



*Estudio de factibilidad de una pequeña central hidroeléctrica en un afluente del  
Río Guayas - Ecuador*

*Feasibility study of a small hydroelectric plant on a tributary of the Guayas River  
- Ecuador*

*Estudo de viabilidade de uma pequena central hidrelétrica em um afluente do rio  
Guayas - Equador*

Jimmy Fernando Hurtado Paspuel <sup>I</sup>

[jimmy.hurtadop@ug.edu.ec](mailto:jimmy.hurtadop@ug.edu.ec)

<https://orcid.org/0000-0001-9795-2339>

Pedro Luis Castro Verdezoto <sup>II</sup>

[pedro.ccastrov@ug.edu.ec](mailto:pedro.ccastrov@ug.edu.ec)

<https://orcid.org/0000-0002-3450-9855>

**Correspondencia:** [jimmy.hurtadop@ug.edu.ec](mailto:jimmy.hurtadop@ug.edu.ec)

Ciencias Técnica y Aplicadas

Artículo de Investigación

\* **Recibido:** 23 de octubre de 2023 \* **Aceptado:** 22 de noviembre de 2023 \* **Publicado:** 14 de diciembre de 2023

I. Facultad de Ingeniería industrial, Universidad de Guayaquil, Ecuador.

II. Facultad de Ingeniería industrial, Universidad de Guayaquil, Ecuador.

## Resumen

El estudio determina la viabilidad del aprovechamiento hidroeléctrico de un afluente del Río Guayas – Ecuador, a través de una pequeña central hidroeléctrica (PCH); Con base en la información histórica de las cuencas, se definieron el caudal técnico mínimo y el caudal de mayor generación eléctrica, comparando dos tipos de turbinas: Francis y Turgo. En consecuencia, utilizando parámetros financieros se determinó el flujo de generación óptimo, que implica el mayor rendimiento económico, por lo que se optó por una turbina Francis con un flujo óptimo de equipo de 5,2 m<sup>3</sup>/s; Bajo estas condiciones se realizaron análisis de pérdidas de proceso, sensibilidad del proyecto, características de los elementos e impacto ambiental.

**Palabras Clave:** Hidroeléctrica; Caudal óptimo; Factibilidad técnica; Energía Renovable.

## Abstract

The study determines the viability of the hydroelectric use of a tributary of the Guayas River - Ecuador, through a small hydroelectric power plant (PCH); Based on the historical information of the basins, the minimum technical flow and the flow of greatest electrical generation were defined, comparing two types of turbines: Francis and Turgo. Consequently, using financial parameters, the optimal generation flow was determined, which implies the highest economic performance, so a Francis turbine was chosen with an optimal equipment flow of 5.2 m<sup>3</sup>/s; Under these conditions, analyzes of process losses, project sensitivity, characteristics of the elements and environmental impact were carried out.

**Keywords:** Hydroelectric; Optimal flow rate; Technical feasibility; Renewable energy.

## Resumo

O estudo determina a viabilidade do aproveitamento hidrelétrico de um afluente do Rio Guayas – Equador, por meio de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH); Com base nas informações históricas das bacias, foram definidas a vazão técnica mínima e a vazão de maior geração elétrica, comparando dois tipos de turbinas: Francis e Turgo. Consequentemente, utilizando parâmetros financeiros, foi determinada a vazão ótima de geração, o que implica no maior desempenho econômico, portanto foi escolhida uma turbina Francis com vazão ótima do equipamento de 5,2 m<sup>3</sup>/s; Nessas condições foram realizadas análises de perdas de processo, sensibilidade do projeto, características dos elementos e impacto ambiental.

