



ESTUDIO EVALUACIÓN TÉCNICA PRELIMINAR DE PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE MENOS DE 20 MW DE POTENCIA ASOCIADAS A OBRAS DE RIEGO

INFORME FINAL

RESUMEN EJECUTIVO

SANTIAGO, ABRIL 2011

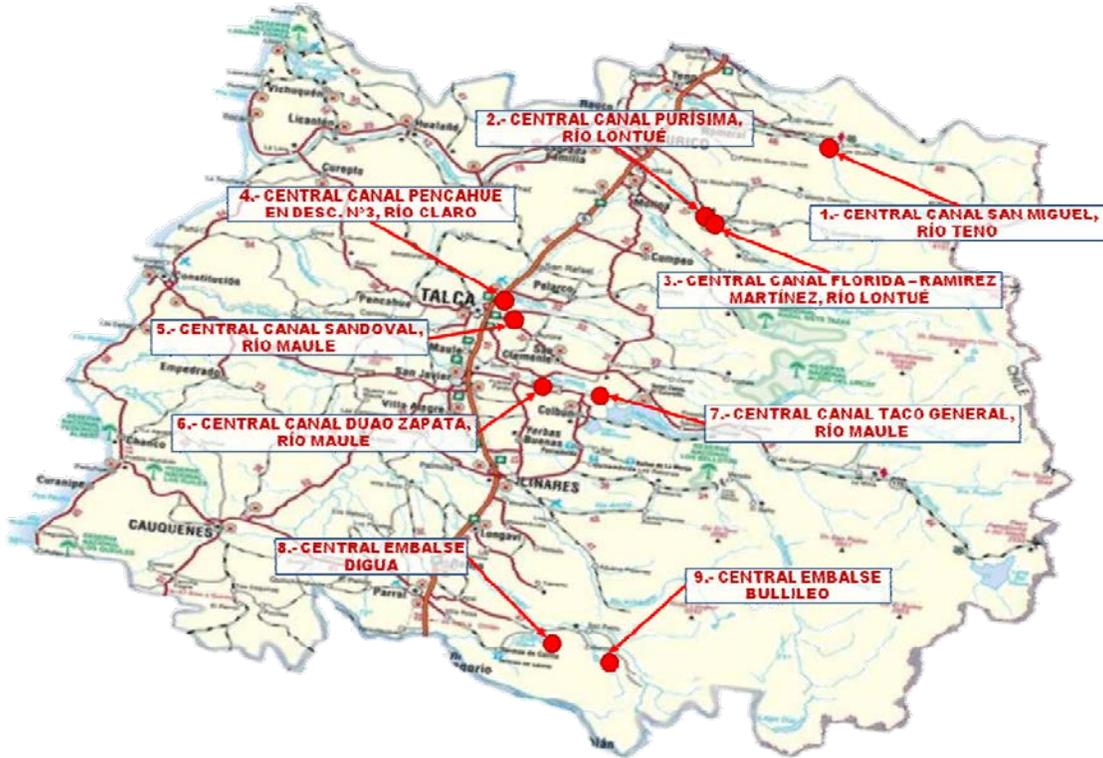
PROCIVIL INGENIERIA LTDA.

**Dir: Av. 11 DE SEPTIEMBRE 1.480 OF. 82 PROVIDENCIA – SANTIAGO
Fonos: 02-2358656 02-2360325 e-mail: procivil@entelchile.net www.procivil.cl**

