

# FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO EN PRESAS YA CONSTRUIDAS

## ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD DEL EMBALSE SOBRE EL ARROYO DE LOS CEIBOS

En la visita realizada el día 13/05/2014 a la represa sobre el arroyo de los Ceibos, localizada en el departamento de Treinta y Tres, se pudo corregir y ajustar algunos de los datos e hipótesis considerados en el estudio de pre-factibilidad para dicho sitio, presentado en noviembre de 2013.

A continuación se detallan los principales ajustes y revisiones que se encontró necesario realizar, en la medida en que impactan sobre los resultados del análisis de prefactibilidad:

- Geometría del embalse

El volumen máximo de almacenamiento del embalse según la base de datos de la DINAGUA a noviembre de 2011 era de  $13,7 \text{ Hm}^3$ , mientras que el volumen máximo del embalse construido es de  **$23,3 \text{ Hm}^3$** .

- Restitución aguas abajo

Para el cálculo de la disponibilidad energética media se había supuesto que el embalse descargaba a través de un único canal de riego y a igual cota que el curso aguas abajo, resultando un salto bruto de 8,5 m. Sin embargo, en la visita se constató que el embalse descarga por medio de dos canales (ver Figura 1), uno a cota 28,50 m (con un salto bruto de **6,3 m**) y el otro a cota 29,50 m (con un salto bruto de **5,3 m**). El primero recibe aproximadamente un tercio del agua almacenada en el embalse, mientras que el segundo recibe los restantes dos tercios.

- Tendido eléctrico

Según la información de la red eléctrica nacional de media tensión, suministrada por UTE, se propuso un trazado tentativo de 3 km de longitud para el tendido de la línea eléctrica aérea hasta la línea de 15 kV existente más cercana. Sin embargo, en la visita al sitio se verificó que dicha línea no tiene las características esperadas y no es adecuada para la conexión, estando la línea de 15 kV existente más cercana a aproximadamente **8 km** (ver Figura 2).

En vistas de lo anterior, se procedió a rehacer el estudio de pre-factibilidad contemplando la información recopilada en la salida de campo.

Cabe destacar que solamente se presentan los resultados obtenidos para el **escenario de riego continuo**, por ser el que más se aproxima a la operación real del embalse en estudio. A su vez, dado que el embalse descarga a través de dos canales, el cálculo se realizó asumiendo que se tienen dos embalses con el mismo factor de capacidad y distinto volumen máximo de almacenamiento (un tercio y dos tercios del total

respectivamente). Por lo tanto, los resultados se presentan diferenciando en uno y otro caso.

