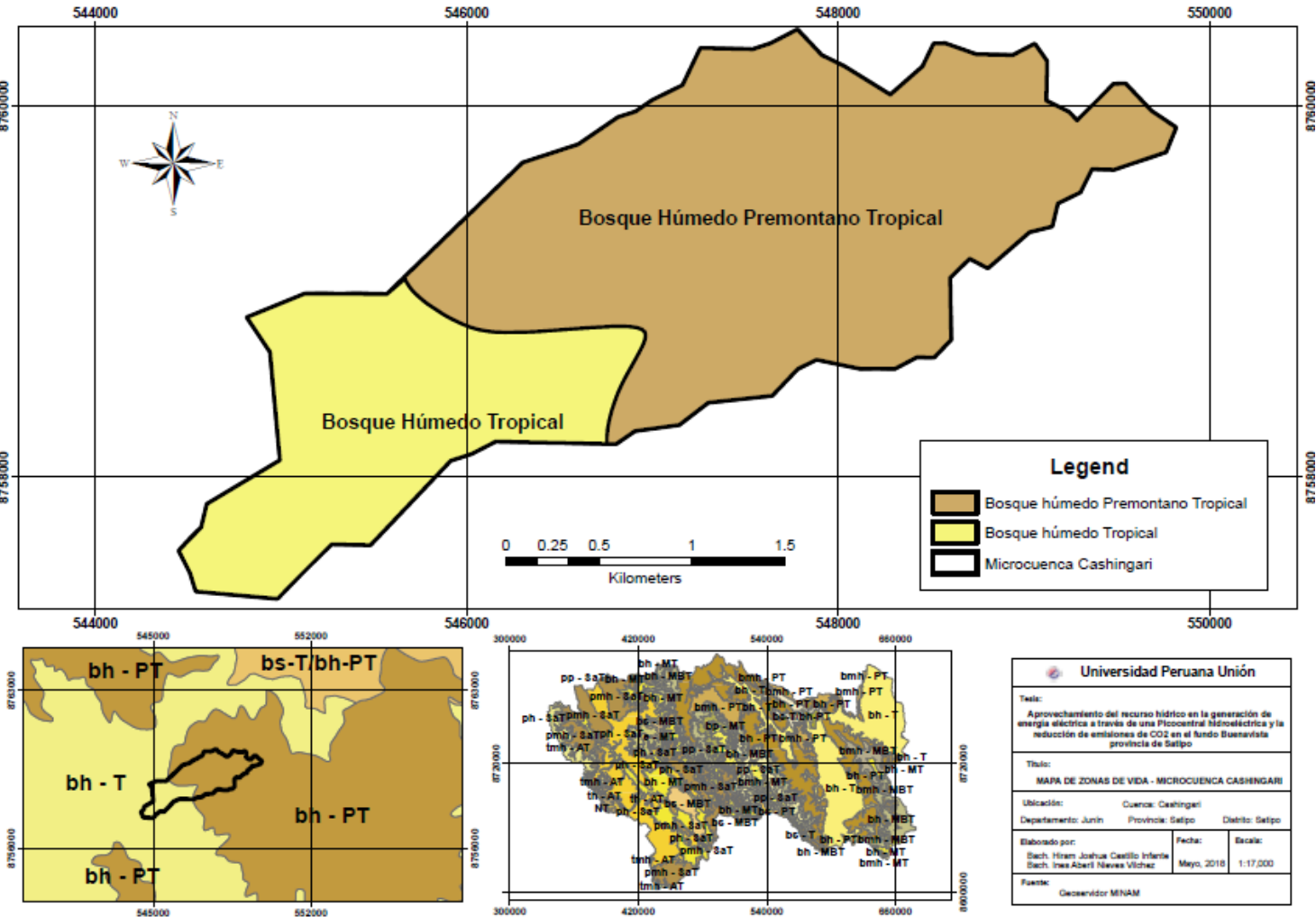
Anexo 13– Mapa de Isoyetas de la Microcuenca Cashingari



