

# EVALUACIÓN DE CONDICIONES HIDRÁULICAS EN RED MAYOR, PARA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS MICROHIDRÁULICAS, GENERADORAS DE ELECTRICIDAD

EVALUATION OF HYDRAULIC CONDITIONS IN THE MAJOR NETWORK FOR THE CONSTRUCTION OF MICROHYDRAULIC PLANTS WHICH GENERATE ELECTRICITY

**Tapia-Olivas, J.C.<sup>1,4\*</sup>; Campbell-Ramírez, H.E.<sup>1</sup>; Román-Calleros J.A.<sup>2</sup>;  
Gil Samaniego-Ramos M.<sup>3</sup>; Delgado-Rendón R.<sup>4</sup>; Hernández-Martínez. E.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Instituto de Ingeniería. Universidad Autónoma de Baja California, Campus Mexicali, B. C., C.P. 21800, <sup>2</sup>Instituto de Ciencias Agrícolas. Universidad Autónoma de Baja California, Campus Ej. Nuevo León, B. C., C.P. 21705, <sup>3</sup>Facultad de Ingeniería. Universidad Autónoma de Baja California, Campus Mexicali, B. C., C.P. 21800, <sup>4</sup>Escuela de Ciencias de la Ingeniería y Tecnología. Universidad Autónoma de Baja California, Campus Valle de las Palmas, B. C., C.P. 22260.

**Autor responsable:** [juan.carlos.tapia.olivas@uabc.edu.mx](mailto:juan.carlos.tapia.olivas@uabc.edu.mx)

## RESUMEN

Se analizó la viabilidad técnica y económica, de impulsar proyectos de construcción de plantas microhidráulicas, para generar electricidad, que podrían ser instaladas en estructuras hidráulicas que se usan para el control y operación de canales de la Red Mayor en un distrito de riego, y dado que estos sistemas cuando se localizan en valles agrícolas, utilizan grandes volúmenes de agua, distribuidos en extensas redes con caudales variables y cargas bajas, se propone una serie de métodos cortos y rápidos para seleccionar sitios factibles, que al evaluarse con la metodología RETScreen identifiquen alternativas para desarrollar proyectos ejecutivos, ahorrando recursos en planificación y toma de decisiones. Se estudió la red mayor de canales del Distrito de Riego 014, Río Colorado, en el Valle de Mexicali, México (470 km de longitud y distribución de 1,850 millones de m<sup>3</sup> anuales), con 31 metros de diferencial de carga hidráulica, equivalente a generar 26 MW. Se utilizaron eficiencias de conversión de 70%, factores de planta de 0.7, capacidades instaladas mayores a 100 kW, costos menores a \$7,600 USD por kW instalado, y localización de la obra a distancias mayores a 6 km de fallas geológicas. El estudio reportó selección de dos sitios, en un canal para instalar 559 kW, para una generación de 3,918 MWh anuales, con una inversión de \$2.8 millones de USD, y costo promedio de \$5,211 USD kW<sup>-1</sup> instalado y \$0.0713 USD kWh<sup>-1</sup> producido. Se estiman ahorros en emisiones de 0.47 t de CO<sub>2</sub> MWh<sup>-1</sup> y periodo de Retorno de la inversión a 10 años.

**Palabras Clave:** Energía Renovable, Río Colorado, Hidroeléctricas.

## ABSTRACT

The technical and economic viability of promoting construction projects for microhydraulic plants, to generate electricity, was analyzed, which could be installed in hydraulic structures that are used for the control and operation of canals of the Major Network in an irrigation district; and, given that these systems use large volumes of water when located in agricultural valleys, distributed in extensive networks with variable flows and low loads, a series of short and fast methods are proposed to select feasible sites, which when evaluated with the RETScreen methodology can identify alternatives for the development of executive projects, saving resources in planning and decision making. The Major Network of canals in Irrigation District 014, Río Colorado, in Valle de Mexicali, México (470 km long and distribution of 1,850 million m<sup>3</sup> annually), was studied, with 31 meters of hydraulic load differential, equivalent to generating 26 MW. Conversion

**Agroproductividad:** Vol. 9, Núm. 10, octubre. 2016. pp: 8-16.

**Recibido:** febrero, 2016. **Aceptado:** septiembre, 2016.

eficiencias of 70 % were used, plant factors of 0.7, capacities installed higher than 100 kW, costs under \$7,600 USD per kW installed, and localization of the construction sites at distances greater than 6 km from geological faults. The study reported the selection of two sites, in a canal used to install 559 kW, for a generation of 3,918 MWh annual, with an investment of \$2.8 million USD, and average cost of \$5,211 USD kW<sup>-1</sup> installed and \$0.0713 USD kWh<sup>-1</sup> produced. Savings of 0.47 t of CO<sub>2</sub> MWh<sup>-1</sup> in emissions are estimated and an investment return period of 10 years.