**Palavras-chave:** Hidrelétrica; Taxa de fluxo ideal; Viabilidade técnica; Energia renovável.

## Introducción

El ministerio de Ambiente y Transición Ecológica ha desarrollado varios estudios para realizar proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico con centrales hidroeléctricas pequeñas de la cuenca hidrográfica del río Guayas para mejorar la productividad en determinadas zonas [1]. Para las condiciones ecuatorianas se han analizado y propuesto alternativas en el contexto de la problemática energética [2]–[4]

El objetivo del artículo es determinar la viabilidad de utilizar energía de un tramo específico, a través de una cogeneración, para suministrar energía eléctrica a sectores cercanos. Analizar los aspectos técnicos y económicos de la implementación del proyecto, limitando los resultados a una referencia de factibilidad y no a un ingeniero de detalle o estrategias de implementación.

## Materiales y métodos

Empleando como referencia datos oficiales y estudios previos sobre el uso de la cuenca, se tiene un caudal promedio anual de 4,6 m<sup>3</sup>/s, cifra relacionada con estudios históricos de los caudales de la cuenca [5]; de tal forma que este valor será el caudal de referencia del equipo ( $Q_{eq}$ ), que permitirá posteriormente obtener el caudal mínimo técnico ( $Q_{mt}$ ), el cual depende de los tipos de turbina. Posteriormente, con base en las curvas de desempeño de las turbinas para las características de la cuenca, se determina el caudal máximo de generación eléctrica ( $Q_{eq-max}$ ); además, se analizan conjuntamente las curvas de flujo de energía generada y de los equipos para determinar los equipos y demás infraestructura requeridos, utilizando manuales de instalación de PCH [6] e informes especializados [7].

Con base en el flujo máximo de generación eléctrica se determina la factibilidad económica, definiendo curvas de costos, precios de referencia, información de estudios similares [8]–[10]. Por otro lado, los gastos se refieren a la venta de energía eléctrica al sistema [11]; de tal forma que el resultado sea el flujo con mayor rentabilidad económica, definido como el flujo óptimo del equipo ( $Q_{eq-ótima}$ ).

Para el análisis económico se emplean los principales parámetros financieros: Taza de retorno – TIR, Valor Presente Neto – VAN e indicadores de prospectiva energética [12]–[14]; El caudal óptimo de equipamiento ( $Q_{eq-ótima}$ ) determina el dimensionamiento de elementos de la

Hidroeléctrica y las pérdidas técnicas, confirme a las metodologías de estimación disponibles e impactos ambientales [15].

## Resultados y discusión

### *Salto bruto, salto útil y salto neto*

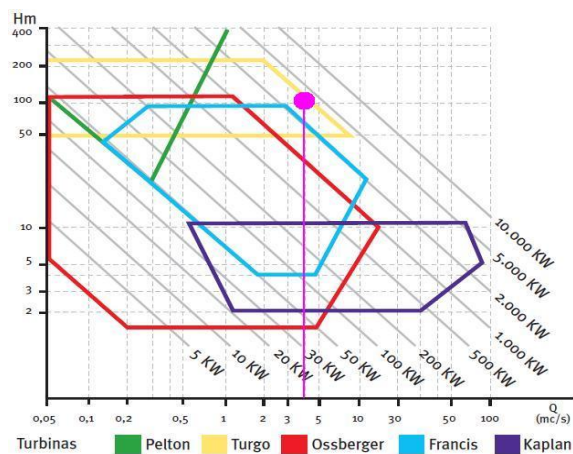
Las referencias de salto bruto ( $H_b$ ) son las elevaciones existentes em el reservorio “San Vicente”, implicando un salto bruto de 140 m. Para mantener márgenes de seguridad del embalse son descartados 20m, de forma que el salto útil ( $H_u$ ) será de 120 m. No obstante, es definida una perdida máxima de salto ( $h_p$ ) de 4%, por lo tanto, el salto libre ( $H_n$ ) será de 115,20 m.

### *Selección de Turbinas y Curva de rendimiento*

Las coordenadas de referencia em la Figura 1 son  $H_n = 115,20$  m e  $Q_e = 4,6$  m<sup>3</sup>/s; de forma que existen dos tipos de turbinas apropiadas: Francis e Turgo. En términos estrictos, solamente la turbina Turgo cumpliría las condiciones, pero la turbina Francis está dentro de los límites para factibilidad [7], Por tanto el análisis comparativo considerará estos dos tipos de turbinas.

