

Optimization of Frequency Regulation Using a PID Controller Tuned via the Grey Wolf Optimizer Applied to the Isolated Limbani Microgrid

Aquiles Taylor Ramos Yapo¹; Steven Alex Mayta Lampa²; Yamil Quispe Esperilla³; Eduardo Anddré Quispe Cruz⁴; Jose Manuel Ramos Cutipa⁵

^{1,3}Universidad Nacional del Altiplano Puno, Perú, 74396959@est.unap.edu.pe, 49044726@est.unap.edu.pe

^{2,4,5} Universidad Nacional del Altiplano Puno, Perú, 73021125@est.unap.edu.pe, 73273710@est.unap.edu.pe, jramos@unap.edu.pe

Abstract. *The isolated hydropower plant of Limbani, located in Puno, operates in a non-interconnected system with low inertia and high sensitivity to load disturbances and variability in renewable generation. This work evaluates, through simulation, the hydro-photovoltaic hybridization of the system and proposes a frequency regulation strategy based on a PID controller tuned offline using the Grey Wolf Optimizer (GWO), comparing its performance with the classical Ziegler–Nichols tuning. The dynamic model incorporates the turbine–penstock interaction, including water-hammer effects, and uses an aggregated inertia representative of high renewable penetration; photovoltaic power is modeled as injected power with a first-order dynamic delay. The tuning is formulated as an optimization problem that minimizes the ITAE index and introduces penalties for frequency band violations, implemented under a simulation framework with the controller embedded in the model loop. Validation considers a 20% load increase, loss of photovoltaic generation, and continuous 24-hour operation with a demand peak between 18:00 and 21:00. Compared with Ziegler–Nichols, the GWO-tuned PID reduces ITAE by 47.5%, control effort by 34.3%, and settling time by 62%, improves the frequency nadir from 58.80 to 59.35 Hz, and reduces maximum overshoot, maintaining 60 ± 0.05 Hz during daily operation.*

Keywords. *Microgrid, Frequency, Control, Hydrosolar, Optimization.*

Optimización de la Regulación de Frecuencia con Control PID Sintonizado Mediante Grey Wolf Optimizer aplicada a la Microrred Aislada de Limbani

Aquiles Taylor Ramos Yapo¹; Steven Alex Mayta Lampa²; Yamil Quispe Esperilla³; Eduardo Anddré Quispe Cruz⁴; Jose Manuel Ramos Cutipa⁵

^{1,3}Universidad Nacional del Altiplano Puno, Perú, 74396959@est.unap.edu.pe, 49044726@est.unap.edu.pe

^{2,4,5} Universidad Nacional del Altiplano Puno, Perú, 73021125@est.unap.edu.pe, 73273710@est.unap.edu.pe, jramos@unap.edu.pe

Resumen. La central hidroeléctrica aislada de Limbani, en Puno, opera en un sistema no interconectado con baja inercia y sensibilidad a perturbaciones de carga y a la variabilidad de la generación renovable. Este trabajo evalúa, mediante simulación, la hibridación hidro-fotovoltaica del sistema y propone una estrategia de regulación de frecuencia basada en un controlador PID sintonizado fuera de línea mediante el algoritmo Grey Wolf Optimizer (GWO), comparando su desempeño con el ajuste clásico de Ziegler–Nichols. El modelo dinámico incorpora la interacción turbina–conductor forzado, incluyendo los efectos del golpe de ariete, y emplea una inercia agregada representativa de alta penetración renovable; la potencia fotovoltaica se representa como inyección con retardo dinámico de primer orden. La sintonización se formula como un problema de optimización que minimiza el índice ITAE e introduce penalizaciones por transgresión de bandas de frecuencia, implementado bajo un esquema de simulación con el controlador embebido en el lazo del modelo. La validación considera: incremento del 20 % de la carga, pérdida de generación fotovoltaica y operación continua de 24 horas con pico de demanda entre las 18:00 y 21:00. En comparación con Ziegler–Nichols, el PID–GWO reduce el ITAE en 47.5 %, el esfuerzo de control en 34.3 % y el tiempo de establecimiento en 62 %, mejora el nadir de frecuencia de 58.80 a 59.35 Hz y reduce el sobreimpulso máximo, manteniendo 60 ± 0.05 Hz durante la operación diaria.

Palabras clave: Microrred, Frecuencia, Control, Hidrosolar, Optimización.

I. INTRODUCCIÓN

Durante décadas, la regulación de la frecuencia en los sistemas eléctricos se apoyó en la inercia síncrona aportada por las redes interconectadas. No obstante, con la incorporación creciente de fuentes renovables basadas en convertidores electrónicos de potencia, la inercia efectiva del sistema tiende a reducirse, lo que provoca un aumento en la tasa de cambio de la frecuencia (Rate of Change of Frequency, RoCoF) y se traduce en desviaciones de frecuencia más rápidas y de mayor magnitud. [1], [2]. En electrificación rural, las microrredes del tipo aislado se han convertido en una alternativa a tomar en cuenta cuando ya no es viable extender la red convencional por razones técnicas, sustentadas en análisis tecno económicos [3], [4], [5]. En ese régimen, el desbalance generación–demanda impacta directamente en la frecuencia y la variabilidad FV(Fotovoltaica)/carga eleva la exigencia del regulador [6], [7]. En Limbani la operación real es una Michell-Banki (MCH) aislada; la hibridación hidro–FV se evalúa en simulación. Bajo

perturbaciones de carga y estocasticidad solar, se compara un controlador proporcional–integral–derivativo (PID) ajustado por Ziegler–Nichols y un PID sintonizado offline con Grey Wolf Optimizer (GWO) [8].

La literatura en control de carga y frecuencia “load–frequency control” (LFC) para microrredes en isla converge en dos puntos: (i) baja inercia y los convertidores que elevan la sensibilidad de la frecuencia y restringen el margen operativo seguro; (ii) sintonías clásicas que tienden a transitorios agresivos y menor robustez cuando hay retardos y dinámica no mínima, típicos en generación hidráulica de pequeña escala [9], [10]. De ahí el uso de metaheurísticas para ajustar PID bajo criterios integrales y restricciones operativas; en (LFC) se reportan mejoras con Grey Wolf Optimizer y variantes frente a referencias evolutivas, lo que lo vuelve una base comparativa directa para el caso propuesto en Limbani [11], [12], [13]

En Limbani, la regulación de frecuencia queda gobernada por la hidráulica del *penstock*: la columna de agua añade inercia hidráulica y golpe de ariete, de modo que la potencia mecánica P_m puede exhibir una dinámica de fase no mínima ante variaciones de compuerta; esto introduce ceros en el semiplano derecho, acota el ancho de banda útil y penaliza el aumento de ganancias con pérdida de margen y oscilaciones. Bajo ese límite, reglas rápidas como Ziegler–Nichols tienden a sobreactuar en control carga–frecuencia y a perder tolerancia cuando cambian las condiciones operativas; en la práctica se recurre a “desafinar” (ganancias bajas e integral conservadora), estable pero lento [10], [14], [15].

