

Influence of climate change on the run-off river hydroelectric potential in the middle-high basin of the river Jequetepeque, Peru

Leonardo Castillo¹; Lisha Yupanqui²; Juan Cabrera³

^{1,3}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, leonardocastillo@uni.edu.pe, juancabrera@uni.edu.pe

²Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Perú, u202022397@upc.edu.pe

Abstract– *This study evaluates the impact of climate change on run-of-river hydropower potential in the middle-upper Jequetepeque River basin, Peru. Climate projections from the IPSL-CM6A-LR model under the high-emission scenario SSP5–8.5 (CMIP6) were used to analyze water availability for the periods 2026–2065 and 2066–2100. The methodology integrated Google Earth Engine for climate data management, the SCS-CN hydrological model (calibrated with a Nash–Sutcliffe efficiency of 0.9953), and GIS tools to segment the river network into reaches of 500, 1000, and 1500 meters. The results project an intensification of the hydrological cycle toward the end of the century, with increased flows during high-flow months and more pronounced low-flow periods. A maximum theoretical potential of up to 33.15 MW was identified in the San Miguel sub-basin (Llapa River) for the period 2066–2100 using 1500 m reaches. The study concludes that the basin exhibits high technical suitability for the development of micro- and mini-hydropower plants, which represent a sustainable and resilient alternative for the regional energy transition under future climate stress.*

Keywords– *theoretical hydropower potential, climate change, run-of-river hydropower plants.*

I. INTRODUCCIÓN

En el mundo moderno, la necesidad de energía eléctrica fiable y asequible para la sociedad aumenta cada año debido al crecimiento de la población y al desarrollo económico [1]. El cambio climático representa un desafío creciente para la gestión de los recursos hídricos al modificar los patrones de precipitación y la disponibilidad hídrica, especialmente en regiones como Sudamérica, donde la escasez y la limitada información confiable de los registros hidrometeorológicos dificultan los análisis de largo plazo.

Para evaluar estos cambios, se emplean los modelos climáticos del CMIP6, los cuales presentan un mejor desempeño a escala subregional, permitiendo representar con mayor precisión la variabilidad espaciotemporal de la precipitación en Sudamérica y reducir la incertidumbre en las proyecciones hidrológicas. Estudios recientes evidencian que CMIP6 supera a CMIP3 y CMIP5 en la representación de la precipitación estacional en la región [2].

En el ámbito local, la cuenca del río Jequetepeque, ubicada en la vertiente del Pacífico peruano, presenta una creciente presión sobre sus recursos hídricos debido al incremento poblacional y al aumento de la demanda de agua y energía. Ante esta situación, surge la necesidad de implementar alternativas sostenibles para la generación de energía sin comprometer la disponibilidad del recurso. En este

contexto, la energía hidroeléctrica puede equilibrar las energías renovables y ser una opción baja en carbono especialmente con centrales hidroeléctricas de pasada que no requieren embalses para satisfacer la creciente demanda energética [3].

La evaluación del potencial hidroeléctrico en cuencas andinas requiere un enfoque integrado que combine el análisis de información climática y espacial con herramientas de modelación hidrológica. En este sentido, el uso de Google Earth Engine (GEE) facilita la gestión y análisis de datos climáticos, mientras que el método del Número de Curva del Soil Conservation Service (SCS-CN) permite transformar la precipitación en escorrentía superficial, representando de manera integrada la respuesta hidrológica de la cuenca.

En este contexto, el objetivo del presente estudio es analizar el comportamiento hidrológico de un sector de la cuenca del río Jequetepeque bajo un escenario de cambio climático, específicamente el escenario SSP5-8.5 del CMIP6, seleccionado por representar un desarrollo impulsado por combustibles fósiles, altas emisiones y un crecimiento poblacional [1,2]. Esto permite evaluar el sistema bajo condiciones de mayor estrés climático, con el fin de identificar y estimar el potencial de desarrollo de centrales hidroeléctricas de pasada, considerando las variaciones más críticas en la disponibilidad hídrica futura.

II. ÁREA DE ESTUDIO DE DATOS

A. Descripción de la zona de estudio

La cuenca del río Jequetepeque se ubica en el cuadrángulo definido por las latitudes 06°48' y 07°27' S y las longitudes 78°21' y 80°0' O, y cuenta con una extensión aproximada de 4 377,18 km². Asimismo, la zona de estudio comprende ocho de las nueve subcuencas que conforman el sistema hidrográfico: Chausis, Contumaza, Alto Jequetepeque, Medio Alto Jequetepeque, Medio Jequetepeque, Pallac, San Miguel y Medio Bajo Jequetepeque. La subcuenca Bajo Jequetepeque no fue considerada, priorizándose las zonas media y alta de la cuenca, que en conjunto representan más del 80 % del área total como se muestra en la Fig. 1.

