



FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO EN PRESAS YA CONSTRUIDAS

Contrato INE/ENE/ERG-T1886-SN1/11:

“Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)”

Banco Interamericano de Desarrollo (BID) - Fundación Julio Ricaldoni, Uruguay

Responsables del presente informe:

Dr. Ing. Rafael Terra, rterra@fing.edu.uy

Ing. Daniel Schenzer, schenzer@fing.edu.uy

Colaboradores:

Ing. Alejandra De Vera

Noviembre 2013

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	4
2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE BASE	5
3. EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA... 6	6
3.1 METODOLOGÍA.....	6
3.1.1 <i>Energía generable en la temporada de riego.....</i>	<i>7</i>
3.1.2 <i>Relación cuenca/embalse (rce)</i>	<i>7</i>
3.1.3 <i>Energía media anual estimada.....</i>	<i>8</i>
3.2 RESULTADOS	8
4. IDENTIFICACIÓN DE LOS CASOS CON MAYOR VIABILIDAD DE GENERACIÓN	11
5. PRE-FACTIBILIDAD DE LOS CASOS SELECCIONADOS	13
5.1 METODOLOGÍA.....	13
5.1.1 <i>Disponibilidad energética media.....</i>	<i>13</i>
5.1.2 <i>Análisis del retorno de la inversión.....</i>	<i>15</i>
5.2 RESULTADOS	18
6. CONCLUSIONES.....	29
7. ANEXO I: ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD DE CADA UNO DE LOS CASOS SELECCIONADOS.....	30
7.1 ARROYO CORRALES	31
7.2 ARROYO DE LOS PORONGOS.....	34
7.3 ARROYO DEL ESTADO.....	37
7.4 CAÑADA DEL SAUZAL	40
7.5 CAÑADA DE LA CANELERA	43
7.6 ARROYO DE LOS CEIBOS.....	46
7.7 ARROYO SARANDÍ GRANDE.....	49
7.8 ARROYO SAUCE DEL PEÑÓN	52
7.9 CAÑADA ISLA LARGA.....	55
7.10 ARROYO DEL TALA.....	58
7.11 ARROYO LAURELES	61
7.12 ZANJA AGUAPEY	64
7.13 CAÑADA ZANJA DEL DURAZNAL	67
7.14 ARROYO MOLLES	70
7.15 CAÑADA BOTACUÁ.....	73
7.16 CAÑADA DE LAS PAJAS	76
7.17 ARROYO CHINGOLO.....	79
7.18 CAÑADA DE LOS BURROS	82
7.19 ARROYO DE LA CANELERA	85
7.20 ARROYO SAN GREGORIO	88

ACRÓNIMOS

DINAGUA	Dirección Nacional de Aguas, MVOTMA
DINASA	Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento, actual DINAGUA
DNE	Dirección Nacional de Energía; MIEM
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, Uruguay
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay
MVOTMA	Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Uruguay
NASA	National Aeronautics and Space Administration, EE.UU.
O&M	Operación y Mantenimiento
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
RENARE	Dirección General de Recursos Naturales Renovables, MGAP
SGM	Servicio Geográfico Militar, Ministerio de Defensa Nacional, Uruguay
SIG	Sistema de Información Geográfica
TIR	Tasa Interna de Retorno
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, Uruguay

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe se enmarca dentro de la *Actividad 3* del convenio “Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas” entre el Banco Interamericano de Desarrollo y la Fundación Julio Ricaldoni. Su objetivo es determinar la factibilidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) multipropósito en represas ya construidas en el Uruguay. En particular, se seleccionarán al menos 20 de las represas de riego registradas con mayor viabilidad de generación y para ellas se realizarán los estudios de pre-factibilidad técnica y económica.

Para ello se utilizó la base de datos de la DINAGUA sobre las represas y se analizó, de acuerdo al uso previsto del agua, la localización y las características constructivas, en cuáles puede ser factible la implementación de algún aprovechamiento hidroeléctrico.

Se eligieron luego, en acuerdo con la contraparte de la DNE-MIEM y técnicos del MGAP, los casos más promisorios para ser analizados. Dicha selección se hizo a partir de criterios generales de viabilidad (p.e. que rieguen por gravedad) y estimaciones primarias de energía generable.

Para los casos seleccionados se calculó en forma más detallada la disponibilidad energética media -potencia y energía generable- en función de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse, asumiendo dos protocolos de operación (que se describen más adelante). A partir de esto se realizó el análisis de pre-factibilidad técnica y económica de los proyectos, incluyendo un análisis de sensibilidad al precio de venta de la energía generada.

En base a los resultados obtenidos en la evaluación de los diferentes casos se construyó una serie de gráficos que permite visualizar conjuntamente la dimensión de los aprovechamientos hidroeléctricos y su rentabilidad bajo cada escenario de operación considerado.

Finalmente, se realizan comentarios generales y conclusiones.

2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE BASE

La información de base utilizada se obtuvo a partir de la recopilación de información existente en distintos organismos y entidades más información general. A continuación se presenta un listado de la información recopilada y sistematizada:

- Base de datos de la DINAGUA a noviembre de 2011, en la cual se incluyen las represas ya construidas en el país.
- Mapa de escurrimientos medios del Uruguay. Artículo “Monitoreo y Disponibilidad de Recursos Hídricos en Uruguay” de Genta, J.L. y Failache, N., Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento (DINASA)
- Cartas topográficas del Servicio Geográfico Militar (SGM), escala 1:50.000, con curvas de nivel cada 10 m.
- Modelo Digital del Terreno de 90x90 m de la NASA (disponible en <http://earthexplorer.usgs.gov/>).
- Información geográfica disponible en el sistema de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables (RENARE)
- Información de la red eléctrica nacional de media tensión, suministrada por UTE.

Para la georreferenciación de la información se empleó el sistema de coordenadas de las cartas del SGM; Proyección: Gauss Kruger Uruguay, Datum: Yacaré.

3. EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

3.1 METODOLOGÍA

La base de datos de la DINAGUA a noviembre de 2011 incluye un total de 1.331 embalses registrados (Figura 3-1).

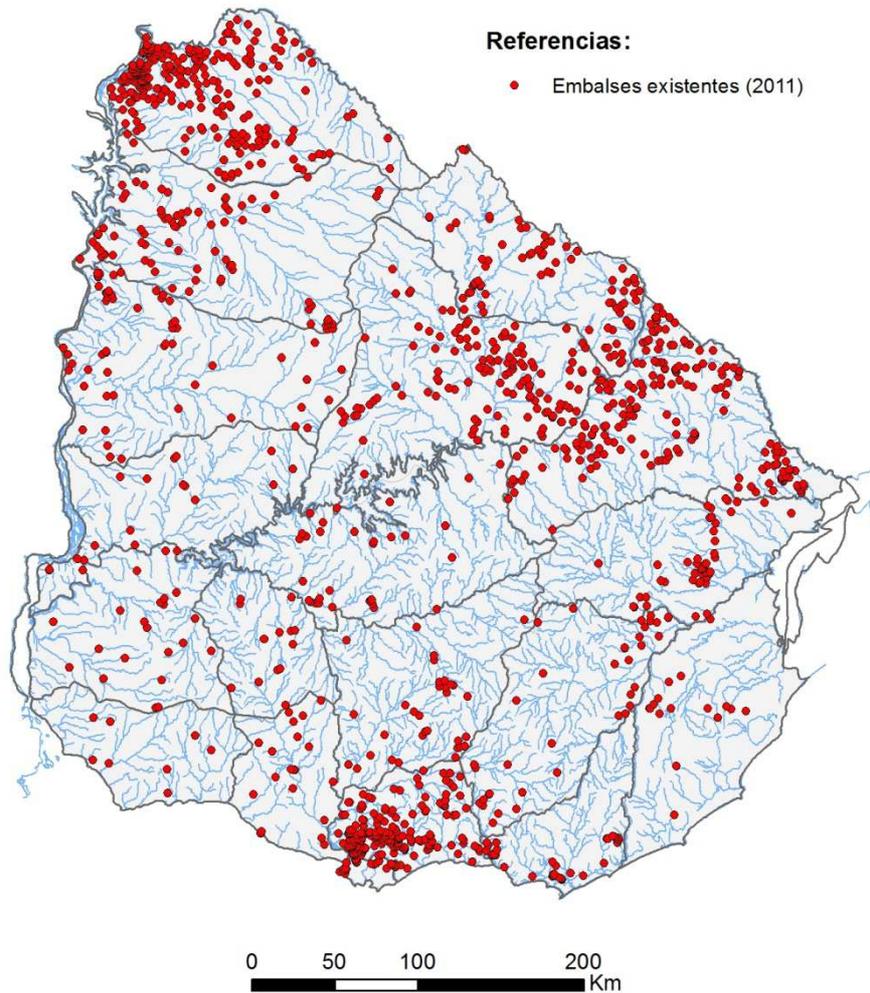


Figura 3-1: Embalses registrados en DINAGUA a noviembre de 2011

Como primer paso, con el fin de identificar las represas de riego con mayor viabilidad de generación, se consideraron exclusivamente los embalses para riego (1.219) y en cada uno de ellos se estimó la potencia media, la energía media generable en la temporada de riego, la relación cuenca/embalse y la energía media anual generable, a partir de la altura media, el caudal medio estimado en la temporada de riego, el volumen del embalse, el área y la escurrentía media en la cuenca de aporte.

A continuación se detallan los cálculos correspondientes.

3.1.1 ENERGÍA GENERABLE EN LA TEMPORADA DE RIEGO

La potencia media en cada embalse se estimó según:

$$Pot (kW) = \gamma * Q * H * \eta$$

Donde:

γ : peso específico del agua ($\gamma = \rho g = 9.810 \text{ kg/m}^2/\text{s}^2$).

Q : caudal medio en la temporada de riego, calculado como

$$Q = V_{embalse} / (\text{Días de riego}) = V_{embalse} / (90 \text{ días})$$

siendo $V_{embalse}$ el volumen máximo de almacenamiento del embalse (dato disponible en DINAGUA).

H : altura media disponible en el embalse (asociada a un volumen equivalente a la mitad del máximo), calculada como

$$H = \alpha * H_{m\acute{a}x}$$

siendo $H_{m\acute{a}x}$ la altura máxima del embalse (dato disponible en DINAGUA) y $\alpha = 0,80$ el coeficiente $H/H_{m\acute{a}x}$ estimado a partir de la geometría e hidrología de los embalses de riego existentes.

η : rendimiento total del sistema ($\eta = 0,80$).

La energía generable en cada embalse durante la temporada de riego (suponiendo que el mismo está lleno al inicio de la temporada) se estimó integrando en el tiempo la potencia media, es decir:

$$E_{riego} (kWh) = Pot(kW) * (90 \text{ días}) * (24 \text{ hrs})$$

Es oportuno aclarar que si el régimen de riego no fuera continuo, el tiempo de operación sería menor a 90 días. Sin embargo, en dicha circunstancia, el caudal instantáneo de operación -y por ende la potencia- aumentaría de tal modo que la estimación de la energía generada seguiría siendo válida.

3.1.2 RELACIÓN CUENCA/EMBALSE (RCE)

La relación de la oferta de agua de la cuenca sobre el volumen del embalse se calculó a través de la siguiente expresión:

$$rce = V_{escurrido} (m^3) / V_{embalse} (m^3)$$

Donde:

rce : relación adimensionada entre la oferta anual de la cuenca y el volumen del embalse.

$V_{escurrido}$: volumen medio de aporte anual al embalse, expresado en m^3 .

$V_{embalse}$: volumen máximo de almacenamiento del embalse, expresado en m^3 .

El escurrimiento medio en la cuenca de cada embalse fue obtenido a través de un Sistema de Información Geográfica (SIG), a partir del mapa de escurrimientos medios (mm/mes) de Uruguay (fuente: "Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas").

3.1.3 ENERGÍA MEDIA ANUAL ESTIMADA

La energía generable durante la temporada de riego estimada en el punto 2.2.1 supone que el embalse se encuentra lleno al inicio de la misma, por lo cual no incluye el impacto en el promedio de largo plazo de años secos en que esta hipótesis no se cumple. Tampoco incluye el efecto de años con exceso de agua y períodos de vertimiento fuera de la temporada de riego que puedan ser aprovechados para la generación hidroeléctrica sin comprometer el uso prioritario para riego.

Los efectos descritos en el punto anterior dependen fundamentalmente de la oferta de agua de la cuenca en relación al tamaño del embalse, aspecto que se intenta capturar con el coeficiente de relación cuenca/embalse calculado en el punto 2.2.2.

Se consideró entonces como primera estimación de la energía media anual generable la que surge de multiplicar la energía generable durante la temporada de riego (con el volumen equivalente a un embalse lleno) por la relación cuenca/embalse, que estima cuantas veces se llena el embalse en el año.

$$E_{media\ anual\ estimada}\ (kWh) = E_{riego}\ (kWh) * r_{ce}$$

3.2 RESULTADOS

En base a los cálculos anteriores se construyeron histogramas de potencia, energía y relación cuenca/embalse.

Cabe destacar que para la construcción de los mismos, solamente se consideraron los embalses para riego con $H_{m\acute{a}x} \geq 5$ m (que se toma como mínimo para viabilizar un aprovechamiento hidroeléctrico) y sin datos faltantes en el registro de DINAGUA, resultando un total de 913 embalses.

A continuación se presentan los gráficos correspondientes.

Se observa que en la gran mayoría de los embalses considerados la potencia media es inferior a 50 kW (86% del total de 456 casos, ver Figura 3-2); en una proporción muy menor (3% de 456 embalses) la potencia supera los 100 kW.

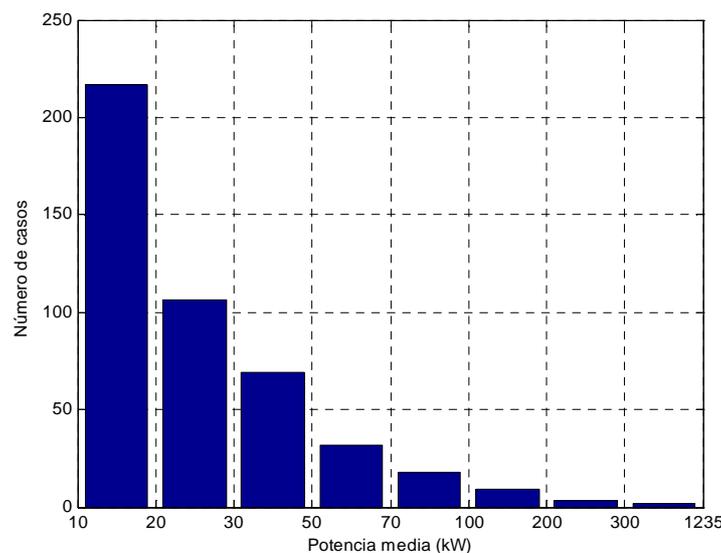


Figura 3-2: Histograma de potencia media

(Embalses existentes con $H_{m\acute{a}x} \geq 5$ m y Pot ≥ 10 kW: 456 casos)

En lo que respecta a la energía media anual generable, el 97% de los embalses considerados se encuentra por debajo de los 500 MWh; en una proporción muy menor (0,7%, 4 del total de 595 casos, ver Figura 3-3) la energía generable anual superaría los 1.000 MWh.

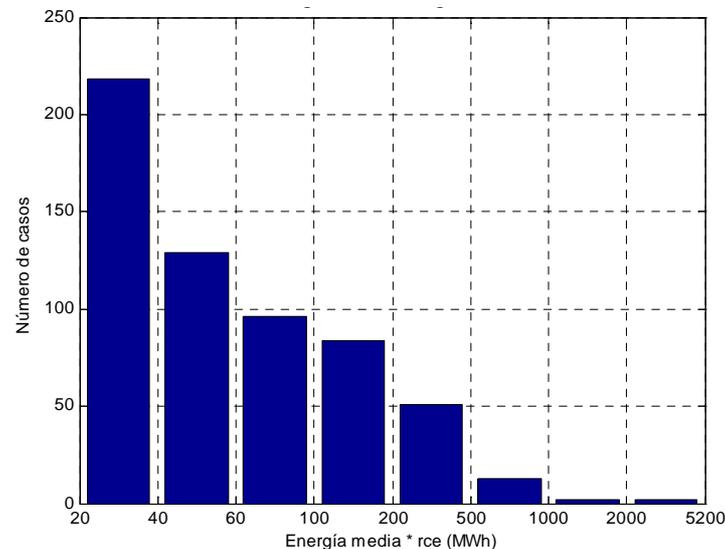


Figura 3-3: Histograma de energía media anual generable (estimada)
(Embalses existentes con $H_{m\acute{a}x} \geq 5m$ y $E_{riego} * rce \geq 20$ MWh: 595 casos)

La mayoría de los embalses analizados (97%) presenta una relación cuenca/embalse menor a 10, concentrándose el 82% de los casos en el intervalo comprendido entre 1 y 3, lo cual es razonable dado su uso principal como embalses anuales para riego.