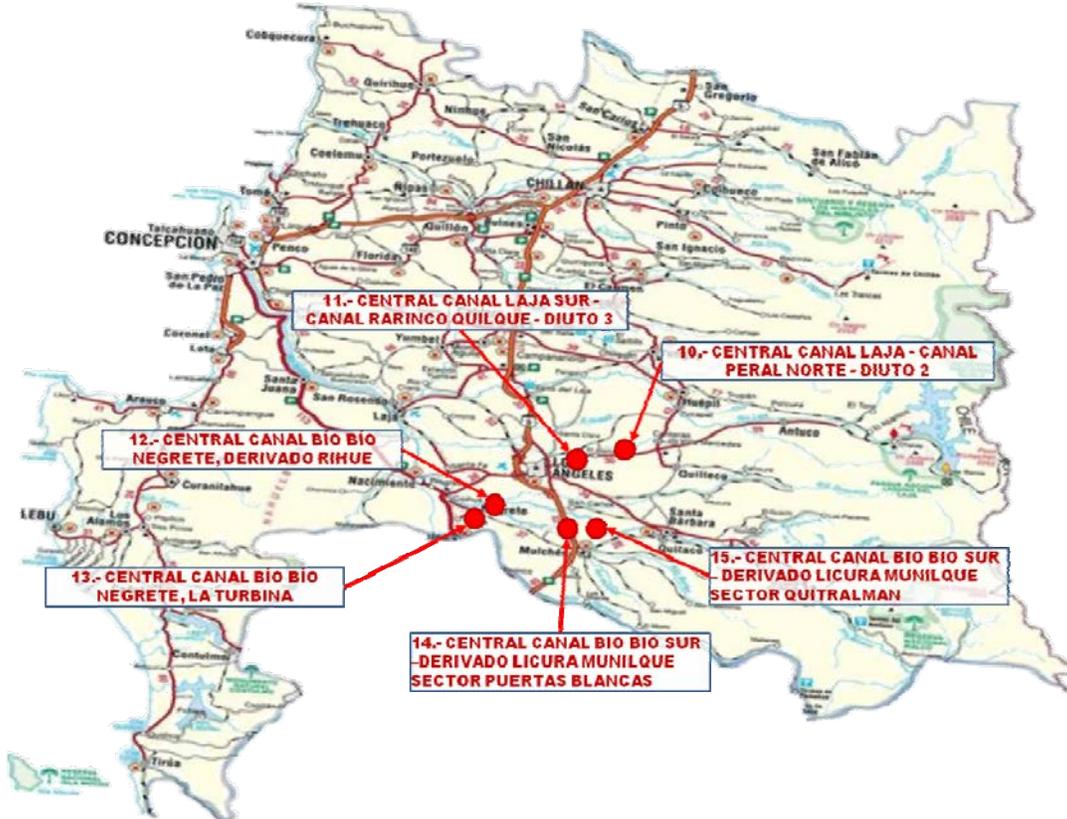
ÍNDICE

1.-	Introducción.	1.-
1.1.-	Generalidades	1.-
1.2.-	Objetivos y alcances del presente estudio.	1.-
1.3.-	Antecedentes generales.	2.-
1.3.1.-	Hidrología	2.-
1.3.2.-	Equipos de hidrogenación.	2.-
2.-	Metodología de trabajo	4.-
2.1.-	Selección de casos.	4.-
2.2.-	Metodología para el desarrollo de perfiles.	5.-
2.2.1.-	Minicentrales	5.-
2.2.2.-	Caso de fuerza motriz	7.-
2.3.-	Resumen de minicentrales y características técnicas.	7.-
2.4.-	Cuadros resúmenes de antecedentes de las centrales	10.-
3.-	Evaluación económica.	13.-
3.1.-	Beneficios de los proyectos	13.-
3.2.-	Inversiones y costos.	14.-
3.3.-	Flujos.	14.-
3.4.-	Sensibilizaciones	14.-
3.5.-	Resumen del análisis económico.	16.-
4.-	Análisis con parámetros financieros	20.-
4.1.-	Parámetros del análisis	20.-
4.2.-	Resúmenes de análisis resultantes con parámetros financieros.	21.-
5.-	Conclusiones y recomendaciones	23.-

UBICACIÓN GENERAL DE 9 CASOS ANALIZADOS EN REGIÓN DEL MAULE



UBICACIÓN GENERAL DE 6 CASOS ANALIZADOS EN REGIÓN DEL BÍO-BÍO



1.- Introducción.

1.1.- Generalidades.

El Ministerio de Energía y el Ministerio de Agricultura a través de la Comisión Nacional de Riego, realizaron mediante convenio de colaboración conjunta, el presente estudio de prefactibilidad con prediseño conceptual.