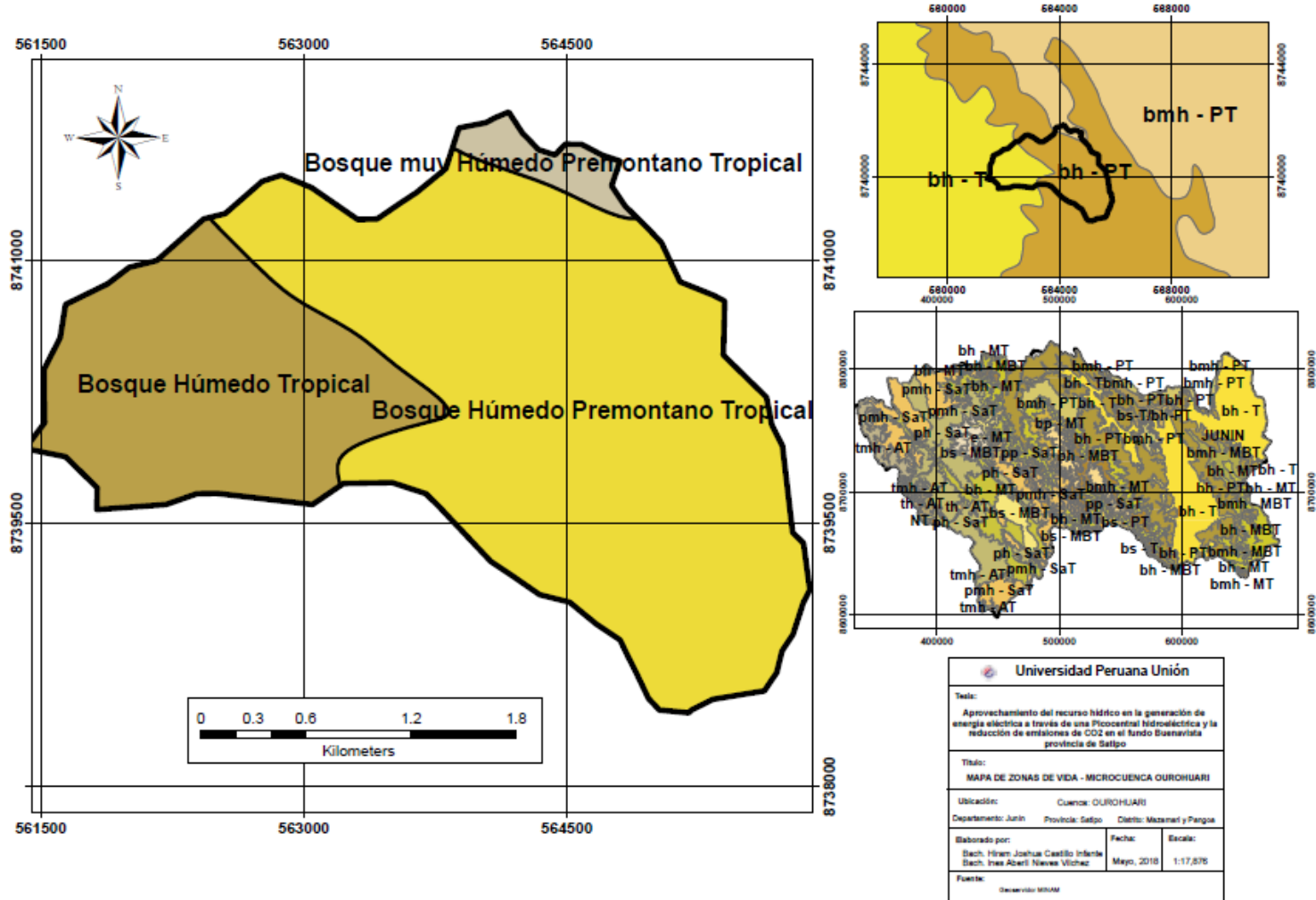
Anexo 14– Ubicación de la microcuenca Ourohuari