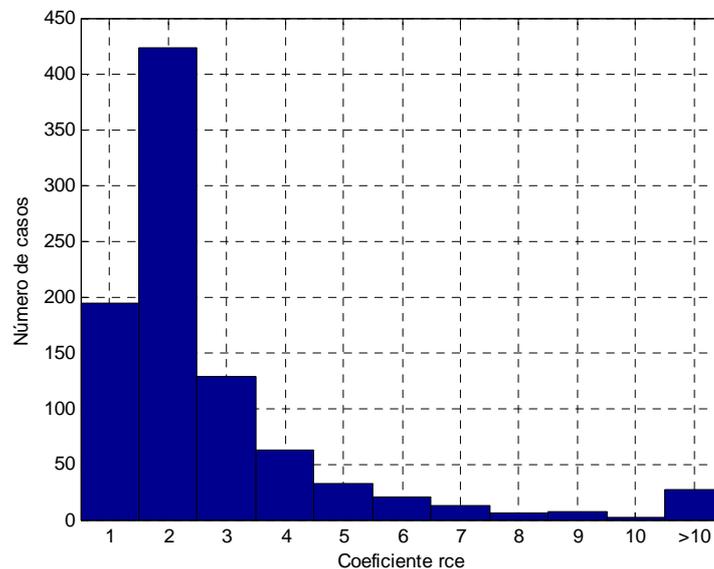


Figura 3-4: Histograma de relación cuenca/embalse
(Embalses existentes con $H_{m\acute{a}x} \geq 5m$: 913 casos)

Finalmente en la Figura 3-5 se presenta un conjunto de puntos (uno por cada embalse) que representa la potencia media (en escala logarítmica) versus la relación cuenca-embalse. La curva negra indica igual energía media anual (216 MWh) estimada por el método simple utilizado en esta sección y fue seleccionada de modo de dejar 50 casos

por encima. En estos casos (señalados por asteriscos rojos) se supera dicha energía media anual, manteniendo un rango variado de casos desde alta potencia y poca cuenca y alta relación cuenca embalse pero baja potencia. Esta selección constituye una primera aproximación a la identificación de los casos más promisorios, lo que se continúa analizando en el siguiente capítulo.

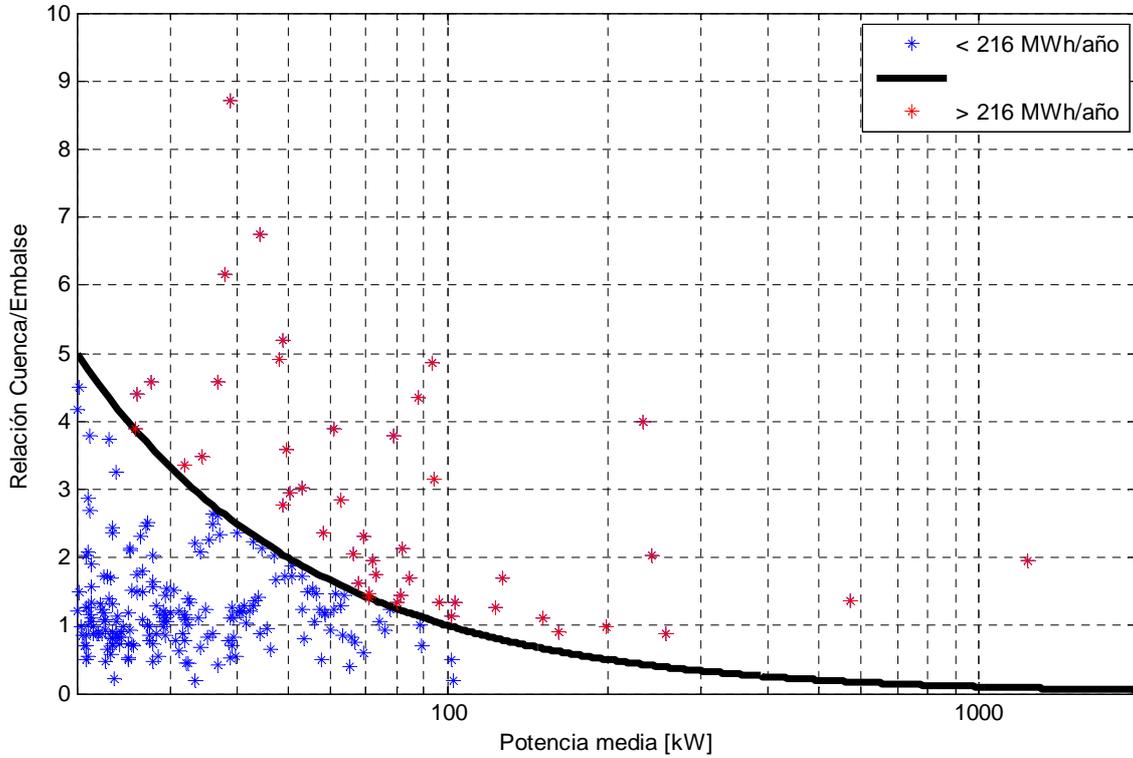


Figura 3-5: Potencia media versus Relación cuenca/embalse
(Embalses existentes con $H_{m\acute{a}x} \geq 5$ m: 913 casos)

4. IDENTIFICACIÓN DE LOS CASOS CON MAYOR VIABILIDAD DE GENERACIÓN

Una vez realizada la evaluación preliminar del potencial de generación hidroeléctrica de los embalses para riego existentes en el país (913 embalses con $H_{m\acute{a}x} \geq 5$ m y sin datos faltantes), se procedió a ordenarlos de mayor a menor según la energía media anual estimada. De esta manera se consideran distintos tipos de embalses, no sólo los de mayor potencia media sino también los medianos con una gran cuenca de aporte, que pueden requerir consideraciones distintas.

El siguiente paso fue recorrer en orden decreciente (según dicha medida de energía) los 50 primeros embalses (indicados en rojo en la Figura 3-5) y verificar que existan (mediante su identificación en GoogleEarth y/o consultas a los regionales de DINAGUA) y cumplan con las condiciones necesarias para ser PCH (riego por gravedad, cercanía a la red eléctrica, salto disponible, etc.). Además se verificaron algunos parámetros cuantificables (cuenca de aporte y área del lago) a partir del Modelo Digital del Terreno de 90x90 m de la NASA.

Finalmente, en acuerdo con la contraparte de la DNE-MIEM y en consulta con técnicos del MGAP, se preseleccionaron los siguientes 20 embalses existentes como los de mayor viabilidad de generación.

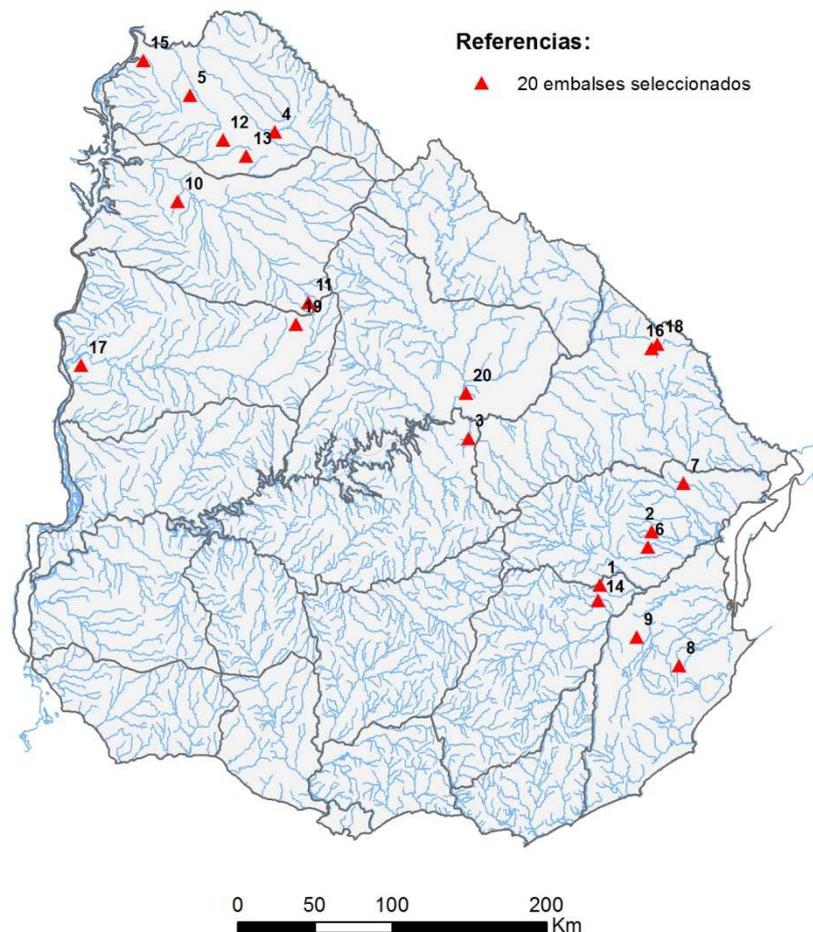


Figura 4-1: 20 embalses existentes seleccionados

En la Tabla 4-1 se presentan sus principales características.

Tabla 4-1: Embalses existentes seleccionados

Nº	Curso a utilizar	Departamento	X (SGM)	Y (SGM)	H _{máx} (m)	Vol Emb (mil m ³)	Lago (há)	Cuenca (há)	Pot (kW)	Energía media anual estimada (MWh)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	625.100	6.299.800	17,5	40.400	800	10.370	569	1.671
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	658.400	6.334.500	15,5	19.400	391	6.800	242	1.059
3	Ao. del Estado	Durazno	540.050	6.394.700	12,5	9.265	337	9.375	93	981
4	Cañada del Sauzal	Artigas	415.000	6.593.500	13,0	1.904	60	5.900	20	947
5	Cda. de la Canelera	Artigas	360.300	6.617.300	10,6	3.748	129	9.000	32	739
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	656.200	6.324.200	8,5	13.720	498	8.200	94	642
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	679.300	6.365.700	9,9	32.200	750	6.000	256	497
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	676.500	6.247.400	9,2	17.051	531	6.870	126	463
9	Cda. Isla Larga	Rocha	648.900	6.265.750	8,5	28.953	650	5.303	198	415
10	Arroyo del Tala	Salto	352.200	6.548.500	9,0	11.300	355	5.740	82	378
11	Ao. Laureles	Salto	436.800	6.482.800	20,5	9.112	188	1.932	150	365
12	Zanja Aguapey	Artigas	381.500	6.588.500	12,0	1.166	46	3.300	11	356
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	396.500	6.577.800	17,3	4.969	82	1.560	69	345
14	Ao. Molles	Lavalleja	624.000	6.289.500	10,0	15.166	408	3.728	122	335
15	Cda. Botacúa	Artigas	330.000	6.640.000	11,0	9.515	248	3.850	84	310
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	658.400	6.453.200	7,5	17.000	627	4.300	103	297
17	Ao. Chingolo	Paysandú	290.000	6.442.100	10,4	7.900	268	3.755	66	294
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	662.400	6.455.800	11,5	10.938	223	2.253	101	249
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	428.800	6.469.000	18,8	4.459	118	2.020	67	238
20	Ao. San Gregorio	Tacuarembó	538.564	6.424.192	9,1	10.942	406	3.630	80	235

5. PRE-FACTIBILIDAD DE LOS CASOS SELECCIONADOS

En el presente capítulo se describe la metodología seguida en el análisis de pre-factibilidad técnica y económica de los proyectos y se presenta un resumen de los principales resultados obtenidos.

En el Anexo I se presenta el estudio de pre-factibilidad de cada uno de los 20 casos seleccionados.

5.1 METODOLOGÍA

5.1.1 DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA MEDIA

Para cada uno de los casos seleccionados se calculó en forma más detallada la disponibilidad energética media a partir de la cuenca de aporte, la altura o salto máximo y el volumen de almacenamiento del embalse, asumiendo que:

- El riego es por gravedad con nivel de restitución a cota del curso aguas abajo.
- Dentro de la zafra de riego, considerada de 4 meses, se turbinan todo el caudal de riego.

El período de riego no coincide con el considerado en la estimación inicial realizada en el punto 2.2.1 (90 días). De todos modos, se considera más adelante la posibilidad de que el tiempo efectivo de riego sea menor (una fracción) de la temporada de riego y se evalúa cómo dependen los resultados de estas hipótesis.

- El caudal de funcionamiento de la turbina a instalar es igual al caudal de riego, sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación.
- La altura de funcionamiento de la turbina o salto bruto es igual a la cota de vertido del embalse menos la cota del agua en el canal de riego.

En este caso, debido a que se desconoce la cota del agua en el canal de riego, como altura o salto de funcionamiento de la turbina se consideró la altura máxima del embalse ($H_{m\acute{a}x}$).

- Fuera de la temporada de riego, solo se turbinan en condiciones de vertido.

Para el cálculo se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

1. Estimación del volumen medio de aporte anual al embalse

El escurrimiento medio mensual en la cuenca de aporte al embalse fue obtenido a partir del mapa de escurrimientos medios (mm/mes) de Uruguay, empleando un sistema de información geográfica (SIG).

2. Caudal de funcionamiento y potencia de la turbina

El protocolo de riego en cada embalse depende de decisiones (agronómicas, empresariales, etc.) que pueden ser variables de un año a otro; para tener una primera aproximación se consideraron dos caudales de funcionamiento ($Q_{continuo}$ y $Q_{intermitente}$):

- Si se riega en forma continua con caudal constante durante toda la temporada de riego, es decir, si se considera un tiempo efectivo de riego de 4 meses (120 días):

$$Q_{continuo} = V_{embalse} (m^3) / (4 \text{ meses})$$

- Si se considera un riego intermitente con un tiempo efectivo de riego de 40 días (4 meses/3) con el mismo caudal constante para cada intervalo de riego (p.e. si se riega un día entero cada 3 días o todos los días durante 8 horas, etc):

$$Q_{intermitente} = 3 * Q_{continuo}$$

La primera hipótesis puede ser una aproximación razonable a la realidad de un embalse que abastece una red extensa de canales que accede a un número importante de chacras. La segunda, será una mejor aproximación para sistemas más chicos que riegan un número menor de chacras. En cualquiera de los casos, estará sujeto a la programación de riego que requiera el o los cultivos y que se decida.

A partir del peso específico del agua, el caudal de funcionamiento ($Q_{continuo}$ y $Q_{intermitente}$) y la altura máxima del embalse, se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85.

3. Estimación del Factor de Capacidad del embalse

A partir de la relación entre el aporte medio anual al embalse y el volumen máximo del mismo, se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado, según las siguientes gráficas:

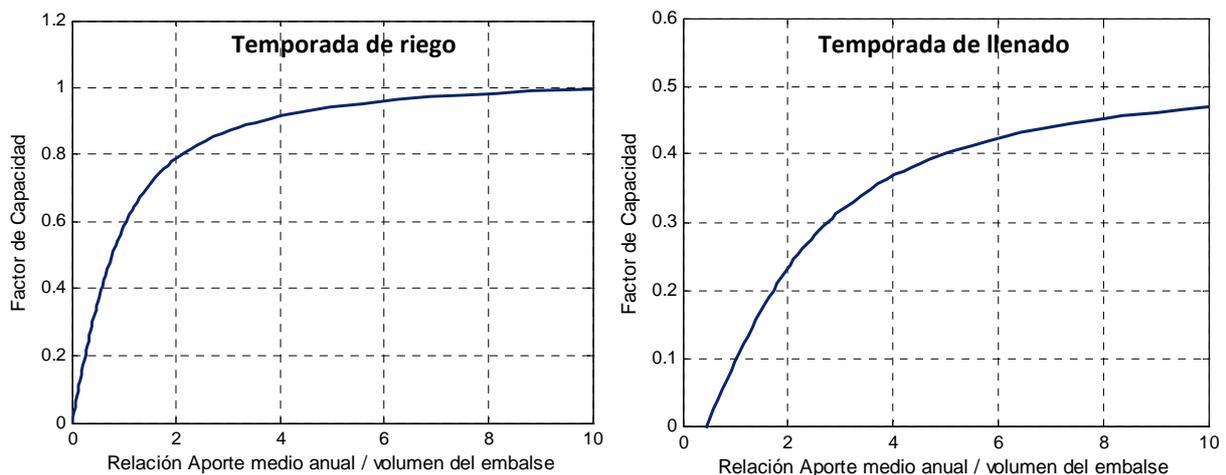


Figura 5-1: Factor de capacidad para cada temporada (riego y llenado)

Fuente: Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas, 2012 (IMFIA-FJR-BID)

4. Estimación de la energía media anual generable en el embalse

La energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado) se calculó a partir del factor de capacidad correspondiente.

