

Flujo y carga de diseño óptimos para los proyectos hidroenergéticos a filo de agua

M.A. Luis Gutiérrez Urdaneta
CUBACONS. San Miguel del Padrón, La Habana. Cuba.
email: lgutierrez@cubacons.cu

RESUMEN

En Cuba, el flujo y la carga de diseño preliminares para los proyectos hidroenergéticos “a filo de agua” se determinan a partir de parámetros estadísticos. Por lo tanto, la energía y el valor actual neto, son el resultado de parámetros fijados “ex ante”. En el presente trabajo se propone una metodología de determinación del flujo y la carga de diseño, como resultado de la maximización de la energía o del valor actual neto (VAN). El problema de optimización se resuelve mediante iteraciones y gráficos o aplicando el método del Gradiente Reducido Generalizado (GRG).

Palabras clave: carga de diseño, flujo de diseño, optimización de proyectos hidroenergéticos.

Optimal design flow and head for run-of-river hydropower projects

ABSTRACT

In Cuba, the preliminary design head and flow for run-of-river hydropower are determined from statistical parameters. Therefore, the energy and the net present value are the result of parameters fixed “ex ante”. In this paper, a methodology for determination of the design flow and head is proposed, as a result of an energy or net present value (NPV) maximization problem. The optimization problem is solved by iterations and graphs or by applying the Generalized Reduced Gradient method (GRG).

Keywords: design head, design flow, hydropower project optimization.

INTRODUCCION

En Cuba existen 125 instalaciones hidroeléctricas a filo de agua. De ellas, 117 están diseñadas para que sólo funcionen de manera aislada.

Se han identificado proyectos a ser evaluados o ejecutados en el corto, mediano y largo plazo de construcción o rehabilitación de seis centrales a filo de agua de baja potencia para ser conectadas al sistema eléctrico nacional (SEN). (Ver tabla 1). El 50% son de baja carga y todas son de baja potencia.

Tabla 1. Proyectos identificados de construcción o rehabilitación de centrales a filo de agua (Según información de la Empresa de Hidroenergía 2019)

Instalación	Carga de diseño (m ³ /s)	Flujo de diseño (m)	Potencia (kW)	Tipo	Acción	Plazo
Guaso	180,0	1,300	1 870	Agua fluente	Rehabilitación	Corto
Guayabo	211,5	0,116	196	Agua fluente	Rehabilitación	Mediano/Largo
Canal Yara	4,9	6,500	256	Canal	Construcción	Mediano/Largo
Barranca	7,1	3,750	214	Canal	Rehabilitación	Mediano/Largo
Guane	10,0	0,650	52	Agua fluente	Rehabilitación	Mediano/Largo
Gota Blanca	80,0	0,783	500	Canal (trasvase)	Construcción	Largo Plazo
Potencia total			3 088			

Existe un potencial de nuevos proyectos de centrales a filo de agua por explorar, que se conectarían al SEN, fundamentalmente a partir de los trasvases construidos o en construcción. Se estima que estos nuevos desarrollos también serían de baja carga y potencia.

Los sitios de baja carga y potencia requieren de la mayor precisión en la determinación de la carga y el gasto de diseño para lograr que sean económicamente factibles, pues el costo de inversión por kW, de acuerdo a la evidencia nacional e internacional, aumenta en la medida que la potencia disminuye. La optimización de los proyectos de inversión, entonces, constituye una necesidad para que estos proyectos sean económicamente viables.

EL ENFOQUE TRADICIONAL PARA DETERMINAR EL FLUJO DE DISEÑO

El Dr. García Faure en su tesis de doctorado, recoge los métodos más utilizados para determinar el caudal de diseño de una central para los proyectos a filo de agua, y afirma que “...en Cuba se determina el caudal de proyecto (...) considerando la curva de caudales clasificados para el año seco con frecuencia de ocurrencia de alrededor del 85 % y de esa curva se obtiene el gasto que puede ser mantenido durante 310 días del año, o sea el 85% del tiempo”. La utilización de este método puede ser factible bajo determinadas condiciones específicas, sobre todo para algunas centrales aisladas, pero de ninguna manera puede generalizarse, so riesgo de subdimensionar los proyectos (García 2005).

El uso de esta regla se corroboró recientemente en la Solución Conceptual del proyecto de mini hidroeléctrica de Guane, con conexión al SEN (PROAGUA 2015). En el caso de la Solución Conceptual de Guayabo, igualmente con conexión al SEN, se utilizó la curva de caudales clasificados con frecuencia de ocurrencia del 85 % y como flujo de diseño el gasto

promedio del periodo húmedo menos el flujo ecológico (RAUDAL 2018). Las curvas de caudales de años secos y húmedos son necesarias, pero a los efectos de revisar parámetros técnicos del sitio ante condiciones hidrológicas cambiantes o para realizar análisis de sensibilidad, entre otras aplicaciones.

Para el caso de Barranca, también a ser conectada al SEN, se utilizó la curva de caudales (medios) clasificados y como flujo de diseño el gasto mayor de los que más se repiten como caudal de diseño, obtenidos del histograma de caudales. (RAUDAL 2017). En estos casos, la producción de energía o el VAN son resultados pasivos de parámetros estadísticos fijados *a priori*.

En la práctica internacional actual se parte de los caudales promedio, y se recomienda que el diseño del flujo, sea ante todo un problema técnico-económico. Su fijación debe ser producto de un proceso iterativo de optimización (García 2005) (ESHA 2004). Las funciones objetivo más frecuentes son la energía (Mohsin et al. 2015) o el VAN (Rajšl et al. 2015).