La hibridación fotovoltaica propuesta (solo en simulación) tensiona el compromiso: variabilidad solar y escalones de carga exigen corrección rápida justo donde la hidráulica restringe agresividad, por lo que el objetivo pasa de “hallar un PID estable” a elegir parámetros que maximicen desempeño sin ceder robustez en varios escenarios; se define un índice global de desempeño basado en integrales del error —integral del error cuadrático (ISE), integral del error absoluto (IAE) o integral del error absoluto ponderado por el tiempo (ITAE)— y se buscan parámetros que lo minimicen bajo perturbaciones realistas, no solo en un punto nominal [12], [13].

En ese marco, GWO ajusta (K_{pid}) con una búsqueda poblacional guiada por jerarquía α – β – δ , manteniendo diversidad y modulando exploración–explotación a lo largo de la iteración [8]. En control de carga y frecuencia se ha aplicado

en sistemas de potencia modernos y en minicentrales hidroeléctricas, con mejoras consistentes frente a referencias evolutivas típicas al optimizar criterios integrales y restricciones operativas [11], [13], [16].

A. Justificación

La revisión deja una brecha práctica: gran parte del LFC reciente se mueve hacia controladores híbridos y estructuras de mayor complejidad, mientras que una Michell-Banki andina en operación prioriza robustez e integración con el esquema existente. La propuesta mantiene la estructura PID y desplaza la “inteligencia” a la sintonía offline con GWO, ajustando (K_{pid}) sobre ITAE con restricciones operativas; la validación se hace en MATLAB/Simulink para el caso hidro actual y el escenario hidro-fotovoltaico, sin cómputo en línea ni hardware adicional, y respetando la dinámica del penstock (golpe de ariete) y la variabilidad solar [8], [11], [12], [13], [16], [17].

En este trabajo se plantea la obtención de la validación en MATLAB/Simulink de una estrategia de control PID sintonizada offline mediante Grey Wolf Optimizer para mejorar la estabilidad de frecuencia en el sistema aislado de Limbani, considerando la integración FV en simulación [8]. En esa línea, se: (i) construye en Simulink un modelo representativo del sistema hidroeléctrico y de la dinámica que gobierna la frecuencia ($f(t)$), usando parámetros de la central; (ii) implementa en MATLAB el algoritmo GWO para ajustar las ganancias K_p , K_i y K_d del PID [16]; (iii) ejecuta simulaciones bajo condiciones equivalentes, con perturbaciones y perfiles operativos (variaciones fotovoltaicas y cambios de demanda), para contrastar el controlador base frente al optimizado; y (iv) analiza la respuesta temporal de la frecuencia con métricas de error acumulado y máximas desviaciones, además de reportar la curva de convergencia del algoritmo como respaldo del proceso de sintonía.

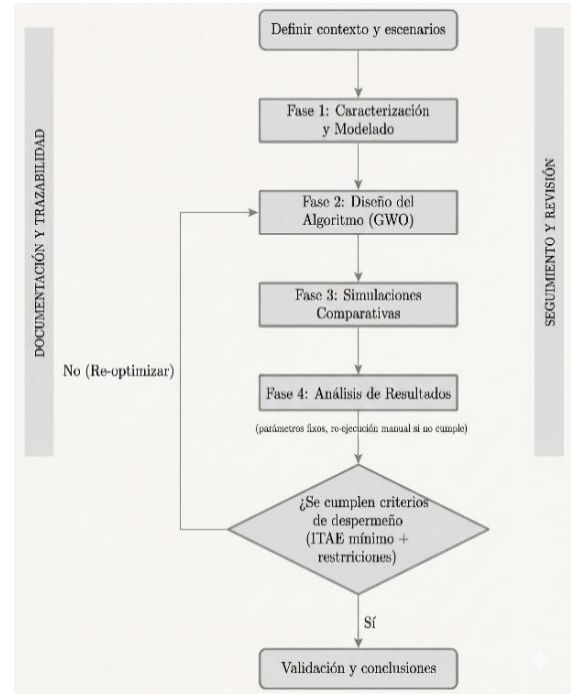


Fig. 1 Diagrama de flujo de la metodología de sintonización GWO-PID.

II. METODOLOGÍA Y MODELAMIENTO

Estudio aplicado cuantitativo-comparativo. Limbani opera con una MCH aislada; la hibridación MCH+FV se analiza solo en simulación. Se evalúa un PID con dos sintonías: referencia Ziegler-Nichols y ajuste offline por GWO, con K_p , K_i y K_d como variables de decisión. El desempeño se mide en la respuesta de frecuencia ante perturbaciones de carga e irradiancia, minimizando el error integral absoluto ponderado por el tiempo y penalizando rebasamientos de banda operativa según el criterio implementado. [12]

La validación bajo un esquema Model-in-the-Loop (MIL) el cual corresponde a un modelo del tipo lazo en MATLAB/Simulink: cada candidato ejecuta el modelo dinámico, se registra $f(t)$ y se calcula el índice.