## Gráfico 1

### *Selección de los tipos de turbina*



Fuente. Adaptado do IDEA (2006)

El caudal mínimo técnico ( $Q_{mt}$ ) es proporcional al caudal de equipamiento ( $Q_{eq}$ ), mediante el factor de proporcionalidad ( $k$ ), de suerte que los caudales mínimos técnicos son definidos para cada tipo de turbina [6].

**Tabla 1**

*Caudales mínimos técnicos*

Tipo de turbina	Fator $k^1$	$Q_{mt}$ [m <sup>3</sup> /s]
Francis	0,35	1,61
Turgo	0,15	0,69

Los caudales mínimos técnicos serán empleadas como referencia de límite inferior para la potencia instalada, es decir que la hidroeléctrica no puede operar con caudales inferiores a los valores de la Tabla 1.

### *Curvas de rendimiento de turbinas*

Las curvas polinómicas de rendimiento fueron definidas de forma que se pueda estimar la cantidad de total de energía generada para cada turbina. El criterio de aceptación de las curvas es la raíz cuadrática del error medio normalizado - NRMSE. El polinomio de grado cuatro para la aproximación del rendimiento se expresa como:

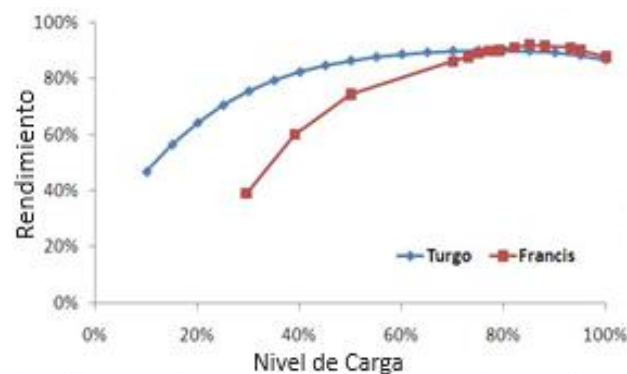
$$\eta_{Turb} = \sum_{i=0}^4 a_i \cdot q^i \quad \text{Eq. ( 1 )}$$

Para el caso de la turbina Francis o NRMSE es 0,0038 unidades mientras que la turbina Turgo es 0,00124 unidades. Por lo tanto las curvas estimadas de rendimiento (Figura 2) son válidas para los cálculos posteriores.

<sup>1</sup> Los valores de k son tomados de referencia del Manual de Energías Renovables – Mini centrales hidroeléctrica, IDAE(2006).

**Figura 2**

*Curvas de rendimiento estimadas*



Para cargas inferiores al 70%, las turbinas tienen diferente eficiencia, aunque entre el 70% y el 80% de carga muestran un comportamiento similar. Para cargas superiores al 90%, la eficiencia de las dos turbinas disminuye.

***Curva de energía vs. Caudal de equipamiento***

Considerando los rendimientos de cada turbina ( $\eta_{Turb}$ ), y un rendimiento de equipo ( $\eta_{eq}$ ) constante (generador, multiplicador, transformador), así como el caudal de equipamiento ( $Q_{eq}$ ) es definida a potencia instalada ( $P_{inst}$ ) y energía anual generada en función de caudal diario disponible  $E(Q_{ei})$ .

$$P_{inst} = \gamma \cdot H_n \cdot Q_{eq} \cdot \eta_{Turb} \cdot \eta_{eq} \quad \text{Eq. ( 2 )}$$

$$E(Q_i) = \gamma \cdot H_n \cdot \eta \cdot \sum_{i=1}^{365} (q_i) \cdot Q_i \quad \text{Eq.( 3 )}$$