Cabe destacar que la estimación de la energía generable durante la temporada de riego no depende de la hipótesis de que el riego sea continuo o intermitente, sino del volumen total de riego. En el caso del riego intermitente, el aumento del caudal de funcionamiento ($Q_{intermitente} = 3*Q_{continuo}$) compensa la reducción en el tiempo de operación.

En cambio, durante la temporada de llenado (en donde solo se turbinan en condiciones de vertido), la hipótesis de riego intermitente, que tiene asociada una mayor potencia instalada, genera más energía.

Finalmente, para calcular la energía media anual generada se suman las energías a generar en cada temporada.

5.1.2 ANÁLISIS DEL RETORNO DE LA INVERSIÓN

Para cada embalse registrado seleccionado se realizó un análisis de prefactibilidad económica, para estimar el retorno económico asociado a la implantación de la PCH y compararlo con la inversión necesaria.

Para ello se calculó, para todos los casos, la Tasa Interna de Retorno, o sea el valor de la tasa de descuento anual i para la cual la inversión inicial iguala al valor actual de los flujos de caja futuros, durante un período determinado.

$$\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} = I_0$$

Donde:

- V_t : Flujos de caja en el año t
- I_0 : Inversión inicial
- i : Tasa de descuento
- n : Período de tiempo (en años)

1. Costos de inversión

Dentro de los costos de inversión de la PCH se incluyeron:

- Costo del equipo electromecánico y obras civiles anexas.
- Costo del tendido de la línea de energía eléctrica y puesto de conexión.

Equipo electromecánico

Para definir el costo del equipo electromecánico se realizó una extensa revisión de la bibliografía e información disponible para proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, tanto a nivel mundial como local. Se detecta una disminución del costo por unidad de potencia instalada a medida que aumenta la capacidad de los equipos, aunque la dispersión es muy amplia, producto de la diversidad de proyectos hidroeléctricos y las oportunidades y limitaciones específicas de cada sitio.

A partir de la información disponible se llegó a que los costos de instalación de una PCH en Uruguay varían entre 800 y 2.500 USD/kW en los casos en donde la represa ya está construida con otro fin y solamente falta instalar el equipamiento electromecánico y el sistema eléctrico; mientras que en los casos en donde se debe realizar la inversión completa (incluyendo también la represa) el costo de inversión varía mayoritariamente entre 3.000 y 5.000 USD/kW, encontrándose valores que superan los 10.000 USD/kW.

En este caso se adoptó un valor de 1.750 USD/kW instalado.

Tendido de la línea de energía eléctrica

A partir de la potencia instalada en cada caso y de las intensidades toleradas por las líneas eléctricas aéreas se seleccionó la tensión y la sección del cable necesarias, resultando una tensión de 15/6 kV y una sección de 50/8 mm² en todos los casos considerados (línea denominada ACSR-50/8).

Luego, para estimar el costo del tendido eléctrico, se identificó en cada caso la línea de 15/6 kV existente más cercana y se propuso un trazado tentativo, evitando atravesar predios y bordeando caminos y/o alambrados. Sin perjuicio de ello, en cada caso deberá consultarse con UTE para la selección del punto más conveniente de conexión a la red.

Finalmente, a partir de la información brindada por UTE (Tabla 5-1), se calculó para cada caso el costo del tendido eléctrico y el puesto de conexión.

Tabla 5-1: Costos de conexión a la red (Fuente: UTE)

Tipo de conductor	Sección (mm ²)	Costo estimado (U\$/km)
ACSR	50/8	49.300
ACSR	95/15	60.500
+ Puesto de conexión U\$ 50.000		

Obs: Costos válidos para líneas aéreas de 15/6 kV, implantadas en suelos sin dificultades especiales para hincar los postes.

A partir de la potencia instalada y de las características y extensión del tendido eléctrico se estimó el costo de inversión para cada caso, según:

$$\text{Costo de inversión (U\$)} = 1.750 \text{ U\$/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$/km} * \text{Distancia} + \text{U\$ 50.000}$$

2. Costos de O&M

Los costos de O&M de la PCH se estimaron como el 4% del costo del equipo electromecánico (según Teske et al., 2010¹ y Krewitt et al., 2009²).

¹ Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus, and C. Lins (2010). Energy [R]evolution 2010 - A sustainable world energy outlook. *Energy Efficiency*.

² Krewitt, W., K. Nienhaus, C. KleBmann, C. Capone, E. Stricker, W. Graus, M. Hoogwijk, N. Supersberger, U. von Winterfeld, and S. Samadi (2009). *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*. Climate Change 18/2009. ISSN 1862-4359. Federal Environment Agency, Dessau-RoBlau, 336 pp.

3. Remuneración por la energía generada

Como remuneración por la energía generada se adoptó un precio de 90 USD/MWh durante los primeros 20 años de generación, en base a la Resolución 12.-1056 del Directorio de UTE.

Excepcionalmente, en algunos casos puntuales cuya potencia a instalar lo admite y a modo de comparación, se consideró que el contrato de venta de energía a UTE se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración (Decreto 173/010³) a un precio aproximado de 200 USD/MWh con contratos a 10 años.

Se hizo además un análisis de sensibilidad al precio de la energía generada.

4. Ingresos netos

El ingreso neto anual, flujos de caja por año, se calculó como la diferencia entre los ingresos (remuneración por la energía generada) y el costo de O&M de la PCH.

*Ingreso neto anual (U\$S) = U\$S/MWh*Energía Media Anual - 0,04*Costo de Inversión*

5. Tasa interna de retorno

Por último, a partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR para un período de amortización de 20 años y un precio de la energía de 90 USD/MWh.

Dicho cálculo se repitió para los casos en que se consideró que el contrato de venta de energía se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración, adoptando un valor de 200 USD/MWh y un período de amortización de 10 años.

³ El Poder Ejecutivo aprobó el Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010 autorizando la conexión de generadores de fuente renovable a las instalaciones de los suscriptores conectados a la red de baja tensión, y la inyección de energía a dicha red. El Decreto fija condiciones económicas y contractuales que le dan seguridad al suscriptor de que UTE comprará toda la energía que entregue a la red por un plazo de 10 años, fijando un precio igual al que el cliente debe pagar a UTE para adquirir la energía en ese mismo punto de la red. Este sistema es conocido a nivel internacional como “net metering”.

5.2 RESULTADOS

A continuación se presenta un resumen de los principales resultados obtenidos para los 20 embalses existentes seleccionados. En el Anexo I se pueden ver en detalle los resultados obtenidos para cada uno de los casos.

Disponibilidad energética media

La Tabla 5-2 muestra, para cada embalse seleccionado, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse, el volumen medio anual de aporte, la potencia nominal y la energía media anual generada en cada escenario de operación considerado (riego continuo o intermitente).

Tabla 5-2: Disponibilidad energética media

Nº	Curso a utilizar	H _{máx} (m)	Vol Emb (Hm ³)	Vol Medio Anual (Hm ³)	Riego continuo		Riego intermitente	
					Pot (kW)	Energía media anual (MWh)	Pot (kW)	Energía media anual (MWh)
1	Ao. Corrales	17,5	40,40	60,87	569	1.659	1.706	2.638
2	Arroyo de los Porongos	15,5	19,40	40,01	242	844	726	1.425
3	Ao. del Estado	12,5	9,27	46,10	93	441	279	817
4	Cañada del Sauzal	13,0	1,90	39,96	20	108	60	210
5	Cda. de la Canelera	10,6	3,75	46,98	32	170	96	326
6	Ao. de los Ceibos	8,5	13,72	46,13	94	400	281	720
7	Ao. Sarandí Grande	9,9	32,20	31,21	256	541	769	770
8	Ao. Sauce del Peñón	9,2	17,05	31,94	126	419	378	695
9	Cda. Isla Larga	8,5	28,95	26,77	198	401	594	563
10	Arroyo del Tala	9,0	11,30	24,10	82	290	245	493
11	Ao. Laureles	20,5	9,11	8,88	150	318	451	454
12	Zanja Aguapey	12,0	1,17	17,36	11	60	34	116
13	Cda. Zanja del Duraznal	17,3	4,97	8,83	69	223	207	366
14	Ao. Molles	10,0	15,17	20,56	122	332	366	516
15	Cda. Botacúa	11,0	9,51	16,57	84	268	253	439
16	Cda. de las Pajas	7,5	17,00	23,02	103	279	308	433
17	Ao. Chingolo	10,4	7,90	15,09	66	222	198	369
18	Cda. de los Burros	11,5	10,94	12,31	101	241	303	357
19	Ao. de la Canelera	18,8	4,46	7,29	67	207	202	335
20	Ao San Gregorio	9,1	10,94	15,47	80	224	240	352

En la Figura 5-2 se presenta la potencia nominal que convendría instalar en cada embalse registrado seleccionado, para cada escenario de operación considerado.

Se observa que, bajo la hipótesis de riego continuo, la potencia nominal varía entre 10 kW y 570 kW, con una media de 130 kW. En el escenario de riego intermitente, la misma varía entre 30 kW y 1700 kW, con un valor medio de 385 kW (en uno y otro escenario la potencia aumenta en la misma relación que el caudal de funcionamiento, $Q_{intermitente} = 3*Q_{continuo}$).

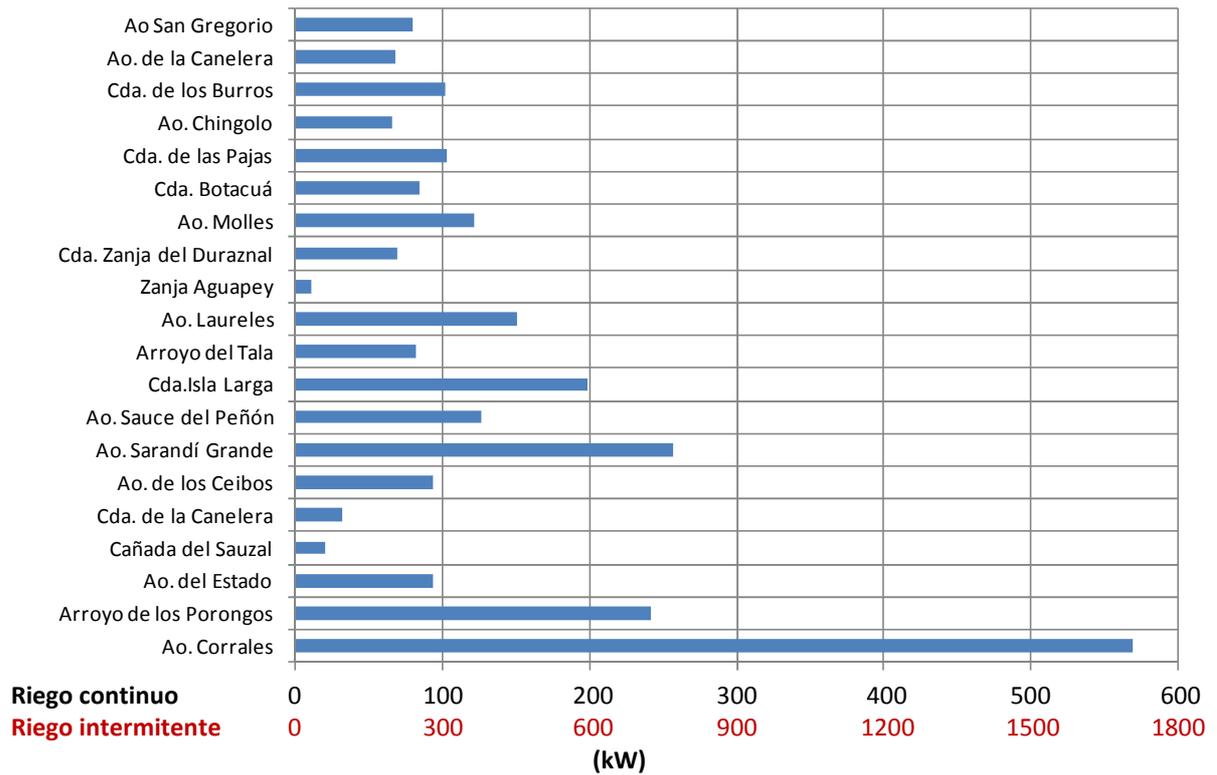


Figura 5-2: Potencia nominal a instalar en cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado

En la Figura 5-3 se presenta la energía media anual generable en cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado.

Se observa que, bajo la hipótesis de riego continuo, la energía media anual varía entre 60 MWh y 1700 MWh, con una media de 380 MWh. Mientras que en el escenario de riego intermitente, la misma varía entre 110 MWh y 2600 MWh, con un valor medio de 620 MWh.

Cabe destacar que la estimación de energía durante la temporada de riego no depende de la hipótesis de riego continuo o intermitente sino del volumen total de riego (el aumento del caudal compensa la reducción en el tiempo de operación). En cambio, durante la temporada de llenado, la hipótesis de riego intermitente tiene asociada una mayor potencia instalada; genera por tanto más energía.

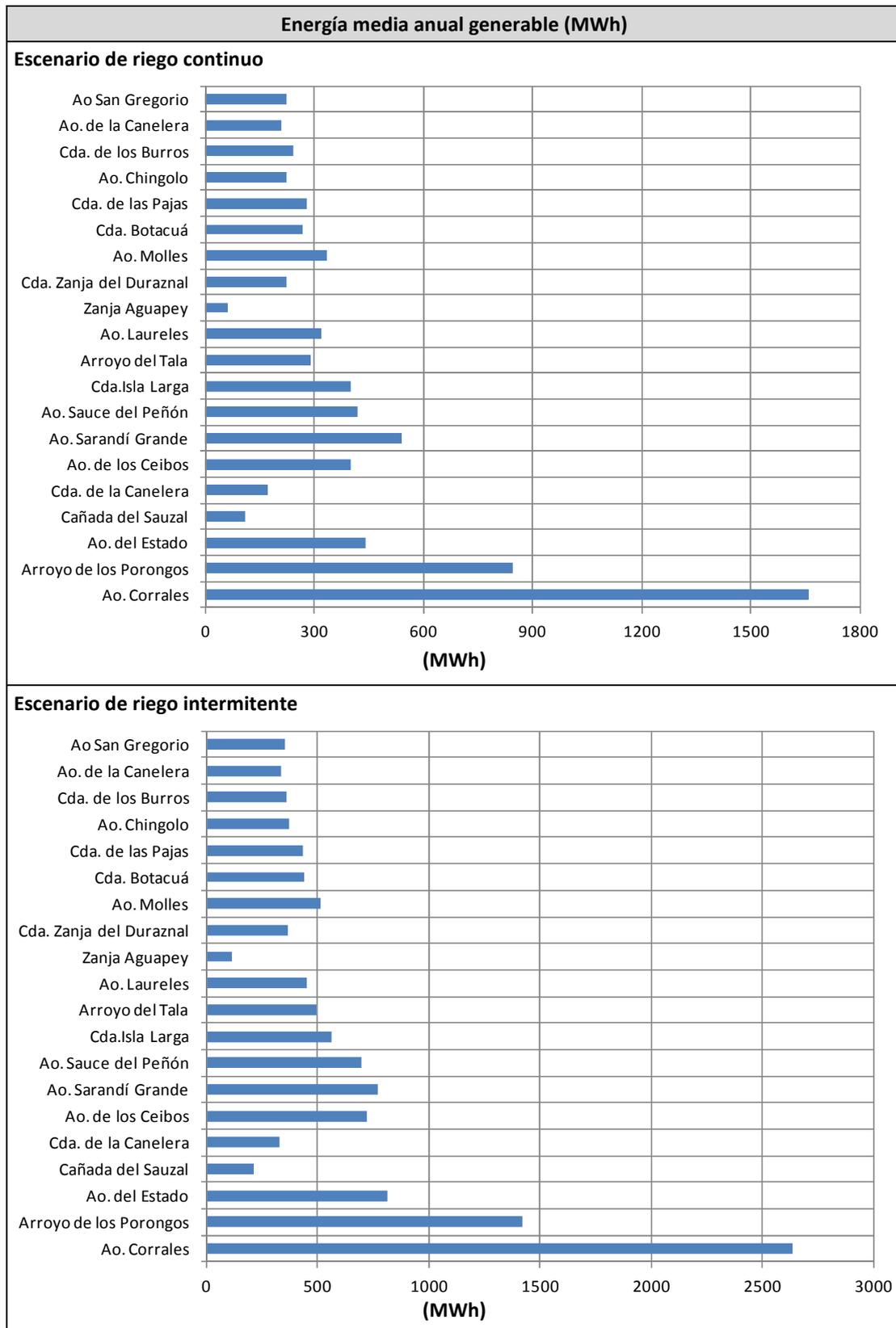


Figura 5-3: Energía media anual generable en cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado

Análisis del retorno de la inversión

En la Figura 5-4 se presenta, para cada caso y para cada escenario de operación considerado, el costo de inversión desglosado en sus dos rubros principales: i) el costo del tendido eléctrico, que depende de las características y extensión de la línea requerida y, ii) el costo del equipo electromecánico, que depende de la potencia a instalar.