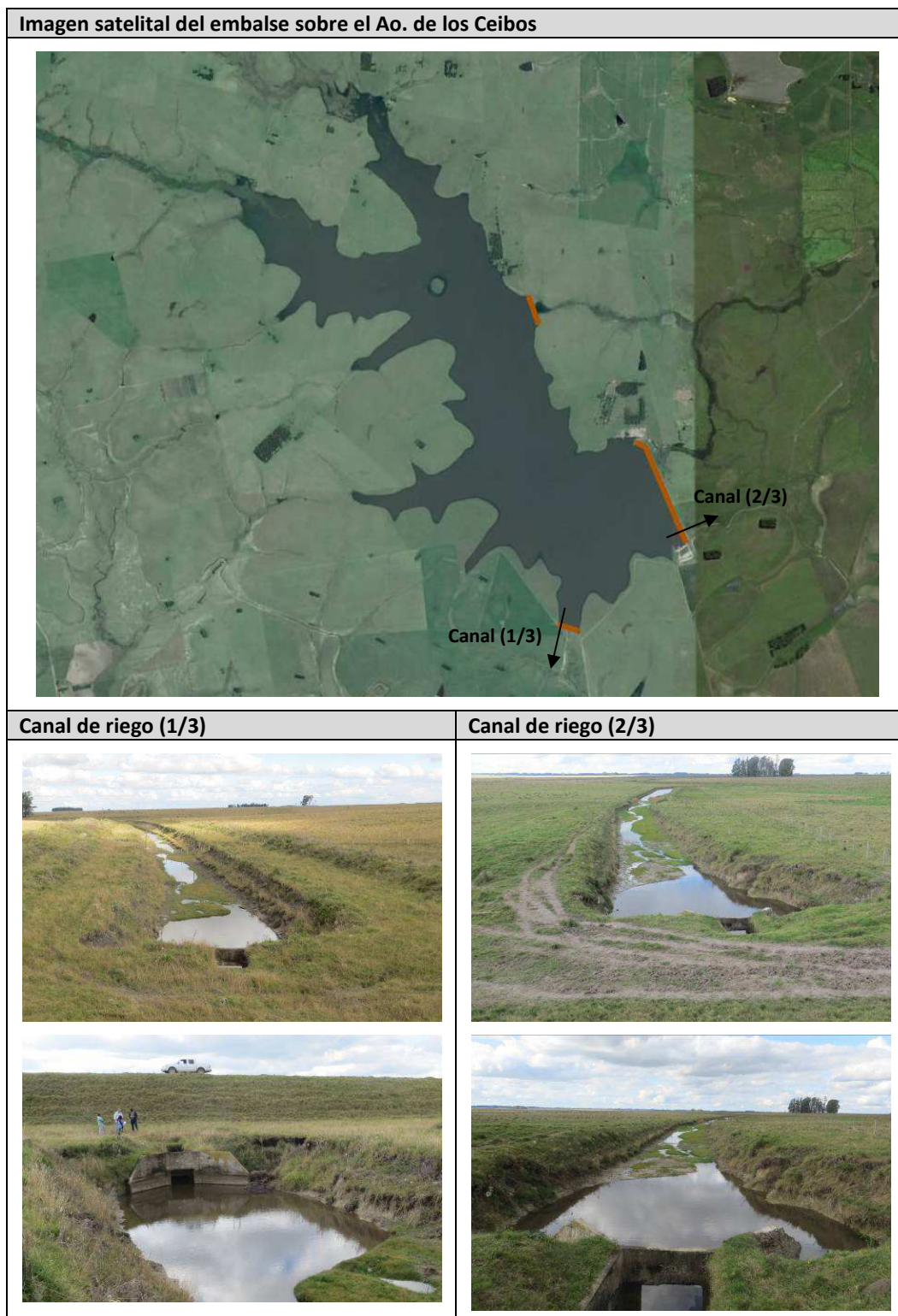
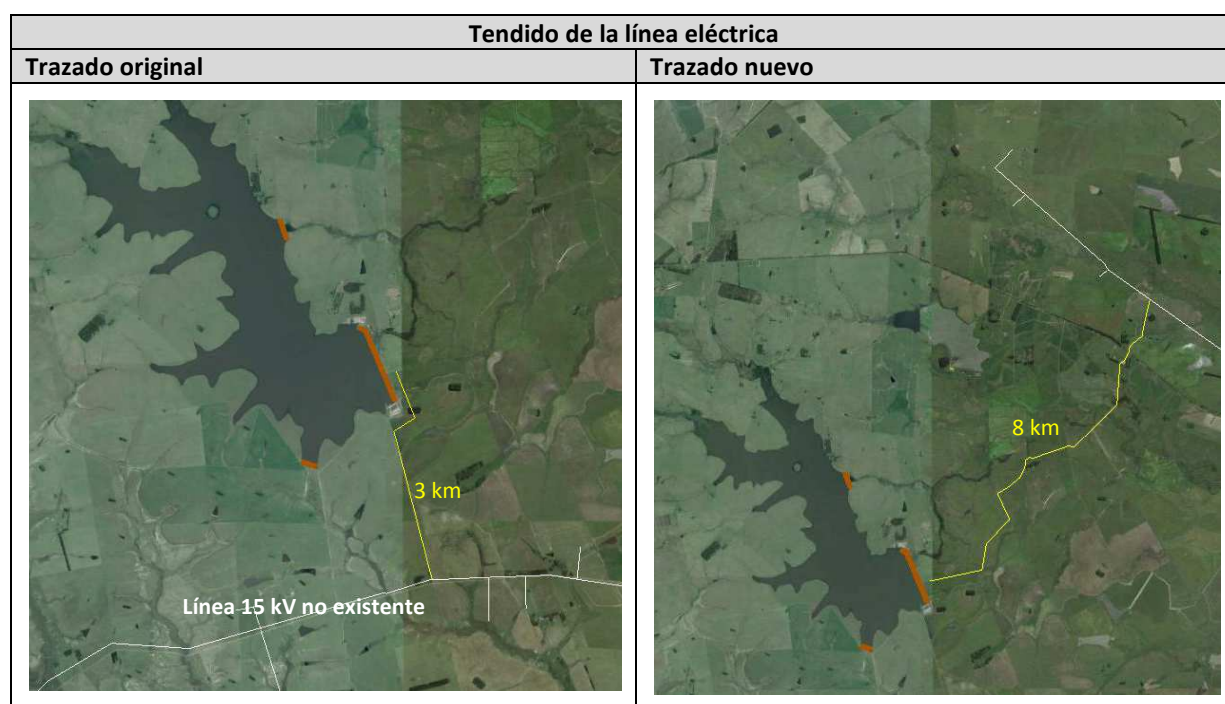


Figura 1: Imagen satelital y fotografías de los canales de riego, Ao. de los Ceibos



**Figura 2: Tendido de la línea de energía eléctrica, Ao. de los Ceibos**  
(Color amarillo: trazados propuestos; Color blanco: líneas de 15 kV)

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el escenario de riego continuo, en función del volumen máximo de almacenamiento del embalse y agrupados según:

- (1) la disponibilidad energética media y
- (2) el análisis del retorno de la inversión (con y sin indexación del precio de la energía y para microgeneración).