Anexo 15– Zonas de vida de la Microcuenca Cashingari



Anexo 16– Zonas de vida de la Microcuenca Ouhuari



Anexo 17- Caudal promedio mensual de cada año

| Caudales generados (L/s)- Cuenca Cashingari | | | | | | | | | | | | | Promedio Anual |
|---|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|----------------|
| AÑO | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre | |
| 1965 | 174.8 | 288.7 | 333.4 | 196.4 | 97.4 | 61.3 | 56.5 | 53.2 | 115.4 | 120.7 | 143.3 | 199.9 | 153.4 |
| 1966 | 260.5 | 262.8 | 220.6 | 123.2 | 146.3 | 63.2 | 47.9 | 43.4 | 70.9 | 142.7 | 168.0 | 225.7 | 147.9 |
| 1967 | 257.9 | 382.0 | 465.4 | 239.1 | 104.0 | 70.7 | 58.9 | 55.7 | 75.9 | 183.6 | 108.4 | 167.6 | 180.8 |
| 1968 | 265.8 | 325.3 | 334.0 | 172.9 | 107.9 | 76.2 | 61.1 | 68.6 | 69.2 | 156.1 | 153.7 | 169.9 | 163.4 |
| 1969 | 152.7 | 268.6 | 176.0 | 162.6 | 74.4 | 70.8 | 56.8 | 40.8 | 52.9 | 95.4 | 132.4 | 211.8 | 124.6 |
| 1970 | 291.0 | 286.7 | 251.3 | 235.3 | 135.6 | 81.8 | 72.5 | 54.6 | 96.5 | 79.0 | 130.3 | 209.5 | 160.3 |
| 1971 | 332.4 | 307.2 | 358.7 | 348.7 | 128.5 | 82.8 | 65.6 | 53.7 | 46.1 | 93.0 | 76.6 | 173.5 | 172.2 |
| 1972 | 256.1 | 200.8 | 365.6 | 265.4 | 126.4 | 72.9 | 60.3 | 46.1 | 81.3 | 127.1 | 119.7 | 205.4 | 160.6 |
| 1973 | 364.4 | 499.9 | 376.4 | 275.3 | 121.2 | 92.7 | 80.6 | 84.6 | 115.3 | 181.4 | 161.3 | 323.9 | 223.1 |
| 1974 | 521.2 | 467.1 | 319.4 | 308.8 | 118.5 | 76.9 | 93.3 | 71.1 | 73.4 | 139.6 | 102.2 | 177.3 | 205.7 |
| 1975 | 293.8 | 329.0 | 395.3 | 160.7 | 152.7 | 86.9 | 59.6 | 49.3 | 107.0 | 120.6 | 157.7 | 213.6 | 177.2 |
| 1976 | 356.3 | 329.1 | 266.0 | 194.8 | 100.9 | 75.5 | 53.0 | 58.3 | 113.9 | 62.1 | 95.4 | 121.2 | 152.2 |
| 1977 | 238.9 | 247.0 | 325.2 | 192.8 | 125.7 | 72.7 | 52.2 | 44.8 | 85.5 | 91.4 | 271.3 | 161.7 | 159.1 |
| 1978 | 284.8 | 257.2 | 303.8 | 202.8 | 129.2 | 72.4 | 52.6 | 38.5 | 90.8 | 87.1 | 155.7 | 157.0 | 152.7 |
| 1979 | 155.6 | 321.2 | 474.7 | 291.2 | 107.7 | 64.2 | 55.2 | 54.1 | 53.2 | 95.1 | 132.9 | 132.1 | 161.4 |
| 1980 | 162.8 | 266.1 | 308.2 | 164.2 | 83.6 | 54.8 | 60.4 | 55.6 | 53.1 | 156.1 | 127.3 | 157.2 | 137.5 |
| 1981 | 202.1 | 435.3 | 341.2 | 203.0 | 94.4 | 64.2 | 44.9 | 68.0 | 64.4 | 167.4 | 207.2 | 279.4 | 180.9 |
| 1982 | 320.6 | 344.8 | 272.2 | 203.2 | 112.5 | 92.1 | 70.4 | 71.1 | 95.1 | 170.6 | 245.4 | 208.8 | 183.9 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1983 | 244.3 | 239.0 | 266.8 | 237.2 | 103.2 | 86.3 | 57.7 | 56.1 | 93.0 | 103.6 | 108.9 | 191.5 | 149.0 |
| 1984 | 258.1 | 570.9 | 408.9 | 310.9 | 121.8 | 90.9 | 74.6 | 79.1 | 63.1 | 116.2 | 185.4 | 206.2 | 207.2 |
| 1985 | 184.6 | 317.3 | 309.4 | 285.9 | 203.6 | 94.0 | 69.0 | 58.8 | 180.2 | 113.3 | 157.4 | 213.3 | 182.2 |
| 1986 | 335.8 | 438.8 | 453.8 | 272.3 | 185.0 | 85.2 | 83.9 | 87.0 | 91.8 | 102.5 | 128.4 | 142.9 | 200.6 |
| 1987 | 387.8 | 296.1 | 191.4 | 157.8 | 99.7 | 89.2 | 98.8 | 49.7 | 63.1 | 102.5 | 142.7 | 140.1 | 151.6 |
| 1988 | 420.9 | 339.1 | 221.4 | 227.9 | 119.6 | 83.8 | 66.4 | 47.0 | 51.3 | 78.6 | 75.5 | 146.3 | 156.5 |
| 1989 | 350.2 | 368.4 | 401.2 | 265.2 | 116.2 | 92.2 | 67.7 | 62.7 | 72.2 | 146.3 | 135.1 | 124.1 | 183.4 |