En general se observa que, bajo la hipótesis de riego continuo, el costo total de la inversión varía entre USD 90.000 y USD 1.200.000, con una media de USD 400.000. Mientras que en el escenario de riego intermitente, el mismo varía entre USD 130.000 y USD 3.150.000, con un valor medio de USD 850.000.

A su vez, se observa cómo varía la estructura de costos en función de las características de cada caso y del escenario de operación considerado. En el escenario de riego continuo, el costo del equipo electromecánico varía entre el 13% y el 85% del costo total de la inversión, con un valor medio del 53%. Mientras que en el escenario de riego intermitente, el mismo varía entre el 31% y el 95% del costo total, con un valor medio del 73%.

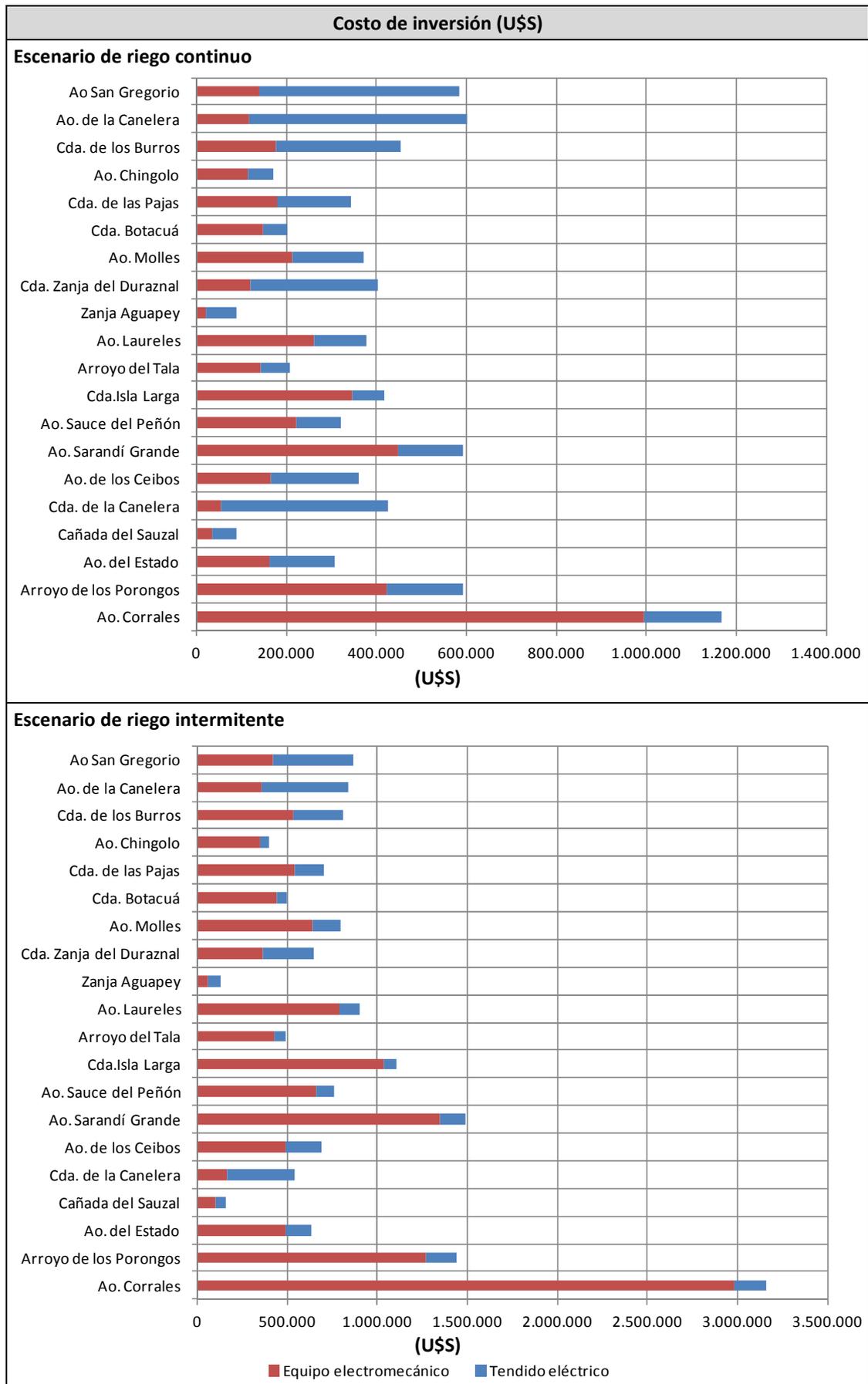


Figura 5-4: Costo de inversión para cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado

En las siguientes tablas se presenta el costo de inversión, los ingresos netos anuales y la TIR para cada escenario de operación, considerando un precio de venta de la energía de 90 USD/MWh durante 20 años.

Tabla 5-3: Análisis del retorno de la inversión para el escenario de riego continuo

Nº	Curso a utilizar	Departamento	Costo de inversión (U\$S)	Ingresos netos (U\$S/año)	TIR (%)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	1.170.000	110.000	6,9%
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	600.000	60.000	7,7%
3	Ao. del Estado	Durazno	310.000	33.000	8,8%
4	Cañada del Sauzal	Artigas	90.000	8.300	6,8%
5	Cda. de la Canelera	Artigas	430.000	13.000	< 0,0%
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	360.000	29.500	5,2%
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	600.000	30.700	0,3%
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	320.000	28.800	6,4%
9	Cda. Isla Larga	Rocha	420.000	22.200	0,6%
10	Arroyo del Tala	Salto	210.000	20.400	7,5%
11	Ao. Laureles	Salto	380.000	18.000	< 0,0%
12	Zanja Aguapey	Artigas	90.000	4.700	0,4%
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	400.000	15.200	< 0,0%
14	Ao. Molles	Lavalleja	370.000	21.300	1,3%
15	Cda. Botacuá	Artigas	200.000	18.200	6,4%
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	340.000	18.000	0,4%
17	Ao. Chingolo	Paysandú	170.000	15.300	6,4%
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	450.000	14.500	< 0,0%
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	600.000	14.000	< 0,0%
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	580.000	14.500	< 0,0%

Tabla 5-4: Análisis del retorno de la inversión para el escenario de riego intermitente

Nº	Curso a utilizar	Departamento	Costo de inversión (U\$S)	Ingresos netos (U\$S/año)	TIR (%)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	3.160.000	118.000	< 0,0%
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	1.440.000	77.000	0,7%
3	Ao. del Estado	Durazno	630.000	54.000	5,7%
4	Cañada del Sauzal	Artigas	160.000	14.700	6,7%
5	Cda. de la Canelera	Artigas	540.000	22.600	< 0,0%
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	690.000	45.000	2,7%
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	1.500.000	15.500	< 0,0%
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	760.000	36.000	< 0,0%
9	Cda. Isla Larga	Rocha	1.110.000	9.100	< 0,0%
10	Arroyo del Tala	Salto	500.000	27.100	0,9%
11	Ao. Laureles	Salto	900.000	9.300	< 0,0%
12	Zanja Aguapey	Artigas	130.000	8.100	2,3%
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	640.000	18.500	< 0,0%
14	Ao. Molles	Lavalleja	800.000	20.800	< 0,0%
15	Cda. Botacuá	Artigas	500.000	21.800	< 0,0%
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	700.000	17.400	< 0,0%
17	Ao. Chingolo	Paysandú	400.000	19.300	< 0,0%
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	810.000	11.000	< 0,0%
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	840.000	16.000	< 0,0%
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	860.000	14.800	< 0,0%

En la Figura 5-5 se presenta de forma gráfica la TIR para cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado.

Se observa que si se riega en forma continua se tienen 14 casos con TIR positiva, comprendida entre 0,3% y 8,8%, con una media de 3,3%. Si se considera un riego intermitente, resultan 6 casos con TIR positiva, comprendida entre 0,7% y 6,7%, con un valor medio de 1,0%.

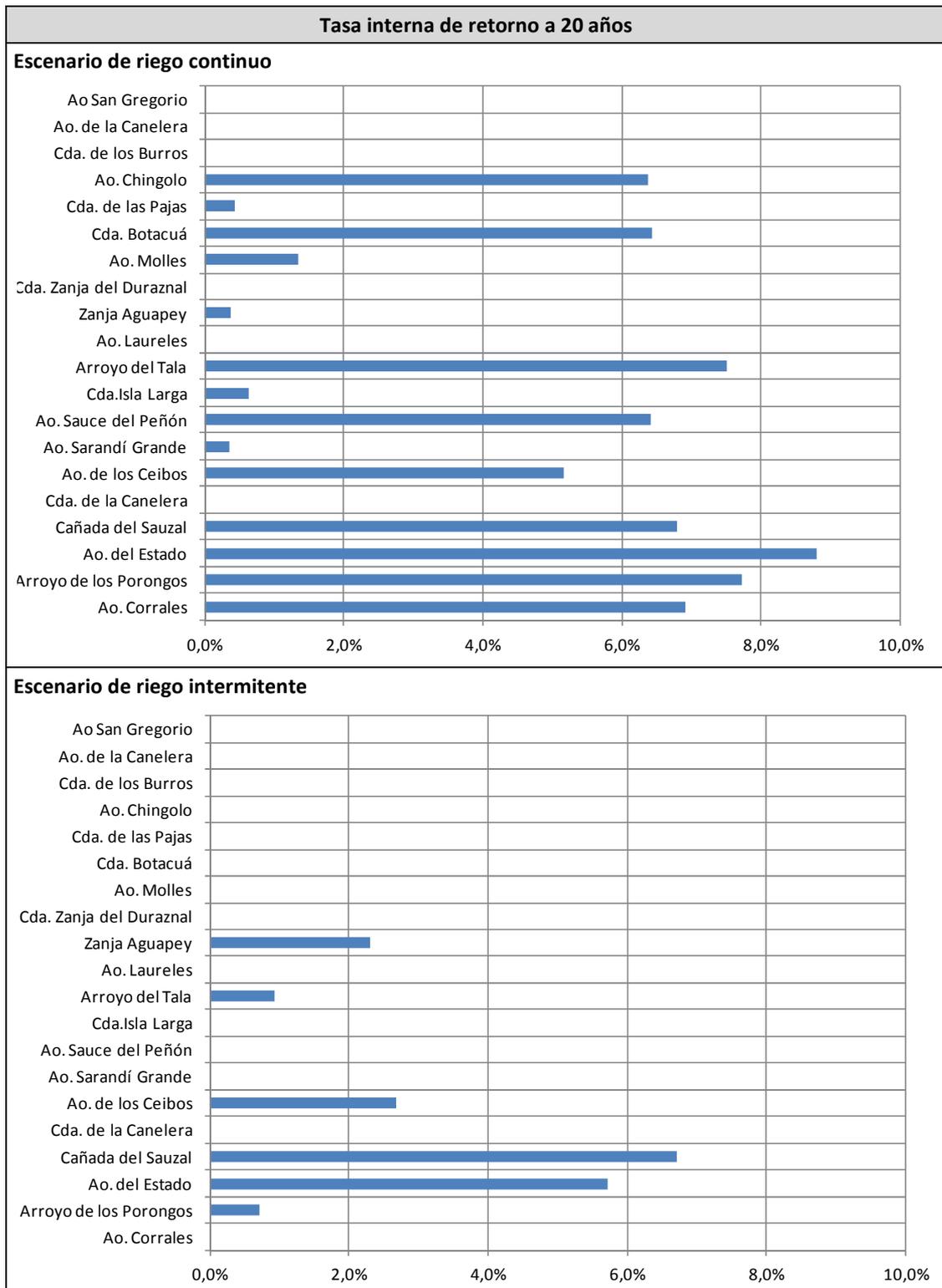


Figura 5-5: TIR a 20 años para cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado

En la Figura 5-6 se presenta la TIR en función de la energía media anual generable para cada embalse registrado seleccionado y para cada escenario de operación considerado (cada embalse tiene asociado un número de identificación según la Tabla 4-1 y todas las demás tablas con listados de casos).

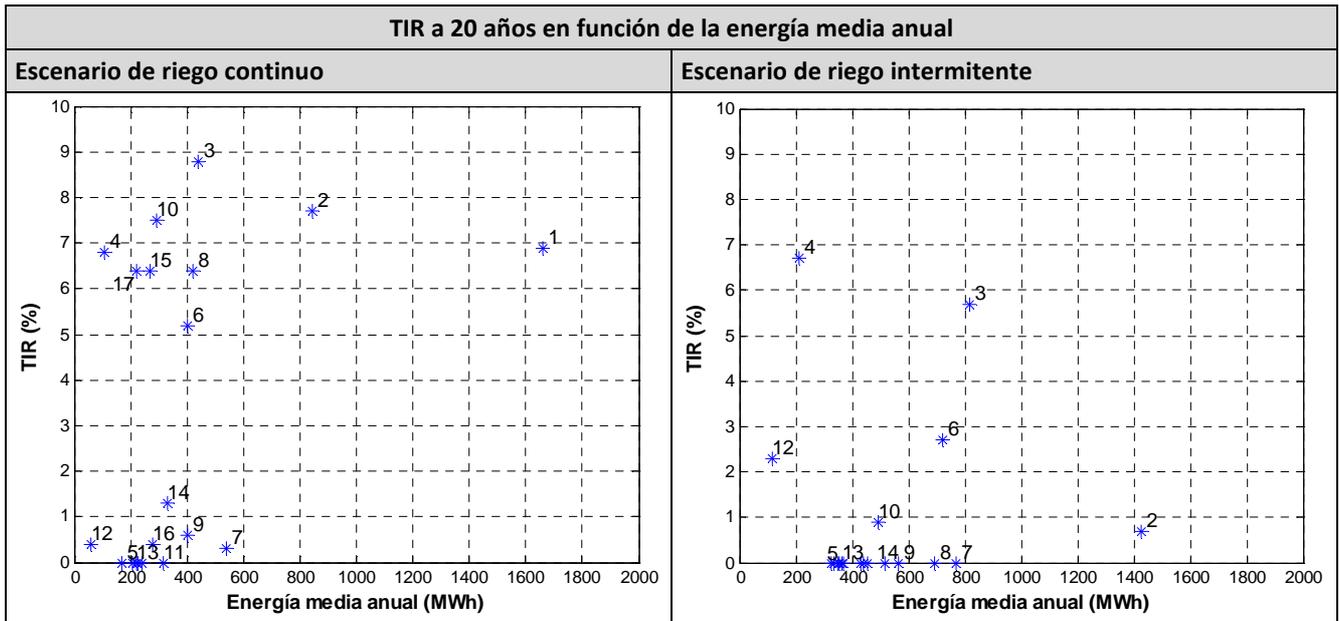


Figura 5-6: TIR a 20 años en función de la energía media anual

A continuación, a modo de resumen, se presentan los principales resultados obtenidos en cada caso (esencialmente contiene la misma información que la gráfica anterior).

Tabla 5-5: Resumen - Escenario de riego continuo y 90 U\$\$/MWh durante 20 años

Nº	Curso a utilizar	Departamento	Pot (kW)	Energía media anual (MWh)	TIR (%)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	569	1659	6,9%
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	242	844	7,7%
3	Ao. del Estado	Durazno	93	441	8,8%
4	Cañada del Sauzal	Artigas	20	108	6,8%
5	Cda. de la Canelera	Artigas	32	170	< 0,0%
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	94	400	5,2%
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	256	541	0,3%
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	126	419	6,4%
9	Cda. Isla Larga	Rocha	198	401	0,6%
10	Arroyo del Tala	Salto	82	290	7,5%
11	Ao. Laureles	Salto	150	318	< 0,0%
12	Zanja Aguapey	Artigas	11	60	0,4%
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	69	223	< 0,0%
14	Ao. Molles	Lavalleja	122	332	1,3%
15	Cda. Botacué	Artigas	84	268	6,4%
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	103	279	0,4%
17	Ao. Chingolo	Paysandú	66	222	6,4%
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	101	241	< 0,0%
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	67	207	< 0,0%
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	80	224	< 0,0%

Tabla 5-6: Resumen - Escenario de riego intermitente y 90 U\$S/MWh durante 20 años

Nº	Curso a utilizar	Departamento	Pot (kW)	Energía media anual (MWh)	TIR (%)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	1706	2638	< 0,0%
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	726	1425	0,7%
3	Ao. del Estado	Durazno	279	817	5,7%
4	Cañada del Sauzal	Artigas	60	210	6,7%
5	Cda. de la Canelera	Artigas	96	326	< 0,0%
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	281	720	2,7%
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	769	770	< 0,0%
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	378	695	< 0,0%
9	Cda. Isla Larga	Rocha	594	563	< 0,0%
10	Arroyo del Tala	Salto	245	493	0,9%
11	Ao. Laureles	Salto	451	454	< 0,0%
12	Zanja Aguapey	Artigas	34	116	2,3%
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	207	366	< 0,0%
14	Ao. Molles	Lavalleja	366	516	< 0,0%
15	Cda. Botacué	Artigas	253	439	< 0,0%
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	308	433	< 0,0%
17	Ao. Chingolo	Paysandú	198	369	< 0,0%
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	303	357	< 0,0%
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	202	335	< 0,0%
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	240	352	< 0,0%

Finalmente, en la siguiente figura se presenta el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga una TIR de 12% a 20 años. Se observa que los precios requeridos varían entre 108 y 411 USD/MWh.