Donde

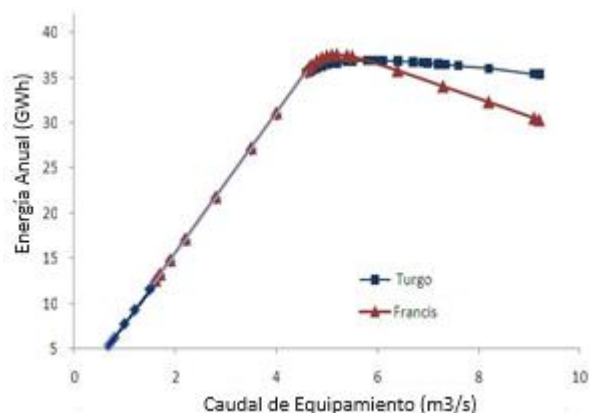
$$q_i = Q_i / Q_{eq}; \quad 1 \leq q_i \leq 0 \quad \text{Eq.( 4 )}$$

Los parámetros  $\gamma$  y un peso específico del agua; dado que la hidroeléctrica no debe operar con caudales ( $Q_i$ ) inferiores al caudal mínimo técnico ( $Q_{mt}$ ) es definido el valor de  $q_i = 0$  para esta condición, opuestamente para caudales superiores al caudal de equipamiento de ( $Q_{eq}$ ) es definido

por el valor de  $q_i = 1$ . De tal forma que son definidas las ecuaciones polinómicas que estiman el comportamiento de la curva  $E(Q_e)$  para las turbinas tipo Francis e Turgo.

**Figura 3**

*Curva de energía generada vs  $Q_e$*



La Figura 3 muestra que para caudales inferiores a  $4,6 \text{ m}^3/\text{s}$  las turbinas presentan producciones muy próximas, sin embargo, para caudales superiores tienen comportamientos diferentes. De hecho, la turbina Francis tienen reducciones significativas en la generación de energía para caudales superiores a  $6 \text{ m}^3/\text{s}$ , por otro lado, las turbina Turgo tienen reducciones paulatinas en la generación de energía eléctrica con el aumento de caudal.

**Tabla 2**

*Caudales de equipamiento máximo, energía generada y potencia instalada.*

Resultados	Francis	Turgo
Caudal $Q_{eq-max}$ ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	5,2	6,0
Potencia Instalada (MW)	5,3	6,1
Energía Total Anual Producida (GWh/año)	37,6	36,9

Conforme a la Tabla 2, la turbina más apropiada para las condiciones presentadas es la turbina Francis, implicando una generación de 37,6 GWh por año; No obstante, tendría una menor potencia instalada que la turbina Turgo. De tal forma que no es descartada ninguna opción hasta los resultados óptimos.



**Selección del caudal óptimo**

Existen dos alternativas de consumo de la energía eléctrica generada: abastecimiento para localidades próximas o abastecimiento al Sistema Nacional Interconectado, para ambos casos la tarifa de venta es 0,08 US\$/kWh [16]. Para definir el caudal de equipamiento óptimo para ambas turbinas, son empleado los costes relacionados a la ejecución del proyecto, los costes de la instalación e infraestructura, empleando metodologías de estimaciones de costos para Centrales hidroeléctricas pequeñas [6] [17]. De tal forma, que para los dos tipos de turbina fueron estructuradas funciones objetivo Eq.(5), que permitan la mayor rentabilidad posible del proyecto; así como, su relación con una restricción técnica Eq.(6), donde el caudal objetivo debe ser mayor que el caudal mínimo técnico y menor que el caudal de equipamiento, obteniendo los valores de VAN e TIR.

$$Max(Z) = \sum_{j=1}^{20} \frac{E(Q_j) \cdot p - C(Q_j)}{(1+t)^n} - I(Q_{eq}) \quad Eq.(5)$$

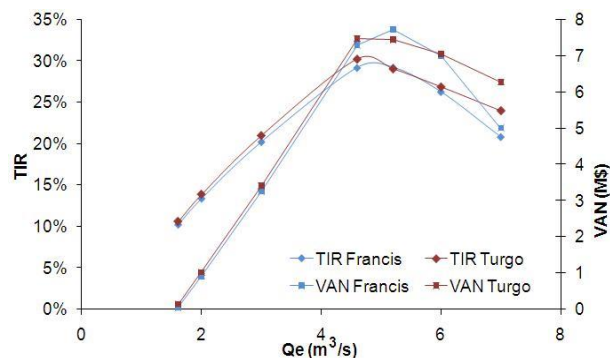
S.A.

$$Q_{mt} \leq Q_i \leq Q_{eq} \quad Eq.(6)$$

Los parámetros financieros tienen las mismas tendencias para los dos tipos de turbinas (Figura 4), porque los ingresos y los costes de instalación no distan significativamente entre estos.