EL ENFOQUE TRADICIONAL PARA DETERMINAR LA CARGA DE DISEÑO

El Dr. Pérez Franco define la carga de diseño como la carga... “por encima y por debajo de la cual, el promedio anual de generación por encima y por debajo es aproximadamente igual.” Recomienda utilizar como carga de diseño “la media aritmética de las cargas netas disponibles en cada periodo de tiempo” para estudios de pre-factibilidad y factibilidad, aunque precisa que esta carga obtenida puede variar en función de la turbina a utilizar (Pérez 1999). Bajo esta recomendación, compartida por numerosos autores, la carga de diseño (H_d) se calcularía de la siguiente forma:

$$H_d = \frac{\sum_1^n H_{ni} \cdot \Delta t_i}{\sum_1^n \Delta t_i} \quad [\text{metros}] \quad (1)$$

donde:

Δt_i : Periodo de tiempo que dura cada carga neta según dato i

H_{ni} : Carga neta según el dato i

n : número de datos de carga neta – periodo de tiempo

Como que en los proyectos a filo de agua no hay acumulación de agua o esta no es significativa, no deben existir grandes variaciones de la carga bruta y, por lo tanto, la media aritmética ponderada puede ser una buena aproximación a la carga de diseño: cargas netas máximas y mínimas del sitio no deben estar fuera del rango permisible de operación de la turbina (ver tabla 2 y figura 1).

Tabla 2. Límites de carga operativos de turbinas

Turbina	<i>lhmáx</i>	<i>lhmín</i>	Fuente
Kaplan	1,20	0,70	Promedio proveedores europeos y chinos en licitación en 2018
Francis	1,20	0,70	Promedio proveedores europeos y chinos en licitación en 2018
Pelton	1,10	0,75	Del software norteamericano ORNL-HEEA Tool (ORNL 2013)
Propela	1,10	0,80	Del software norteamericano ORNL-HEEA Tool (ORNL 2013)
Flujo cruzado	1,25	0,55	Área de operación de turbina del fabricante Ossberger
Tornillo	1,10	0,75	Promedio de ofertas de varios proveedores europeos

Leyenda:
lhmáx: Límite relativo superior de carga de la turbina
lhmín: Límite relativo inferior de carga de la turbina

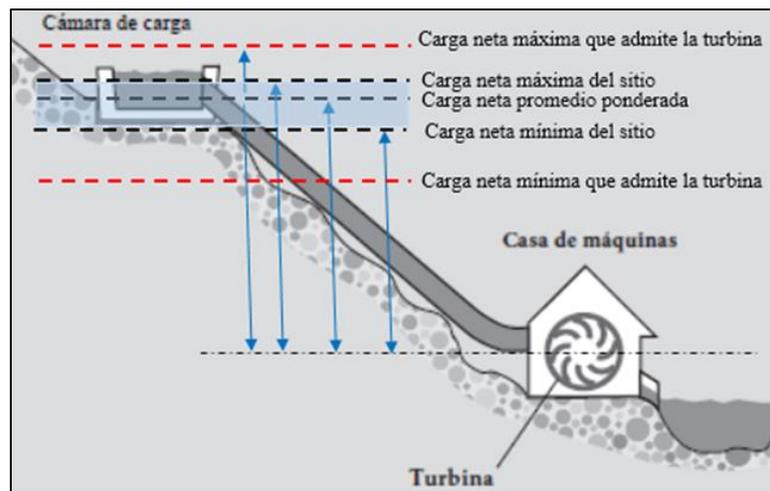


Figura 1. Relación entre las cargas netas máxima y mínima del sitio y los límites operativos de carga de turbinas

En la práctica actual en Cuba, de acuerdo con las soluciones conceptuales de sitios a filo de agua revisadas, se han utilizado otras dos variantes:

- En el caso de Barranca, a partir del rango de gastos con más posibilidades de turbinar, se evaluaron las pérdidas locales y de conducción de la instalación para esos caudales (condiciones de entrada y salida, rejillas, compuerta, conductora, contracciones, ampliaciones y cambio de dirección), y a la carga bruta correspondiente al flujo de diseño, se le restaron las pérdidas asociadas a ese flujo, y así se determinó la carga de diseño (RAUDAL 2017).
- En el caso de Guayabo (RAUDAL 2018), se utilizó la ecuación:

$$H_d = \frac{(H_{nmín} + 2 H_{nmáx})}{3} \quad [metros] \quad (2)$$

donde:

H_{nmín}: Carga mínima disponible en el sitio

H_{nmáx}: Carga neta máxima disponible en el sitio

En la práctica internacional también se utiliza la curva de duración de la carga para la determinación de la carga de diseño, en particular para los sitios de baja carga, en los cuales pequeñas variaciones absolutas del salto hidráulico pueden provocar significativos cambios en la energía a generar (AECOM 2011) (ORNL 2013).

Sin embargo, en trabajos recientes se también se recomienda que el cálculo de la carga de diseño debe ser producto de un proceso iterativo de optimización (Rajšl et al. 2015).

MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL FLUJO Y LA CARGA DE DISEÑO PRELIMINAR

El modelo matemático para optimización tiene tres componentes: la función objetivo, que es la que expresa lo que debe ser optimizado; el conjunto de variables de decisión del problema cuyos valores deben determinarse para que la función objetivo alcanza su valor óptimo; y las restricciones que acotan los valores que pueden tomar las variables.

Los avances en los medios de cómputo y de las comunicaciones desde fines del siglo pasado, han permitido la “democratización” de la optimización, de manera que puede ser realizada en prácticamente cualquier sector en tiempos relativamente breves y con bajos costos.

La explicación de los métodos de optimización para los proyectos hidroenergéticos a filo de agua se realizará a través de la aplicación informática “Optim-Filo agua 8.1 xlms” desarrollada por profesionales de la Empresa de Hidroenergía.