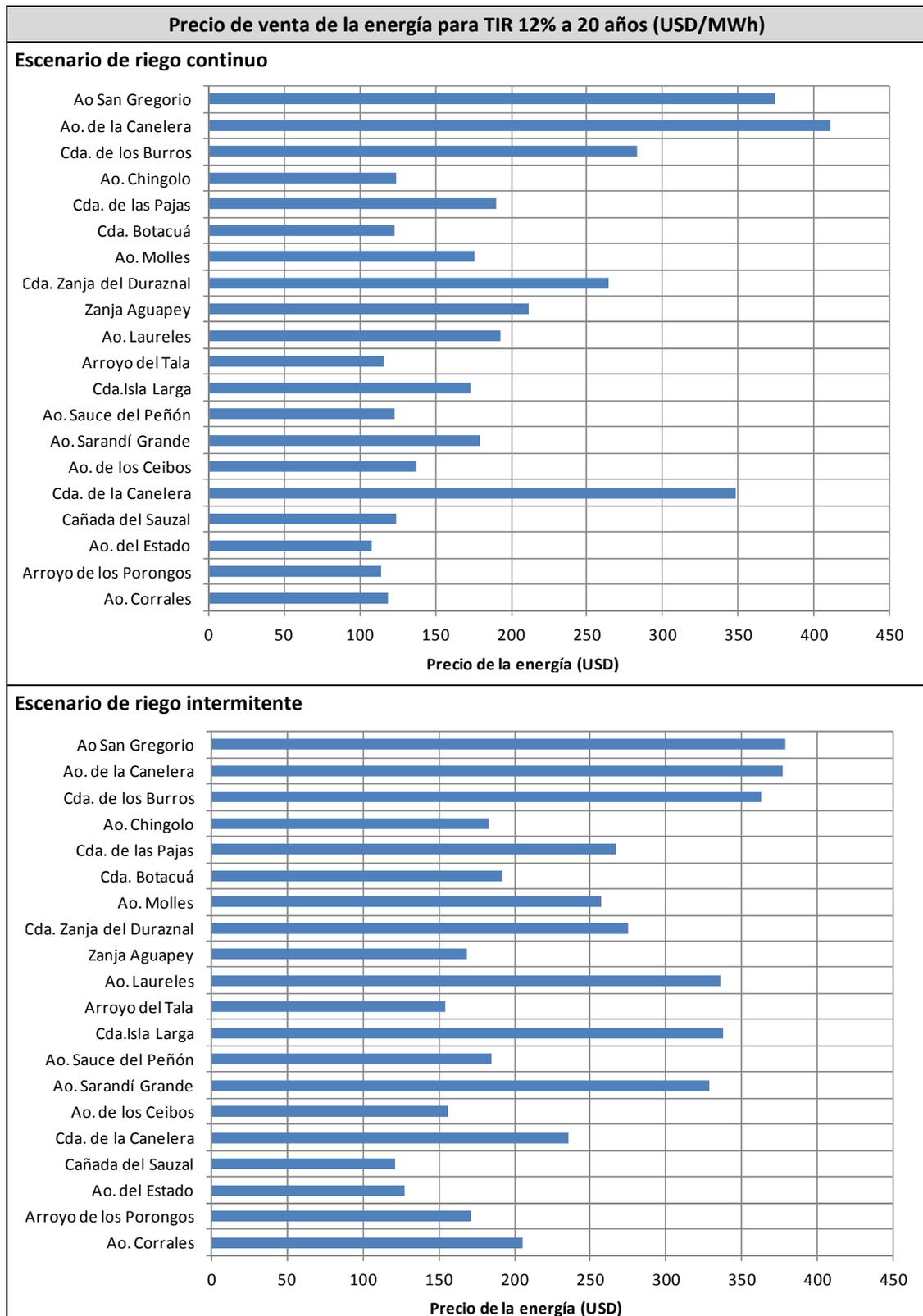


Figura 5-7: Precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga una TIR de 12% a 20 años

6. CONCLUSIONES

A partir de la base de datos de la DINAGUA a noviembre de 2011 sobre las represas registradas en el país, se identificó en cuáles puede ser factible la implementación de algún aprovechamiento hidroeléctrico y se realizaron estimaciones primarias de energía generable. Como resultado se elaboró un listado con los 50 primeros embalses ordenados según una estimación de la energía media generable que incluye distintos tipos de embalses, no sólo los de mayor potencia media sino también los medianos con una gran cuenca de aporte y por tanto mayor factor de capacidad. A partir de dicho listado se eligieron, en acuerdo con la contraparte de la DNE-MIEM y técnicos del MGAP, los 20 casos más promisorios para ser analizados en mayor detalle.

Para los casos seleccionados se calculó en forma más precisa la disponibilidad energética media asumiendo dos protocolos de operación del embalse (riego en forma continua o intermitente), a partir de lo cual se realizó el análisis de pre-factibilidad técnica y económica de los proyectos. Se hizo además un análisis de sensibilidad al precio de venta de la energía generada, considerando en todos los casos un valor de 90 USD/MWh durante los primeros 20 años según Resolución 12.-1056 del Directorio de UTE y, en algunos casos puntuales cuya potencia a instalar lo admite, un precio aproximado de 200 USD/MWh con contratos a 10 años (según el Decreto de Microgeneración - Decreto 173/010). También se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

En el estudio de la disponibilidad energética para los 20 embalses existentes seleccionados se llegó a que bajo la hipótesis de riego continuo resulta una potencia media de 130 kW y una energía media anual de 380 MWh (ambas con una gran dispersión alcanzando valores de hasta 570 kW y 1670 MWh respectivamente). En el escenario de riego intermitente se obtuvo una potencia nominal media de 385 kW y una energía media anual de 620 MWh.

En relación al análisis del retorno de la inversión se llegó a que al pasar de la hipótesis de riego continuo a la de riego intermitente, disminuye la TIR –incluso tomando en algunos casos valores negativos-, ya que aumenta significativamente la inversión inicial mientras que los ingresos netos anuales lo hacen en menor medida. En base a un precio de venta de la energía de 90 USD/MWh durante 20 años, se tienen 14 casos con TIR positiva con una media de 3,3% y un máximo de 8,8% si se riega en forma continua, y 6 casos con un valor medio de 1,0% y un máximo de 6,7% si se considera un riego intermitente. Dichos resultados dependen fuertemente de la hipótesis de caudal triple, es decir, del sobreequipamiento considerado respecto al caudal medio. Cabe destacar que esta alternativa entre riego intermitente o continuo está dada por la operación del embalse para riego (que se desconoce en detalle), y no es un grado de libertad que se tenga si no se quiere modificar el uso actual del agua.

Del análisis de sensibilidad al precio de la energía resulta que para alcanzar una TIR de 12% a 20 años se requieren valores de entre 108 y 411 USD/MWh.

Finalmente, los resultados obtenidos demuestran que bajo las hipótesis, costos y precios manejados existen casos en los que la implementación de aprovechamientos hidroeléctricos en represas ya construidas es rentable.

7. ANEXO I: ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD DE CADA UNO DE LOS CASOS SELECCIONADOS

7.1 ARROYO CORRALES

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-1: Cuenca de aporte - Ao. Corrales

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. Corrales	
Área de la cuenca (há)	10.370
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	48,9
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	60,87
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	40,40
Relación cuenca/embalse	1,51
Factor de Capacidad _(riego)	0,71
Factor de Capacidad _(llenado)	0,15

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la

instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. Corrales		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
$H_{m\acute{a}x}$ (m)	17,50	17,50
Caudal de funcionamiento (Hm^3 /mes)	10,10	30,30
Potencia (kW)	569	1.706
Factor de Capacidad (riego)	0,71	0,71
Energía Máx. (riego) (MWh)	1.638	1.638
Energía (riego) (MWh)	1.169	1.169
Factor de Capacidad (llenado)	0,15	0,15
Energía Máx. (llenado) (MWh)	3.275	9.826
Energía (llenado) (MWh)	490	1.469
Energía Media Anual (MWh)	1.659	2.638

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$\$)} = 1.750 \text{ U\$$/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$$/km} * \text{Distancia} + \text{U\$\$ } 50.000$$

En la Figura 7-2 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).

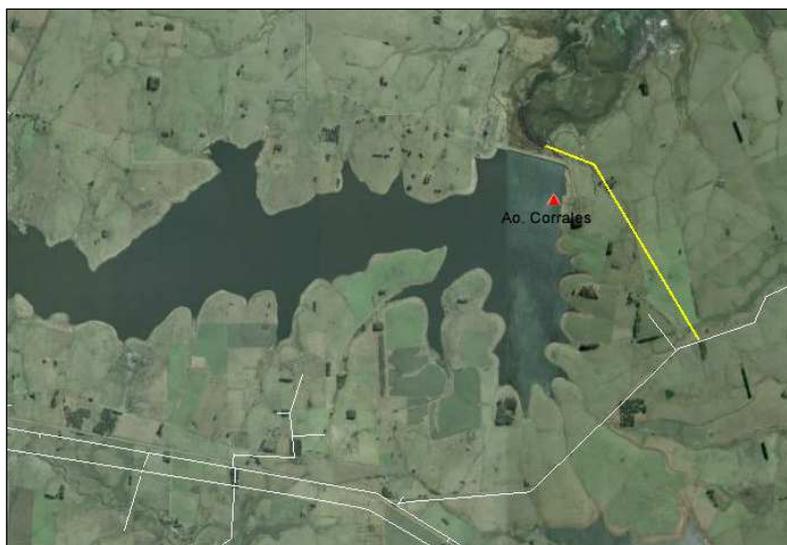


Figura 7-2: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. Corrales

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. Corrales		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	569	1.706
Distancia a la red (km)	2,5	2,5
Costo de inversión (U\$S)	1.170.000	3.160.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	150.000	240.000
Costo de O&M (U\$S/año)	40.000	120.000
Ingresos netos (U\$S/año)	110.000	120.000
TIR para 20 años (%)	6,9%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. Corrales		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	96 USD/MWh	166 USD/MWh
TIR = 10%	107 USD/MWh	186 USD/MWh
TIR = 12%	118 USD/MWh	206 USD/MWh
TIR = 14%	130 USD/MWh	226 USD/MWh
TIR = 16%	142 USD/MWh	246 USD/MWh

7.2 ARROYO DE LOS PORONGOS

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-3: Cuenca de aporte - Ao. de los Porongos

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. de los Porongos	
Área de la cuenca (há)	6.800
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	49,0
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	40,01
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	19,40
Relación cuenca/embalse	2,06
Factor de Capacidad (riego)	0,80
Factor de Capacidad (llenado)	0,21

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la

instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. de los Porongos		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
$H_{m\acute{a}x}$ (m)	15,50	15,50
Caudal de funcionamiento (Hm^3 /mes)	4,85	14,55
Potencia (kW)	242	726
Factor de Capacidad (riego)	0,80	0,80
Energía Máx. (riego) (MWh)	696	696
Energía (riego) (MWh)	554	554
Factor de Capacidad (llenado)	0,21	0,21
Energía Máx. (llenado) (MWh)	1.393	4.179
Energía (llenado) (MWh)	290	871
Energía Media Anual (MWh)	844	1.425

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-4 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-4: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. de los Porongos

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. de los Porongos		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	242	726
Distancia a la red (km)	2,4	2,4
Costo de inversión (U\$S)	600.000	1.440.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	76.000	128.000
Costo de O&M (U\$S/año)	17.000	51.000
Ingresos netos (U\$S/año)	59.000	77.000
TIR para 20 años (%)	7,7%	0,7%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. de los Porongos		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	92 USD/MWh	139 USD/MWh
TIR = 10%	103 USD/MWh	155 USD/MWh
TIR = 12%	114 USD/MWh	171 USD/MWh
TIR = 14%	126 USD/MWh	188 USD/MWh
TIR = 16%	138 USD/MWh	206 USD/MWh

7.3 ARROYO DEL ESTADO

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-5: Cuenca de aporte - Ao. del Estado

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. del Estado	
Área de la cuenca (há)	9.375
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	41,0
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	46,1
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	9,27
Relación cuenca/embalse	4,98
Factor de Capacidad _(riego)	0,94
Factor de Capacidad _(llenado)	0,35

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. del Estado		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H _{máx} (m)	12,5	12,5
Caudal de funcionamiento (Hm ³ /mes)	2,32	6,95
Potencia (kW)	93	279
Factor de Capacidad _(riego)	0,94	0,94
Energía Máx. _(riego) (MWh)	268	268
Energía _(riego) (MWh)	252	252
Factor de Capacidad _(llenado)	0,35	0,35
Energía Máx. _(llenado) (MWh)	537	1.610
Energía _(llenado) (MWh)	188	564
Energía Media Anual (MWh)	441	817

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-6 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-6: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. del Estado

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. del Estado		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	93	279
Distancia a la red (km)	1,9	1,9
Costo de inversión (U\$S)	307.000	630.00
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	39.600	73.500
Costo de O&M (U\$S/año)	6.500	19.500
Ingresos netos (U\$S/año)	33.100	54.000
TIR para 20 años (%)	8,8%	5,7%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. del Estado		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	86 USD/MWh	103 USD/MWh
TIR = 10%	97 USD/MWh	115 USD/MWh
TIR = 12%	108 USD/MWh	128 USD/MWh
TIR = 14%	120 USD/MWh	141 USD/MWh
TIR = 16%	132 USD/MWh	155 USD/MWh

7.4 CAÑADA DEL SAUZAL

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.

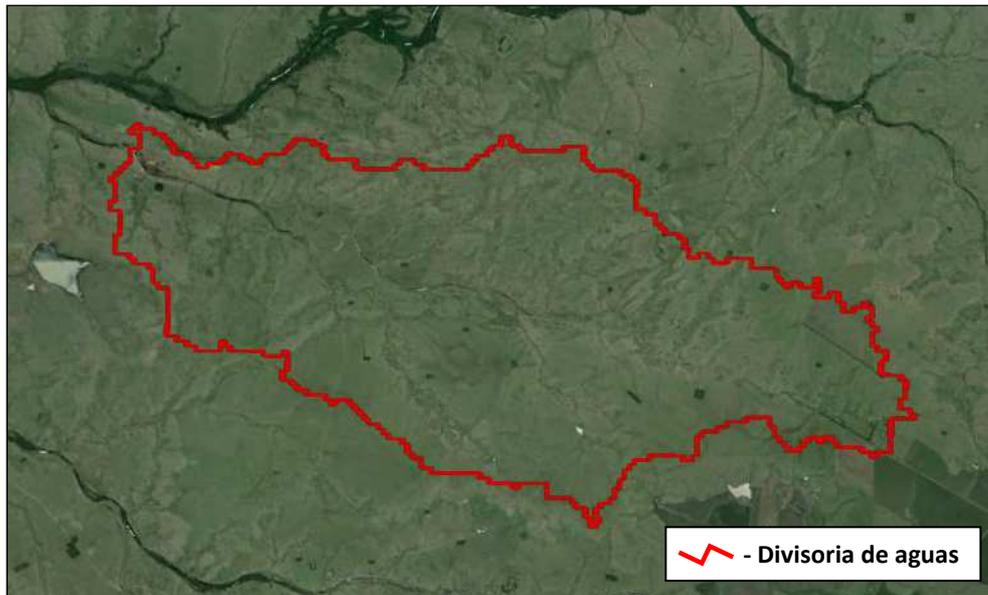


Figura 7-7: Cuenca de aporte - Cda. del Sauzal

(En la imagen satelital no figura el embalse existente)

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. del Sauzal	
Área de la cuenca (há)	5.900
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	56,4
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	39,96
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	1,90
Relación cuenca/embalse	20,99
Factor de Capacidad _(riego)	1,00
Factor de Capacidad _(llenado)	0,44

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. del Sauzal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	13,0	13,0
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	0,48	1,43
Potencia (kW)	20	60
Factor de Capacidad (riego)	1,00	1,00
Energía Máx. (riego) (MWh)	57	57
Energía (riego) (MWh)	57	57
Factor de Capacidad (llenado)	0,44	0,44
Energía Máx. (llenado) (MWh)	115	344
Energía (llenado) (MWh)	51	152
Energía Media Anual (MWh)	108	210

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-8 se presenta la línea de 15 kV existente en las inmediaciones del cierre (en color blanco). Se observa que, si bien en este caso no se propuso un trazado tentativo, la distancia hasta la línea existente sería muy pequeña.