**Figura 4**

*Curvas TIR-VAN vs. Qe*





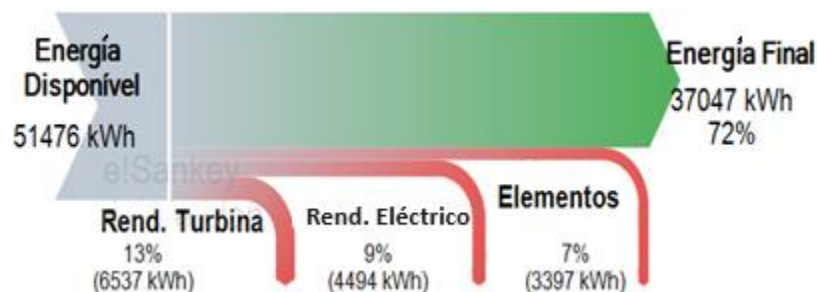
No obstante, conforme a la Figura 4 después de  $6 \text{ m}^3/\text{s}$  a turbina Francis tiene mayores pérdidas económicas en comparación a la turbina Turgo. Además de eso, existen dos condiciones óptimas con diferentes: parámetros económicos, caudales de equipamiento y tipos de turbina. Un óptimo se obtiene a un caudal de  $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$  para la turbina Francis implicando una VAN de 7,70 millones de US\$, otro óptimo es  $4,7 \text{ m}^3/\text{s}$  para la turbina Turgo implicando una TIR de 29,9%. Para determinar la mejor opción fue realizado un análisis incremental, en el caso da turbina Francis la inversión adicional sería de US\$ 519 millones, mientras que para la turbina Turgo es de US\$ 504 millones, asumiendo una tasa de descuento de 10%. Por lo tanto el caudal óptimo ( $Q_{eq-op}$ ) es  $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$  con una turbina Francis, es de resaltar que existiría un mismo valor TIR para ambas turbinas, además de un mayor VAN (Figura 4). Em los costes totales del proyecto existe una diferencia de US\$ 230 millones entre los dos tipos de turbinas, la diferencia es más acentuada en los costes de implementación, no obstante, la turbina seleccionada fue tipo Francis porque a pesar de tener un mayor nivel de inversión tiene una mayor rentabilidad.

### *Análisis de pérdidas y golpe de ariete*

Considerando o salto libre ( $H_n$ ) existiría una disponibilidad 51.476 kWh por año, de tal forma que considerando las pérdidas de largo plazo en el proceso de transformación, implicaría una eficiencia del 72%. La Figura 5 muestra que la principal perdida existe em el rendimiento de la turbina con 13% de la pérdida en el proceso.

### **Figura 5**

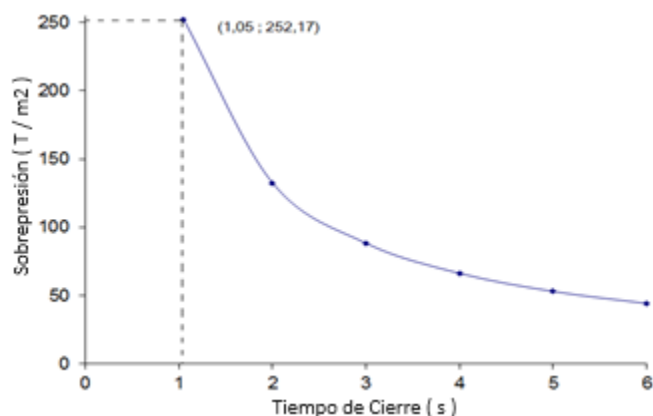
#### *Balance de energía de la instalación*