**Keywords:** Renewable Energy, Colorado River, Hydroelectric Plants.

## INTRODUCCIÓN

En México, actualmente la capacidad hidroeléctrica instalada es de 11,544 MW, que equivale a 21.7% del total instalado (53,114 MW). Durante 2012, la generación de electricidad bruta con recursos hídricos fue de 31,317 GWh (12% del total nacional); ubicándose en el vigésimo lugar a nivel mundial (SENER, 2013 a). Actualmente la Comisión Federal de Electricidad (CFE) cuenta con 94 unidades, con capacidad igual o menor a 30 MW, distribuidas en 42 centrales eléctricas; con una producción total de 286.6 MW, que generaron 2.4% de la generación hidroeléctrica (753 GWh) (SENER, 2013 b). De acuerdo al Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), en Baja California se cuenta con una capacidad eléctrica instalada de 2,667 MW; que otorga el servicio de electricidad a 3,155,070 habitantes, que están distribuidos sobre una superficie de 71,446 km<sup>2</sup>. Esto es, 3.6% de la superficie nacional, con 2.8% de la población total, y 5% de la capacidad eléctrica instalada en México (INEGI, 2010). En Baja California, al ser un sistema eléctrico aislado de la red nacional, hay plantas que aprovechan los recursos renovables disponibles, como es el caso del campo geotérmico de Cerro Prieto, con 575 MW; el Parque Eólico ubicado en el poblado La Rumorosa, con 10 MW; más la instalación de 155 MW, que recientemente fueron puestos en operación, mediante impulsores eólicos, administrados por el sector privado (GEBC, 2013). Adicionalmente, el Parque de Celdas Solares, dentro de los terrenos del Campo Geotérmico del Cerro Prieto, con 5 MW, todas estas instalaciones generan 4,026 GWh al año (CEE, 2011; CFE, 2011; INEGI, 2013). En la ac-

tualidad, las plantas de energía renovable representan 27.6% de la capacidad total en el estado, que es 2,667 MW; el 72.4 % restante son principalmente, centrales de ciclo combinado (CCC) y centrales con turbinas de gas natural (CTGN) (USAID, 2011). El Distrito de Riego 014, Río Colorado (DR014RC) en Baja California se ubica en el municipio de Mexicali y se extiende hasta el municipio de San Luis Río Colorado, Sonora. Limita al Norte con los Estados Unidos de América, con los estados de California y Arizona. Los derechos de riego en este distrito, pertenecen a 13,805 usuarios agrícolas, y cubren una superficie de 207,965 hectáreas, ocupando la quinta posición en superficie sembrada a nivel nacional (CONAGUA, 2010). La disponibilidad de agua es de 2,750 millones de m<sup>3</sup> anuales (2.23 millones de acrepie) que provienen del Río Colorado y del acuífero de los Valles de Mexicali y San Luis Río Colorado. Para su manejo, el distrito está dividido en tres unidades de riego, distribuidas en 22 módulos, que son supervisados por un organismo denominado "Sociedad de Responsabilidad Limitada" (S.R.L.) (SEFOA, 2009). En este trabajo se analiza la red mayor de canales, integrada por 470 km, distribuidos en tres canales principales, que son: a) Canal Independencia, b) Canal Reforma, y c) Canal Revolución. Adicionalmente el distrito de riego cuenta con 2,432 km de canales secundarios, que representan una infraestructura de 2,902 km para el uso de energía renovable, utilizando el sistema de abasto agua de la región. El objetivo del estudio fue evaluar la implementación de tecnología hidroeléctrica, para generar electricidad a pequeña escala, que puede ser utilizada para operar pozos de bombeo del acuífero, equipo de riego por aspersión agrícola, alumbrado público, e intercambio de energía eléctrica con la red de la CFE y para ello, se seleccionaron sitios con las mejores condiciones hidráulicas de viabilidad técnica y económica.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Caracterización y descripción técnica de los sitios aprovechables

El Canal Reforma, fue construido de 1971 a 1973, como parte de la rehabilitación del DR014RC, por la Secretaría de Recursos Hidráulicos (SRH). Tiene un longitud de 101 km y abastece una superficie de riego de 147,000 ha. Los primeros 27 km tiene una plantilla de 18 m a 33 m, con tirantes de 2.6 m a 3.2 m, y taludes de 2:1, que permiten un caudal máximo de 150 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> (SRH, 1971). Las principales estructuras de control son el represo Matamoros (km 3+600), represo Galeana (km 14+400) y represo km 27+000 (Figura 1).

El Canal Independencia inició operaciones en 1973, tiene una longitud de 57 km y es alimentado por el Canal Reforma en las Bocatomas Norte y Sur; localizados 50 m aguas arriba del Represo Galeana. Este canal, en los primeros 27 km está revestido con carpeta asfáltica hasta el represo Benassini, después de ese punto está revestido de concreto hidráulico. Las funciones principales del Canal Independencia son abastecer a la ciudad de Mexicali, y el riego agrícola en una superficie de 35,000 ha. Su diseño hidráulico tiene las siguientes dimensiones: plantilla de 3.5 a 8 m, tirante máximo de 2.6 m y taludes de 2:1, que permiten conducir un caudal máximo de  $40 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$  (SRH, 1971). Las principales estructuras de control se ubican en los siguientes puntos: represo en el km 4+420, km 8+560, km 11+300, km 13+800, km 17+100, km 21+300 y el represo Benassini.