| 1990 | 300.6 | 194.2 | 228.5 | 142.0 | 96.8 | 136.0 | 78.2 | 53.2 | 80.8 | 230.6 | 290.6 | 237.6 | 172.4 |
| 1991 | 204.1 | 299.0 | 417.4 | 217.8 | 134.5 | 104.3 | 65.3 | 45.2 | 51.9 | 93.7 | 159.5 | 116.5 | 159.1 |
| 1992 | 169.3 | 157.0 | 220.4 | 124.2 | 61.4 | 59.2 | 46.3 | 57.8 | 51.2 | 132.5 | 104.7 | 74.5 | 104.9 |
| 1993 | 200.3 | 335.9 | 299.7 | 227.7 | 128.3 | 72.9 | 64.8 | 67.9 | 105.2 | 132.3 | 270.6 | 430.5 | 194.7 |
| 1994 | 352.4 | 466.1 | 287.1 | 254.6 | 113.8 | 74.0 | 65.0 | 55.6 | 57.0 | 83.8 | 116.4 | 102.9 | 169.1 |
| 1995 | 232.6 | 199.3 | 353.0 | 180.1 | 87.2 | 49.6 | 44.9 | 46.1 | 48.2 | 84.6 | 133.7 | 145.9 | 133.8 |
| 1996 | 203.7 | 266.1 | 283.1 | 227.8 | 111.2 | 63.2 | 43.5 | 50.5 | 61.7 | 78.7 | 86.7 | 161.7 | 136.5 |
| 1997 | 173.3 | 289.6 | 265.3 | 140.2 | 90.0 | 51.4 | 42.8 | 74.3 | 79.5 | 93.4 | 146.3 | 215.3 | 138.4 |
| 1998 | 350.7 | 446.0 | 380.8 | 225.0 | 83.8 | 65.4 | 51.9 | 44.5 | 46.1 | 98.8 | 122.2 | 158.1 | 172.8 |
| 1999 | 298.4 | 423.2 | 410.5 | 288.3 | 137.4 | 70.3 | 54.2 | 45.6 | 64.8 | 101.6 | 86.8 | 141.9 | 176.9 |
| 2000 | 235.6 | 359.1 | 397.7 | 269.8 | 106.4 | 72.7 | 69.0 | 79.1 | 77.3 | 80.8 | 80.5 | 172.9 | 166.7 |
| 2001 | 432.9 | 447.6 | 395.3 | 248.5 | 121.0 | 69.0 | 59.0 | 44.9 | 56.6 | 91.5 | 168.9 | 186.0 | 193.4 |
| 2002 | 116.8 | 331.7 | 380.3 | 220.0 | 119.1 | 63.2 | 102.6 | 52.6 | 67.0 | 125.4 | 218.0 | 232.6 | 169.1 |
| 2003 | 230.4 | 326.8 | 398.4 | 266.4 | 142.7 | 78.7 | 52.5 | 60.5 | 62.5 | 66.3 | 72.1 | 239.7 | 166.4 |
| 2004 | 139.6 | 250.5 | 232.4 | 132.4 | 86.0 | 74.0 | 86.8 | 72.2 | 98.3 | 197.2 | 149.6 | 219.7 | 144.9 |
| 2005 | 178.0 | 270.5 | 335.4 | 163.0 | 76.6 | 55.1 | 48.0 | 45.3 | 42.2 | 117.3 | 83.7 | 179.6 | 132.9 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2006 | 274.7 | 243.5 | 295.5 | 265.6 | 90.3 | 72.3 | 52.3 | 53.7 | 55.1 | 183.8 | 199.3 | 233.3 | 168.3 |
| 2007 | 318.4 | 250.6 | 478.4 | 292.4 | 145.5 | 78.2 | 61.3 | 48.3 | 61.8 | 101.5 | 119.4 | 153.2 | 175.8 |
| 2008 | 222.8 | 265.0 | 209.6 | 169.3 | 111.3 | 73.2 | 55.9 | 52.1 | 101.7 | 90.8 | 80.7 | 282.7 | 142.9 |
| 2009 | 333.8 | 300.2 | 276.8 | 217.0 | 119.1 | 81.0 | 58.4 | 72.0 | 83.7 | 92.5 | 91.6 | 88.8 | 151.2 |
| 2010 | 227.4 | 351.8 | 249.6 | 209.6 | 117.2 | 65.4 | 67.4 | 48.8 | 53.2 | 168.2 | 126.4 | 173.8 | 154.9 |
| 2011 | 274.6 | 274.5 | 407.6 | 127.1 | 101.0 | 69.0 | 64.4 | 64.6 | 66.5 | 161.7 | 243.6 | 152.3 | 167.2 |
| 2012 | 308.9 | 330.4 | 354.5 | 134.5 | 97.8 | 71.1 | 46.3 | 44.4 | 43.4 | 156.1 | 252.3 | 218.8 | 171.5 |
| 2013 | 284.9 | 377.7 | 417.6 | 363.6 | 166.6 | 81.5 | 80.7 | 61.0 | 59.0 | 80.2 | 117.0 | 216.2 | 192.2 |
| 2014 | 248.8 | 318.5 | 351.0 | 289.9 | 121.0 | 77.2 | 73.8 | 55.6 | 64.3 | 115.0 | 120.6 | 142.7 | 164.9 |
| Promedio | 267.7 | 323.3 | 329.3 | 221.9 | 115.6 | 75.6 | 63.1 | 57.0 | 74.3 | 119.8 | 145.3 | 186.7 | 165.0 |
| Mínimo | 116.8 | 157.0 | 176.0 | 123.2 | 61.4 | 49.6 | 42.8 | 38.5 | 42.2 | 62.1 | 72.1 | 74.5 | 84.7 |
| Máximo | 521.2 | 570.9 | 478.4 | 363.6 | 203.6 | 136.0 | 102.6 | 87.0 | 180.2 | 230.6 | 290.6 | 430.5 | 223.1 |