El Dr. García Faure, en su pionera incursión en el tema de la optimización de los proyectos de centrales hidroeléctricas en Cuba, define como la función objetivo la maximización de la relación Ingreso/Costo (García 2015).

En el presente trabajo se aborda la optimización a partir de dos modelos:

- La maximización de la generación de energía
- La maximización del Valor Anual Neto.

PLANTEAMIENTO DE LA OPTIMIZACION DE LA GENERACION DE ENERGIA

En determinadas circunstancias, lo que se desea es maximizar la generación eléctrica de un proyecto. Los indicadores económico-financieros serían un resultado de la energía obtenida como máxima.

El universo de información con los cuales se resolverá el problema son los datos i de la curva de caudales clasificados turbinables y las cargas netas correspondientes a cada gasto. El planteamiento muy simplificado del problema es el siguiente (ver tabla 3).

Tabla 3. Problema de maximización de la energía

Función objetivo	
$\text{Maximizar } E = \sum_{i=1}^{365} E_i = \sum_{i=1}^{365} P_i \cdot t_i \cdot d = \sum_{i=1}^{365} 9,81 \cdot Q_i \cdot Hn_i \cdot \eta_{t_i} \cdot \eta_{g_i} \cdot \eta_f \cdot (1 - v) \cdot t_i \cdot d \quad [\text{kW}] \quad (3)$	
Variables de decisión: Hd y Qd	
Restricciones	Comentarios
$Hn_i = 0$, si $lhmáx.Hd < Hn_i < lh mín.Hd$	No se aprovecha la carga i si está fuera de los límites operativos de carga de la turbina.
$Q_i = 0$, si $Q_i < Qd < lq mín.Qd$	No se turbinan si el flujo i está por encima de Qd , y por debajo del límite operativo de flujo de la turbina.
$\eta_{t_i} = f(Qd, Hd, \frac{Hn_i}{Hd}, \frac{Q_i}{Qd}, T)$	La eficiencia de la turbina depende de Qd , Hd , del cociente de Hn_i entre Qd , del cociente de Q_i entre Qd y del tipo de turbina.
$T = \text{Kaplan } \vee \text{Francis } \vee \text{Propela } \vee \text{Pelton } \vee \text{Flujo cruzado } \vee \text{Tornillo}$	Según el tipo de turbina existe una función para la eficiencia para Hd .
$\eta_{g_i} = f(\frac{Pt_i}{Pt})$	La eficiencia del generador depende del cociente de la potencia i de la turbina entre la potencia máxima de la turbina.
$\eta_f = \text{constante}$	Se asumen pérdidas de transformación de un 3%.
$v = \text{constante}$	Si hay inversor y reductor se asumen entre un 6-8%.
$d = \text{constante}$	Se asume una disponibilidad técnica de alrededor del 96%.
$lhmáx = f(T)$	Los límites operativos de carga dependen del tipo de turbina (Ver tabla 4)
$lh mín = f(T)$	
$lq mín = f(T)$	
$Hd > 0$	-
$Qd > 0$	-
$Hd \leq Hn máx$	-
$Qd \leq Qmáx$	-

Donde:

E : Generación de energía anual; E_i : Generación de energía en el momento i en MWh

P_i : Potencia total en el momento i en kW; t_i : Tiempo en horas en el momento i

Q_i : Flujo en el momento i en m^3/s ; Hd : Carga de diseño en m

Qd : Flujo de diseño en m^3/s ; Hn_i : Carga neta en el momento i en m

η_{t_i} : Efic. de la turbina en el momento i en %; P_i : Potencia en el momento i en kW

T : Tipo de turbina; η_{g_i} : Eficiencia del generador en el momento i en %

P_{t_i} : Pot. de la turbina en el momento i en kW; P_t : Pot. máxima de la turbina en kW

η_f : Pérdidas de transformación en %; p : Pérdidas varias en % (inversor/reductor)

d : Disponibilidad técnica en % del tiempo; $Qmáx$: Flujo máx. de la curva de caudales clasificados en m^3/s

Tabla 4. Límites de flujo operativos de turbinas

Turbina	$Q_{t\max}$	$l_{q\min}$	Fuente
Kaplan	El flujo máximo que pasa por la turbina es Q_d .	0,30	Promedio proveedores europeos y chinos en licitación en 2018
Francis		0,45	Promedio proveedores europeos y chinos en licitación en 2018
Pelton		0,15	Promedio proveedores europeos y chinos en licitación en 2018
Propela		0,35	Del software norteamericano <i>ORNL-HEEA Tool</i> (ORNL 2013)
Flujo cruzado		0,20	Información de fabricantes <i>Cink</i> y <i>Ossberger</i>
Tornillo		0,15	Promedio de ofertas de varios proveedores europeos
Leyenda	$Q_{t\max}$: Flujo máximo que puede pasar por la turbina $l_{q\min}$: Límite relativo inferior de carga de la turbina		

Tabla 5. Curvas de costos obtenidas por regresión en recientes licitaciones y ofertas de proveedores de Tornillos de Arquímedes

Año 2018		Kaplan/Francis /Pelton	Propela (Proporción muestra de RETScreen)	Flujo Cruzado (Proporción muestra de RETScreen)	Tornillo
C : Capacidad instalada en kW	Pt : Potencia máx. turbina en kW				
Proveedor	Dimensión	Turbina/Equipamiento			
ST-Eur	€/kW	$83\ 407 * C^{-0,623}$	$83\ 407 * C^{-0,623} * 0,77$	$83\ 407 * C^{-0,623} * 0,65$	
SI-Eur	€/kW	$249\ 406 * Pt^{-0,761}$	$249\ 406 * Pt^{-0,761} * 0,77$	$249\ 406 * Pt^{-0,761} * 0,65$	
A/B Proy.-Eur	€/kW	$76\ 465 * Pt^{-0,605}$	$76\ 465 * Pt^{-0,605} * 0,77$	$76\ 465 * Pt^{-0,605} * 0,65$	
SP-Eur	€/kW				$11\ 628 * C^{-0,379}$
RO-Eur	€/kW				$21\ 367 * C^{-0,388}$
HY-Eur	€/kW				$8\ 021,5 * C^{-0,256}$
Nota: A/B Proy.-Eur es un proveedor artificial. La regresión se halló con los costos de las ofertas de los ganadores.					