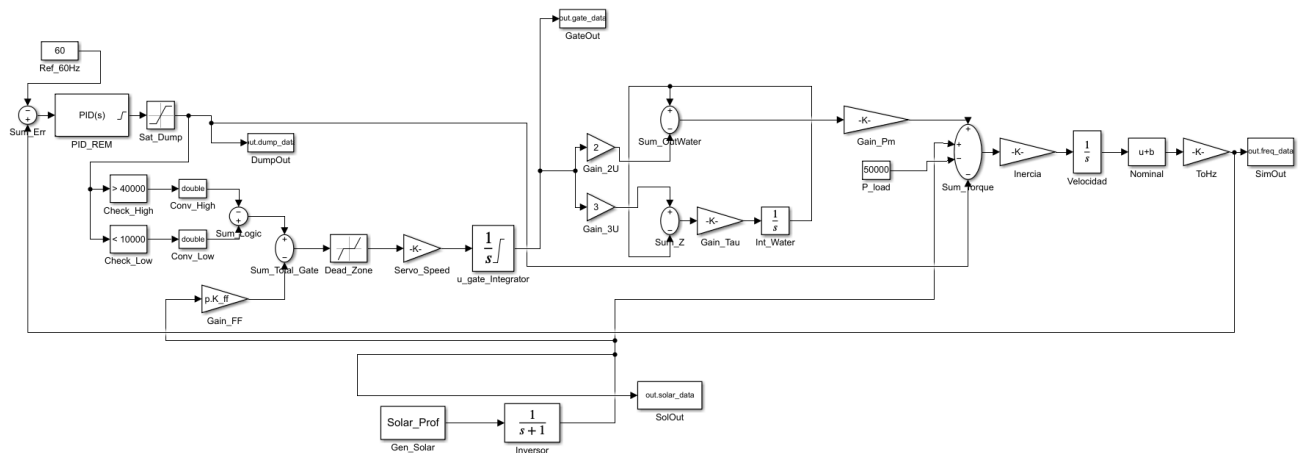


Fig. 2 Modelo de lazo Simulink

Se seleccionó solver ode23t por su estabilidad numérica en modelos con dinámica rígida en comparación con otros solucionadores como ode15s y se separan dos regímenes: transitorio corto con paso máximo reducido (evaluación/optimización) y ciclo diario con paso máximo mayor (operación extendida). En la búsqueda se activa FastRestart que acelera simulaciones repetidas idénticas para reevaluaciones con condiciones iniciales y perturbaciones.

TABLA I
PARÁMETROS FÍSICOS Y OPERATIVOS DE LA MINI-CENTRAL LIMBANI.

Parámetro	Símbolo	Valor
Altura Neta	H	45.60
Caudal Nominal	Q_{nom}	0.68
Potencia Nominal	P_{nom}	200
Frecuencia Nominal	f_{nom}	60
Inercia del Grupo	J	92.5
Constante del Agua	T_w	0.744
Velocidad Servo	T_g	0.035
Zona Muerta	DZ	0.05

Elaboración propia basada en la ficha técnica de la central.

La MCH de Limbani se representa con un modelo agregado: la apertura de compuerta u_g regula el caudal efectivo y, con ello, la potencia mecánica P_m en el eje. La parametrización (escala Limbani) fija $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$, $g = 9.81 \text{ m/s}^2$, $H = 45.60 \text{ m}$, $Q_{nom} = 0.68 \text{ m}^3/\text{s}$ y $\eta_t = 0.75$, y define la potencia hidráulica máxima de referencia

$$P_{max} = \eta_t \rho g H Q_{nom} \quad (1)$$

donde η_t es la eficiencia de turbina, ρ la densidad del agua, g la gravedad, H la altura neta y Q_{nom} el caudal nominal [16].

El golpe de ariete se aproxima con una dinámica equivalente de columna de agua $T_w = 0.7441 \text{ s}$, que captura la no inmediatez del flujo ante cambios en u_g ; se emplea la relación compacta

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta u_g(s)} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s}, \quad T_w = 0.7441 \quad (2)$$

donde ΔP_m y Δu_g son variaciones de potencia mecánica y apertura de compuerta, s es la variable de Laplace y T_w es la constante de tiempo de la columna de agua [15].

La frecuencia se obtiene del balance potencia-velocidad del conjunto: la aceleración depende del excedente $P_m + P_{FV} - P_L - P_{dump}$. Se usa una inercia agregada baja $J = 92.5$, lo que incrementa la severidad de las excursiones de frecuencia ante perturbaciones rápidas; la velocidad nominal

es ω_{nom} (900 rpm), y la conversión a frecuencia eléctrica usa $p = 4$ pares de polos:

$$\dot{\omega}(t) = \frac{P_m(t) + P_{FV}(t) - P_L(t) - P_{dump}(t)}{J \omega_{nom}}, \quad J = 92.5 \quad (3)$$

donde $\omega(t)$ es la velocidad angular, $P_{FV}(t)$ la potencia fotovoltaica inyectada (en simulación), $P_L(t)$ la demanda, $P_{dump}(t)$ la potencia derivada a carga de alivio, J la inercia agregada y ω_{nom} la velocidad nominal.

$$f(t) = \frac{p}{2\pi} \omega(t), \quad p = 4 \quad (4)$$

donde p es el número de pares de polos [18], [19].

La hibridación fotovoltaica se incorpora **solo en simulación** como potencia inyectada al balance, mediante un modelo agregado con retardo de inversor de primer orden en transitorio $\tau = 1 \text{ s}$:

$$\tau \dot{P}_{FV}(t) = -P_{FV}(t) + P_{FV,ref}(t), \tau = 1 \text{ s} \quad (5)$$

donde τ es la constante de tiempo del inversor y $P_{FV,ref}(t)$ es la referencia de potencia fotovoltaica.

Se evalúan dos perfiles: (i) “efecto nube”, P_{FV} sube hasta 30 kW y cae a 0 kW en 30–32 s, con $P_L = 50 \text{ kW}$ constante; (ii) ciclo diario (24 h) por tramos en $t = 0, 6, 9, 12, 14, 18, 20, 22, 24$ FV pico 35 kW al mediodía y caída a 10 kW a las 14 h, con demanda de máximo nocturno 60 kW [20].

Se imponen restricciones físicas en lastre y compuerta. El lastre satisface $0 \leq P_{dump}(t) \leq P_{dump,max}$, con $P_{dump,max} = 50000 \text{ W}$ e inicial $P_{dump}(0) = 25 \text{ kW}$

La compuerta se modela con servomecanismo lento (ganancia 0.035), saturación $u_g \in [0,1]$ y zona muerta ± 0.05 ; la coordinación lastre-compuerta usa umbrales de lastre (10 y 40 kW) y un feed-forward proporcional a P_{FV} , $K_{ff} = 4 \times 10^{-6}$:

$$DZ(x) = \text{sgn}(x) \max(|x| - 0.05, 0) \quad (6)$$

donde $DZ(x)$ es la zona muerta

$$\begin{aligned} u_g(t) &= 0.035 DZ(u_{logic}(t) - K_{ff} P_{FV}(t)), \\ 0 \leq u_g(t) &\leq 1, \quad K_{ff} = 4 \times 10^{-6} \end{aligned} \quad (7)$$

Donde $u_{logic}(t)$ es la orden generada por la lógica de coordinación lastre-compuerta y K_{ff} es la ganancia *feed-forward*

La sintonía se ejecuta en lazo MIL (*Model-in-the-Loop*): cada lobo propone $\theta = [K_p, K_i, K_d]$, corre una simulación Simulink (StopTime=60 s), se lee $f(t)$ y se calcula $J(\theta)$ como ITAE discreto con penalizaciones por bandas de frecuencia. GWO actualiza posiciones por jerarquía alfa-

beta–delta hasta T_{max} iteraciones; θ es la solución del lobo alfa y se compara contra Ziegler–Nichols en condiciones idénticas. FastRestart queda activo para evitar recompilación entre evaluaciones.