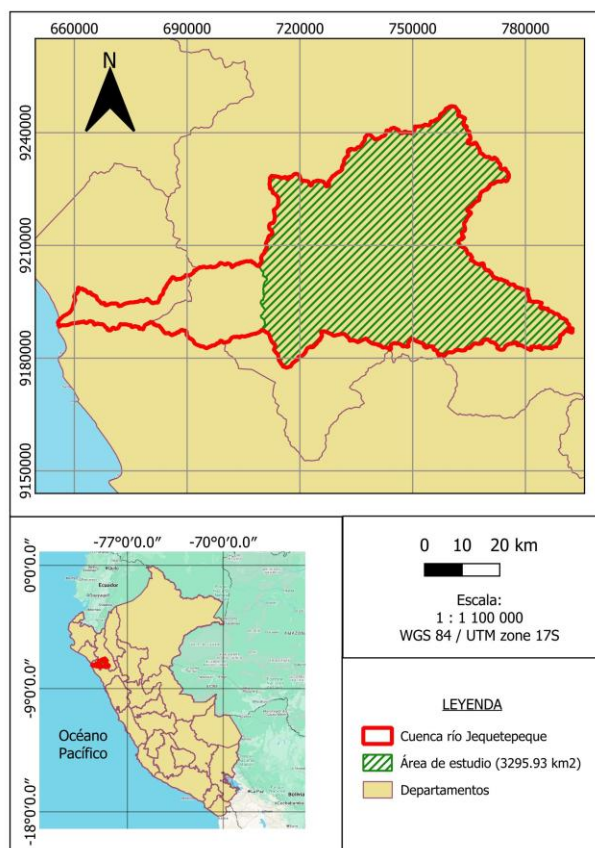


Fig. 1 Cuenca del río Jequetepeque

Fuente: Elaboración propia

La zona de estudio presenta un rango altitudinal que varía entre 480 y 4 223 m s. n. m. Donde se destaca la ubicación la estación hidrométrica Yonan y las 10 estaciones pluviométricas distribuidas en diferentes partes del área de estudio.

La red hídrica alcanza una longitud total de 552,49 km. En términos climáticos, la región se caracteriza por un régimen árido a semicálido, con temperaturas que oscilan entre 10 °C y 26 °C. La precipitación muestra una marcada variabilidad espacial y altitudinal, registrándose valores entre 0 y 1 100 mm anuales, con mayor concentración en las cabeceras de cuenca. Desde el punto de vista geomorfológico, el sistema corresponde a una cuenca joven, caracterizada por fuertes pendientes y la presencia de procesos erosivos activos [4].

B. Base de datos

La información utilizada en esta investigación se recopiló a partir de fuentes secundarias de libre acceso, combinando datos hidrometeorológicos, geográficos y climáticos necesarios para caracterizar la cuenca y analizar su comportamiento bajo distintos escenarios de cambio climático.

Los registros históricos de precipitación diaria se obtuvieron de la plataforma ANDREA de la Autoridad Nacional del Agua (ANA) para el periodo de 1981 al 2014. Para cada estación pluviométrica se consideraron, además, sus

coordenadas geográficas y altitud, información que permitió una adecuada representación espacial de los datos y facilitó los procesos posteriores de interpolación. Asimismo, se incorporó como punto de control la estación hidrométrica Yonan.

Para representar las condiciones topográficas del área de estudio, se empleó el DEM del sensor ALOS PALSAR, con una resolución espacial de 12,5 m × 12,5 m. Este nivel de detalle permitió describir el relieve de la cuenca y obtener parámetros físicos relevantes para el análisis hidrológico.

Finalmente, las proyecciones climáticas se obtuvieron a través de la plataforma Google Earth Engine, empleando un conjunto de Modelos Climáticos Globales (GMC) perteneciente al CMIP6. El análisis se desarrolla bajo el escenario SSP5-8.5, utilizando un total de 33 modelos climáticos (por ejemplo: FGOALS-g3, FGOALS-g3, MIROC6, MRI-ESM2-0, IPSL-CM6A-LR, ACCESS-ESM1-5, entre otros).

III. METODOLOGÍA

A. Esquema general

La metodología de este estudio se estructura en cuatro fases principales (Fig. 2). En la primera etapa, es la recopilación de datos y preprocesamiento, se delimitó la cuenca mediante el DEM ALOS PALSAR y se seleccionaron estaciones pluviométricas para descargar datos históricos y de modelos climáticos globales (CMIP6). Para validar estos datos, se realizó un análisis estadístico de correlación utilizando indicadores como el Eficiencia de Nash-Sutcliffe (NSE), PBIAS, RMSE y el coeficiente de Pearson.

Posteriormente, en la fase de Selección de modelo climático, se aplicó un escalamiento mediante *Quantile Mapping* (QM) y se definieron los periodos de análisis. Se generaron series de precipitación al percentil 80 (P80), garantizando una alta probabilidad de ocurrencia y asegurar la disponibilidad del recurso hídrico

En la tercera etapa, Modelamiento Hidrológico, se procedió a la calibración del parámetro Número de Curva (CN) mediante el método del SCS-CN. Este proceso permitió transformar la precipitación en escorrentía para generar los rásteres de caudal promedio y caudal Q80. Finalmente, en el Cálculo del Potencial Hidroeléctrico Teórico (PHT), se procesó la red hídrica en SAGA y QGIS, segmentándola en tramos de 500 m, 1000 m y 1500 m para determinar los puntos de potencial mediante una tabla de atributos que integra caudal (Q), cota (Z) y altura (H).