**Figura 1.** Estructura de control Canal Reforma km 27+000.

### Criterios para la selección de sitios

La selección adecuada de un sitio para el desarrollo de microhidráulicas es muy importante, ya que una buena elección evitará mayores costos en la fase de puesta en marcha (Kumar y Katoch, 2014). Los criterios para la selección de sitios potenciales se han ponderado siguiendo la metodología de Pacheco y Contre-

ras (2008), que son evaluados en el rango de 1 a 10 (Cuadro 1), con el objetivo de obtener una puntuación global ponderada que permita elegir el mejor proyecto basado en criterios múltiples evaluación.

### Ubicación de sitios preliminares

La generación de energía hidroeléctrica en el DR014RC a gran escala

**Cuadro 1.** Ponderación y criterios de calificación para la selección de sitios.

No.	Criterio	Consideración	Ponderación	Criterio de puntuación		
1	Viabilidad constructiva	Distribución del espacio disponible para su instalación	10%	Fácil 10 a 8	Regular 7 a 5	Difícil 4 a 1
2	Configuración y topografía adecuada	Disponibilidad del salto aprovechable y recurso hídrico en cada estructura de control para determinar la capacidad y el tipo de turbina a instalar	20%	Buena 10 a 8	Regular 7 a 5	Mala 4 a 1
3	Impacto ambiental a la zona	Modificación al entorno natural del sitio	5%	Bajo 10 a 8	Mediano 7 a 5	Alto 4 a 1
4	Vías de comunicación	Disponibilidad de caminos pavimentados para el transporte de recursos, a fin de optimizar los procesos de construcción	5%	Carreteras 10 a 8	Terracerías 7 a 5	Brechas 4 a 1
5	Capacidad de generación	Capacidad de generación de energía y su efecto sobre la rentabilidad del proyecto	20%	251 kW < Alta < 600 kW 10 a 8	100 kW < Mediana < 250 kW 7 a 5	40 kW < Baja < 99 kW 4 a 1
6	Terrenos disponibles	Facilidad de adquisición de terrenos para la instalación de elementos adicionales de las microhidráulicas	10%	20 ha < Área < 40 ha 10 a 8	11 ha < Área < 20 ha 7 a 5	1 ha < Área < 10 ha 4 a 1
7	Cercanía a fallas geológicas	Disponibilidad para la construcción con menos probabilidad de sorpresas geológicas	30%	11 km < Distancia < 30 km 10 a 8	6 km < Distancia < 10 km 7 a 5	5 km < Distancia < 0 km 4 a 1



no es posible, ya que se ubica en una región, donde la elevación máxima es de 43 msnm, en la estructura hidráulica, conocida como Derivadora Morelos, y una altura mínima de 7 msnm (INEGI, 2007). Estas características no permiten la construcción de presas; sin embargo, existe una extensa red de canales principales, dotados de estructuras de control, que operan con caudales considerables. Seis sitios fueron seleccionados (represo Matamoros, represo Galeana, represo km 27+000, Bocatoma Sur Canal Independencia, Canal Independencia Km 8+560 y represo Benassini); que cubren las condiciones establecidas, ya que garantizan el suministro de agua y se mantienen alejados de las principales fallas geológicas de la zona de estudio, según se muestra en la Figura 2.

### Calculo de la potencia y generación de energía para los sitios preliminares

Para el cálculo de la potencia teórica y la energía generada, se aplicó un método corto de cálculo, utilizando la descripción técnica de los canales Reforma e Independencia. La ecuación 1 fue utilizada para la estimación de la potencia hidroeléctrica:

$$P=(Q)(H)(\gamma)(\eta)$$

Dónde:  $P$ =Potencia (kW);  $Q$ =Caudal ( $m^3 s^{-1}$ );  $H$ =Salto hidráulico disponible (m);  $\gamma$ =Peso específico del agua ( $9.81 kN m^{-3}$ );  $\eta$ =Eficiencia del generador de la turbina (90%).

En este método de cálculo, la variable crítica es la selección del caudal ( $Q$ ), el cual se obtiene con la curva de duración del flujo, ya que es un procedimiento gráfico para el análisis de la frecuencia de los datos históricos, representando la magnitud y frecuencia para un caudal diario, semanal, mensual en los flujos de un sistema hidrológico. Su obtención es utilizando una curva de frecuencia acumulada que muestra el porcentaje en un tiempo específico de la ocurrencia de un caudal determinado, y combina en una sola curva las datos históricos aforados, sin tener en cuenta la secuencia de aparición (Creager y Justin, 1950; Searcy, 1959; Vogel y Fennessey, 1994). Varios autores han aplicado este procedimiento para los casos de hidroeléctricas (Gismella y Assad, 2011; Kannan y Jeong, 2011; Adhikary *et al.*, 2014). Con la potencia estimada, la producción de energía anual (kWh) fue calculada (ecuación 2), conside-

rando 8,760 h por año ( $t$ ) y un factor de planta ( $fp$ ) de 0.85, de acuerdo con el manual de Costos y Parámetros de Referencias (COPAR) para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico de CFE (CFE, 2012):

$$E=(P)(t)(fp)$$

Dónde:  $E$ =Energía (kWh);  $t$ =Horas por año (h);  $fp$ =Factor de Planta (adimensional).