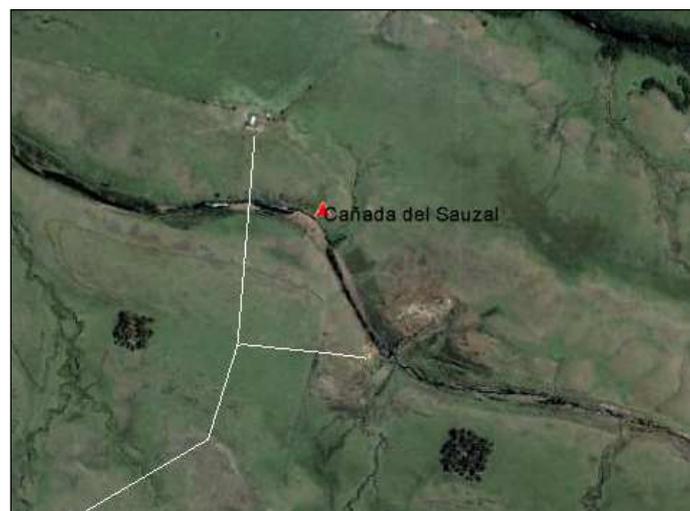


Figura 7-8: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. del Sauzal

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. del Sauzal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	20	60
Distancia a la red (km)	0,1	0,1
Costo de inversión (U\$S)	90.000	160.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	9.700	19.000
Costo de O&M (U\$S/año)	1.400	4.200
Ingresos netos (U\$S/año)	8.300	14.800
TIR para 20 años (%)	6,8%	6,7%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. del Sauzal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	98 USD/MWh	98 USD/MWh
TIR = 10%	110 USD/MWh	109 USD/MWh
TIR = 12%	124 USD/MWh	122 USD/MWh
TIR = 14%	138 USD/MWh	135 USD/MWh
TIR = 16%	154 USD/MWh	148 USD/MWh

En el presente caso, en que la potencia a instalar es menor a 100 kW, puede considerarse que el contrato de venta de energía a UTE se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración (según decretos 173/010, 158/12 y 234/12), que además de tener un precio diferencial de la energía, considera un contrato a 10 años.

Retorno de la inversión - 200 U\$S/MWh durante 10 años - Cda. del Sauzal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	20	60
Distancia a la red (km)	0,1	0,1
Costo de inversión (U\$S)	90.000	160.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	21.600	42.000
Costo de O&M (U\$S/año)	1.400	4.200
Ingresos netos (U\$S/año)	20.200	37.800
TIR para 10 años (%)	18,4%	19,8%

7.5 CAÑADA DE LA CANELERA

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.

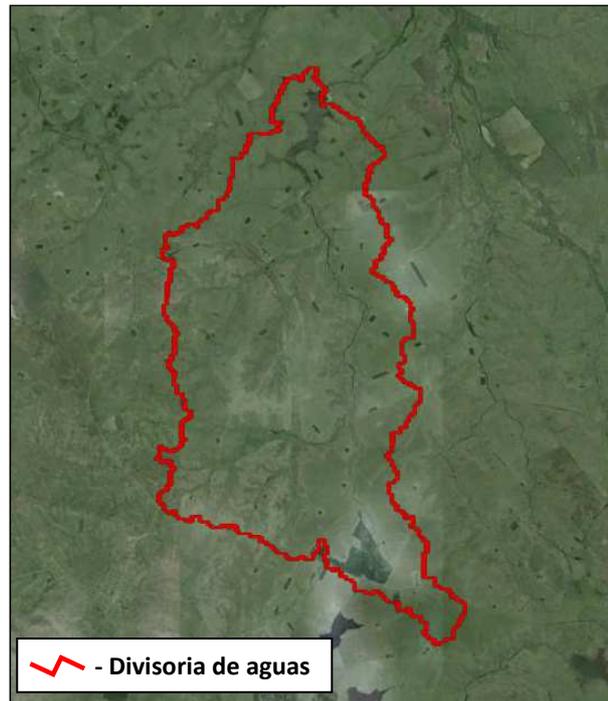


Figura 7-9: Cuenca de aporte - Cda. de la Canelera

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. de la Canelera	
Área de la cuenca (há)	9.000
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	43,5
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	46,98
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	3,75
Relación cuenca/embalse	12,54
Factor de Capacidad (riego)	1,00
Factor de Capacidad (llenado)	0,42

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	10,60	10,60
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	0,94	2,81
Potencia (kW)	32	96
Factor de Capacidad (riego)	1,00	1,00
Energía Máx. (riego) (MWh)	92	92
Energía (riego) (MWh)	92	92
Factor de Capacidad (llenado)	0,42	0,42
Energía Máx. (llenado) (MWh)	148	552
Energía (llenado) (MWh)	78	234
Energía Media Anual (MWh)	170	326

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-10 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-10: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. de la Canelera

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	32	93
Distancia a la red (km)	6,5	6,5
Costo de inversión (U\$S)	425.000	540.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	15.000	30.000
Costo de O&M (U\$S/año)	2.000	7.000
Ingresos netos (U\$S/año)	13.000	23.000
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	268 USD/MWh	184 USD/MWh
TIR = 10%	308 USD/MWh	209 USD/MWh
TIR = 12%	349 USD/MWh	235 USD/MWh
TIR = 14%	392 USD/MWh	264 USD/MWh
TIR = 16%	436 USD/MWh	299 USD/MWh

En el presente caso, en que la potencia a instalar es menor a 100 kW, puede considerarse que el contrato de venta de energía a UTE se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración (según decretos 173/010, 158/12 y 234/12), que además de tener un precio diferencial de la energía, considera un contrato a 10 años.

Retorno de la inversión - 200 U\$S/MWh durante 10 años - Cda. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	32	93
Distancia a la red (km)	6,5	6,5
Costo de inversión (U\$S)	425.000	540.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	34.000	65.000
Costo de O&M (U\$S/año)	2.000	7.000
Ingresos netos (U\$S/año)	32.000	58.000
TIR para 10 años (%)	< 0,0%	1,5%

7.6 ARROYO DE LOS CEIBOS

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-11: Cuenca de aporte - Ao. de los Ceibos

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. de los Ceibos	
Área de la cuenca (há)	8.200
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	46,9
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	46,13
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	13,72
Relación cuenca/embalse	3,36
Factor de Capacidad (riego)	0,89
Factor de Capacidad (llenado)	0,30

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. de los Ceibos		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	8,50	8,50
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	3,43	10,29
Potencia (kW)	94	281
Factor de Capacidad (riego)	0,89	0,89
Energía Máx. (riego) (MWh)	270	270
Energía (riego) (MWh)	240	240
Factor de Capacidad (llenado)	0,30	0,30
Energía Máx. (llenado) (MWh)	540	1.621
Energía (llenado) (MWh)	160	479
Energía Media Anual (MWh)	400	720

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-12 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).

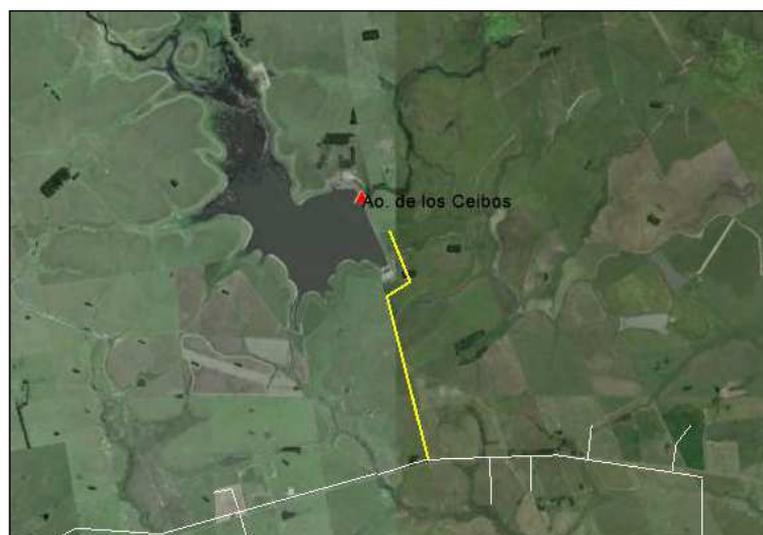


Figura 7-12: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. de los Ceibos

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. de los Ceibos		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	94	281
Distancia a la red (km)	3,0	3,0
Costo de inversión (U\$S)	360.000	700.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	36.000	65.000
Costo de O&M (U\$S/año)	6.500	20.000
Ingresos netos (U\$S/año)	29.500	45.000
TIR para 20 años (%)	5,2%	2,7%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. de los Ceibos		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	108 USD/MWh	125 USD/MWh
TIR = 10%	123 USD/MWh	140 USD/MWh
TIR = 12%	137 USD/MWh	156 USD/MWh
TIR = 14%	153 USD/MWh	172 USD/MWh
TIR = 16%	169 USD/MWh	189 USD/MWh

7.7 ARROYO SARANDÍ GRANDE

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-13: Cuenca de aporte - Ao. Sarandí Grande

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. Sarandí Grande	
Área de la cuenca (há)	6.000
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	43,4
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	31,21
Volumen máximo de almacenamiento (Hm³)	32,20
Relación cuenca/embalse	0,97
Factor de Capacidad (riego)	0,58
Factor de Capacidad (llenado)	0,08

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. Sarandí Grande		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	9,90	9,90
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	8,05	24,15
Potencia (kW)	256	769
Factor de Capacidad (riego)	0,58	0,58
Energía Máx. (riego) (MWh)	738	738
Energía (riego) (MWh)	426	426
Factor de Capacidad (llenado)	0,08	0,08
Energía Máx. (llenado) (MWh)	1.477	4.430
Energía (llenado) (MWh)	115	344
Energía Media Anual (MWh)	541	770

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-14 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).

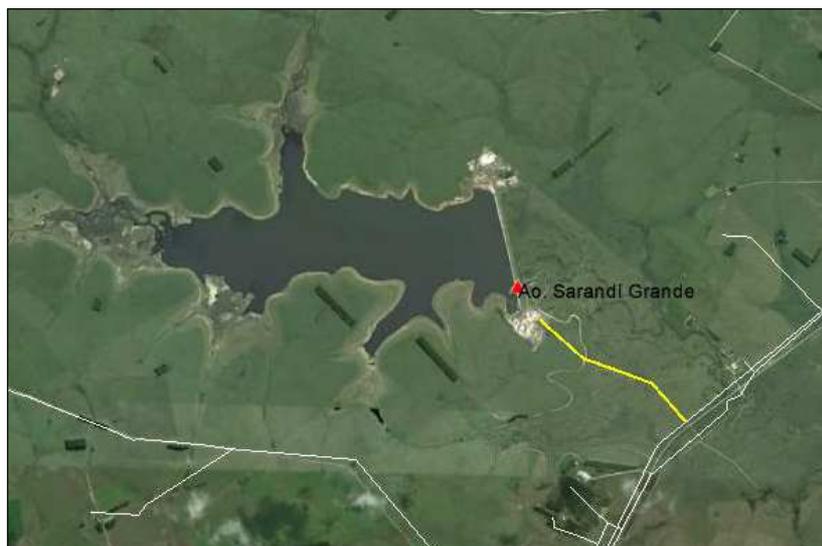


Figura 7-14: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. Sarandí Grande

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$\$/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$\$/MWh durante 20 años - Ao. Sarandí Grande		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	259	769
Distancia a la red (km)	1,9	1,9
Costo de inversión (U\$S)	600.000	1.500.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	48.600	70.000
Costo de O&M (U\$S/año)	18.000	54.000
Ingresos netos (U\$S/año)	30.600	16.000
TIR para 20 años (%)	0,3%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. Sarandí Grande		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	145 USD/MWh	267 USD/MWh
TIR = 10%	163 USD/MWh	297 USD/MWh
TIR = 12%	180 USD/MWh	329 USD/MWh
TIR = 14%	199 USD/MWh	362 USD/MWh
TIR = 16%	218 USD/MWh	396 USD/MWh

7.8 ARROYO SAUCE DEL PEÑÓN

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-15: Cuenca de aporte - Ao. Sauce del Peñón

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. Sauce del Peñón	
Área de la cuenca (há)	6.870
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	38,7
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	31,94
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	17,05
Relación cuenca/embalse	1,87
Factor de Capacidad _(riego)	0,77
Factor de Capacidad _(llenado)	0,19

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. Sauce del Peñón		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H _{máx} (m)	9,20	9,20
Caudal de funcionamiento (Hm ³ /mes)	4,26	12,79
Potencia (kW)	126	378
Factor de Capacidad _(riego)	0,77	0,77
Energía Máx. _(riego) (MWh)	363	363
Energía _(riego) (MWh)	281	281
Factor de Capacidad _(llenado)	0,19	0,19
Energía Máx. _(llenado) (MWh)	727	2.180
Energía _(llenado) (MWh)	138	414
Energía Media Anual (MWh)	419	695

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$)} = 1.750 \text{ U\$}/\text{kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$}/\text{km} * \text{Distancia} + \text{U\$} 50.000$$

En la Figura 7-16 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-16: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. Sauce del Peñón

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$\$/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$\$/MWh durante 20 años - Ao. Sauce del Peñón		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	126	378
Distancia a la red (km)	1,0	1,0
Costo de inversión (U\$S)	320.000	760.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	37.700	62.500
Costo de O&M (U\$S/año)	8.800	26.500
Ingresos netos (U\$S/año)	28.900	36.000
TIR para 20 años (%)	6,4%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. Sauce del Peñón		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	99 USD/MWh	150 USD/MWh
TIR = 10%	111 USD/MWh	167 USD/MWh
TIR = 12%	123 USD/MWh	185 USD/MWh
TIR = 14%	137 USD/MWh	204 USD/MWh
TIR = 16%	151 USD/MWh	224 USD/MWh

7.9 CAÑADA ISLA LARGA

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-17: Cuenca de aporte - Cda. Isla Larga

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. Isla Larga	
Área de la cuenca (há)	5.303
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	42,1
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	26,77
Volumen máximo de almacenamiento (Hm³)	28,95
Relación cuenca/embalse	0,92
Factor de Capacidad (riego)	0,56
Factor de Capacidad (llenado)	0,07

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. Isla Larga		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	8,50	8,50
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	7,24	21,71
Potencia (kW)	198	594
Factor de Capacidad (riego)	0,56	0,56
Energía Máx. (riego) (MWh)	570	570
Energía (riego) (MWh)	320	320
Factor de Capacidad (llenado)	0,07	0,07
Energía Máx. (llenado) (MWh)	1.140	3.420
Energía (llenado) (MWh)	81	243
Energía Media Anual (MWh)	401	563

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-18 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-18: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. Isla Larga

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. Isla Larga		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	198	594
Distancia a la red (km)	0,4	0,4
Costo de inversión (U\$S)	420.000	1.100.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	36.000	50.000
Costo de O&M (U\$S/año)	14.000	41.000
Ingresos netos (U\$S/año)	22.000	9.000
TIR para 20 años (%)	0,6%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. Isla Larga		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	140 USD/MWh	275 USD/MWh
TIR = 10%	157 USD/MWh	305 USD/MWh
TIR = 12%	174 USD/MWh	338 USD/MWh
TIR = 14%	191 USD/MWh	371 USD/MWh
TIR = 16%	210 USD/MWh	407 USD/MWh

7.10 ARROYO DEL TALA

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-19: Cuenca de aporte - Ao. del Tala

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. del Tala	
Área de la cuenca (há)	5.740
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	35,0
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	24,10
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	11,30
Relación cuenca/embalse	2,13
Factor de Capacidad (riego)	0,80
Factor de Capacidad (llenado)	0,21

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. del Tala		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	9,00	9,00
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	2,83	8,48
Potencia (kW)	82	245
Factor de Capacidad (riego)	0,80	0,80
Energía Máx. (riego) (MWh)	236	236
Energía (riego) (MWh)	189	189
Factor de Capacidad (llenado)	0,21	0,21
Energía Máx. (llenado) (MWh)	471	1.413
Energía (llenado) (MWh)	101	304
Energía Media Anual (MWh)	290	493

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-20 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-20: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. del Tala

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. del Tala		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	82	245
Distancia a la red (km)	0,3	0,3
Costo de inversión (U\$S)	210.000	500.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	26.000	44.000
Costo de O&M (U\$S/año)	6.000	17.000
Ingresos netos (U\$S/año)	20.000	27.000
TIR para 20 años (%)	7,5%	0,9%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. del Tala		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	93 USD/MWh	137 USD/MWh
TIR = 10%	104 USD/MWh	152 USD/MWh
TIR = 12%	116 USD/MWh	154 USD/MWh
TIR = 14%	127 USD/MWh	186 USD/MWh
TIR = 16%	140 USD/MWh	204 USD/MWh

7.11 ARROYO LAURELES

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.