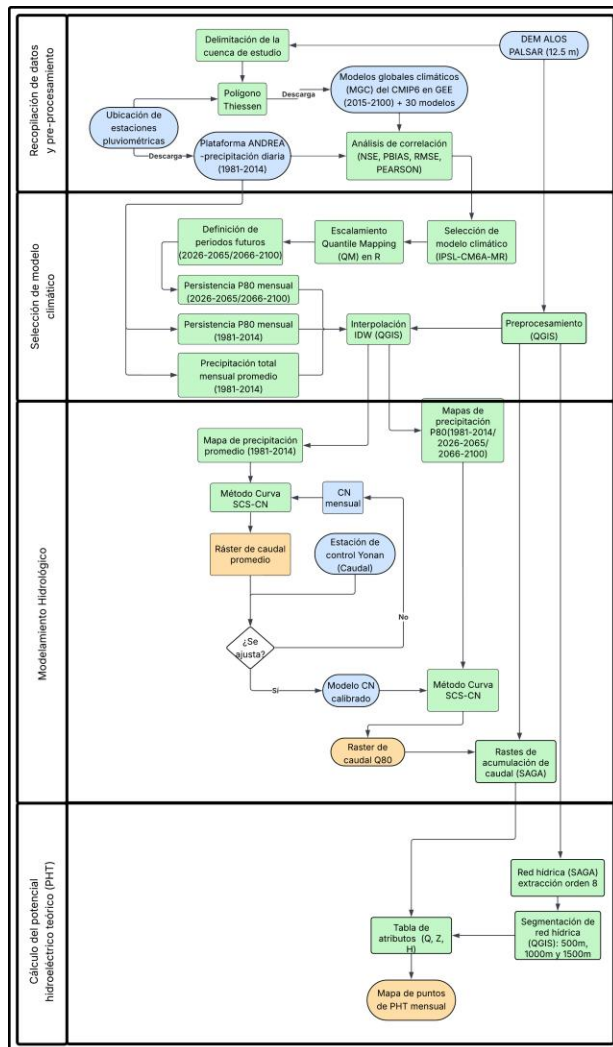


Fig. 2 Esquema de trabajo para la modelación hidrológica y el cálculo del potencial hidroeléctrico de pasada.

Fuente: Elaboración propia

B. Recopilación de datos y preprocesamiento

La fase inicial consistió en la delimitación de la cuenca mediante el DEM ALOS PALSAR (12,5 m) y la selección de estaciones pluviométricas de la plataforma ANDREA. Se descargaron datos históricos (1981–2014), junto con proyecciones de modelos climáticos globales del CMIP6 bajo el escenario SSP5-8.5. Este escenario representa la trayectoria de forzamiento más fuerte [2], con emisiones altas y mayor calentamiento proyectado; su uso permite evaluar el sistema bajo un escenario crítico. Estas proyecciones fueron procesadas en el entorno de GEE, obteniéndose series climáticas para el periodo 2015–2100.

Para validar la confiabilidad de los GMC, se realizó un análisis de correlación frente a datos observados utilizando cuatro métricas de desempeño:

- NSE (Eficiencia de Nash-Sutcliffe): mide la capacidad del modelo para predecir variables respecto a la media observada.

- PBIAS (Sesgo Porcentual): evalúa la tendencia media de los datos simulados (si son mayores o menores que los observados).
- RMSE (Raíz del Error Cuadrático Medio): cuantifica la magnitud de la desviación de los errores.
- Coeficiente de Pearson (r): determina el grado de relación lineal entre las series

C. Selección de modelo climático

Se evaluó el desempeño de 33 Modelos de Climáticos Globales (GCM) del CMIP6 bajo el escenario SSP5-8.5. El proceso de selección consistió en un análisis de correlación estadística comparando las simulaciones de los modelos con los datos históricos (1981–2014) de las 10 estaciones pluviométricas. Inicialmente, se preseleccionaron los tres modelos con mayor coeficiente de correlación para cada estación; tras este análisis, el modelo IPSL-CM6A-LR destacó como la opción más robusta al ser el único modelo presente de forma consistente en todas las estaciones evaluadas.

Una vez seleccionado el modelo con mejor ajuste, se procedió a la corrección de sesgos mediante el método QM en entorno R. Este procedimiento ajusta la distribución de la precipitación simulada a las observaciones históricas. Por lo que se selecciona periodos 2026–2065 y 2066–2100 para el análisis.

Posteriormente, se generaron series mensuales de precipitación correspondientes a cada mes del año, estimando un percentil 80 (P_{80}) en los puntos de las estaciones. Asimismo, asegurando que los resultados analizados presenten una probabilidad de ocurrencia del 80 %, permitiendo un diseño hidroeléctrico basado en condiciones de disponibilidad hídrica. Dichas series fueron interpoladas espacialmente mediante el método de Inverse Distance Weighting (IDW) en QGIS para obtener superficies de precipitación persistente.