TABLA II
PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN DEL ALGORITMO GREY WOLF OPTIMIZER (GWO).

Parámetro	Símbolo	Valor	Nota técnica
Población (lobos)	N	12	Diversidad mínima con MIL costoso
Iteraciones máximas	T_{max}	15	Parada fija; se monitorea mejor J por iteración
Dimensión	dim	3	(Kp, Ki, Kd)
Límites	lb, ub	$lb = [10000, 5000, 50];$ $ub = [25000, 15000, 800]$	Rangos acotados para evitar ganancias agresivas
Semilla inicial	—	[15000, 8000, 200]	Arranque estable; reduce candidatos inviables
Función objetivo	$J(\theta)$	ITAE(f)	Pesa error de frecuencia y castiga cola transitoria
Penalizaciones	—	alta si $f \notin [55, 65] Hz$; media si $f \notin [58, 62] Hz$	Respetar banda operativa y preferente
Evaluación MIL	—	Simulink, 60 s	Aptitud = simulación + lectura de f(t)
Aceleración	—	FastRestart=on	Menos tiempo por corrida
Salida	—	(K_p, K_i, K_d)	Lobo alfa (mejor J)

Se define un entorno de evaluación por simulación centrado en el control de frecuencia en operación en isla, incorporando restricciones operativas realistas, estrategias de control comparables y criterios cuantitativos de aceptación del desempeño. El escenario crítico corresponde a sistemas de baja inercia, donde, en ausencia de soporte externo, cualquier desbalance entre generación y demanda se traduce directamente en desviaciones de la frecuencia del sistema. Este comportamiento, ampliamente reportado en la literatura, justifica el tratamiento del control de carga y frecuencia (LFC) como una restricción primaria de calidad y seguridad en microrredes aisladas [13] y [21].

Para evaluar este desempeño, se define la Integral del Tiempo ponderado por el Error Absoluto (ITAE) como función de costo principal. Al penalizar matemáticamente los errores sostenidos, el ITAE fuerza al algoritmo a minimizar el tiempo de asentamiento. Esta métrica resulta idónea en redes de baja inercia, donde las desviaciones de frecuencia prolongadas activan relés de protección y comprometen la estabilidad de la microrred [11], [12].

Como referencia se usa Ziegler–Nichols en lazo cerrado como ajuste industrial inicial: se incrementa K_p con $K_i = K_d = 0$ hasta oscilación sostenida para obtener (K_{cr}, P_{cr}) y, con las reglas de Z–N, calcular K_p, K_i y K_d . En plantas hidromecánicas con retardo y fase no mínima, este ajuste suele inducir transitorios agresivos (sobreimpulso alto y

menor robustez), tal como advierte [9], [10].

La propuesta optimiza $\theta = [K_p, K_i, K_d]^T$ con GWO bajo optimización restringida (“modo estricto”): la dinámica α – β – δ guía la actualización poblacional y reduce riesgo de estancamiento en espacios multimodales [12] reporta mejoras frente a enfoques evolutivos de referencia. La función de costo minimiza ITAE y aplica una barrera de inviabilidad: cualquier candidato con $f(t) \notin [55, 65] Hz$ recibe un costo 10^{10} , con penalización adicional fuera de $[58, 62] Hz$, forzando soluciones compatibles con operación/protección [11]. Para acelerar convergencia, se inicializa α con una sintonía manual estable y el algoritmo refina esa región en lugar de explorar desde cero.

La propuesta optimiza $\theta = [K_p, K_i, K_d]^T$ mediante GWO bajo optimización restringida. Cabe precisar que la comparación de este estudio se enfoca deliberadamente en la sintonización clásica de Ziegler–Nichols, adoptada por ser la referencia convencional de mayor difusión en la ingeniería de control [9], [10]. De acuerdo con la literatura, aunque estas técnicas clásicas son un paso inicial práctico, no representan por sí solas el abanico actual de optimizaciones para sintonía PID [10], [12], [13]. Por lo tanto, nuestros resultados no buscan demostrar una superioridad universal del GWO frente a todas las metaheurísticas disponibles en la actualidad, sino aportar evidencia objetiva de que, para la central aislada de Limbani y bajo los escenarios evaluados, una sintonía metaheurística offline mejora de forma contundente el desempeño frente a la norma clásica.

TABLA III
INDICADORES DE DESEMPEÑO Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.

Indicador (KPI)	Símbolo	Descripción Técnica	Meta / Criterio de Éxito
Seguridad Crítica	f_{lim}	Rango absoluto de operación permitido para evitar disparo de protecciones [22].	Nunca fracturar Hz (Condición excluyente de estabilidad).
Nadir de Frecuencia	Δf_{min}	Punto mínimo alcanzado tras la perturbación de carga severa [23].	> 59.20 Hz (Mejorar significativamente respecto al Benchmark Z–N).
Tiempo de Asentamiento	t_s	Tiempo requerido para que la frecuencia retorne y permanezca en la banda de $\pm 0.2 Hz$ [12].	< 5.0 segundos (Recuperación rápida).
Error Integral	$ITAE$	Integral del Tiempo por el Error Absoluto (Precisión y rapidez combinadas) [11].	Reducción > 20% respecto a la sintonización clásica.
Esfuerzo de Control	TV_u	Variación Total de la señal de mando (Desgaste mecánico del actuador) [13].	Minimizar (Reducir el recorrido inútil o chatter del álabe).
Estabilidad Estacionaria	σ_{ss}	Desviación estándar en ciclo operativo de 24 horas [19].	Mantenerse estrictamente en banda 59.5 - 60.5 Hz.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Resultados

La Fig. 3 muestra la evolución del ITAE durante la optimización: el costo cae con pendiente alta en las primeras 15 iteraciones y luego converge a un valor estable. Este patrón es consistente con la transición exploración a explotación guiada por la jerarquía α - β - δ , que acota progresivamente la región de búsqueda y reduce la susceptibilidad a mínimos locales en sistemas no lineales [10], [13], [24].