Para la determinación de los saltos hidráulicos se obtuvieron mapas topográficos de la región, procesando la información con el paquete de computo AutoCAD, versión 2012 (Graham, 2012), debido a que los planos existentes de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) no estuvieron disponibles en formato digital. Esto permitió evaluar las opciones en el área de estudio en lo que se refiere a la disponibilidad energética.

### Evaluación de Sitios. Evaluación con RETScreen

RETScreen es un programa de análisis de factibilidad, para evaluar costos financieros, ambientales y beneficios que se generan al utilizar las diferentes tecnologías de energías renovables en cualquier lugar del mundo. Este software fue desarrollado por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (Sinha y Chandel, 2014). Ayuda a

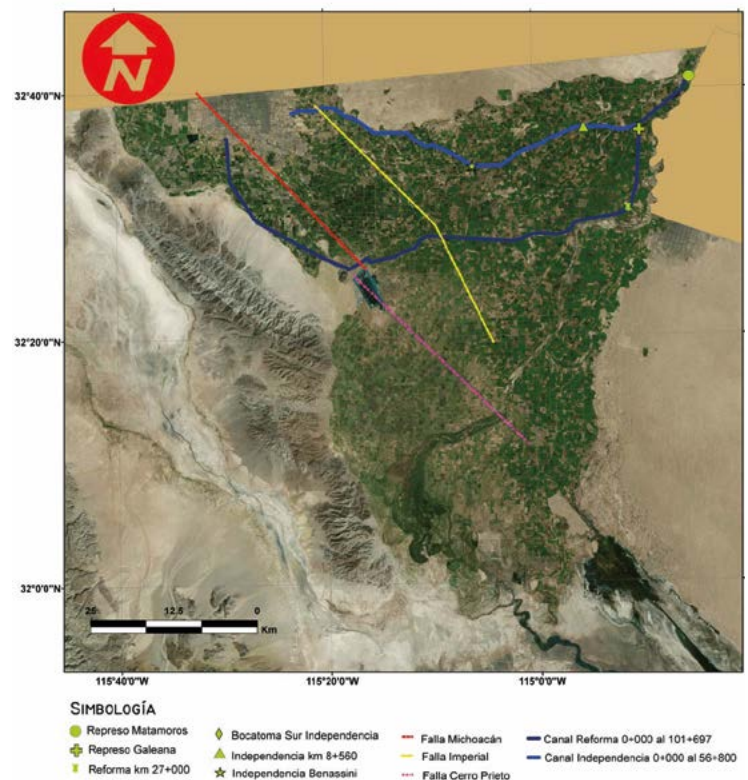


Figura 2. Sitios seleccionados para las micro hidráulicas en el DR014RC.

tomar decisiones en forma rápida y económica, a determinar la viabilidad técnica y financiera de los posibles proyectos de energía limpia. Los datos de entrada para los sitios propuestos fueron considerando turbinas hidráulicas, las cuales se analizaron bajo el esquema de central al pie de hilo con la hidrometría del DR014RC (datos hidrológicos), definida por este trabajo. El salto aprovechable se obtuvo de los mapas topográficos, desarrollados para cada sitio, y se proponen turbinas en flujo cruzado del fabricante Canyon-Hydro con pérdidas del 5% en hidráulica, 6% misceláneas y un generador con 97% de eficiencia. Para el análisis de emisiones se consideró la matriz de generación eléctrica, operativa para el estado de Baja California, trabajando en México con un factor de emisión de 0.510 tCO<sub>2</sub> MWh<sup>-1</sup> y pérdidas en la transmisión de energía eléctrica del 8%. Por último, para el análisis financiero se utilizó una tasa de inflación del 5% (BANXICO, 2014) para una vida útil del proyecto de 20 años, con una tasa de descuento del 12% anual (SHCP, 2014) para la inversión

total de cada central, las cuales obtendrán su ingreso económico al entregar la energía generada a la red eléctrica de CFE con un precio de venta de 115 USD MWh<sup>-1</sup>, que es la tarifa para la operación de pozos profundos del acuífero de San Luis Río Colorado, que son utilizados para el abastecimiento de agua para el uso urbano.