D. Modelamiento hidrológico

La transformación de la precipitación en escorrentía superficial se realizó mediante el método SCS el cual fue utilizado como una herramienta de calibración hidrológica por su simplicidad para evaluar el potencial teórico. Usando (1)(2)(3), conforme a los lineamientos establecidos en [5], calculamos P_e siendo el exceso de precipitación:

$$P_e = \frac{(P - I_a)}{(P - I_a + S)} \text{ para } P > I_a \quad (1)$$

$$I_a = 0.2S \quad (2)$$

$$S = \frac{25400}{CN} - 254 \quad (3)$$

Donde, el parámetro CN fue calibrado de forma mensual mediante un proceso iterativo, con el fin de representar adecuadamente la estacionalidad hidrológica de la cuenca y ajustar la respuesta del modelo a los caudales observados, teniendo como referencia el punto de control de la Estación Yonan. Una vez obtenidos los CN calibrados, estos fueron aplicados para los periodos futuros, permitiendo evaluar de

manera aislada el impacto del cambio climático sobre la disponibilidad hídrica.

No obstante, en una etapa posterior, para evaluar potenciales explorables de puntos específico, se seleccionará un método semidistribuidos o distribuido (o de base física).

E. Cálculo de potencial hidroeléctrico teórico (PHT)

A partir del DEM, se generó la red de drenaje en SAGA GIS (Channel Network, orden 8). La red hídrica se segmentó en tramos de 500 m, 1000 m y 1500 m para construir una tabla de atributos que integra el caudal (Q) y el desnivel hidráulico (Hn). El potencial teórico (P) se estimó mediante la ecuación (4):

$$P = \rho \times g \times Q_{80} \times Hn \times 10^{-6} \quad (4)$$

Donde, P es la potencia teórica (MW), ρ la densidad del agua (kg/m³), g la aceleración de la gravedad (m/s²), Hn el desnivel hidráulico disponible (m). Asimismo, Q_{80} corresponde al caudal de persistencia al 80 %, obtenido a partir de la precipitación P_{80} mediante el método SCS-CN, representando una disponibilidad hídrica para el cálculo del potencial hidroeléctrico.

Finalmente, los puntos identificados se clasificaron según su capacidad técnica siguiendo los rangos de la Tabla I.

TABLA I
CLASIFICACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SEGÚN SU CAPACIDAD

Tamaño	Capacidad (kW)
Picocentrales	< 5 kW
Microcentrales	5 kW – 100 kW
Minicentrales	100 kW – 1000 kW
Pequeñas centrales	1000 kW – 5000 kW
Pequeña/Media centrales	5000 kW – 10000 kW
Gran Hidroeléctrica	> 10000 kW

IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A. Precipitación y caudales

El análisis conjunto de las precipitaciones y los caudales medios mensuales evidencia una marcada correlación estacional en la cuenca de estudio. El mayor volumen de precipitación se registra en el mes de marzo, alcanzando un valor de 158.64 mm, el cual coincide directamente con el caudal máximo promedio observado en la estación Yonán, con 97,53 m³/s (Ver Tabla II).

Durante el período de estiaje, comprendido principalmente entre los meses de julio y agosto, la precipitación mensual desciende a valores inferiores a 5 mm, lo que se traduce en una reducción significativa de los caudales. Bajo estas condiciones, el caudal con una persistencia del 80 % del tiempo (Q_{80}) observado en la estación Yonán alcanza valores críticos cercanos a 0,87 m³/s, constituyéndose en un parámetro clave para la evaluación de la viabilidad y capacidad operativa de las centrales hidroeléctricas de pasada, al representar el escenario más restrictivo de disponibilidad hídrica.

TABLA II
COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES Y CAUDALES EN EL PUNTO DE CONTROL YONAN

Mes	Precipitación media (mm)	Precipitación P_{80} (mm)	Yonán Q_{med} (m ³ /s)	Yonán Q_{80} (m ³ /s)
Enero	84,82	25,29	28,60	10,02
Febrero	138,37	42,12	57,44	21,06
Marzo	158,64	59,44	97,53	33,67
Abril	82,01	34,06	79,68	37,12
Mayo	26,60	5,85	27,87	15,63
Junio	8,01	0,34	10,75	6,42
Julio	3,66	0,00	4,58	2,34
Agosto	4,24	0,11	2,27	0,87
Setiembre	18,66	3,99	2,26	0,89
Octubre	41,32	8,99	6,57	1,61
Noviembre	41,69	12,01	12,26	2,19
Diciembre	64,06	16,94	20,98	4,29

B. Validación de los parámetros y desempeño del modelo hidrológico

La variabilidad mensual del CN permitió capturar de manera más realista la respuesta de la cuenca frente a eventos de precipitación, especialmente en un contexto de marcada estacionalidad climática.