El Gobierno tiene particular interés en el desarrollo de soluciones de generación hidroeléctrica mediante minicentrales asociadas a la actividad del riego, con menos de 20 MW de potencia, las que pertenecen al tipo de las ERNC, cuya concreción significa un gran beneficio económico y social para todo el país. Con esta orientación, las dos instituciones señaladas han elaborado varios estudios aplicados a nivel regional y nacional, tendientes a evaluar los potenciales hidroeléctricos asociados a las obras de riego. En la misma línea de trabajo, se concretó este nuevo avance consistente en la elaboración de quince perfiles de proyecto a nivel de prefactibilidad. Previamente se planteó esta primera oportunidad a varias organizaciones de regantes ubicadas en las Regiones del Maule y del Bío-Bío, en atención a sus mayores potenciales determinados en estudios anteriores ordenados por las mismas instituciones señaladas.

En el marco de un convenio de cooperación entre el Gobierno de Chile y la Unión Europea (1), se incorporó asesoría especializada en hidrogenación a este estudio, mediante la colaboración de dos profesionales experimentados, relacionados con la empresa francesa de ingeniería AETS. Con ellos se efectuaron visitas a terreno, en que aportaron sus recomendaciones a las soluciones técnicas e informaciones sobre equipos adecuados para los casos analizados.

1.2.- Objetivos y alcances del presente estudio.

En los estudios institucionales elaborados con anterioridad, se contienen conclusiones y recomendaciones que indican la existencia de algunas trabas ó dificultades, que retrasan una pronta concreción de las soluciones hidroeléctricas en obras de riego. Entre estas destaca la falta de información por parte de las organizaciones que manejan y administran dichas obras, especialmente en lo referente a la cuantificación de sus potenciales; el tamaño del negocio asociado; las características y la factibilidad técnico-económica de una eventual minicentral emplazada en su sistema de infraestructura y operación.

Además de la señalada falta de información específica, existe la dificultad propia del manejo profesional especializado que requiere el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico, en el cual destacan varios intereses que deben integrarse y son materia de negociación entre las partes involucradas. Estas gestiones deben abordarse con el apoyo y compromiso de profesionales experimentados, que puedan entender y proteger los intereses de sus representados, a la vez de interactuar armónicamente con las demás partes para lograr avances reales en el proyecto. El avance en un determinado proyecto

(1): Convenio Gobierno de Chile y unión Europea en el marco del Programa de Innovación y Competitividad. Fase 1.

de generación, exige conocer, al menos sus particularidades físicas, económicas y legales, cuantificando previamente el monto del negocio asociado, lo cual facilita a las partes, el entendimiento requerido para lograr los convenios que deberán establecerse, antes de abordar la etapa de proyecto detallado y su financiamiento.

En el contexto de lo señalado, el objetivo del presente estudio de prefactibilidad, es la elaboración de prediseños conceptuales de minicentrales, valorizadas y evaluadas económicamente, para uso y utilidad de cada organización de regantes beneficiada con este esfuerzo institucional, de forma que les signifique un acercamiento a la concreción de este tipo de soluciones energéticas. Se espera de los Directores y representantes de organizaciones beneficiadas, que el estudio lo sometan a su revisión y análisis interno, lo cual siempre significará un avance real al conocerse nuevos antecedentes. Asimismo servirá para incentivar a las organizaciones para seguir avanzando en la concreción de sus proyectos, junto con establecer los beneficios esperables y transparentarlo entre los propietarios de derechos consuntivos de agua, quienes podrían ponerlos a disposición de la generación aunque sin afectar a la actividad del riego.

Cada estudio incluyó una revisión del terreno, además de: cálculos de disponibilidad hídrica; topografía local; planteamiento de alternativas; prediseño conceptual preliminar de cada solución técnica optimizada y su evaluación económica. Cada iniciativa fue objeto de reuniones de análisis preliminares con representantes de cada organización, para conocer las particularidades de cada caso, además de recabar información básica de los derechos de agua que maneja cada una, los cuales tienen carácter consuntivo, continuo y permanente.

Como objetivo adicional, se recabó información sobre las prácticas financieras empleadas en la Unión Europea para el fomento de este tipo de soluciones energéticas, en atención al gran desarrollo que han alcanzado en materia de minicentrales.

1.3.- Antecedentes generales.

1.3.1.- Hidrología.

Los antecedentes del estudio se han recogido en las instituciones relacionadas con los proyectos hídricos en las Regiones del Maule y Bío-Bío. Entre estas se destaca a la DGA que dispone de estadísticas fluviométricas en los diversos ríos de las regiones indicadas, además de estudios públicos que entregan pluviometría e isoyetas. Además existen estudios catastrales por cuencas desde donde se obtiene información accionaria en cada sección de río. También se emplean estudios públicos de la DOH y la CNR, que contienen demandas hídricas de riego, para su uso en la distribución temporal a lo largo del año.