Los rendimientos eléctricos del transformador, generador y demás elementos fueron considerados como todo un sistema, con una eficiencia de 90%, implicando una pérdida de 4.494 kWh por año. Mediante las estimaciones de pérdidas de elementos geoméricamente longitudinales, aplicando la ecuación de Manning [17] e incluyendo los segmentos curvos existentes, implica una pérdida de altura equivalente ( $h_{pi}$ ) de 1,47m. Donde 94,55% es responsabilidad del conducto forzado debido a la fricción, de tal forma, que incluyendo el tramo curvo e demás elementos implica una pérdida de 3.397 kWh por año.

### Figura 6

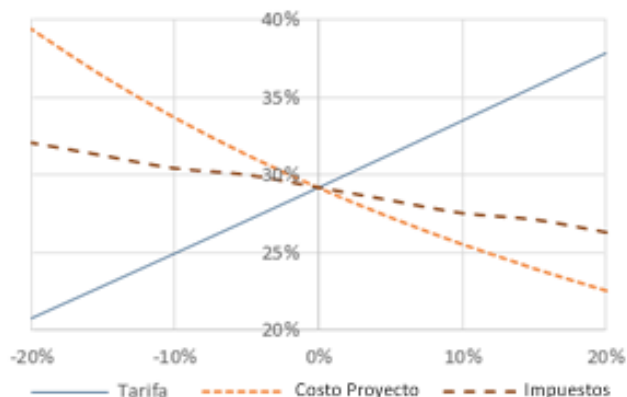
*Cierre lento de Micheaud en período de 6 segundos*



Con las características de equipamiento, en caso de existir un cierre rápido implicaría una presión de 252 t/m<sup>2</sup> durante 1,05 segundos (Figura 6), de forma que es apropiada la instalación de una válvula de alivio.

### *Análisis de sensibilidad*

Fueron consideradas las variables que tienen impactos significativos en la factibilidad del proyecto; de tal forma que según la Figura 7, los costes del proyecto tienen casi la misma importancia que la tarifa eléctrica para la venta de electricidad. Además, los costes del proyectos son de mayor importancia que los impuestos del gobierno.

**Figura 7***Sensibilidad del proyecto conforme a la TIR*

Asumiendo una tasa de descuento del 10%, el proyecto estaría en los límites de factibilidad con una tarifa de \$0,04/kWh, es decir que, asumiendo un precio de venta a la mitad de la tarifa actual, existiría una factibilidad económica. Del mismo modo, doblando los costes del proyecto existiría una rentabilidad mínima. Mientras que un incremento de los impuestos en 128% implicaría los límites de la factibilidad.

***Análisis del impacto ambiental***

Los impactos ambientales de las Centrales hidroeléctrica pequeñas son inferiores en comparación a la gran hidroeléctrica. No obstante, los impactos están relacionados con su entorno durante la ejecución de la obra y posterior operación [17]. De suerte que es predecible la erosión del suelo e impacto en los caudales naturales de ríos, como medida preventiva se propone la exploración de un caudal ecológico; el proyecto está localizado en un sector árido, definido como bosque seco, sin duda existiría impacto en la fauna y flora local, de tal forma que es recomendable la instalación de escalera de pescas, cría de zonas alternativa para pájaros y animales.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> son mínimas, de tal forma que es predecible una emisión de 170 Ton. de CO<sub>2</sub> por año, es decir 0,01 libras de CO<sub>2</sub> por kWh. Adicionalmente, considerando un análisis de ciclo de vida (LCA), implicaría una emisión de 0,5 libras de CO<sub>2</sub> por kWh [18] Las estimaciones son inferiores a 3 libras de CO<sub>2</sub> por kWh, tomando como referencia centrales eléctricas a carbón [19].

## Conclusiones

La propuesta de una pequeña central hidroeléctrica en la ribera del Río Guayas, tiene factibilidad técnica y económica, conforme a las condiciones presentadas, inicialmente la turbina tipo Francis estaba en los límites de idoneidad del proyecto. No obstante, conforme a los cálculos la mejor opción es una turbina tipo Turgo.