Las métricas estadísticas empleadas para la evaluación del modelo de calibración Número de Curva (CN) (Nash–Sutcliffe Efficiency y PBIAS) indican un desempeño satisfactorio del proceso de transformación precipitación–caudal. En particular, los valores obtenidos por Nash–Sutcliffe (NSE) es de 0,99 evidenciando una adecuada representación de la estacionalidad de la cuenca y un sesgo porcentual (PBIAS) de -0,89% indica un sesgo mínimo, sin subestimación sistemática de los caudales proyectados, valores que superan ampliamente los umbrales de aceptabilidad y clasifican la simulación como muy bueno (Ver Tabla III), lo cual respalda el uso del método SCS-CN como una herramienta válida en cuencas con información hidrometeorológica limitada.

TABLA III
INDICADORES DE DESEMPEÑO ESTADÍSTICO DEL MODELO HIDROLÓGICO EN LA ESTACIÓN YONÁN.

Métrica	Valor	Intervalo de aceptación	Calificación
NSE	0,99	$0,75 < NSE \leq 1,00$	Muy bueno
PBIAS (%)	-0,89	$PBIAS < \pm 10$	Muy bueno

Asimismo, la precisión del DEM tiene implicaciones importantes para la identificación de sitios potenciales de RoR, ya que afecta la estimación de la carga neta y el procedimiento de delimitación del río [6]. Las evaluaciones locales de alta resolución son cruciales para caracterizar eficazmente las dinámicas hidrológicas de la cuenca, y para comprender su impacto espaciotemporal en el potencial hidroeléctrico [7] Los caudales simulados bajo escenarios futuros, combinados con las condiciones topográficas derivadas del DEM ALOS PALSAR, permitieron identificar tramos de la red de drenaje con potencial para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de pasada, dado que su resolución es adecuada para su análisis.

El análisis del caudal de permanencia Q_{80} y del desnivel hidráulico disponible evidenció que existen sectores donde el potencial hidroeléctrico teórico se mantiene o incluso se incrementa bajo ciertos escenarios futuros.

Este resultado sugiere que las centrales hidroeléctricas de pasada representan una alternativa viable para el aprovechamiento energético sostenible en la cuenca del río Jequetepeque, especialmente en un contexto de transición energética y adaptación al cambio climático.

C. Caudales futuros – cambio climático

Los resultados obtenidos bajo el escenario de emisiones SSP5-8.5 del CMIP6, seleccionando el modelo IPSL-CM6A-LR, proyectan modificaciones significativas en el régimen hidrológico de la cuenca del río Jequetepeque para los horizontes temporales 2026–2065 y 2026–2100.

En la Fig. 3 los resultados simulados indican una intensificación del ciclo hídrico, impulsada directamente por la alteración de los patrones de precipitación mensual. Al analizar la persistencia del caudal al 80% del tiempo (Q_{80}), se observa un incremento del caudal en los meses de máxima avenida; sin embargo, este fenómeno contrasta con una reducción crítica durante el periodo de estiaje. Estas variaciones se manifiestan con mayor rigor hacia finales de siglo (2066–2100)

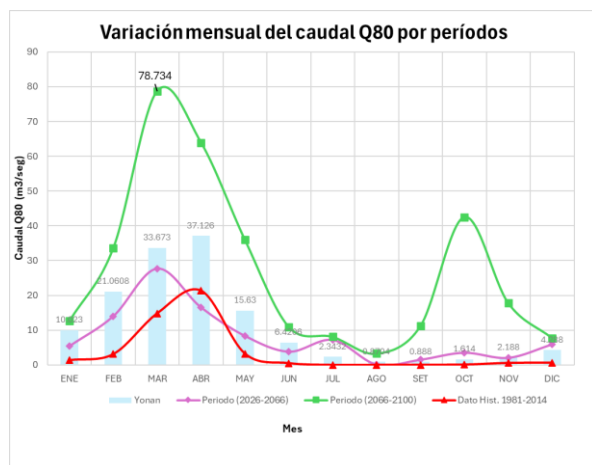


Fig. 3 Variación mensual de Q_{80} por periodos
Fuente: Elaboración propia

D. Cálculo del potencial hidroeléctrico teórico (PHT)

Las subcuencas ubicadas en las zonas media y alta presentan una mayor sensibilidad a estos cambios, lo cual está relacionado con su topografía accidentada y la pendiente del cauce. Los valores máximos de potencial obtenidos para tramos de 500 m se detallan en las Tabla IV (Alto Jequetepeque) y la Tabla V (San Miguel). En estas se observa un incremento progresivo del potencial hacia el periodo 2066–2100, destacando la subcuenca San Miguel en el mes de octubre con valores que alcanzan los 19,87 MW.

Al incrementar la longitud de análisis a 1000 m, los resultados expuestos en las Tablas VI y VII muestran un salto significativo en la capacidad de generación. Para la subcuenca San Miguel, el potencial máximo teórico en el periodo futuro

de largo plazo supera los 20 MW en los meses de mayor avenida (marzo, abril y mayo), llegando a un pico de 26,63 MW en octubre durante el periodo 2066–2100. Esto evidencia que tramos de mayor longitud incrementa el desnivel hidráulico, lo que se traduce en mayores niveles de generación potencial.