1.3.2.- Equipos de hidrogenación.

Los costos de inversión en equipos hidráulicos para generación, se consideraron preliminarmente, para fines de sensibilizar la rentabilidad referente a esta componente del costo total, los siguientes dos niveles de precios informativos disponibles:

- a.- Inversión y evaluación, mediante precios de equipos comparativamente mayores.
- b.- Inversión y evaluación mediante precios comparativamente menores.

Se concluyó que el ítem equipos hidráulicos de generación, es fuertemente incidente en la rentabilidad del proyecto, de forma que en determinados casos, el empleo de equipos de menor costo puede rentabilizar proyectos que no resultan rentables si se evalúan con equipos de mayor costo. De este modo el nivel de precios de equipos puede ser determinante en el resultado de la evaluación.

Para efectos de este estudio, se presentan en cuadros finales los resultados de la evaluación de los proyectos. Se destacan cuadros que incluyen todos los casos evaluados con equipos de mayor costo comparativo; además se incluyen otros cuadros en que se han introducido evaluaciones con equipos de menor costo comparativo, aunque sólo en aquellos casos que anteriormente resultaron con rentabilidad negativa.

Se mantuvieron los resultados de evaluaciones de aquellos casos con equipos de mayor precio relativo, cuando su rentabilidad es holgada y por tanto los parámetros de su evaluación económica son más seguros.

Es destacable y de público conocimiento que algunos países latinoamericanos, entre ellos Chile, se han introducido algunas soluciones de equipos con menor costo.

En las futuras etapas de desarrollo de estos proyectos, corresponderá analizar con mayor precisión la selección de equipos, en que deberán incluirse otros elementos fundamentales, como son los aspectos de rendimiento mecánico necesario para la operación de las máquinas, las características del mantenimiento y el servicio.

2.- Metodología de trabajo.

2.1.- Selección de casos.

El Ministerio de Energía y la CNR, centraron los esfuerzos de este estudio en el análisis de quince casos ubicados en las dos regiones identificadas. Previamente fueron contactadas varias organizaciones que manifestaron interés en este beneficio, extraídas de los mismos estudios realizados por estas instituciones. Se realizaron varios viajes a terreno, entre el 26/01/2010 y el 22/04/2010, para sostener reuniones con las organizaciones y visitar los sitios de interés para evaluar directamente las características de cada idea.

Se visitaron 18 casos en la Región del Maule y 8 casos en la Región del Bío-Bío, totalizando 26 posibles ideas, sobre los que se realizó la selección de 15 casos que fueron finalmente los escogidos para desarrollar los perfiles correspondientes.

El conjunto de 26 ideas analizadas preliminarmente se indican en los siguientes Cuadros N°2.1-A y N°2.1-B. Los 15 casos seleccionados se destacan en negrita y con el signo (+).

**CUADRO N°2.1-A
16 CASOS DE MINICENTRALES EN REGIÓN DEL MAULE**

N°	UBICACIÓN DE CENTRAL Y NOMBRE DE LA OBRA DE RIEGO	COORDENADAS (1)	
		NORTE (m)	ESTE (m)
1	Canal Melozal – Sifón Loncomilla	6.037.600	247.450
2	Descarga embalse Digua (+)	5.984.945	270.882
3	Canal Taco General (+)	6.057.200	281.100
4	Canal Duao Zapata (+)	6.059.400	268.850
5	Canal Sandoval (+)	6.077.950	262.850
6	Descarga Canal Calabozo a Socavón	6.127.490	323.000
7	Canal El Peñón	6.127.490	323.000
8	Canal San Miguel 1 (+)	6.126.450	334.600
9	Canal San Miguel 2	6.127.250	331.080
10	Embalse Bullileo (+)	5.981.050	283.300
11	Salida Túnel Melado y descarga a Río Ancoa.	6.028.900	309.100
12	Canal Malcho	6.024.261	292.887
13	Central Roblería	6.030.402	293.878
14	Canal Chupallar	6.029.000	296.236
15	Central sifón en descarga a río Lircay	6.081.800	261.250
16	Canal Pencahue en descarga N°3 a río Claro (+)	6.081.293.	258.500
17	Canal Martínez-Florida. Río Lontué (+)	6.106.500	305.860
18	Canal Purísima. Río Lontué (+)	6.107.000	305.000

Nota:(1) Todas las coordenadas entregadas en formato UTM referidas al sistema SIRGAS Chile (WGS84); HUSO 19 del IGM.