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los Canales Independencia y Reforma, abastecen de agua a usuarios agrícolas y urbanos todo el año, con caudales variables. Las láminas de riego asignadas a los cultivos son: trigo 0.89 m (*Triticum aestivum* L.), Algodón 1.12 m (*Gossypium hysutum* L.), Alfalfa 1.53 m (*Medicago sativa* L.) y hortalizas 1.35 m (INIFAP, 2008), siendo estos cultivos los más representativos en superficie sembrada, el volumen entregado es el siguiente: trigo 73.7 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>, algodón 23.2 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>, alfalfa 45.4 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> y hortalizas 40.4 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>. El caudal mínimo operado en red mayor, durante el periodo

2009-2010 fue de 5 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>, y máximo de 152 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> (Figura 3).

### Problemas geológicos en el DR014RC, y estado actual de los canales Reforma e Independencia

El Canal Reforma, para el tramo comprendido entre el km 57+000, al km 65+100, durante el sismo del 4 abril 2010, con intensidad de 7.2 grados Richter, registró graves daños en su estructura, tales como ruptura de bordos y plantilla; sin embargo, en ese momento no fue posible evaluar el efecto de subsidencia, ya que no se contaba con información topográfica. De acuerdo a Dennis et al. (2011), en estudios realizados en 2010, para la reparación y rehabilitación de este canal, se detectó que las fallas Jalapa, Michoacán e Imperial, atraviesan de manera perpendicular el trazo del canal, por lo que es posible inferir sobre la existencia de un sistema de fallas menores, que están interconectadas, con dirección hacia el Ejido Saltillo, siendo ésta la razón principal por la que se descartaron los demás sitios, y se decidió trabajar solamente en

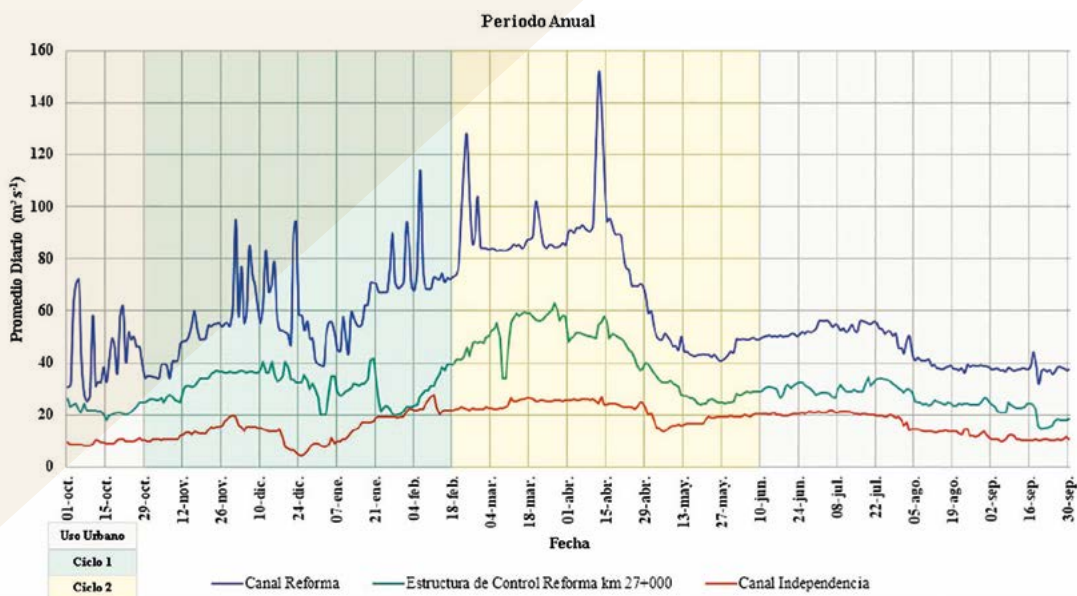


Figura 3. Entrega de agua por canal ciclo agrícola 2009-2010.

los primeros 27 km de los Canales Reforma e Independencia.

### Evaluación de sitios con RETScreen

Al evaluar los sitios con RETScreen, se obtuvieron 895 kW de capacidad instalada, con una generación neta de 6,014 MWh año<sup>-1</sup>, utilizando un factor de planta (fp) promedio de 0.73. Esto representa una contribución del 3.4% del potencial total ideal en el DR014RC (Cuadro 2).

Los valores obtenidos del fp en las microhidráulicas para los sitios seleccionados son aceptables y competitivos, en comparación con las tecnologías de generación eólica (fp=0.4) y solar (fp=0.25). Esto es debido a la ubicación geográfica de las estructuras de control, las cuales al estar en la red principal garantizan la disponibilidad del recurso hídrico, tanto para el riego de cultivos, como para la generación de energía. Los valores obtenidos fueron: 0.85 máximo para el Represo