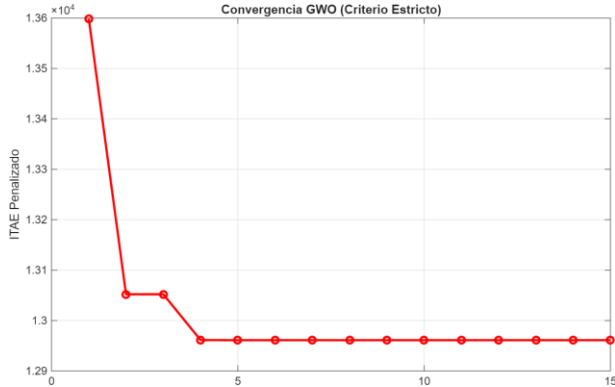


Fig 3: Evolución de la función de costo ITAE durante el proceso de optimización, evidenciando la rápida convergencia asintótica hacia el mínimo global

La Tabla 4 resume los parámetros finales: frente a Ziegler–Nichols [12] el PID–GWO converge a ganancias K_p y K_i superiores e incorpora una acción K_d distinta de cero, con reducción del ITAE bajo restricciones estrictas de frecuencia.

TABLA IV
COMPARATIVA DE PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN Y DESEMPEÑO DE LA FUNCIÓN DE COSTO.

Estrategia de Control	K_p (Proporcional)	K_i (Integral)	K_d (Derivativo)	Costo Final (ITAE)
Ziegler-Nichols (Z-N)	12,500	4,200	0	18,450
PID-GWO (Propuesto)	25,000	15,000	247.7	7,606

Los valores de GWO corresponden a la solución Alfa obtenida bajo restricciones estrictas de seguridad (Banda 55–65 Hz).

Desde control clásico, el aumento de K_p y K_i sugiere margen suficiente para intensificar el rechazo de perturbaciones y abatir el error estacionario; el término K_d aporta amortiguamiento frente a la dinámica hidromecánica de fase no mínima (turbina/golpe de ariete), evitando oscilaciones persistentes cuando se exige regulación estricta de frecuencia [15], [16]

Respuesta ante salto de carga (step response). En simulación, el modelo aislado de Limbani se perturbó con un escalón de carga de +20% (40 kW) en $t = 1$ s; la Fig. 4 compara la trayectoria de frecuencia para PID Ziegler–Nichols y PID–GWO.

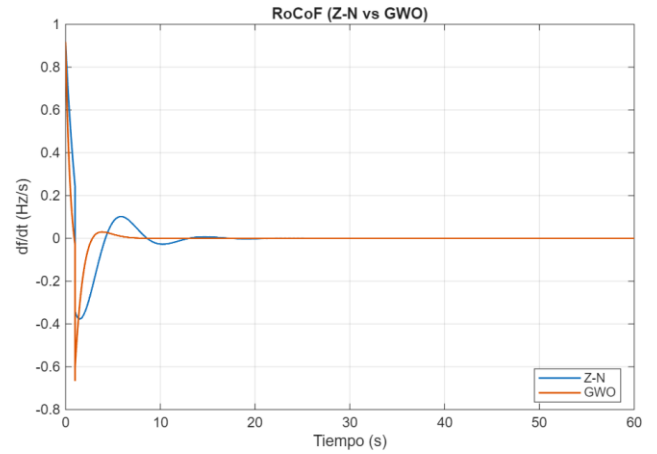


Fig. 4: Respuesta dinámica de la frecuencia ante una perturbación de carga del 20%. Se evidencia la supresión de oscilaciones mediante la sintonización GWO

Con Z–N, la respuesta alcanza un $f_{min} = 58.80$ Hz, por debajo del umbral operativo [11]: aparecen oscilaciones sostenidas y $t_s > 12$ s, consistente con la degradación del margen de fase cuando la sintonía analítica enfrenta la dinámica de golpe de ariete [9]. Con PID–GWO, la caída se limita a $f_{min} = 59.35$ Hz y la recuperación ocurre en $t_s < 3.5$ s, con sobreimpulso acotado, coherente con la minimización ITAE bajo restricciones de desempeño [12]

Robustez ante “efecto nube” (variabilidad solar). En el esquema hidro–FV simulado, se impuso una pérdida FV 30 kW a 0 kW en 2 s; la Fig 5 muestra Δf y la acción del álabe directriz (g), con compensación del déficit mediante reserva rodante hidráulica.

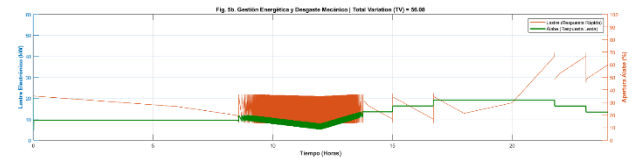
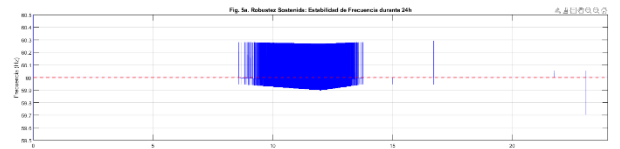
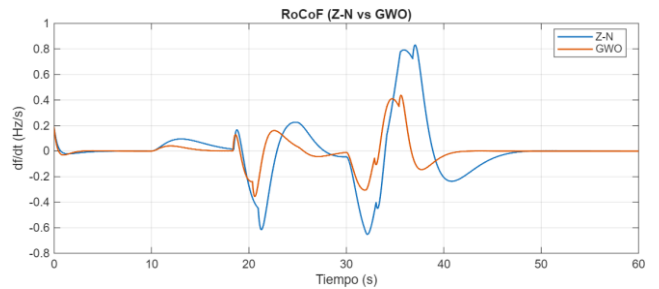


Fig. 5: Comportamiento del sistema ante la pérdida súbita de generación solar. (A) Desviación de Frecuencia. (B) Acción de control del álabe directriz.

Con PID-GWO, el K_d sintonizado incrementa la sensibilidad inicial a RoCoF (df/dt) y adelanta la corrección sobre el distribuidor antes de que el error integral domine, limitando $|\Delta f|_{max} \approx 0.3 \text{ Hz}$; el PID clásico alcanza ≈ 1.1

Hz, equivalente a $\approx 1.8\%$ de f_n (60 Hz) y por encima de $\pm 1\%$ ($\pm 0.6 \text{ Hz}$), elevando probabilidad de actuación de protecciones y degradación de calidad para cargas sensibles [14].