CUADRO N°2.1-B
8 CASOS DE MINICENTRALES EN REGIÓN DEL BÍO-BÍO

N°	UBICACIÓN DE CENTRAL Y NOMBRE DE LA OBRA DE RIEGO	COORDENADAS (1)	
		N (m)	E (m)
19	Canal Bío-Bío Negrete Derivado Rihue (+)	5.836.650	722.850
20	Canal Bío-Bío Negrete-La Turbina (fza motriz) (+)	5.834.575	718.100
21	Canal Bío-Bío Sur Sector Quitralmán (+)	5.828.750	746.525
22	Canal Bío-Bío Sur, sub derivado Licura (+)	5.831.300	740.450
23	Canal Laja Sur, descarga a Estero Diuto 3 (+)	5.854.750	741.400
24	Canal Melo en Río Caliboro	5.869.670	755.350
25	Descarga Canal Peral Norte a Río Diuto 2 (+)	5.856.700	753.000
26	Sistema Laja Diguillín (Fiscal)	S/I	S/I

Nota:(1) Todas las coordenadas entregadas en formato UTM referidas al sistema SIRGAS Chile (WGS84); HUSO 18 del IGM.

La CNR conjuntamente con el Ministerio de Energía, confeccionaron cartas informativas que se entregaron en reuniones de terreno con los representantes de las organizaciones, para la firma aprobatoria de los regantes, las cuales fueron firmadas por sus representantes y luego entregadas a la CNR.

Entre los criterios de selección primó la conveniencia de abordar aquellos casos contenidos en estudios anteriores por la CNR y el M. de Energía, que no disponían de otros estudios equivalentes. También interesó disponer de una variedad de tipos de casos, tal que sirvieran de referencia más amplia, para mejorar la evaluación preliminar de un mayor número de otras ideas que actualmente existen en la zona de riego del resto del país.

2.2.- Metodología para el desarrollo de perfiles.

2.2.1.- Minicentrales.

En los 15 casos seleccionados, se revisó nuevamente el terreno con representantes de cada organización, para analizar el estado de sus obras del canal o embalse, según el caso, y plantear alternativas de ubicación de la central.

Se recabó información desde cada organización respecto a los derechos de agua de cada canal o embalse, para asegurar la existencia de los recursos hídricos.

Se ordenó el respectivo levantamiento topográfico del canal y las obras que podrían sufrir modificaciones.

Se realizaron los análisis hidrológicos, tendientes a conformar una estadística de caudales medios mensuales de 30 años, que es representativa de los recursos en el cauce natural ó fuente hídrica de la respectiva obra de riego en estudio, sobre la cual tienen establecidos sus derechos de agua. Con la estadística elaborada y la información accionaria de cada cauce natural, se determinaron los caudales que le corresponde emplear a cada organización y se analizaron las capacidades de los canales existentes

que conducen agua al punto escogido para la generación. Se obtuvo finalmente una estadística de caudales turbinables que corresponden a la disponibilidad en el punto en que se ubicará la cámara de carga; sin embargo esos caudales son los disponibles a partir de la estadística y según derecho, pero aún no corresponden a lo que se emplearán efectivamente en la generación, que debe ser objeto de una optimización preliminar mediante la simulación operacional con 30 años de estadística hidrológica.

Empleando la topografía elaborada, se obtiene con suficiente precisión los desniveles aprovechables en el salto hidráulico, que entrega una aproximación a la potencia máxima.