Galeana, y 0.62 mínimo en el Bocatoma Sur Independencia. El costo típico de instalación para plantas microhidráulicas con capacidades de 100 kW a 30 MW, se estima entre \$1,700 y \$5,000 USD kW<sup>-1</sup>, dependiendo de las condiciones del sitio, obtención de permisos y licencias (Muñoz *et al.*, 2012). El valor de referencia de COPAR para centrales menores a 8.6 MW es de \$3,159 USD kW<sup>-1</sup>. Los costos de inversión de plantas en el DR014RC, se obtuvieron y distribuyeron (directos e indirectos) por conceptos para la puesta en marcha: Obra Civil (17.4%), Turbinas (30.1%), Generador (13.3%), Obra Eléctrica (4.7%), Obra Mecánica (6%), Transformador (3.5%) y Línea de Transmisión (25.1%). El costo para imprevistos fue de 20% del costo base del proyecto. El costo para la gestión de ingeniería y construcción fue de 15%, de la suma de los dos conceptos anteriores y se agregó 16% de impuestos. El Cuadro 3 muestra la inversión para cada sitio evaluado, con paridad del dólar al 2014 de \$13.50 pesos por dólar US.

El costo promedio de los seis sitios por kilowatt instalado en el DR014RC fue de \$7,918.00 USD kW<sup>-1</sup>. El Represo Benassini presentó el costo de inversión máximo con \$11,715 USD kW<sup>-1</sup> y el Represo Km 27+000 el mínimo con \$4,428.00 USD kW<sup>-1</sup>. Los costos obtenidos presentan valores similares o menores para los Represos Matamoros, Galeana y Bocatoma Sur Independencia, al costo obtenido en el Gila Gravity Main Canal Headworks hydropower station, ubicado en el lado Norteamericano en Imperial Irrigation District (IID), que fue \$7,632.00 USD kW<sup>-1</sup> para el año 2010, para un sitio con carga aprovechable de 0.90 m, caudal de diseño de 40 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> y potencia a instalar de 223 kW (USB, 2011). No obstante, el costo del represo Independencia Km 8+560, fue tres veces lo estimado con los indicadores de COPAR y 2.1 veces a lo reportado por Muñoz *et al.* (2012); por lo tanto, este represo y el Benassini se descartan bajo el criterio de costo por kilowatt instalado. La eva-

**Cuadro 2.** Análisis de RETScreen para sitios seleccionados.

	Represo Matamoros	Represo Galeana	Represo km 27+000	Independencia Bocatoma Sur	Independencia km 8+560	Represo Benassini	Total
Caudal (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> )	35.75	35.75	19.95	8.61	8.61	8.61	19.55
Salto (m)	0.93	0.50	2.60	1.80	1.20	0.80	1.30
Potencia (kW)	214	119	345	103	69	46	895
fp (Adimensional)	0.84	0.85	0.78	0.62	0.65	0.65	0.73
Energía Disponible (MWh año <sup>-1</sup> )	1,569	881	2,349	562	392	262	6,014
Reducción de GEI (tCO <sub>2</sub> año <sup>-1</sup> )	737	414	1,103	264	184	123	2,825
Total costos iniciales (\$)	1,282,737	847,107	1,527,764	781,349	736,178	538,911	5,714,044
Amortización simple (año)	8	10	6	16	24	32	16.03
Flujo de efectivo positivo (año)	6	8	5	12	18	>20	9.84
Después del impuesto TIR-RI (%)	17	13	22	6	2	-2	9.43
C-B (relación)	1.85	1.45	2.42	0.85	0.53	0.36	1.24
Costo de producción de la energía (\$ kWh <sup>-1</sup> )	0.07	0.09	0.06	0.13	0.17	0.20	0.1189

**Cuadro 3.** Costos de inversión para sitios seleccionados.

	Represo Matamoros	Represo Galeana	Represo km 27+000	Independencia Bocatoma Sur	Independencia km 8+560	Represo Benassini
	Capacidad (kW) 214	Capacidad (kW) 119	Capacidad (kW) 345	Capacidad (kW) 103	Capacidad (kW) 69	Capacidad (kW) 46
Costos por concepto	(US \$)	(US \$)	(US \$)	(US \$)	(US \$)	(US \$)
Obra Civil	147,706	96,224	198,171	86,315	65,702	49,882
Turbinas	258,711	166,845	348,186	148,676	112,532	84,963
Generador	110,555	73,715	147,243	67,111	51,725	39,741
Obra Mecánica	51,742	33,369	69,637	29,735	22,506	16,992
Obra Eléctrica	38,964	25,800	51,535	23,489	18,103	13,909
Transformador	21,132	18,224	24,603	17,773	16,813	16,164
Línea de Transmisión	172,500	115,000	115,000	115,000	172,500	115,000
Total de Costos por Concepto=	801,310	529,177	954,375	488,099	459,881	336,651
Imprevistos (20%)	160,262	105,835	190,875	97,620	91,976	67,330
Subtotal Imprevistos=	961,572	635,012	1,145,250	585,719	551,857	403,981
Gestión de Ingeniería (15%)=	144,236	95,252	171,788	87,858	82,779	60,597
Subtotal Ingeniería=	1,105,808	730,264	1,317,038	673,577	634,636	464,578
Impuestos en México (16%)	176,929	116,842	210,726	107,772	101,542	74,333
Inversión Total del Proyecto=	1,282,737	847,107	1,527,764	781,349	736,178	538,911
Costo por kilowatt instalado (\$ kW <sup>-1</sup> )=	5,994	7,119	4,428	7,586	10,669	11,715