TABLA IV
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO (MW) EN LA SUBCUENCA ALTO JEQUETEPEQUE – DISTANCIA 500 M

Mes	1981-2014	2026-2065	2066-2100
Enero	0,18	0,73	1,49
Febrero	0,39	1,37	2,91
Marzo	1,29	2,17	5,12
Abril	1,19	1,01	3,34
Mayo	0,36	0,807	2,47
Junio	0,03	0,23	0,61
Julio	0,00	0,85	0,92
Agosto	0,00	0,01	0,23
Setiembre	0,01	0,24	1,17
Octubre	0,01	0,47	2,92
Noviembre	0,11	0,33	1,58
Diciembre	0,11	0,61	0,85

Fuente: Elaboración propia

TABLA V
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO (MW) EN LA SUBCUENCA SAN MIGUEL – DISTANCIA 500 M

Mes	1981-2014	2026-2065	2066-2100
Enero	0,54	1,21	2,91
Febrero	0,57	2,29	4,61
Marzo	1,95	4,67	15,15
Abril	5,74	5,01	17,19
Mayo	1,71	4,06	15,37
Junio	0,22	1,73	4,76
Julio	0,00	3,16	3,69
Agosto	0,003	0,08	2,13
Setiembre	0,05	1,23	7,63
Octubre	0,08	2,03	19,88
Noviembre	0,44	1,38	8,38
Diciembre	0,39	2,51	2,69

Fuente: Elaboración propia

TABLA VI
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO (MW) EN LA SUBCUENCA ALTO JEQUETEPEQUE – DISTANCIA 1000 M

Mes	1981-2014	2026-2065	2066-2100
Enero	0,35	2,47	5,40
Febrero	0,68	1,28	2,64
Marzo	2,32	0,03	0,45
Abril	2,34	1,89	6,60
Mayo	0,71	1,20	1,45
Junio	0,05	1,61	4,95
Julio	0,00	1,39	1,50
Agosto	0,00	0,47	2,32
Setiembre	0,01	0,92	5,82
Octubre	0,02	0,63	3,12
Noviembre	0,22	0,45	1,22
Diciembre	0,21	4,10	9,95

Fuente: Elaboración propia

TABLA VII
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO (MW) EN LA SUBCUENCA SAN SIGUEL – DISTANCIA 1000 M

Mes	1981-2014	2026-2065	2066-2100
Enero	0,74	1,62	3,89
Febrero	0,77	3,07	6,18
Marzo	2,61	6,26	20,31
Abril	7,69	6,71	23,05

Mayo	2,29	5,44	20,59
Junio	0,29	2,32	6,38
Julio	0,00	4,23	4,94
Agosto	0,004	0,11	2,86
Setiembre	0,07	1,65	10,23
Octubre	0,10	2,72	26,63
Noviembre	0,60	1,91	11,23
Diciembre	0,52	3,36	3,60

Fuente: Elaboración propia

El análisis para distancias de 1500 m (ver Tablas VIII y IX) revela los valores más altos de todo el estudio. Como se detalla en la Tabla IX, la subcuenca San Miguel presenta una aptitud excepcional bajo el escenario SSP5-8.5, alcanzando un máximo de 33,15 MW en el mes de octubre para el periodo de 2066–2100. Este valor máximo se localiza específicamente en el río Llapa, siendo el punto de mayor interés energético.

TABLA VIII
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO (MW) EN LA SUBCUENCA ALTO JEQUETEPEQUE – DISTANCIA 1500 M

Mes	1981-2014	2026-2065	2066-2100
Enero	0,41	1,91	3,95
Febrero	1,02	3,68	8,06
Marzo	3,46	6,12	14,85
Abril	3,49	2,81	9,85
Mayo	0,81	1,82	5,55
Junio	0,07	0,50	1,42
Julio	0,00	2,02	2,17
Agosto	0,001	0,03	0,51
Setiembre	0,01	0,55	2,65
Octubre	0,02	1,07	6,58
Noviembre	0,26	0,73	3,55
Diciembre	0,25	1,39	2,16

Fuente: Elaboración propia

TABLA IX
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO (MW) EN LA SUBCUENCA SAN SIGUEL – DISTANCIA 1500 M

Mes	1981-2014	2026-2065	2066-2100
Enero	0,41	2,46	5,46
Febrero	1,02	4,13	7,79
Marzo	3,46	7,26	23,58
Abril	3,49	8,28	26,73
Mayo	0,81	7,32	26,03
Junio	0,07	2,69	7,54
Julio	0,00	4,93	5,75
Agosto	0,001	0,14	3,43
Setiembre	0,01	2,39	13,24
Octubre	0,02	4,03	33,15
Noviembre	0,26	2,95	15,54
Diciembre	0,25	4,99	5,21

Fuente: Elaboración propia

Los valores de potencial teórico obtenidos fueron analizados según la tabla de clasificación de centrales hidroeléctricas de acuerdo con su capacidad. Esto permitió identificar que la mayoría de los tramos evaluados se enmarcan en categorías de micro y mini pequeñas predominando para distancias de 500 m como se muestra en la Fig. 4, lo cual es coherente con la naturaleza de las centrales de pasadaya las características geomorfológicas de la cuenca.