Anexo 18 - Ponderación de la importancia relativa

Anexo 19 – Tabla ANOVA DOE factorial 2² para la Potencia Real y Eficiencia

*ANOVA; Var.: Potencia Real (Watts); R-sqr=.99752; Adj:.99659 (Design: 2**(2-0) design+ (Spreadsheet1) 2 factors at two levels; MS Residual=1044.75*

DV: Potencia Real (Watts)

| Factor | SS | dF | MS | F | p |
|------------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|
| (1) Altura (m) | 106367 | 1 | 106367 | 101.811 | 0.000008 |
| (2) Caudal (L/s) | 2136698 | 1 | 2136698 | 2045.177 | 0.000000 |
| 1 by 2 | 366075 | 1 | 366075 | 350.395 | 0.000000 |
| Error | 8358 | 8 | 1045 | | |
| Total SS | 3365793 | 11 | | | |

*ANOVA; Var.: Eficiencia (%); R-sqr=.99489; Adj:.99297 (Design: 2**(2-0) design (Spreadsheet1) 2 factors at two levels; MS Residual=1.416667*

DV: Eficiencia (%)

| Factor | SS | dF | MS | F | p |
|------------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|
| (1)Altura (m) | 10.992 | 1 | 10.992 | 7.7590 | 0.023723 |
| (2) Caudal (L/s) | 1111.353 | 1 | 1111.353 | 784.4843 | 0.000000 |
| 1 by 2 | 70.829 | 1 | 70.829 | 49.9971 | 0.000105 |
| Error | 11.333 | 8 | 1.417 | | |
| Total SS | 2216.917 | 11 | | | |

Anexo 20 – Tabla del coeficiente de regresión DOE factorial 2² para la Potencia Real y Eficiencia

*Regr. Coefficients; Var.:Potencia Real (Watts); R-sqr=.99752; Adj:.99659 (Design: 2**(2-0) design (Spreadsheet1) 2 factors at two levels; MS Residual=1044.75
DV: Potencia Real (Watts)*

| Factor | Regress | Std.Err. | t(8) | p | -95.% Cnf.Lim | +95.% Cnf.Lim |
|-----------------|----------------|-----------------|-------------|----------|--------------------------|--------------------------|
| (Mean/Interc. | -46341.1 | 1999.967 | -23.1710 | 0.000000 | -50953.1 | -41729.2 |
| (1)Altura (m) | 809.0 | 43.944 | 18.4107 | 0.000000 | 707.7 | 910.4 |
| (2)Caudal (L/s) | 4702.9 | 193.964 | 24.2463 | 0.000000 | 4255.6 | 5150.2 |
| 1 by 2 | -79.1 | 4.225 | -18.7188 | 0.000000 | -88.8 | -69.3 |