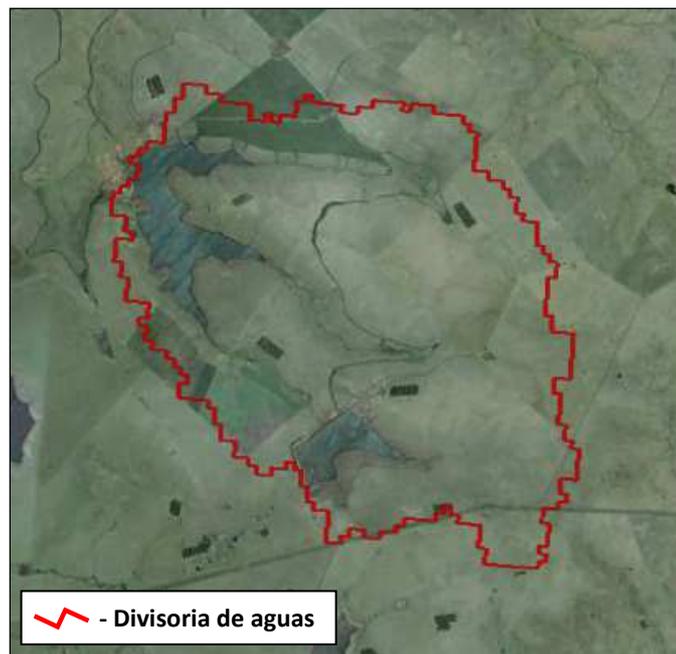


Figura 7-21: Cuenca de aporte - Ao. Laureles

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. Laureles	
Área de la cuenca (há)	1.932
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	38,3
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	8,88
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	9,11
Relación cuenca/embalse	0,97
Factor de Capacidad (riego)	0,58
Factor de Capacidad (llenado)	0,08

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. Laureles		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
$H_{m\acute{a}x}$ (m)	20,5	20,5
Caudal de funcionamiento (Hm^3 /mes)	2,28	6,83
Potencia (kW)	150	451
Factor de Capacidad (riego)	0,58	0,58
Energía Máx. (riego) (MWh)	433	433
Energía (riego) (MWh)	250	250
Factor de Capacidad (llenado)	0,08	0,08
Energía Máx. (llenado) (MWh)	865	2.596
Energía (llenado) (MWh)	68	204
Energía Media Anual (MWh)	318	454

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-22 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-22: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. Laureles

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. Laureles		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	150	451
Distancia a la red (km)	1,3	1,3
Costo de inversión (U\$S)	380.000	900.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	28.000	40.000
Costo de O&M (U\$S/año)	10.000	31.000
Ingresos netos (U\$S/año)	18.000	9.000
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. Laureles		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	154 USD/MWh	272 USD/MWh
TIR = 10%	172 USD/MWh	303 USD/MWh
TIR = 12%	193 USD/MWh	336 USD/MWh
TIR = 14%	213 USD/MWh	371 USD/MWh
TIR = 16%	233 USD/MWh	406 USD/MWh

7.12 ZANJA AGUAPEY

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-23: Cuenca de aporte - Zanja Aguapey

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Zanja Aguapey	
Área de la cuenca (há)	3.300
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	43,8
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	17,36
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	1,17
Relación cuenca/embalse	14,89
Factor de Capacidad _(riego)	1,00
Factor de Capacidad _(llenado)	0,43

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Zanja Aguapey		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	12,0	12,0
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	0,29	0,87
Potencia (kW)	11	34
Factor de Capacidad (riego)	1,00	1,00
Energía Máx. (riego) (MWh)	32	32
Energía (riego) (MWh)	32	32
Factor de Capacidad (llenado)	0,43	0,43
Energía Máx. (llenado) (MWh)	65	194
Energía (llenado) (MWh)	28	84
Energía Media Anual (MWh)	60	116

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-22 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).

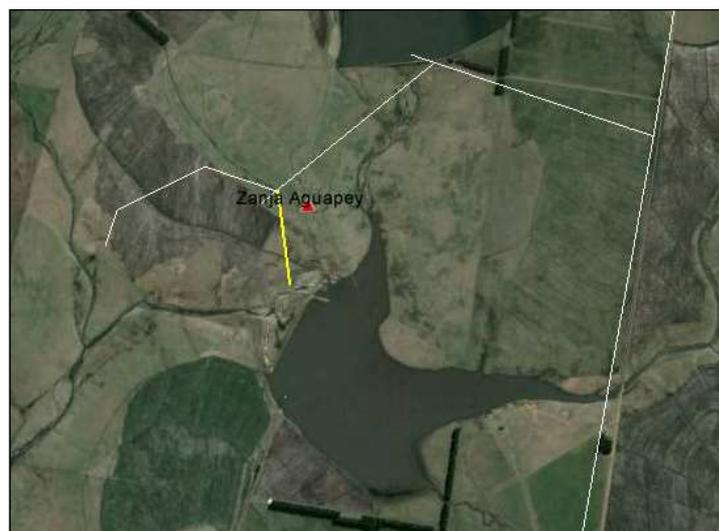


Figura 7-24: Tendido de la línea de energía eléctrica - Zanja Aguapey

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Zanja Aguapey		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	11	34
Distancia a la red (km)	0,4	0,4
Costo de inversión (U\$S)	90.000	130.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	5.500	10.500
Costo de O&M (U\$S/año)	800	2.400
Ingresos netos (U\$S/año)	4.700	8.100
TIR para 20 años (%)	0,4%	2,3%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Zanja Aguapey		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	164 USD/MWh	134 USD/MWh
TIR = 10%	187 USD/MWh	151 USD/MWh
TIR = 12%	211 USD/MWh	169 USD/MWh
TIR = 14%	237 USD/MWh	188 USD/MWh
TIR = 16%	263 USD/MWh	207 USD/MWh

En el presente caso, en que la potencia a instalar es menor a 100 kW, puede considerarse que el contrato de venta de energía a UTE se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración (según decretos 173/010, 158/12 y 234/12), que además de tener un precio diferencial de la energía, considera un contrato a 10 años.

Retorno de la inversión - 200 U\$S/MWh durante 10 años - Zanja Aguapey		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	11	34
Distancia a la red (km)	0,4	0,4
Costo de inversión (U\$S)	90.000	130.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	12.000	23.200
Costo de O&M (U\$S/año)	800	2.400
Ingresos netos (U\$S/año)	11.200	20.800
TIR para 10 años (%)	4,5%	9,9%

7.13 CAÑADA ZANJA DEL DURAZNAL

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.

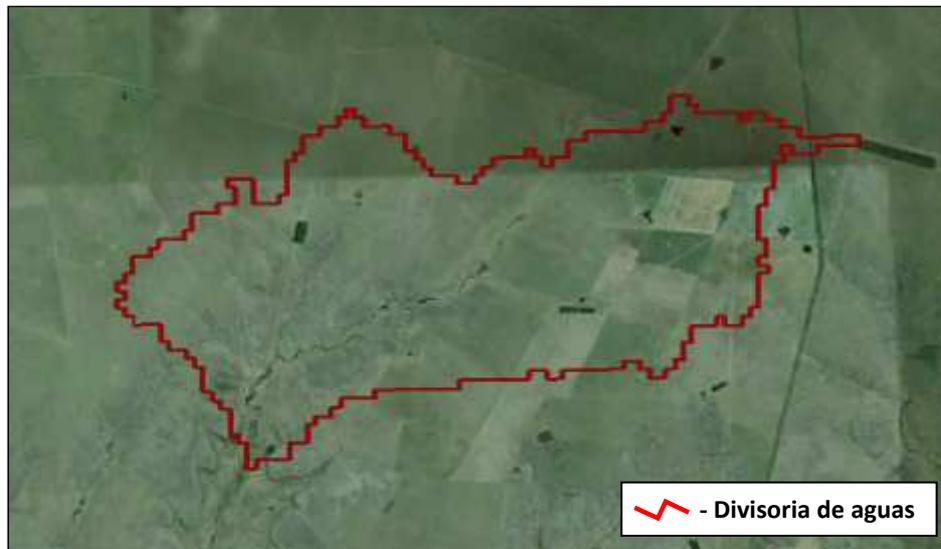


Figura 7-25: Cuenca de aporte - Cda. Zanja del Duraznal
(En la imagen satelital no figura el embalse existente)

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. Zanja del Duraznal	
Área de la cuenca (há)	1.560
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	47,2
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	8,83
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	4,97
Relación cuenca/embalse	1,78
Factor de Capacidad (riego)	0,76
Factor de Capacidad (llenado)	0,18

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2),

se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. Zanja del Duraznal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
$H_{m\acute{a}x}$ (m)	17,30	17,30
Caudal de funcionamiento (Hm^3 /mes)	1,24	3,73
Potencia (kW)	69	207
Factor de Capacidad (riego)	0,76	0,76
Energía Máx. (riego) (MWh)	199	199
Energía (riego) (MWh)	151	151
Factor de Capacidad (llenado)	0,18	0,18
Energía Máx. (llenado) (MWh)	398	1.195
Energía (llenado) (MWh)	72	215
Energía Media Anual (MWh)	223	366

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-26 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-26: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. Zanja del Duraznal

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. Zanja del Duraznal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	69	207
Distancia a la red (km)	4,7	4,7
Costo de inversión (U\$S)	400.000	650.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	20.000	33.000
Costo de O&M (U\$S/año)	5.000	14.500
Ingresos netos (U\$S/año)	15.000	18.500
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. Zanja del Duraznal		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	206 USD/MWh	219 USD/MWh
TIR = 10%	235 USD/MWh	246 USD/MWh
TIR = 12%	265 USD/MWh	275 USD/MWh
TIR = 14%	295 USD/MWh	307 USD/MWh
TIR = 16%	327 USD/MWh	337 USD/MWh

7.14 ARROYO MOLLES

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-27: Cuenca de aporte - Ao. Molles

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. Molles	
Área de la cuenca (há)	3.728
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	46,0
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	20,56
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	15,17
Relación cuenca/embalse	1,36
Factor de Capacidad (riego)	0,68
Factor de Capacidad (llenado)	0,13

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. Molles		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	10,0	10,0
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	3,79	11,37
Potencia (kW)	122	366
Factor de Capacidad (riego)	0,68	0,68
Energía Máx. (riego) (MWh)	351	351
Energía (riego) (MWh)	240	240
Factor de Capacidad (llenado)	0,13	0,13
Energía Máx. (llenado) (MWh)	703	2.108
Energía (llenado) (MWh)	92	276
Energía Media Anual (MWh)	332	516

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-28 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).

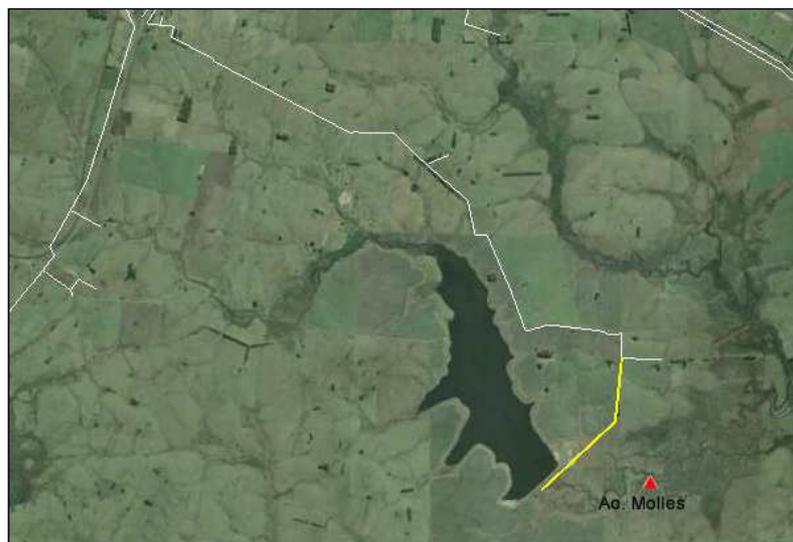


Figura 7-28: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. Molles

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. Molles		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	122	366
Distancia a la red (km)	2,2	2,2
Costo de inversión (U\$S)	370.000	800.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	30.000	46.400
Costo de O&M (U\$S/año)	8.500	25.600
Ingresos netos (U\$S/año)	21.500	20.800
TIR para 20 años (%)	1,3%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. Molles		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	140 USD/MWh	208 USD/MWh
TIR = 10%	157 USD/MWh	232 USD/MWh
TIR = 12%	176 USD/MWh	257 USD/MWh
TIR = 14%	195 USD/MWh	284 USD/MWh
TIR = 16%	215 USD/MWh	311 USD/MWh

7.15 CAÑADA BOTACUÁ

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-29: Cuenca de aporte - Cda. Botacué

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. Botacué	
Área de la cuenca (há)	3.850
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	35,9
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	16,57
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	9,51
Relación cuenca/embalse	1,74
Factor de Capacidad (riego)	0,75
Factor de Capacidad (llenado)	0,18

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. Botacué		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	11,0	11,0
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	2,38	7,14
Potencia (kW)	84	253
Factor de Capacidad (riego)	0,75	0,75
Energía Máx. (riego) (MWh)	242	242
Energía (riego) (MWh)	183	183
Factor de Capacidad (llenado)	0,18	0,18
Energía Máx. (llenado) (MWh)	485	1.455
Energía (llenado) (MWh)	86	257
Energía Media Anual (MWh)	268	439

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-30 se presenta la línea de 15 kV existente en las inmediaciones del cierre (en color blanco). Se observa que, si bien en este caso no se propuso un trazado tentativo, la distancia hasta la línea existente sería muy pequeña.

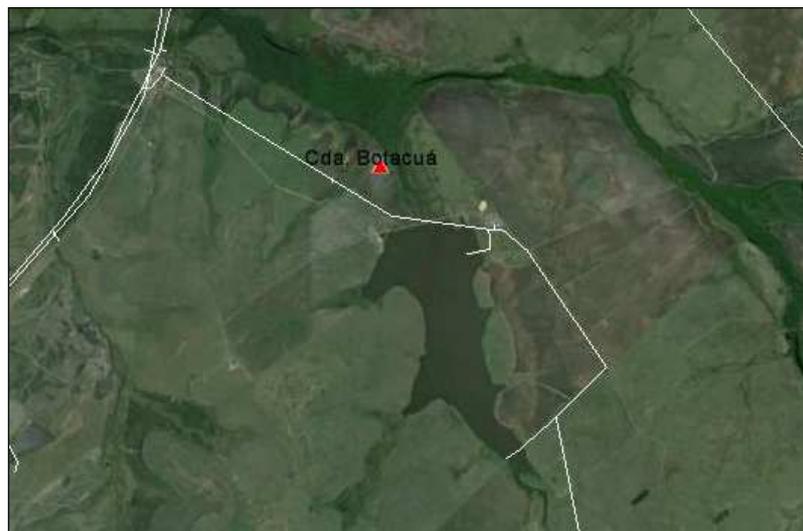


Figura 7-30: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. Botacué

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. Botacú		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	84	253
Distancia a la red (km)	0,1	0,1
Costo de inversión (U\$S)	200.000	500.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	24.000	39.500
Costo de O&M (U\$S/año)	6.000	17.700
Ingresos netos (U\$S/año)	18.000	21.800
TIR para 20 años (%)	6,4%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. Botacú		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	99 USD/MWh	156 USD/MWh
TIR = 10%	111 USD/MWh	173 USD/MWh
TIR = 12%	123 USD/MWh	192 USD/MWh
TIR = 14%	136 USD/MWh	211 USD/MWh
TIR = 16%	150 USD/MWh	232 USD/MWh

7.16 CAÑADA DE LAS PAJAS

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-31: Cuenca de aporte - Cda. de las Pajas

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. de las Pajas	
Área de la cuenca (há)	4.300
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	44,6
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	23,02
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	17,00
Relación cuenca/embalse	1,35
Factor de Capacidad _(riego)	0,68
Factor de Capacidad _(llenado)	0,13

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. de las Pajas		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H _{máx} (m)	7,50	7,50
Caudal de funcionamiento (Hm ³ /mes)	4,25	12,75
Potencia (kW)	103	308
Factor de Capacidad _(riego)	0,68	0,68
Energía Máx. _(riego) (MWh)	295	295
Energía _(riego) (MWh)	202	202
Factor de Capacidad _(llenado)	0,13	0,13
Energía Máx. _(llenado) (MWh)	591	1.772
Energía _(llenado) (MWh)	77	231
Energía Media Anual (MWh)	279	433

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-32 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-32: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. de las Pajas

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. de las Pajas		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	103	308
Distancia a la red (km)	2,3	2,3
Costo de inversión (U\$S)	340.000	700.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	25.000	39.000
Costo de O&M (U\$S/año)	7.000	21.500
Ingresos netos (U\$S/año)	18.000	17.500
TIR para 20 años (%)	0,4%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. de las Pajas		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	151 USD/MWh	215 USD/MWh
TIR = 10%	170 USD/MWh	240 USD/MWh
TIR = 12%	190 USD/MWh	267 USD/MWh
TIR = 14%	212 USD/MWh	294 USD/MWh
TIR = 16%	234 USD/MWh	324 USD/MWh

7.17 ARROYO CHINGOLO

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-33: Cuenca de aporte - Ao. Chingolo

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. Chingolo	
Área de la cuenca (há)	3.755
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	33,5
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	15,09
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	7,90
Relación cuenca/embalse	1,91
Factor de Capacidad (riego)	0,78
Factor de Capacidad (llenado)	0,19

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. Chingolo		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	10,40	10,40
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	1,98	5,93
Potencia (kW)	66	198
Factor de Capacidad (riego)	0,78	0,78
Energía Máx. (riego) (MWh)	190	190
Energía (riego) (MWh)	148	148
Factor de Capacidad (llenado)	0,19	0,19
Energía Máx. (llenado) (MWh)	381	1.142
Energía (llenado) (MWh)	74	221
Energía Media Anual (MWh)	222	369

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-34 se presenta la línea de 15 kV existente en las inmediaciones del cierre (en color blanco). Se observa que, si bien en este caso no se propuso un trazado tentativo, la distancia hasta la línea existente sería muy pequeña.