luación con RETScreen permite seleccionar los sitios más convenientes, ya que se basa en parámetros como retorno de la inversión (ROI), relación costo beneficio (B-C), así como la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). De los resultados anteriores se observa que los Represos Matamoros, Galeana y km 27+000, presentaron valores de ROI mayores a la tasa de descuento de 12% y relaciones de B-C mayores a la unidad, lo que de acuerdo con criterios económicos, indican la aceptación de los proyectos, mientras que para el caso de Bocatoma Sur Independencia, Independencia km 8+560 y represo Benassini, son rechazados. El costo promedio de la energía producida en el DR014RC, por este tipo de central es de \$0.1189 USD kWh<sup>-1</sup>. Con relación al impacto ambiental, de manera similar, los primeros tres sitios presentan mayor reducción de emisiones de GEI con 1,103 t CO<sub>2</sub>

año<sup>-1</sup> para el Represo km 27+000, 737 t CO<sub>2</sub> año<sup>-1</sup> para el Represo Matamoros y 414 t CO<sub>2</sub> año<sup>-1</sup> para el Represo Galeana (Cuadro 2). La evaluación multicriterio con RETScreen, permite determinar cuáles sitios se implementan, debido a que las propuestas analizadas fueron examinadas utilizando parámetros técnicos, económicos y ambientales (Cuadro 4).

## CONCLUSIONES

La selección de los caudales para la generación de energía hidroeléctrica en cada estructura de control se definió bajo el criterio de un volumen entregado el 95% del tiempo durante el año con el objetivo de asegurar la disponibilidad de agua. El caudal aprovechable para el Canal Independencia en sus represos Bocatoma Sur, km 8+560 y Benassini fue de 8.61 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>, sin embargo en el análisis hidrométrico se detectó un mínimo 4.22 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> para el mes de diciembre. Para el caso del Canal Reforma en los represos Matamoros y Galeana su caudal aprovechable fue de 35.75 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> y el represo km 27+000 de 19.95 m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>. De las estructuras analizadas el represo Matamoros reunió las mejores condiciones de ponderación, sin embargo el represo km 27+000 presentó la mayor capacidad de generación y esto se debió a la topografía en este sitio genera un salto aprovechable de 2.6 m. En base a resultados de la evaluación multicriterio los sitios para su puesta en marcha son represo Matamoros con 8.8 puntos y represo km 27+000 con 7.9, se concluye que estas estructuras cumplen con la viabilidad técnica en los requisitos de instalación así como el menor costo de inversión por kilowatt instalado. Los proyectos aceptados requieren una inversión de 2.8 millones de dólares, con costo promedio de \$5,211 USD kW<sup>-1</sup>, el retorno simple de la inversión y los flujos de efectivo positivos ocurren en 10 años o menos, reduciéndose



**Cuadro 4.** Evaluación multicriterio para sitios seleccionados.

	Puntos obtenidos en Escala de 1 al 10							TOTAL
	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Criterio 4	Criterio 5	Criterio 6	Criterio 7	
Represo Matamoros	3	9	10	8	9	10	10	
Represo Galeana	2	9	10	8	7	4	9	
Reforma km 27+000	2	10	10	8	10	7	7	
Bocatoma Sur Independencia	2	7	10	8	7	3	8	
Independencia km 8+560	2	8	10	7	4	7	5	
Represo Benassini	1	1	10	8	1	4	4	
	Puntuación ponderada							TOTAL
Represo Matamoros	0.3	1.8	0.5	0.4	1.8	1	3	8.8
Represo Galeana	0.2	1.8	0.5	0.4	1.4	0.4	2.7	7.4
Reforma km 27+000	0.2	2	0.5	0.4	2	0.7	2.1	7.9
Bocatoma Sur Independencia	0.2	1.4	0.5	0.4	1.4	0.3	2.4	6.6
Independencia km 8+560	0.2	1.6	0.5	0.35	0.8	0.7	1.5	5.65
Represo Benassini	0.1	0.2	0.5	0.4	0.2	0.4	1.2	3

las emisiones de GEI en 1,840 t CO<sub>2</sub>, representando un ahorro de 0.47 t CO<sub>2</sub> MWh<sup>-1</sup>. Estos sitios presentan un costo promedio de generación en \$0.0774 USD kWh<sup>-1</sup>, que es un valor aceptable comparado con la tarifa para operación de pozos profundos del acuífero de San Luis Río Colorado, que abastecen usuarios urbanos (\$0.115 USD kWh<sup>-1</sup>).