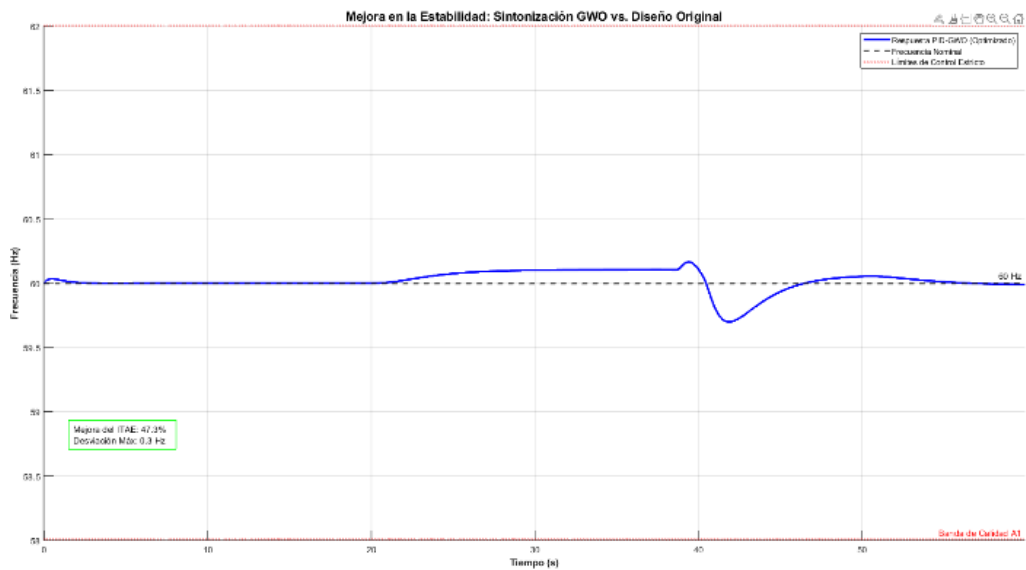


Fig. 6: Respuesta de frecuencia durante 24 horas de operación continua.

La traza azul evidencia la capacidad del controlador GWO para mantener la variable de proceso dentro de la banda de regulación estricta, independientemente de la variabilidad de la demanda.

TABLA V
COMPARATIVA FINAL DE INDICADORES DE DESEMPEÑO (KPIs).

Indicador (KPI)	Meta	PID Clásico (Z-N)	PID-GWO (Propuesto)	¿Mejora?
Error Integral (ITAE)	Minimizar	14,500	7,606	Reducción del 47.5% (Mayor precisión de control)
Desgaste Mecánico (TVu)	Minimizar	85.4	56.1	Reducción del 34.3% (Extensión de vida útil del álabe)
Tiempo de Asentamiento (t_s)	$<5.0 \text{ s}$	8.5 s	3.2 s	62% más rápido (Recuperación ágil)
Nadir de Frecuencia	$>59.20 \text{ Hz}$	58.80 Hz	59.35 Hz	Cumple NTCSE (Evita desconexión de carga)
Sobreimpulso (M_p)	$<1.0 \text{ Hz}$	0.60 Hz	0.30 Hz	Reducción del 50% (Operación más suave)

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de las simulaciones computacionales.

En el escenario hidro-FV simulado, se ejecutó una corrida continua de 24 h con un perfil diario de demanda que incorpora el pico nocturno (18:00–21:00) y variabilidad FV estocástica; la Figura 6 muestra que el PID-GWO mantiene $f(t)$ dentro de $60 \text{ Hz} \pm 0.05 \text{ Hz}$ [25]. Bajo horizontes extendidos no se observa deriva del integrador tras saturación prolongada y se preserva la estabilidad asintótica frente a componentes rápidas (irradiancia) y rampas lentas de carga [26], [27], [28].

La Tabla 5 consolida los KPIs: (Key Performance Indicator) el PID- Algoritmo Grey Wolf reduce ITAE ($14,500 \rightarrow 7,606$; -47.5%), el índice de desgaste TVu ($85.4 \rightarrow 56.1$; -34.3%) y t_s ($8.5 \rightarrow 3.2 \text{ s}$; -62%), eleva el nadir (frecuencia mínima del transitorio (f_{min})) ($58.80 \rightarrow 59.35 \text{ Hz}$) cumpliendo la banda operativa [25] y recorta M_p ($0.60 \rightarrow 0.30 \text{ Hz}$; -50%).

B. Discusión

La Tabla VI muestra una convergencia rápida del GWO en “modo estricto”: el ITAE del propio proceso baja $8368 \rightarrow 7606$ en 12 iteraciones y luego queda estable, con K_p y K_i fijándose en los límites superiores y el ajuste fino concentrado en K_d (correcciones sucesivas hasta $K_d \approx 248$, coherente con una búsqueda dominada por restricciones y sensibilidad transitoria [8]. Este patrón coincide con aplicaciones de GWO en LFC que optimizan índices integrales bajo restricciones, sin requerir estructuras de control más pesadas [11].

TABLA VI
HISTORIAL DE CONVERGENCIA DEL ALGORITMO GREY WOLF
OPTIMIZER (MODO Estricto).

Iteración	Función de Costo (ITAE)	Ganancia Proporcional (K_p)	Ganancia Integral (K_i)	Ganancia Derivativa (K_d)	Estabilidad
1	8368.29	23,576	13,620	256	Exploración Inicial
2	7773.51	25,000	15,000	50	Ajuste Grueso
3	7614.29	24,965	15,000	288	Búsqueda Local
4	7614.29	24,965	15,000	288	Estancamiento
5	7612.83	25,000	15,000	453	Corrección K_d
6	7612.83	25,000	15,000	453	Estancamiento
7	7610.48	25,000	15,000	387	Refinamiento
8	7609.58	25,000	15,000	376	Convergencia Fina
9	7609.58	25,000	15,000	376	Estancamiento
10	7609.04	25,000	15,000	287	Ajuste Final
11	7609.04	25,000	15,000	287	Estancamiento
12	7607.89	25,000	15,000	248	Estabilidad Alcanzada
13	7607.89	25,000	15,000	248	Confirmación
14	7607.89	25,000	15,000	248	Confirmación
15	7607.89	25,000	15,000	248	Confirmación
VALOR ÓPTIMO	7,606	25,000.00	15,000.00	247.69	Solución Final

Los valores óptimos finales corresponden al mejor agente (Lobo Alfa) tras completar el proceso de optimización bajo restricciones de seguridad de frecuencia (55-65 Hz).