PLANTEAMIENTO DE LA OPTIMIZACION DEL VALOR ACTUAL NETO

En planteamiento en forma también simplificada del problema, agrega varias restricciones al anterior (ver tabla 6).

Tabla 6 Problema de maximización del VAN y restricciones adicionales

Función objetivo	
$Maximizar\ VAN = -K - I - k + \sum_{j=1}^n \frac{p \cdot E - s - m - c_j}{(1+r)^j}$ [pesos] (4)	
Restricciones adicionales	Comentarios
$K_d = f(Pt, T)$	El costo del equipamiento y de la ingeniería básica asociada en moneda extranjera es una función de la potencia de las turbinas (o de la capacidad instalada) y del tipo de turbina. Es necesario tener las curvas de costos (ver tabla 6).
$K = K_d \cdot e \cdot (I+g)$	Costo del equipamiento y de la ingeniería básica asociada en pesos.
$I = constante$	Los costos de inversión en obras y civiles y los gastos previos son específicos del sitio. Se obtienen de los presupuestos de los proyectos.
$k = f(K)$	Se calcula como un porcentaje de K (3% - 6%)
$p = constante$	La tarifa del kWh generado es \$0.27 para estudios de factibilidad.
$s = constante$	Los gastos anuales de salarios y seguridad social

$m=f(E)$	Los gastos de mantenimiento se calculan enter \$0.02 y \$0,04/kWh .
$c_j=(p, E, s, m, d_i, t)$	Impuestos
$d_i=f(K, I)$	La depreciación en el año i depende del valor de inversión, dada la tasa de depreciación.
$t=constante$	Se asume un 35% de la utilidad antes de impuestos
$r=constante$	Usualmente se asume una tasa entre el 3% y el 15%.

Donde:

K_d : Costo del equipamiento y de la ingeniería básica (importado) en moneda extranjera

K : Costo del equipamiento y de la ingeniería básica (importado) en pesos

e : Tasa de cambio en moneda extranjera/pesos

g : Margen comercial de la empresa importadora

I : El resto de los costos de inversión en pesos

k : Capital de trabajo en pesos

n : Vida útil de la instalación en años

E_i : Generación de energía en el momento i en MWh

p : Tarifa por kWh en pesos

s : Gastos anuales de salario y seguridad social en pesos

m : Gastos de mantenimiento en pesos

d_i : Depreciación en el año j en pesos

t : Tasa impositiva en %

r : Tasa de descuento en %

RESULTADOS DE LA APLICACION DEL MÉTODO TRADICIONAL

Una condición importante para aplicar los métodos de optimización es programar el modelo (la función objetivo, las variables y las restricciones), en Excel, Matlab u otro software. La realización de cálculos manualmente puede ser tedioso, ocupar una enorme cantidad de tiempo y existe, además, mayor posibilidad de errores de cálculo. Con una aplicación como “Optim-Filo agua 8.1 xlms”, la tarea se simplifica.

A continuación se expondrá el método de solución mediante iteraciones y gráficos. Para una descripción más ilustrativa de los métodos de optimización mediante iteraciones y gráficos, y mediante el uso del Gradiente Reducido Generalizado, será utilizada para la información del proyecto de Barranca (RAUDAL 2018): la curva de caudales clasificados y las cargas netas asociadas a cada valor de flujo, así como las restricciones específicas relativas al proyecto. Asimismo, sólo se expondrá la aplicación de ambos métodos para la optimización del VAN, pues en esencia son similares. El modelo para la maximización de la energía sólo se diferencia en la función objetivo y en que utiliza menos restricciones.

En la figura 2, tomada de una de las hojas de la aplicación “Optim-Filo agua 8.1 xlms”, son mostrados los resultados de la generación y el VAN, a partir de la carga y el flujo de diseño propuestos en la Solución Conceptual ($Hd=7,13$ m, $Qd=3,75$ m³/s). También se muestran en la tabla 7, valores estadísticos mínimo, medio y máximo del flujo y la carga neta de dicho sitio.