Se sugiere para futuros proyectos, determinar el gasto de diseño, utilizando el procedimiento curva de frecuencia acumulada, que combina datos históricos aforados, sin considerar la secuencia de aparición; para la selección preliminar, analizar esquemas donde el parámetro de costos unitarios (\$ kW<sup>-1</sup>) sea correlacionado con otros parámetros, para evitar en esta etapa el análisis detallado de inversiones, así como utilizar métodos de cálculo rápido, eficiencias de conversión del orden de 70%, factores de planta de 0.7, capacidades instaladas iguales o mayores a 100 kW, y costos por kW instalado iguales o menores a \$7,600 USD kW<sup>-1</sup>, y para el parámetro de fallas geológicas distancias mayores a 6 km, o en su caso considerar el incremento en inversiones por diseños especiales.

## LITERATURA CITADA

- Adhikary P., Roy P.K., Mazumdar A. 2014. Multi-Dimensional Feasibility Analysis of Small Hydropower Project in India: A Case Study. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, Vol. 9. No. 1, January 2014. ISSN 1819-6608 (2014).
- BANXICO. 2014. Información Estadística sobre los indicadores de Inflación en México. Banco de México.
- CEE. 2011. Estadísticas Básicas 2011. Comisión Estatal de Energía de Baja California, Baja California.
- CFE. 2011. Proyecto Piloto de Generación Solar (Fotovoltaico) sitio Cerro Prieto, Baja California. Subdirección de Generación, Gerencia de Proyectos Geotermoelectrónicos. Comisión Federal de Electricidad, Baja California.
- CFE. 2012. Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. Edición 32. Comisión Federal de Electricidad, México.
- CONAGUA. 2010. Estadísticas del Agua en México 2010. Comisión Nacional del Agua, México.
- Creager W.P., Justin J.D. 1950. *Hydroelectric Handbook*, Second Edition. New York: Wiley.
- Dennis G.A., Burt C.M., Paredes V.M. 2011. Irrigation Engineering in Seismic Zones-Mexicali Valley, Mexico. USCID Sixth International Conference on Irrigation and Drainage.
- GEBC. 2013. Plan Estatal de Desarrollo para Baja California 2014-2019. Gobierno del Estado de Baja California.
- Gismella Y.B., Assad W.A. 2011. Selection and Optimization of Turbines for Juba Barrage Hydropower Plant (Southern Sudan). *Journal of Science and Technology*. ISSN 1605-427X.
- Graham R.L.H. 2012. *Mastering AutoCAD Civil 3D 2012*. Wiley Editorial.
- INEGI. 2007. Carta Topográfica I11-12, Escala 1:250,000. Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, México.
- INEGI. 2010. Anuario de estadísticas por entidad federativa 2010, Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, México.
- INEGI. 2013. Proyecto Piloto Anuario Estadístico y Geográfico de Baja California 2013. Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, México.
- INIFAP. 2008. Necesidades Hídricas de los Principales Cultivos en el Estado de Baja California. Folleto Técnico Número 13. Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias.
- Kannan N., Jeong J. 2011. An Approach for Estimating Stream Health Using Flow Duration Curves and Indices of Hydrologic Alteration. EPA Region 6 Water Quality Protection Division.



- Kumar D., Katoch S.S. 2014. Harnessing 'water tower' into 'power tower': A small hydropower development study from an Indian prefecture in western Himalayas. *Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 39. July 2014. ISSN 1364-0321.
- Muñoz M.G., Quintero N.M., Sweedler A. 2012. Energy for Sustainable Border Region in 2030. The U.S.-Mexican border environment: Progress and Challenges for sustainability. SCERP Monograph Series, no. 16. San Diego State University Press. ISBN: 0-925613-53-3.
- Pacheco J.F., Contreras E. 2008. Manual metodológico de evaluación multicriterio para programas y proyectos. Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES). ISSN 1680-6878.
- Searcy J.M. 1959. Flow-Duration Curves. Geological Survey Water-Supply Paper 1542-A. U. S. Department of the interior.
- SEFOA. 2009. Infraestructura Hidroagrícola. Secretaría de Fomento Agropecuario, Gobierno del Estado de Baja California (2009).
- SENER. 2013 a. Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía, México.
- SENER. 2013 b. Prospectiva de las Energías Renovables 2013-2027, Secretaría de Energía, México.
- Sinha S., Chandel S. 2014. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 32. April 2014. ISSN 1364-0321.
- SHCP. 2014. Metodología para la Evaluación de Proyectos de Construcción. Secretaría de Hacienda y Crédito Público, México.
- SRH. 1971. Planos de Proyecto de Canales Reforma e Independencia. Secretaría de Recursos Hidráulicos de México.
- USAID. 2011. Perfil Energético 2010-2020 para Baja California: Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. El Colegio de la Frontera Norte y Universidad Autónoma de Baja California.
- USBR. 2011. Hydropower Resource Assessment at Existing Reclamation Facilities, March 2011. U. S. Department of the Interior Bureau of Reclamation.
- Vogel R.M., Fennessey N.M., 1994. Flow-Duration Curves. I: New Interpretation and Confidence Intervals. *Journal of Water Resources Planning and Management*, Vol. 120, No. 4, July/August, 1994. ASCE, ISSN 0733-9496/94/0004-0485.