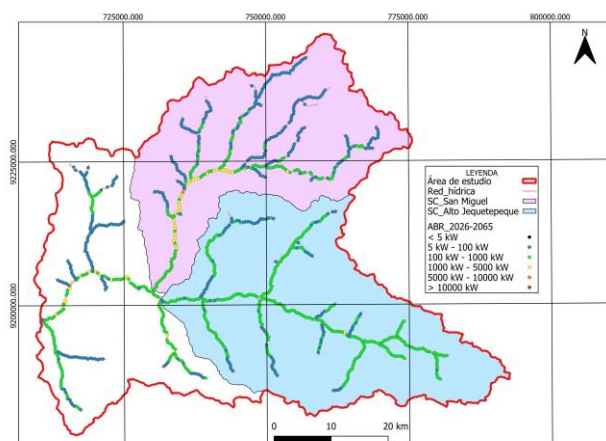


Fig. 4 Potencial hidroeléctrico estimado para el mes de abril durante el periodo 2026–2065, considerando distancias de 500 m.

Fuente: Elaboración propia

Como era de esperarse en la Fig. 5, la sensibilidad del potencial hidroeléctrico responde proporcionalmente a la longitud de segmentación de la red hídrica. Al evaluar tramos de 1000 m para el horizonte final (2066–2100), se observa que el incremento en el desnivel acumulado (H_n) y el aumento proyectado en los caudales desplazan la clasificación hacia categorías de mayor capacidad predominando las mini y pequeñas centrales hidroeléctricas. No obstante, los resultados indican que la mayoría de los tramos se mantiene dentro de la categoría de minicentrales.

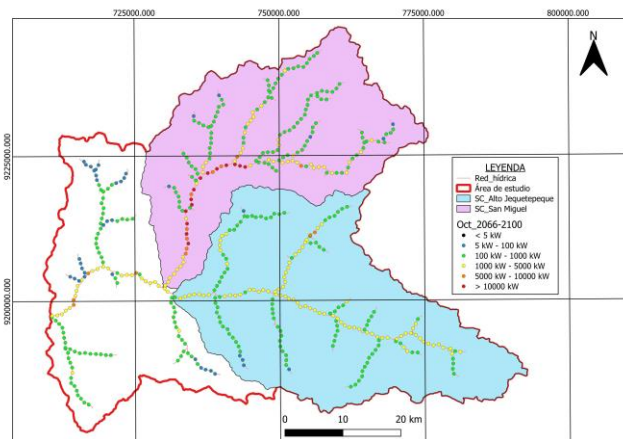


Fig. 5 Potencial hidroeléctrico estimado para el mes de octubre durante el periodo 2066–2100, considerando distancias de 1000 m.

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, para el periodo futuro 2066–2100, el análisis evidencia que, al considerar distancias de hasta 1500 m, se alcanzan potencias superiores a 10 MW en determinados tramos del cauce, lo que sugiere un incremento significativo del potencial hidroeléctrico bajo escenarios de cambio climático, asociado principalmente a mayores caudales

proyectados y a una mayor diferencia de carga hidráulica como se muestra en la Fig. 6.

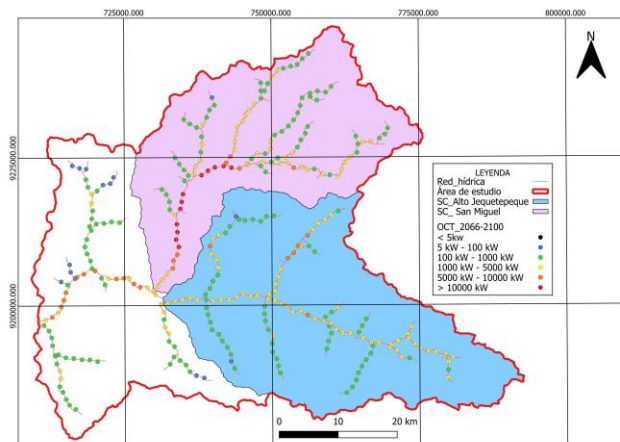


Fig. 6 Potencial hidroeléctrico estimado para el mes de octubre durante el periodo 2066–2100, considerando distancias de 1500 m.
Fuente: Elaboración propia

Finalmente, con el objetivo de evaluar la sensibilidad de los resultados frente a la incertidumbre climática, se analizó la respuesta del potencial total estimado para toda el área de estudio con la red de 500 metros. Tomando como referencia el escenario histórico (1981–2014), con una precipitación de diseño (P80) de 17,43 mm y un potencial acumulado de 728,97 MW, se cuantificaron las variaciones proyectadas para los horizontes futuros.

En el periodo 2026–2065, un incremento del 60,3% en la precipitación (P80 = 27,95 mm) generó un aumento del 121,7% en la potencia total, alcanzando 1 616,23 MW. Para el horizonte 2066–2100, el incremento proyectado del 197,7% en la precipitación (P80 = 51,90 mm) elevó el potencial de la red de 500 m hasta 5 461,71 MW, lo que representa un aumento del 649,2% respecto al valor base.