Proyecto		Barranca	
Datos técnicos			
Tipo de Turbina		Kaplan	
Coef. Productor/% ajuste eficiencia	4,5	0%	
Número de turbinas		1	
% efic. máx. generador/% pérdidas transf.	94,8%	3,0%	
% pérdidas reductor/% pérdidas inversor	0,0%	0,0%	
H máx/Hd turbinas		1,20	
H mín/Hd turbinas		0,70	
Régimen de trabajo (horas)		24	
Disponibilidad técnica de la PCHE		98,0%	
Carga bruta mínima (m)		6,48	
Número de días		365	
Datos económicos			
Proveedor tecnología		A/B Proy.-Eur	
Tipo cambio USD/otra moneda		1,12	
Índice margen comercial		1,20	
Gastos previos		0	
Equipamiento/Ingeniería importada	Por kW	882.799	
Obras civiles		283.000	
Capital trabajo - % equipamiento	4%	35.312	
TOTAL INVERSION		1.201.111	
Gastos O&M			
# operarios/Gastos Personal	4	43.500	
Mantenimiento (\$ x kWh)	\$0,02	28.030	
Reparación general (% Equip.)	8%	70.824	
Periodo reparación años		5	
Tiempo de vida útil		30	
Inflación/Escalamiento tarifas	0,0%	0,0%	
Relación de deuda/tasa interés	0,0%		
Periodo gracia/Devolución (años)			
Datos financieros			
% impuesto			35%
Años de exención del impuesto			No
Tasa de descuento			10%
Tarifa eléctrica (\$ x MWh)			270,00
Resultados técnicos			
Carga de diseño (m)			7,13
Flujo de diseño (m³/s)			3,75
Potencia turbinas (kW)			232
Capacidad instalada (kW)			213
Producción energía (MWh)			1.402
Pérdidas hidráulicas (m) a Qd			0,09
Carga máxima para turbinas			8,56
Carga mínima para turbinas			4,99
% Mínimo de flujo/turbina			30%
Flujo de diseño x turbina (m³/s)			3,75
Flujo mínimo x turbina (m³/s)			1,13
Eficiencia turbina a Qd/Hd			88,3%
Aqua turbinada (hm³)			92,4
% agua turbinada / total agua			75,4%
Diámetro aprox. rodetes (m)			0,880
Preselección de turbina K:			3,0
Carga bruta diseño (m)			7,22
Resultados económicos			
Ventas energía/año			\$ 378.408
VAN			\$ 852.631
TIR			18,4%
Periodo recuperación (años)			5,4
VAN/Inversión			0,710

Figura 2. Resultados de la energía y del VAN resultantes de la carga y el flujo diseño propuesto en la Solución Conceptual. Vista de la aplicación “Optim-Filo agua 8.1 xlms”

SOLUCION MEDIANTE ITERACIONES Y GRÁFICOS

Este método es sumamente sencillo si se dispone de medios de cómputo:

- De la tabla 7 se toman los flujos y cargas netas mínimos y máximos del sitio.
- Se determinan a priori para cuántos posibles valores de flujo y carga neta de diseño se van a evaluar el VAN. En el ejemplo, son 21 de flujo de diseño y 5 de carga de diseño.
- Se determinan ΔQ y ΔH_n . Ellos serán los incrementos que se adicionarán a los flujos y cargas mínimos del sitio.

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{máx}} - Q_{\text{mín}}}{\text{Número de puntos del flujo} - 1} \quad (5)$$

$$\Delta H_n = \frac{H_{n\text{máx}} - H_{n\text{mín}}}{\text{Número de puntos de la carga} - 1} \quad (6)$$

- Se organizan en la tabla los flujos y las cargas sumando ΔQ y ΔH_n a los flujos y cargas precedentes.
- Se determina el VAN para cada una de las combinaciones de flujo y carga de diseño, con ello queda rellena la tabla 8. El máximo VAN es producto de la combinación $H_d = 7,01$ y $Q_d = 5,25$ m³/s (valores en negritas en la tabla 8)

f) Con los datos de dicha tabla se crea un gráfico 3D. (ver figura 3)

Tabla 7. Estadísticas hidrológicas y de carga del sitio Barranca

Conceptos	Flujo (m ³ /s)	Carga neta (m)
Mínimo	0,70	7,01
Máximo	10,82	7,92
Promedio	3,88	7,26

Tabla 8. Tabla para realizar gráfico en 3D

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	<i>Q</i> _{mín}	0,70	<i>Q</i> _{máx}	10,82	<i>H</i> _{mín}	7,01	<i>H</i> _{máx}	7,92
2	Número de puntos de <i>Q</i>			21	ΔQ	0,506	VAN en pesos	
3	Número de puntos de <i>H</i> _n			5	ΔH_n	0,227	<i>Q</i> (m ³ /s) y <i>H</i> _n (m)	
4	VAN resultante de la combinación <i>H</i> _d / <i>Q</i> _d en amarillo							
5			<i>H</i> _{mín}	<i>H</i> _n Anterior + ΔH_n			<i>H</i> _{máx}	
6			7,01	7,24	7,46	7,69	7,92	<i>Q</i> _d
7	<i>Q</i> _{máx}	10,82	242 673	218 831	189 189	165 892	137 220	
8	<i>Q</i> Anterior + ΔQ	10,31	326 212	303 383	274 443	250 947	222 549	
9		9,81	405 210	383 644	355 624	331 715	303 729	
10		9,30	484 480	463 387	437 896	412 880	386 805	
11		8,80	557 647	538 175	513 627	488 554	462 557	Máximo VAN
12		8,29	633 939	615 701	591 722	567 613	542 577	
13		7,78	703 442	687 794	663 601	639 797	614 910	
14		7,28	781 518	767 022	743 668	720 476	696 233	
15		6,77	868 395	855 770	835 555	816 167	788 884	
16		6,27	966 020	954 407	936 637	917 968	890 601	
17		5,76	1 017 453	1 006 233	992 111	974 410	949 344	
18		5,25	1 029 902	1 021 677	1 010 136	992 963	968 928	5,25
19		4,75	1 009 769	1 002 888	993 609	976 576	959 050	
20		4,24	945 452	948 006	939 694	925 696	909 181	
21		3,74	842 206	848 929	844 901	831 548	816 162	
22		3,23	708 704	725 258	719 666	710 363	697 161	
23		2,72	542 716	562 051	562 727	551 748	541 333	
24		2,22	338 435	362 826	368 397	366 007	357 052	
25		1,71	82 630	102 876	126 295	117 357	111 620	
26		1,21	-195 209	-181 724	-170 284	-169 386	-172 517	
27		<i>Q</i> _{mín}	0,70	-464 719	-450 950	-441 734	-441 090	-446 468
28		<i>H</i> _d	7,01					

g) Se observan en la parte superior del gráfico los rangos de las combinaciones *H*_d y *Q*_d que maximizan el VAN.

h) Se repite el proceso desde el acápite a), pero se toman nuevos flujos y cargas de diseño máximos y mínimos para cuyo rango se determinará el VAN (se va cerrando la zona de optimización), se rellena de nuevo la tabla y se construye el nuevo gráfico. (ver figura 4). Obsérvese que con el segundo gráfico se ha obtenido una combinación

Hd/Qd que aumenta el VAN. Este proceso se repite hasta que no existan cambios en el VAN.