*Regr. Coefficients; Var.:Eficiencia (%); R-sqr=.99489; Adj:.99297 (Design: 2**(2-0) design (Spreadsheet1) 2 factors at two levels; MS Residual=1.416667
DV: Eficiencia (%)*

| Factor | Regress | Std.Err. | t(8) | p | -95.% Cnf.Lim | +95.% Cnf.Lim |
|-----------------|----------------|-----------------|-------------|----------|--------------------------|--------------------------|
| (Mean/Interc. | 293.5000 | 73.64623 | 3.98527 | 0.004032 | 123.6715 | 463.3285 |
| (1)Altura (m) | -11.7667 | 1.61817 | -7.27159 | 0.000086 | -15.4982 | -8.0352 |
| (2)Caudal (L/s) | -20.5000 | 7.14246 | -2.87016 | 0.020824 | -36.9705 | -4.0295 |
| 1 by 2 | 1.1000 | 0.15557 | 7.07086 | 0.000105 | 0.7413 | 1.4587 |

Anexo 21 – Tabla del coeficiente de regresión para Superficie de Respuesta 3² de la Potencia Real y Eficiencia

Regr. Coefficients; Var.:Potencia Real (Watts); R-sqr=.97475; Adj:.93268

| Factor | Regressn coeff | Std.Err | t | p | -95.% CnF.Limt | +95.% CnF.Limt |
|-----------------------|---------------------------|----------------|----------|----------|---------------------------|---------------------------|
| Mean/Interc. | -96201.4 | 12161.83 | -7.91011 | 0.004212 | -134906 | -57497.1 |
| (1)Altura (m)(L) | 62.8 | 289.12 | 0.21717 | 0.842004 | -857 | 982.9 |
| Altura (m)(Q) | -0.0 | 3.25 | -0.00007 | 0.999947 | -10 | 10.3 |
| (2)Caudal (L/s)(L) | 17415.4 | 1845.43 | 9.43706 | 0.002522 | 11542 | 23288.4 |
| Caudal (L/s)(Q) | -776.8 | 81.21 | -9.56435 | 0.002425 | -1035 | -518.3 |
| 1L by 2L | -3.4 | 11.49 | -0.29331 | 0.788407 | -40 | 33.2 |

Regr. Coefficients DV: Eficiencia (%); R-sqr=.99001; Adj:.97336

| Factor | Regressn coeff | Std.Err | t | p | -95.% CnF.Limt | +95.% CnF.Limt |
|-----------------------|---------------------------|----------------|----------|----------|---------------------------|---------------------------|
| Mean/Interc. | -3091.45 | 232.9566 | -13.2705 | 0.000925 | -3832.82 | -2350.08 |
| (1)Altura (m)(L) | 0.51 | 5.5380 | 0.0921 | 0.932431 | -17.11 | 18.13 |
| Altura (m)(Q) | -0.00 | 0.0622 | -0.0000 | 1.000000 | -0.20 | 0.20 |
| (2)Caudal (L/s)(L) | 576.15 | 35.3486 | 16.2991 | 0.000502 | 463.65 | 688.65 |
| Caudal (L/s)(Q) | -25.90 | 1.5556 | -16.6492 | 0.000472 | -30.85 | -20.95 |
| 1L by 2L | -0.11 | 0.2200 | -0.5000 | 0.651448 | -0.81 | 0.59 |

Anexo 22 – ANEXO FOTOGRÁFICO



Figura 55. Río Cashingari



Figura 56. Mediciones de Caudal en el río Cashingari.



Figura 57. Fundo Buenavista



Figura 58. Construcción de la carcasa, montaje y pintado de los equipos electro-mecánicos.



Figura 59. Transporte de los equipos electromecánicos



Figura 60. Tendido eléctrico



Figura 61. Montaje y funcionamiento de equipos electromecánicos.



Figura 62. Pruebas de energía eléctrica en el Fundo Buenavista