Se elaboraron prediseños conceptuales de las obras hidráulicas necesarias para adecuar la infraestructura existente de riego, incorporando los elementos para emplazar la central. Entre estas obras se destacan las siguientes:

- Bocatoma del canal, cuando es necesario, para asegurar los caudales de invierno que deban captarse para generación, durante el período de crecidas.
- Ampliación del canal de conducción hasta la cámara de carga, si es necesario al unificarse dos canales, para conducir los derechos que se emplearán en generación.
- Desarenador en los casos en que es necesario y no existe un embalse por aguas arriba.
- Obras en la cámara de carga: vertedero, rejas, compuertas y purga de fondo con descarga al río.
- Tubería en presión que llega a la turbina.
- Casa de máquina que incluye: turbina, generador y equipos eléctricos, tecla, obras de devolución al cauce.
- Definición de empalmes y subtransmisión eléctrica con su distancia, hasta la línea ó S/E existente. Informe de factibilidad de la empresa distribuidora eléctrica local.

Con la cubicación y valorización de las nuevas obras necesarias para operar la central, se obtiene una función preliminar de costos, empleada luego para la optimización del caudal, la tubería presurizada y la correspondiente potencia. El dimensionamiento de la central se orienta a obtener el mayor retorno económico del proyecto, por lo cual la optimización se realiza en función del VAN del proyecto global, con los flujos determinados anualmente mediante la simulación operacional del proyecto durante 30 años, empleando la estadística de caudales previamente elaborada.

Se determina la potencia óptima que se relaciona con el Factor de Planta, que es función de la energía efectivamente generada en su relación con la máxima posible de generar sin limitaciones en los recursos hídricos.

Una vez determinadas las dimensiones principales de cada proyecto, se confeccionan los planos del prediseño conceptual.

Para cada caso se realizó la correspondiente evaluación económica, privada y social, con algunas sensibilizaciones. Además se realizaron los análisis para verificar la capacidad de pago de los proyectos a través de parámetros financieros, sensibilizando las variaciones en la tasa de interés, que es gravitante en los resultados.

En todos los casos de generación, los equipos de turbinas que inicialmente se especificaron para determinar el presupuesto y evaluación, fueron principalmente del tipo

Flujo Cruzado; Kaplan y Francis. En la evaluación se utilizaron dos niveles de precios informativos disponibles: (a).- Inversión y evaluación, mediante precios de equipos comparativamente mayores y (b).- Inversión y evaluación mediante precios comparativamente menores. La evaluación se realizó primeramente con equipos de mayor precio y en aquellos casos en que su rentabilidad era negativa se consideraron equipos con precios relativamente menores.

2.2.2.- Caso de fuerza motriz.

Es destacable que uno de los casos, el Canal Bío-Bío Negrete- La Turbina, presenta en uno de sus dos casos analizados, una instalación para fuerza motriz que emplea el escurrimiento y un salto de agua en el canal. La turbina impulsa dos bombas existentes para elevación de agua para regar. Este caso especial es de interés por el gran número de situaciones similares que existe en la zona central del país, que podrían emplear la fuerza motriz en los canales, para ahorrar energía eléctrica en sus riegos.

En este caso particular, el sistema es existente y de tamaño menor. Está fuera de uso desde hace unos 3 años, al haberse dañado el equipo de la turbina, que funcionaba como intercambiador de cantidad de movimiento con el escurrimiento en el canal subderivado La Turbina. El proyecto consiste en la reparación del equipo dañado y su completa rehabilitación, ya que las obras civiles anexas están en buen estado.

2.3.- Resumen de minicentrales y características técnicas.

Los antecedentes que se presentan a continuación para cada uno de los casos, en cuanto a sus parámetros principales, corresponden a: caudal de diseño; altura de caída neta, esto es la altura de caída bruta o geométrica menos pérdidas de carga; y potencia optimizada obtenida a través de la simulación operacional de la central. Los caudales de diseño corresponden al máximo que portean los sistemas hidráulicos proyectados, que deben satisfacer los requerimientos del riego, los cuales son diferentes a los caudales de las potencias optimizadas en cada caso.

a).- Canal San Miguel:

La Central Canal San Miguel se abastece del río Teno, con un caudal de diseño de $4,5\text{m}^3/\text{s}$. Consulta el refuerzo de su bocatoma, la ampliación desde $2\text{m}^3/\text{s}$ a $4,5\text{m}^3/\text{s}$ en un tramo de 5,3km. La conducción hacia la casa de máquinas se realizará con una tubería forzada de HDPE de 1.600mm de diámetro y un largo de 410m. La altura de caída neta hacia el río es de 43,75m, lo que corresponde a una potencia optimizada de 1,61MW.