Se estima una inversión de US\$ 10 millones, así como ingresos anuales de US\$ 1.5 millones, implicando una TIR de 29,21% y una VAN de US\$ 7.7 millones, relacionado a un retorno sobre la inversión de 8.5 años.

Según el análisis de sensibilidad, el proyecto tendría una alta robustez, porque sería mínimamente rentable ante una reducción significativamente de la tarifa eléctrica, así mismo, como ante un aumento significativo de los costos del proyecto. Es recomendable realizar estudios de ingeniería en detalle para obtener valores más exactos de los costos de instalación, porque ambos casos de tipo de turbina se presentan valores óptimos muy próximos.

## Referencias

- MATE, “National Plan for Integrated and Comprehensive Management of Water Resources and basins and Micro-basins of Ecuador,” Quito, 2016. [Online]. Available: [http://suia.ambiente.gob.ec/?page\\_id=495](http://suia.ambiente.gob.ec/?page_id=495).
- P. Castro Verdezoto, J. Vidoza, and W. Gallo, “Analysis and projection of energy consumption in Ecuador: Energy efficiency policies in the transportation sector,” *Energy Policy*, vol. 134, no. August, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.110948.
- P. Castro Verdezoto, M. P. Castro, J. Litardo, M. Cunha, and G. Soriano, “Análisis del impacto del programa de eficiencia energética PEC en Ecuador,” 2019.
- F. Porras, W. Arnaldo, G. Soriano, G. Jannuzzi, and A. Ramirez, “Assessment of the Effects of Stricter Standards in Energy Efficiency Regulation for Residential Air Conditioning in Guayaquil, Ecuador,” pp. 1–132, 2020, [Online]. Available: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/341900>.
- SENAGUA, “Delimitación y codificación de unidades geográficas del Ecuador,” 2009.
- IDAE, “Manuales de Energías Renovables 6: Minicentrales Hidroeléctricas,” Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Madrid, p. 180, 2006.

- ESHA, “Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant,” European Small Hydropower Association, Bruselas, p. 296, 2004.
- A. Saliba, “A análise de viabilidade das pequenas centrais hidroeléctricas e o conceito de eonvoltórias de vazão,” Universidade Federal de Minas Gerais, 2000.
- T. Tsoutsos, E. Maria, and V. Mathioudakis, “Sustainable siting procedure of small hydroelectric plants: The Greek experience,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 5, pp. 2946–2959, May 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.10.015.
- F. Faria, “Metodologia de prospecção de pequenas centrais hidrelétricas,” Unidersidade de São Paulo, 2011.
- CNEL, “Planificación estratégica 2015 - 2017,” Guayaquil, 2017.
- Montagner, *Elaboração e análise de projetos*. 2012.
- P. Castro, M. Castro, and M. Cunha, “Análisis Comparativo de Indicadores Energéticos de Países Miembros de la Comunidad Andina de Naciones,” *Revista Técnica “Energía,”* vol. 14, Quito, pp. 236 – 245, 2018.
- A. Benito, P. L. Castro Verdezoto, and P. Rodríguez, “Prospectiva sobre la integración energética de sistemas de generación distribuida,” *Reciamuc*, vol. 7, no. 2, pp. 375–389, 2023, doi: 10.26820/reciamuc/7.(2).abril.2023.375-389.
- Y. Tian, F. Zhang, Z. Yuan, Z. Che, and N. Zafetti, “Assessment power generation potential of small hydropower plants using GIS software,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1393–1404, 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.05.023.
- ARCONEL, “Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2014,” Quito, 2014.
- J. L. Villa, *Energía Hidroeléctrica*. Zaragoza: Universidad de Zaragoza, 2012.
- IPCC, “Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,” 2021.
- A. D. Ramirez, A. Boero, B. Rivela, A. M. Melendres, S. Espinoza, and D. A. Salas, “Life cycle methods to analyze the environmental sustainability of electricity generation in Ecuador: Is decarbonization the right path?,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 134, no. March, p. 110373, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110373.