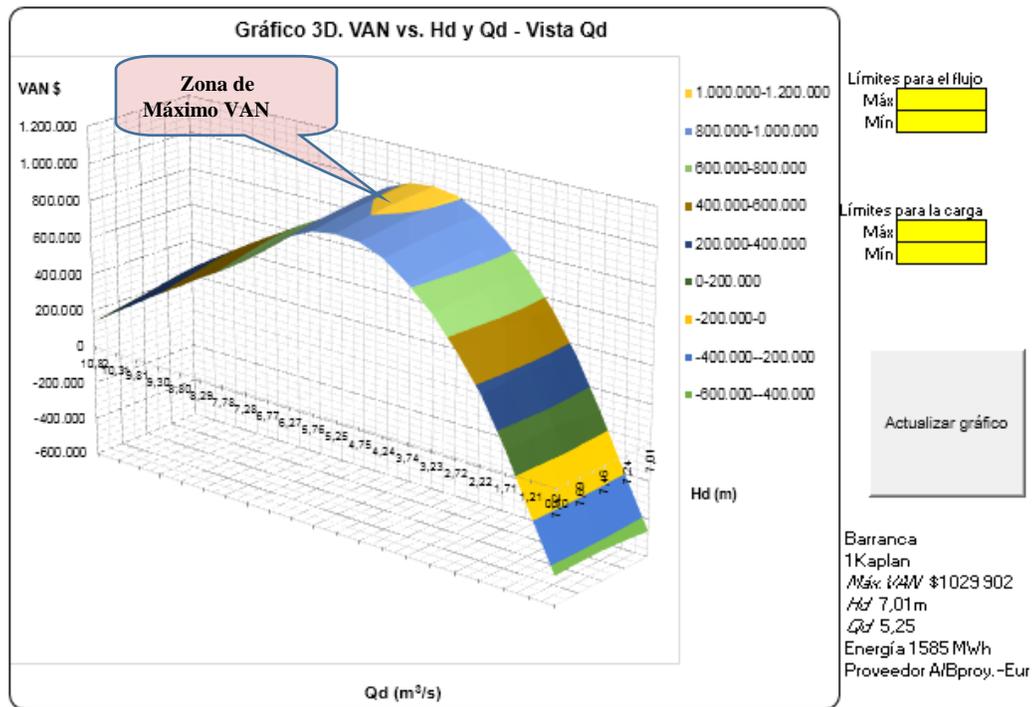


Figura 3. Primer gráfico 3-D

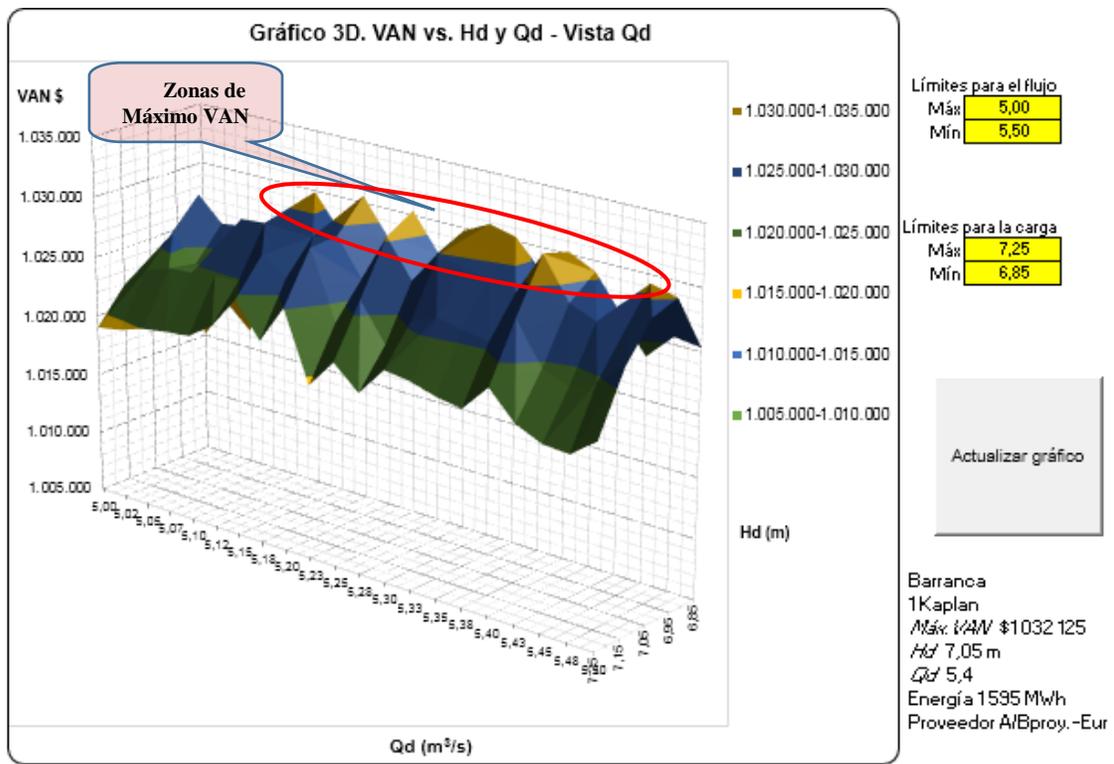


Figura 4. Segundo Gráfico 3-D

SOLUCION MEDIANTE EL METODO DE GRG

Otra forma de solución es la siguiente: una vez expresado el problema de optimización en hojas de cálculo, se puede aplicar el método GRG no lineal. Debe ser aplicado varias veces para tener la mayor certeza de que ha obtenido un óptimo global. (Ver figuras 5 y 6)