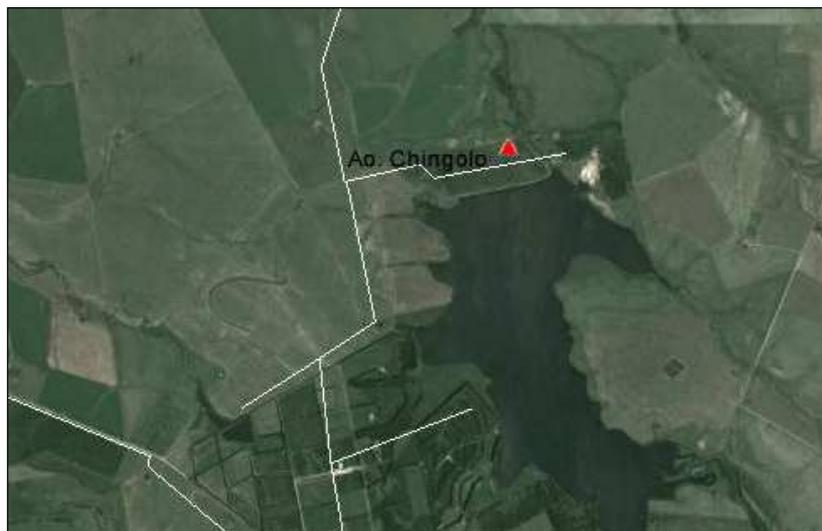


Figura 7-34: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. Chingolo

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. Chingolo		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	66	198
Distancia a la red (km)	0,1	0,1
Costo de inversión (U\$S)	170.500	400.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	20.000	33.000
Costo de O&M (U\$S/año)	4.600	14.000
Ingresos netos (U\$S/año)	15.400	19.000
TIR para 20 años (%)	6,4%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. Chingolo		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	99 USD/MWh	149 USD/MWh
TIR = 10%	111 USD/MWh	165 USD/MWh
TIR = 12%	124 USD/MWh	183 USD/MWh
TIR = 14%	138 USD/MWh	202 USD/MWh
TIR = 16%	151 USD/MWh	222 USD/MWh

7.18 CAÑADA DE LOS BURROS

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.

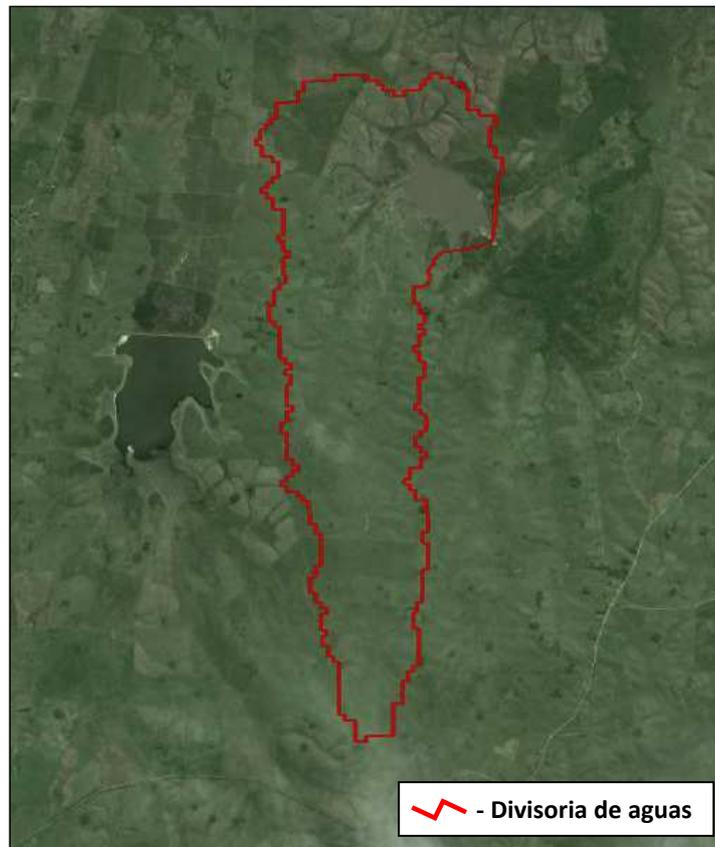


Figura 7-35: Cuenca de aporte - Cda. de los Burros

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Cda. de los Burros	
Área de la cuenca (há)	2.253
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	45,5
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	12,31
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	10,94
Relación cuenca/embalse	1,13
Factor de Capacidad _(riego)	0,63
Factor de Capacidad _(llenado)	0,10

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Cda. de los Burros		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H _{máx} (m)	11,50	11,50
Caudal de funcionamiento (Hm ³ /mes)	2,73	8,20
Potencia (kW)	101	303
Factor de Capacidad _(riego)	0,63	0,63
Energía Máx. _(riego) (MWh)	291	291
Energía _(riego) (MWh)	182	182
Factor de Capacidad _(llenado)	0,10	0,10
Energía Máx. _(llenado) (MWh)	583	1.748
Energía _(llenado) (MWh)	58	175
Energía Media Anual (MWh)	241	357

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-32 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-36: Tendido de la línea de energía eléctrica - Cda. de los Burros

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Cda. de los Burros		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	101	303
Distancia a la red (km)	4,6	4,6
Costo de inversión (U\$S)	450.000	800.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	21.600	32.000
Costo de O&M (U\$S/año)	7.100	21.000
Ingresos netos (U\$S/año)	14.500	11.000
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Cda. de los Burros		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	222 USD/MWh	290 USD/MWh
TIR = 10%	251 USD/MWh	327 USD/MWh
TIR = 12%	283 USD/MWh	363 USD/MWh
TIR = 14%	315 USD/MWh	401 USD/MWh
TIR = 16%	348 USD/MWh	441 USD/MWh

7.19 ARROYO DE LA CANELERA

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.

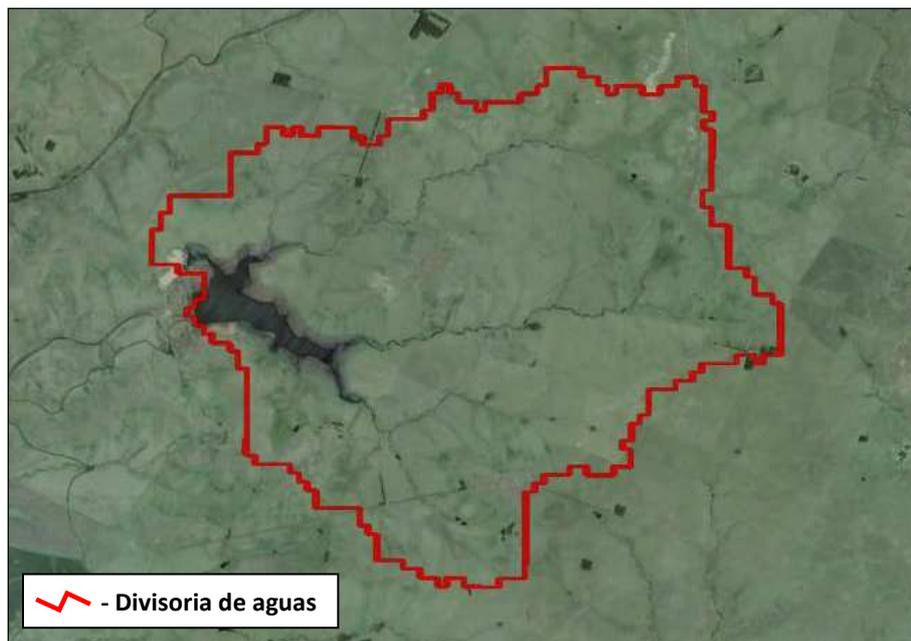


Figura 7-37: Cuenca de aporte - Ao. de la Canelera

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. de la Canelera	
Área de la cuenca (há)	2.020
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	30,1
Volumen medio de aporte anual (Hm³)	7,29
Volumen máximo de almacenamiento (Hm³)	4,46
Relación cuenca/embalse	1,64
Factor de Capacidad (riego)	0,74
Factor de Capacidad (llenado)	0,16

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H_{máx} (m)	18,8	18,8
Caudal de funcionamiento (Hm³/mes)	1,11	3,34
Potencia (kW)	67	202
Factor de Capacidad (riego)	0,74	0,74
Energía Máx. (riego) (MWh)	194	194
Energía (riego) (MWh)	143	143
Factor de Capacidad (llenado)	0,16	0,16
Energía Máx. (llenado) (MWh)	388	1.165
Energía (llenado) (MWh)	64	192
Energía Media Anual (MWh)	207	335

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-38 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).

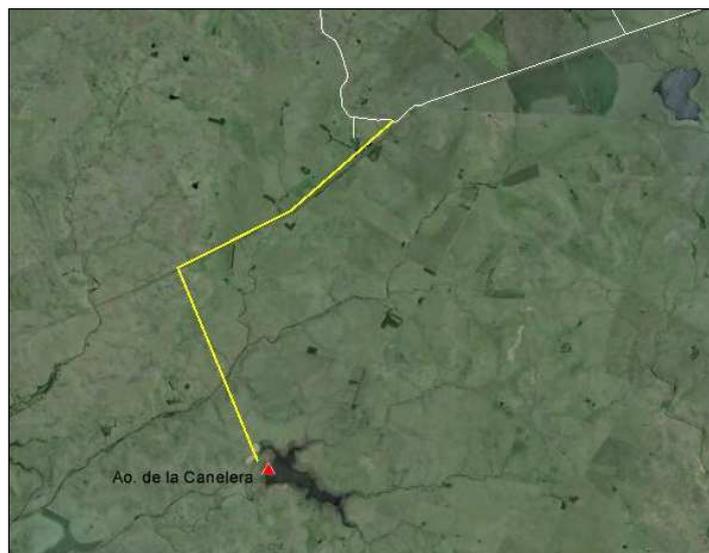


Figura 7-38: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. de la Canelera

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$S/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$S/MWh durante 20 años - Ao. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	67	202
Distancia a la red (km)	8,8	8,8
Costo de inversión (U\$S)	600.000	840.000
Ingresos por venta de energía (U\$S/año)	18.600	30.000
Costo de O&M (U\$S/año)	4.700	14.000
Ingresos netos (U\$S/año)	13.900	16.000
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. de la Canelera		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	318 USD/MWh	297 USD/MWh
TIR = 10%	363 USD/MWh	336 USD/MWh
TIR = 12%	411 USD/MWh	377 USD/MWh
TIR = 14%	462 USD/MWh	422 USD/MWh
TIR = 16%	512 USD/MWh	465 USD/MWh

7.20 ARROYO SAN GREGORIO

Disponibilidad energética media

Para el cálculo de la disponibilidad energética media -a partir de la cuenca de aporte, la altura máxima y el volumen de almacenamiento del embalse- se siguieron los pasos especificados en el apartado “Embalses de uso prioritario para riego” de la “Guía para estimar la disponibilidad energética de pequeñas centrales hidroeléctricas”, elaborada en el marco del presente proyecto.

En primer lugar se determinó el volumen medio mensual de aporte al embalse a partir del área de la cuenca y del escurrimiento medio mensual en la misma.



Figura 7-39: Cuenca de aporte - Ao. San Gregorio

Luego se determinó la relación entre el volumen medio anual de aporte al embalse y el volumen máximo de almacenamiento del mismo (relación cuenca/embalse), a partir de la cual se estimó el factor de capacidad del embalse en la temporada de riego y en la temporada de llenado (según la Figura 5-1).

Aporte medio anual y Factor de capacidad - Ao. San Gregorio	
Área de la cuenca (há)	3.630
Esc. medio ponderado en la cuenca (mm/mes)	35,5
Volumen medio de aporte anual (Hm ³)	15,47
Volumen máximo de almacenamiento (Hm ³)	10,94
Relación cuenca/embalse	1,41
Factor de Capacidad _(riego)	0,70
Factor de Capacidad _(llenado)	0,14

A partir del peso específico del agua, la altura máxima del embalse y el caudal de funcionamiento (sobre el cual se hacen dos hipótesis de operación, ver punto 5.1.1-2), se calculó la potencia nominal de la turbina, asumiendo un rendimiento de la instalación de 0,85. Luego, empleando los factores de capacidad calculados anteriormente, se determinó la energía media generada en el embalse para cada temporada (riego y llenado). Finalmente para calcular la energía media anual se sumaron las energías a generar en cada temporada.

Disponibilidad energética media - Ao. San Gregorio		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
H _{máx} (m)	9,10	9,10
Caudal de funcionamiento (Hm ³ /mes)	2,74	8,20
Potencia (kW)	80	240
Factor de Capacidad _(riego)	0,70	0,70
Energía Máx. _(riego) (MWh)	231	231
Energía _(riego) (MWh)	160	160
Factor de Capacidad _(llenado)	0,14	0,14
Energía Máx. _(llenado) (MWh)	461	1.384
Energía _(llenado) (MWh)	64	191
Energía Media Anual (MWh)	224	352

Análisis del retorno de la inversión

A partir de la potencia instalada y la distancia a la red se estimó el costo de inversión según (ver punto 0):

$$\text{Costo de inversión (U\$S)} = 1.750 \text{ U\$S/kW} * \text{Potencia} + 49.300 \text{ U\$S/km} * \text{Distancia} + \text{U\$S } 50.000$$

En la Figura 7-40 se presenta el trazado tentativo propuesto para el tendido de la línea eléctrica aérea (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 7-40: Tendido de la línea de energía eléctrica - Ao. San Gregorio

Luego se determinó el ingreso neto anual, calculado como la diferencia entre los ingresos -remuneración por la energía generada- y el costo de O&M de la PCH.

A partir del costo de inversión y los ingresos netos se calculó la TIR a 20 años para un precio de la energía de 90 U\$\$/MWh.

Retorno de la inversión - 90 U\$\$/MWh durante 20 años - Ao. San Gregorio		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
Potencia (kW)	80	240
Distancia a la red (km)	8,0	8,0
Costo de inversión (U\$)	580.000	865.000
Ingresos por venta de energía (U\$\$/año)	20.100	31.600
Costo de O&M (U\$\$/año)	5.600	16.800
Ingresos netos (U\$\$/año)	14.500	14.800
TIR para 20 años (%)	< 0,0%	< 0,0%

Además, se calculó el precio que debería pagarse la energía generada para que, con idénticas condiciones de generación y costos, se obtenga un rango objetivo de TIR a 20 años.

Precio de la energía según TIR a 20 años - Ao. San Gregorio		
Escenario de operación del embalse	Continuo	Intermitente
TIR = 8%	291 USD/MWh	298 USD/MWh
TIR = 10%	331 USD/MWh	339 USD/MWh
TIR = 12%	374 USD/MWh	379 USD/MWh
TIR = 14%	419 USD/MWh	420 USD/MWh
TIR = 16%	463 USD/MWh	464 USD/MWh