Estos resultados evidencian que la capacidad de generación teórica en la cuenca es altamente sensible a la disponibilidad del recurso hídrico y mantiene una relación directamente proporcional con las variaciones de precipitación.

V. CONCLUSIONES

A pesar de la alta variabilidad climática del escenario SSP5-8.5, la cuenca alta demuestra una aptitud técnica robusta para proyectos de pequeña escala (micro y minicentrales), los cuales presentan una mayor capacidad de adaptación a regímenes de caudal cambiantes comparados con grandes represas.

La calibración mensual del parámetro Curve Number (CN) permitió reproducir adecuadamente la respuesta hidrológica de la cuenca del río Jequetepeque. El modelo presentó un valor de eficiencia Nash–Sutcliffe (NSE) > 0,85, un sesgo porcentual (PBIAS) inferior a ± 10 %, lo que indica un buen ajuste entre caudales simulados y observados y valida

el uso del método SCS-CN en cuencas con limitada disponibilidad de información hidrometeorológica.

El estudio determina que la suma anual del potencial hidroeléctrico se incrementa drásticamente bajo escenarios de cambio climático. Para el diseño de $D = 500$ m, la suma anual pasa de 728,97 MW en condiciones históricas a una cifra récord de 5 461,71 MW para el periodo 2066-2100.

El análisis de los puntos evaluados a distancias de 500 m, 1000 m y 1500 m permitió identificar que el potencial máximo teórico se localiza principalmente en la zona media-alta de la cuenca. A una distancia de 1500 m en el periodo de 2066 al 2100, se obtuvieron los mayores valores de potencia debido a la acumulación de desnivel hidráulico (H) y caudal (Q), alcanzando picos de hasta 33 MW en el río Llapa ubicado en la subcuenca San Miguel.

Según la clasificación establecida para las centrales hidroeléctricas, la mayoría de los aprovechamientos identificados corresponden a micro y minicentrales hidroeléctricas, con potencias comprendidas entre 5 kW y 500 kW. Este resultado evidencia que la cuenca alta presenta una alta aptitud técnica para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

AGRADECIMIENTO/RECONOCIMIENTO

Al Vicerrectorado de Investigación (VRI) de la Universidad Nacional de Ingeniería por su apoyo y soporte en esta investigación.

REFERENCES

- [1] M. V. M. da Silva, C. da S. Silveira, S. L. Cabral, A. D. Marcos Junior, G. K. da Silva y C. E. S. Lima, "Naturalized streamflows and affluent natural energy projections for the Brazilian hydropower sector for the SSP2-4.5 and SSP5-8.5 scenarios of the CMIP6," *Journal of Water and Climate Change*, vol. 13, no. 1, pp. 315–334, 2022, doi: 10.2166/wcc.2021.352.
- [2] M. Almazroui, M. Ashfaq, M. N. Islam, I. U. Rashid, S. Kamil, M. A. Abid, E. O'Brien, M. Ismail, M. S. Reboita, A. A. Sörensson, P. A. Arias, L. M. Alves, M. K. Tippet, S. Saeed, R. Haarsma, F. J. Doblas-Reyes, F. Saeed, F. Kucharski, I. Nadeem, Y. Silva-Vidal, J. A. Rivera, M. A. Ehsan, D. Martínez-Castro, Á. G. Muñoz, Md. A. Ali, E. Coppola, and M. B. Sylla, "Assessment of CMIP6 performance and projected temperature and precipitation changes over South America," *Earth Systems and Environment*, vol. 5, pp. 155–183, 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/s41748-021-00233-6>
- [3] A. L. Cáceres, P. Jaramillo, H. S. Matthews, C. Samaras, and B. Nijssen, "Hydropower under climate uncertainty: Characterizing the usable capacity of Brazilian, Colombian and Peruvian power plants under climate scenarios," *Energy for Sustainable Development*, vol. 61, pp. 45–56, Mar. 2021.
- [4] Autoridad Nacional del Agua (ANA), "Evaluación de los recursos hídricos en la cuenca del río Jequetepeque", Lima, Perú, 2015. [Online]. Available: <https://repositorio.ana.gob.pe/handle/20.500.12543/1932>
- [5] Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), Manual de hidrología, hidráulica y drenaje, Perú, s.f. [Online]. Disponible en: <https://share.google/0HDOct7pXkKMDqPhl>
- [6] Gutierrez, L., Huerta, A., Llaucha, H., Bourrel, L., & Lavado-Casimiro, W. (2025). Assessment of Run-of-River and Hydropower Plants in Peru: Current and Potential Sites, Historical Variability (1981–2020), and Climate Change Projections (2035–2100). *Climate*, 13(6), 125. <https://doi.org/10.3390/cli13060125>
- [7] S. Dhaubanjari, A. F. Lutz, W. J. Smolenaars, S. Khanal, M. K. Jamil, H. Biemans, F. Ludwig, A. B. Shrestha, and W. W. Immerzeel, "Quantification of run-of-river hydropower potential in the upper Indus

basin under climate change,” *Frontiers in Water*, vol. 5, p. 1256249, 2023,
doi: <https://doi.org/10.3389/frwa.2023.1256249>