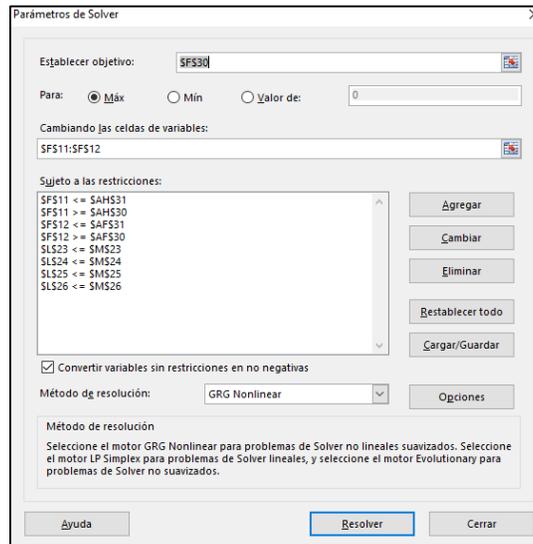


Figura 5. Aplicación del GRG

Proyecto		Barranca		SOLVER PARA MAXIMIZAR VAN
Datos técnicos				
Tipo de Turbina		Kaplan		
Coef. Productor/% ajuste eficiencia	4,5	0%		
Número de turbinas		1		
% efic. máx. generador/% pérdidas transf.	94,8%	3,0%		
% pérdidas reductor/% pérdidas inversor	0,0%	0,0%		
H máx/Hd turbinas		1,20		
H mín/Hd turbinas		0,70		
Régimen de trabajo (horas)		24		
Disponibilidad técnica de la PCHE		96,0%		
Carga bruta mínima (m)		6,48		
Número de días		365		
Datos económicos				
Proveedor tecnología		A/B Proy.-Eur		
Tipo cambio USD/otra moneda		1,12		
Índice margen comercial		1,20		
Gastos previos		0		
Equipamiento/Ingeniería importada	Por kW	1.014.488		
Obras civiles		283.000		
Capital trabajo - % equipamiento	4%	40.580		
TOTAL INVERSION		1.338.068		
Gastos O&M				
# operarios/Gastos Personal	4	43.500		
Mantenimiento (\$ x kWh)	\$0,02	31.887		
Reparación general (% Equip.)	8%	81.159		
Periodo reparación años		5		
Tiempo de vida útil		30		
Inflación/Escalamiento tarifas	0,0%	0,0%		
Relación de deuda/tasa interés	0,0%			
Periodo gracia/Devolución (años)				
Datos financieros				
% impuesto			35%	
Años de exención del impuesto			No	
Tasa de descuento			10%	
Tarifa eléctrica (\$ x MWh)			270,00	
Resultados técnicos				
Carga de diseño (m)			7,02	
Flujo de diseño (m³/s)			5,40	
Potencia turbinas (kW)			329	
Capacidad instalada (kW)			303	
Producción energía (MWh)			1.594	
Pérdidas hidráulicas (m) a Qd			0,19	
Carga máxima para turbinas			8,42	
Carga mínima para turbinas			4,91	
% Mínimo de flujo/turbina			30%	
Flujo de diseño x turbina (m³/s)			5,40	
Flujo mínimo x turbina (m³/s)			1,62	
Eficiencia turbina a Qd/Hd			88,5%	
Agua turbinada (hm³)			106,9	
% agua turbinada / total agua			87,3%	
Diámetro aprox. rodete (m)			1,021	
Preselección de turbina K _t			2,3	
Carga bruta diseño (m)			7,21	
Resultados económicos				
Ventas energía/año			\$ 430.472	
VAN			\$ 1.033.309	
TIR			19,2%	
Periodo recuperación (años)			5,2	
VAN/Inversión			0,772	

Figura 6. Resultados de la aplicación

COMPARACION DE LOS DIFERENTES MÉTODOS

A continuación se muestran los resultados de aplicar el método tradicional y los métodos de optimización a los datos del proyecto Barranca (Ver tabla 9). También se realiza una evaluación cualitativa de los métodos. (Ver tabla 10).

Tabla 9. Resultados de los tres métodos y diferentes funciones objetivo- proyecto Barranca

Tasa de descuento 10% / Proveedor A/B Proy-Eur.		Optimización de energía			
Indicadores	Método tradicional	Iteraciones y gráficos	GRG	%	
A	B	C	D	C/B - 1	D/B - 1
Hd (m)	7,13	7,25	7,25	1,7	1,7
Qd (m^3/s)	3,75	5,70	5,70	52,0	52,0
Energía (MWh)	1 402	1 604	1 604	14,4	14,4
Capacidad instalada (kW)	213	331	331	55,4	55,4
VAN (\$)	852 631	1 014 078	1 014 078	18,9	18,9
Tasa de descuento 10% / Proveedor A/B Proy-Eur.		Optimización del VAN			
Indicadores	Método tradicional	Iteraciones y gráficos	GRG	%	
A	B	C	D	C/B - 1	D/B - 1
Hd (m)	7,13	7,05	7,02	-1,1	-1,5
Qd (m^3/s)	3,75	5,40	5,40	44,0	44,0
Energía (MWh)	1 402	1 595	1 594	13,8	13,9
Capacidad instalada (kW)	213	304	303	42,7	42,3
VAN (\$)	852 631	1 032 125	1 033 309	21,1	21,2