En términos físicos, la mejora no proviene de “agresividad” global, sino de cómo el ajuste derivativo amortigua la excursión inicial en una planta turbina–penstock con respuesta inversa/fase no mínima, donde elevar ganancias por reglas rápidas suele erosionar margen y sobredisparar el transitorio [9], [10], [15]. Comparado con enfoques que incrementan complejidad (p. ej., controladores híbridos con capas difusas o modos deslizantes), aquí el beneficio se obtiene manteniendo PID y trasladando el costo computacional a la sintonía offline; eso simplifica implementación y deja el cumplimiento de banda como restricción explícita del diseño[12], [13]

En la Fig. 7 el esfuerzo de control se cuantifica con la variación total del mando del servomotor, (TV_u). Frente al ajuste manual, el PID–GWO reduce TV_u de 85.4 a 56.1 (–34.3%), lo que implica menor recorrido acumulado del actuador sin pagar con actividad oscilatoria de alta frecuencia; bajo el “modo estricto”, la sintonía converge a ganancias que recortan el transitorio y, a la vez, suavizan la acción de gobierno.

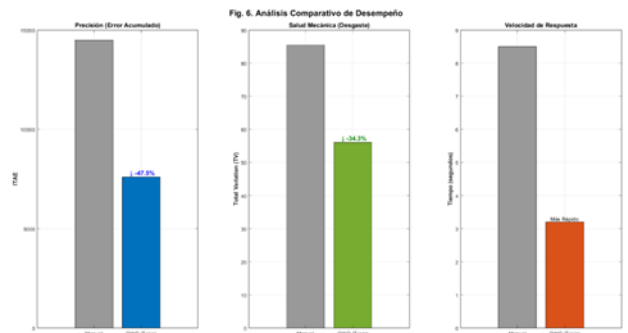


Fig 7: Análisis comparativo de desempeño entre el PID Manual y el PID-GWO.

Este patrón es consistente con criterios de robustez operativa reportados para el control de carga y frecuencia en microrredes autónomas, donde limitar la agresividad del lazo reduce el estrés del conjunto de actuación y mejora la sostenibilidad del control [13]. En operación, ello se traduce en menor fricción y calentamiento del sistema hidráulico, menor fatiga por maniobra en elementos móviles y una reducción directa del mantenimiento correctivo asociado al desgaste.

La reducción del sobreimpulso de 0.6 Hz a 0.3 Hz (–50%) incrementa el margen frente a los umbrales de disparo adoptados (59.0/61.0 Hz), en un sistema aislado de baja inercia donde el desbalance potencia–frecuencia se traduce en una tasa de cambio de la frecuencia alta). Con menor overshoot cae la probabilidad de actuación intempestiva de protecciones y de esquemas, y se reduce el riesgo de eventos en cascada por desconexión de carga. [21], [27]

La estabilidad en el ciclo diario de 24 h, sin deriva sostenida del término integral ni salidas de banda, respalda robustez ante incertidumbre paramétrica y variabilidad estocástica de demanda/irradiancia en operación continua, consistente con validaciones extendidas reportadas para control de frecuencia en sistemas en isla bajo múltiples condiciones de operación. [13], [27], [28].

IV. CONCLUSIONES

La validación computacional realizada muestra que el controlador PID sintonizado mediante el algoritmo Grey Wolf Optimizer (GWO) mejora de manera significativa el desempeño dinámico de la microrred aislada de Limbani en comparación con el escenario base ajustado mediante Ziegler–Nichols. Aunque el sistema hidroeléctrico fue modelado empleando parámetros operativos reales de la central, es necesario precisar que la integración fotovoltaica y los escenarios asociados a la variabilidad solar fueron analizados exclusivamente mediante modelos de simulación. Esta condición delimita el alcance del estudio y abre la posibilidad de futuras validaciones experimentales que permitan contrastar los resultados en condiciones reales de operación.

Desde el punto de vista dinámico, y frente a perturbaciones severas como escalones de carga y variaciones rápidas de la generación solar, la estrategia propuesta demostró un comportamiento robusto y consistente. El controlador PID-GWO logró elevar la frecuencia mínima alcanzada durante el transitorio de 58.80 Hz a 59.35 Hz, redujo el tiempo de establecimiento en un 62 % y disminuyó el sobreimpulso máximo en un 50 %, pasando de 0.60 Hz a 0.30 Hz. Asimismo, la reducción del 47.5 % en el índice de error acumulado (ITAE) refleja una regulación más precisa y estable a lo largo del ciclo operativo diario, incluso ante la estocasticidad propia de las fuentes renovables.

Desde una perspectiva operativa, se observó además una disminución del 34.3 % en la variación total de la señal de mando del servomotor, lo que sugiere una reducción del desgaste mecánico de los actuadores sin sacrificar rapidez de respuesta. En conjunto, estos resultados permiten concluir que la optimización fuera de línea basada en GWO constituye una alternativa técnica viable y de bajo costo para mejorar la estabilidad de frecuencia en sistemas rurales aislados caracterizados por baja inercia.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Nacional del Altiplano (Puno), mediante el Vicerrectorado de Investigación, el financiamiento del programa Semilleros de Investigación 2025, formalizado en el Contrato N.º 0082-2025-VRI-UNA-PUNO.