Finalmente se realizan algunos comentarios generales.

**(1) DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA MEDIA**

Factor de capacidad	
Volumen medio de aporte anual (Hm <sup>3</sup> )	46,1
Volumen máximo de almacenamiento (Hm <sup>3</sup> )	23,3
Relación cuenca/embalse	2,0
Factor de Capacidad <sub>(riego)</sub>	0,79
Factor de Capacidad <sub>(llenado)</sub>	0,20

Disponibilidad energética media		
Proporción del volumen del embalse	1/3	2/3
Salto bruto (m)	6,3	5,3
Caudal de funcionamiento (Hm <sup>3</sup> /mes)	1,95	3,89
Potencia (kW)	39	66
Factor de Capacidad <sub>(riego)</sub>	0,79	0,79
Energía Máx. <sub>(riego)</sub> (MWh)	114	191
Energía <sub>(riego)</sub> (MWh)	89	150
Factor de Capacidad <sub>(llenado)</sub>	0,20	0,20
Energía Máx. <sub>(llenado)</sub> (MWh)	227	382
Energía <sub>(llenado)</sub> (MWh)	45	77
Energía Media Anual (MWh)	135	227

**(2) ANÁLISIS DEL RETORNO DE LA INVERSIÓN**

Retorno de la inversión: 90 U\$S/MWh durante 20 años		
Proporción del volumen del embalse	1/3	2/3
Potencia (kW)	39	66
Costo del equipo electromecánico (U\$S)	69.000	116.000
Distancia a la red (km)	8,0	8,0
Costo del tendido eléctrico (U\$S)	444.000	444.000
Costo de inversión (U\$S)	513.000	560.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	12.120	20.380
Costo de O&M (U\$S/año)	2.760	4.640
Ingresos netos (U\$S/año)	9.360	15.740
TIR para 20 años (%), sin indexación	< 0,0%	< 0,0%
TIR para 20 años (%), con indexación	< 0,0%	< 0,0%

Precio de la energía según TIR a 20 años, sin indexación		
Proporción del volumen del embalse	1/3	2/3
TIR = 8%	409 USD/MWh	272 USD/MWh
TIR = 10%	466 USD/MWh	311 USD/MWh
TIR = 12%	531 USD/MWh	352 USD/MWh
TIR = 14%	596 USD/MWh	394 USD/MWh
TIR = 16%	664 USD/MWh	438 USD/MWh

Precio de la energía según TIR a 20 años, con indexación		
Proporción del volumen del embalse	1/3	2/3
TIR = 8%	339 USD/MWh	227 USD/MWh
TIR = 10%	393 USD/MWh	263 USD/MWh
TIR = 12%	452 USD/MWh	301 USD/MWh
TIR = 14%	514 USD/MWh	341 USD/MWh
TIR = 16%	578 USD/MWh	383 USD/MWh

### Microgeneración

Retorno de la inversión: 200 U\$S/MWh durante 10 años		
Proporción del volumen del embalse	1/3	2/3
Costo de inversión (U\$S)	513.000	560.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	26.920	45.300
Costo de O&M (U\$S/año)	2.760	4.640
Ingresos netos (U\$S/año)	24.160	49.660
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

### (3) CONCLUSIONES

Por un lado, la disminución en el salto bruto (de 8,5 m a 6,3 y 5,3 m) es aproximadamente compensada por el aumento del volumen de almacenamiento del embalse (de 13,7 Hm<sup>3</sup> a 23,3 Hm<sup>3</sup>) y por tanto también del caudal de operación, resultando una potencia total a instalar un 12% superior a la estimada originalmente (94 kW versus 105 kW= 39+66 kW).

Por otro lado, al aumentar el caudal de operación disminuye el factor de capacidad del embalse (el factor de capacidad ponderado pasa de 0,49 a 0,40), por lo que la energía media anual a generar disminuye un 10% con respecto a la obtenida originalmente (400 MWh versus 362 MWh= 135+227 MWh).

A su vez, la mayor longitud de la línea de media tensión requerida aumenta significativamente la inversión. El costo del tendido eléctrico aumenta de USD 198.000 a USD 444.000, pasando de ser el 55% al 80% aproximadamente del costo total de la inversión. Aún considerando una línea eléctrica de menor costo (y de mayor vulnerabilidad, con confiabilidad reducida), de cualquier manera seguiría siendo el componente principal de la inversión requerida.

Podría pensarse en, a pesar del costo, tender la red para que se aproxime al sitio considerado. Pero no se ven en cercanía otros emprendimientos o poblaciones que ayuden a justificarlo; y no parece razonable ese esfuerzo para potencias instaladas tan bajas que estarían disponibles sólo 146 días al año, la mayoría en verano.

Como consecuencia de lo anterior, para todos los casos analizados se obtienen tasas internas de retorno negativas, ya sea adaptando un precio de venta de la energía de 90 USD/MWh durante 20 años o de 200 USD/MWh durante los 10 primeros años, con o sin indexación.