Tabla 10. Evaluación cualitativa de los métodos

Criterio	Método tradicional	Métodos que optimizan la producción de energía o el VAN	
		Iteraciones y gráficos	Gradiente Reducido Generalizado
Forma de cálculo	Valores estadísticos	Mediante iteraciones sucesivas, reduciendo el rango de las pruebas de Hd y Qd	Aplicando el método de GRG de la herramienta Solver (Excel)
Precisión	Exacto, pues son valores estadísticos	Con este método no se garantiza el óptimo global, pues las variables sólo toman valores discretos predeterminados. No obstante, cambiando rangos se puede tener la certeza de que se ha logrado o se está cerca del óptimo global. Los gráficos nos dan orientaciones para determinar los rangos.	Con el método GRG no se garantiza un óptimo global. Hay que ejecutar varias veces para tener certeza de que se ha obtenido el máximo global o los valores obtenidos están muy cercanos.
Relación entre Hd y Qd , y la energía y el VAN resultantes	Tanto la energía como el VAN son resultados pasivos	Se obtienen los valores máximos o muy cercanos de generación de energía o VAN, según se desee.	
Potencia resultante	La potencia es un resultado pasivo.	La potencia puede ser mayor o menor con relación a la obtenida a partir del método tradicional.	

CONCLUSIONES

Como se ha probado con este trabajo:

- El método tradicional de determinación de la carga y el flujo de diseño para las instalaciones a filo de agua no garantizan que se optimicen los proyectos.
- La carga y el flujo de diseño determinados de manera preliminar por los dos métodos de optimización descritos aumentan la potencial generación de energía o el VAN, con relación a los que se obtendrían a partir del método tradicional basado en la estadística,
- los métodos aquí propuestos, de ser utilizados por los proyectistas, coadyuvarán a un cálculo más preciso de este importante parámetro.

Los métodos de optimización mediante iteraciones y gráficos o aplicando el método del Gradiente Reducido Generalizado son complementarios, es decir, es recomendable que ambos sean utilizados: el segundo es más preciso, pero el primero ayuda mediante las representaciones gráficas a identificar la zona de posible máximo y permite corroborar los parámetros de diseño obtenidos por el primero.

Se recomienda, además, que las instituciones nacionales de proyectos, universidades, el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos y la Unión Eléctrica, revisen y posiblemente mejoren y mantengan actualizada la herramienta “Optim-Filo agua 8.1 xlms”, desarrollado en la Empresa de Hidroenergía, como un modelo de optimización para la proyección futura de centrales hidroeléctricas más eficientes.

Finalmente, es necesario que se actualice el levantamiento hidroenergético de Cuba, y que se incluyan en dicho trabajo aquellos sitios potenciales que se deriven de los trasvases en proyecto o construcción.

REFERENCIAS

- AECOM** (2011) “Don Sahong Hydropower Project - Engineering Status Report”, AECOM New Zealand Limited, Internal Report 0018 RPPG_E, Auckland, Nueva Zelandia.
- ESHA** (2004) “Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant”. European Small Hydropower Association, Bélgica. Extraído de http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/GUIDES/GUIDE_SHP/GUIDE_SHP_EN.pdf en febrero de 2014.
- García L.** (2005) “Macro optimización del proyecto y la explotación de las pequeñas centrales hidroeléctricas de las regiones montañosas”, Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas. p. 25, 46-60. Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería Mecánica, Santiago de Cuba, Cuba.
- Mohsin M., Shakir A. and Khan Noor M.** (2015). “Optimal Sizing of Low Head Hydropower Plant - A Case Study of Hydropower Project at Head of UCC (Lower) at Bambanwala”, p. 74-80, Pak. J. Engg. & Appl. Sci. Vol. 16, ISSN 1995-1302 (Print), ISSN 2415-0584 (Online), Jan., Pakistán.

ORNL (2013). “Technical and economic feasibility assessment of small hydropower development in the Deschutes river basin”. Oak Ridge National Laboratory; p. A14-A39, US Department of Energy, ORNL/TM-2013/221, Internal report, USA.

Pérez D. (1999). “Máquinas hidráulicas rotodinámicas”. p. 119-131, Centro de Investigaciones Hidráulicas, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echevarría (CUJAE), La Habana, Cuba.

PROAGUA (2015). “Rehabilitación hidroeléctrica Guane”. p. 4-6, 11, Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos, Grupo Empresarial de Investigaciones, Proyectos e Ingeniería, Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos, Pinar del Río, Cuba.

Rajšl I., Krajecar S. and Ilak P. (2015) “Risk-averse approach for assessment of investment in a run-of-the-river power plants while considering reduced water availability”, *Journal of Energy*, Vol. 64, pp. 153, ISSN 1849-0751 (On-line) ISSN 0013-7448 (Print). Faculty of Electrical Engineering and Computing, University of Zagreb, Special Issue, Croacia.

RAUDAL (2017) “Mini CHE río Guayabo. Soluciones Conceptuales”, Memoria descriptiva, Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos, INRH, Holguín, Cuba

RAUDAL (2018) “Asistencia técnica minihidroeléctrica Barranca”, Memoria descriptiva, Empresa de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos, INRH, Bayamo, Cuba.

Conflicto de intereses

El autor declara que no existen conflictos de intereses.

Contribución de los autores

Luis Gutiérrez Urdaneta <https://orcid.org/0000-0003-3069-0535>

El autor es uno solo por tanto fue quien realizó todo el trabajo.