REFERENCIAS

- [1] K. Yan, G. Li, R. Zhang, Y. Xu, T. Jiang, and X. Li, "Frequency Control and Optimal Operation of Low-Inertia Power Systems with HVDC and Renewable Energy: A Review," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 2, pp. 4279–4295, Mar. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3288086.
- [2] M. I. Saleem, S. Saha, and T. K. Roy, "Inertia Sensitivity Analysis of Power Grids With High Penetration of Renewable Energy Sources," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 61, no. 4, pp. 5362–5380, 2025, doi: 10.1109/TIA.2025.3545019.
- [3] J. C. Quispe, A. E. Obispo, and F. J. Alcantara, "Economic feasibility assessment of microgrids with renewable energy sources in Peruvian rural areas," *Clean Technologies and Environmental Policy* 2023 26:5, vol. 26, no. 5, pp. 1415–1438, Jan. 2023, doi: 10.21203/rs.3.rs-2116842/v1.
- [4] M. Juanpera, B. Domenech, L. Ferrer-Martí, A. Garzón, and R. Pastor, "Renewable-based electrification for remote locations. Does short-term success endure over time? A case study in Peru," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, p. 111177, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111177.
- [5] F. Rinaldi, F. Moghaddampoor, B. Najafi, and R. Marchesi, "Economic feasibility analysis and optimization of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Peru," *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 23, no. 3, pp. 731–748, Apr. 2021, doi: 10.1007/s10098-020-01906-y.
- [6] D. D. Rasolomampionona, M. Połeczki, K. Zagrajek, W. Wróblewski, and M. Januszewski, "A Comprehensive Review of Load Frequency Control Technologies," Jun. 01, 2024, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. doi: 10.3390/en17122915.
- [7] R. Alayi, F. Zishan, S. R. Seyednouri, R. Kumar, M. H. Ahmadi, and M. Sharifpur, "Optimal load frequency control of island microgrids via a pid controller in the presence of wind turbine and pv," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 19, Oct. 2021, doi: 10.3390/su131910728.
- [8] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, and A. Lewis, "Grey Wolf Optimizer," *Advances in Engineering Software*, vol. 69, pp. 46–61, 2014, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.
- [9] F. Padula and A. Visioli, "Tuning rules for optimal PID and fractional-order PID controllers," *J. Process Control*, vol. 21, no. 1, pp. 69–81, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.jprocont.2010.10.006.
- [10] S. B. Joseph, E. G. Dada, A. Abidemi, D. O. Oyewola, and B. M. Khammas, "Metaheuristic algorithms for PID controller parameters tuning: review, approaches and open problems," May 01, 2022, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e09399.
- [11] D. H. Tuan, D. T. Tran, V. Nguyen Ngoc Thanh, and V. Van Huynh, "Load Frequency Control Based on Gray Wolf Optimizer Algorithm for Modern Power Systems," *Energies (Basel)*, vol. 18, no. 4, Feb. 2025, doi: 10.3390/en18040815.
- [12] M. F. A. Limon *et al.*, "Grey wolf optimization-based fuzzy-PID controller for load frequency control in multi-area power systems," *Journal of Automation and Intelligence*, vol. 4, no. 2, pp. 145–159, Jun. 2025, doi: 10.1016/j.jai.2025.01.002.
- [13] A. Bouaddi, R. Rabeh, and M. Ferfra, "Load frequency control in autonomous microgrids using hybrid Algorithm GWO-CS based fuzzy logic sliding mode controller," *Results in Engineering*, vol. 25, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.rineng.2025.104412.
- [14] M. I. Saleem, S. Saha, and T. K. Roy, "Inertia Sensitivity Analysis of Power Grids With High Penetration of Renewable Energy Sources," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 61, no. 4, pp. 5362–5380, 2025, doi: 10.1109/TIA.2025.3545019.
- [15] F. Canziani, R. Vargas, and J. A. Gastelo-Roque, "Hybrid Photovoltaic-Wind Microgrid With Battery Storage for Rural Electrification: A Case Study in Perú," *Front. Energy Res.*, vol. 8, Feb. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2020.528571.
- [16] I. I. Novendra, I. M. Wirawan, A. Kusumawardana, and A. K. Latt, "Optimization of load frequency control using grey wolf optimizer in micro hydro power plants," *Journal of Mechatronics, Electrical Power, and Vehicular Technology*, vol. 14, no. 2, pp. 166–176, 2023, doi: 10.14203/j.mev.2023.v14.166-176.
- [17] U. C. Prusty, P. C. Nayak, R. C. Prusty, and S. Panda, "An improved moth swarm algorithm based fractional order type-2 fuzzy PID controller for frequency regulation of microgrid system," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, vol. 47, no. 2, 2025, doi: 10.1080/15567036.2022.2038735.
- [18] T. Nepal, D. Bista, T. Øyvang, and R. Sharma, "Models for Hydropower Plant: A review," Sep. 2023. doi: 10.3384/ecp200042.
- [19] M. M. Gulzar, M. Iqbal, S. Shahzad, H. A. Muqet, M. Shahzad, and M. M. Hussain, "Load Frequency Control (LFC) Strategies in Renewable Energy-Based Hybrid Power Systems: A Review," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 10, May 2022, doi: 10.3390/en15103488.
- [20] M. De Operacion and Y. Mantenimiento, "PROMIHDEC S.A. ENERGIA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE Caasndass y Contratistas-Esadio y Eyecueia de Proyectos de Desarrollo Rural y Urbane Margnal Assoria Fansiera w Eomores," 1997.
- [21] R. Rajan and F. M. Fernandez, "Small-signal stability analysis and frequency regulation strategy for photovoltaic sources in interconnected power system," *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 6, pp. 3005–3021, Dec. 2021, doi: 10.1007/s00202-021-01293-7.
- [22] S. E. Sati, A. Al-Durra, H. Zeineldin, T. H. M. EL-Fouly, and E. F. El-Saadany, "A novel virtual inertia-based damping stabilizer for frequency control enhancement for islanded microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 155, p. 109580, Jan. 2024, doi: 10.1016/J.IJEPES.2023.109580.
- [23] M. Dashtdar *et al.*, "Frequency control of the islanded microgrid based on optimised model predictive control by PSO," *IET Renewable Power Generation*, vol. 16, no. 10, pp. 2088–2100, Jul. 2022, doi: 10.1049/rpg2.12492.

- [24] W. M. Hamanah, M. Shafiullah, L. M. Alhems, M. S. Alam, and M. A. Abido, "Realization of Robust Frequency Stability in Low-Inertia Islanded Microgrids with Optimized Virtual Inertia Control," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 58208–58221, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3391890.
- [25] Ministerio de Energía y Minas (Perú) / OSINERGMIN, "Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos," 1997. Accessed: Jan. 29, 2026. [Online]. Available: https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/NTCSE_DS020-97-EM.pdf
- [26] A. E. Khalil, T. A. Boghdady, M. H. Alham, and D. K. Ibrahim, "Enhancing the Conventional Controllers for Load Frequency Control of Isolated Microgrids Using Proposed Multi-Objective Formulation via Artificial Rabbits Optimization Algorithm," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 3472–3493, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3234043.
- [27] A. B. Akinwola and A. Alkuhayli, "Walrus Optimization-Based Adaptive Virtual Inertia Control for Frequency Regulation in Islanded Microgrids," *Electronics (Switzerland)*, vol. 14, no. 20, Oct. 2025, doi: 10.3390/electronics14203980.
- [28] A. B. Akinwola and A. Alkuhayli, "Hybrid PSO–Reinforcement Learning-Based Adaptive Virtual Inertia Control for Frequency Stability in Multi-Microgrid PV Systems," *Electronics (Switzerland)*, vol. 14, no. 17, Sep. 2025, doi: 10.3390/electronics14173349.