b).- Canal Purísima Concepción:

La Central Canal Purísima Concepción nace en la ribera izquierda del río Lontué. Se proyecta una unificación junto con el canal Valdés Carrera con un caudal de diseño de $8,9\text{m}^3/\text{s}$, solamente atendiendo a necesidades del riego. Considera el refuerzo y la unificación de las dos bocatomas, entregando finalmente en su km 2,9 al canal Valdés Carrera, con una generación en la llegada a este último. Se consulta una conducción desde el C. Purísima hacia la casa de máquinas con dos tuberías de HDPE de 1.600mm de diámetro y un largo total de aproximadamente 200m. El caudal optimizado para la central es de $7,5\text{m}^3/\text{s}$ y la altura de caída neta de aproximadamente 12,6m entre ambos

canales, correspondiéndole una potencia optimizada de unos 0,78MW. Durante el invierno, podría consultarse una descarga al río, en vez de descargar al C. Valdés Carrera.

c).- Canal Florida – Martínez-Ramírez.

La Central Canal Florida –Martínez Ramírez nace en la ribera derecha del río Lontué, con caudal de diseño de 2,7m³/s unificado de los C. Ramírez-Martínez con el C. Florida. Consulta unificación hasta el km 2,7 del trazado del primero. La conducción hacia la casa de máquinas se realizará con una tubería forzada de HDPE de 1.200mm de diámetro y un largo de 20m. El caudal optimizado de la central es de 2,4m³/s, y su altura de caída neta hacia el canal Florida es 15,84m, con una potencia optimizada de 0,31MW.

d).- Canal Penciahue en Descarga N°3.

La Central Canal Penciahue en Descarga N°3, nace en el río Lircay, con un caudal de diseño correspondiente a 12m³/s. Considera el mejoramiento de la bocatoma existente. La conducción a la casa de máquinas se realizará desde el km 13,8 con dos tuberías de acero de 1.600mm de diámetro y un largo total 36m hacia el río Claro. La altura de caída neta es de 24,83m, correspondiente a una potencia optimizada de 2,44MW.

e).- Canal Sandoval.

La Central Canal Sandoval se abastece del río Maule y recibe aguas de un derivado del C Sn Clemente, con un caudal de diseño correspondiente a 2m³/s. Considera la ubicación de la central aguas abajo de la descarga de este canal en el ramal San Valentín aprovechando un salto de agua en las cercanías de Talca, y antes de su devolución. La conducción corresponde a 6m de HDPE de 1.000mm de diámetro. La altura de caída neta es de 7,16m, correspondiente a una potencia optimizada de 0,12MW.

f).- Canal Duao Zapata.

La Central Canal Duao Zapata se abastece del río Maule, en un derivado del C San Clemente, con un caudal de diseño de 10m³/s. Considera la construcción de un terraplén de 1.600m de largo junto al actual trazado existente, que puede funcionar como by pass. Al final de este canal se ubicaría la central, que devuelve el caudal al canal Duao Zapata existente, mediante dos tuberías de HDPE de 1.600mm de diámetro y un largo total de 29m. La altura de caída neta es de 9,46m, con potencia optimizada de 0,78MW.

g).- Canal Taco General.

La Central Canal Taco General se abastece del río Maule, con un caudal de diseño de 14m³/s. Antes del inicio del C. Mariposas, consulta desviar el caudal de la descarga al canal Queri hacia una cámara de carga y a través de un cajón de hormigón armado de sección cuadrada de 2,7m y de 11m de largo a la casa de máquinas, devolviendo al mismo canal Queri. La altura de caída neta es de 3,43m y la potencia 0,39MW.

h).- Embalse Digua.

El río Cato abastece el embalse. El caudal de diseño del sistema de descarga es de 30m³/s por necesidades del riego. Considera la instalación de dos tuberías de acero de 2.000mm de diámetro, con una longitud total sumada entre ambas de 551m, en el interior del túnel existente de la cámara de válvulas del embalse. Estas tuberías conectan con la tubería de acero de 4.000mm de diámetro de 102m de largo, que conecta la salida del túnel a la casa de máquinas. El caudal optimizado de la central es de 25m³/s, la altura de caída neta es de 80,15m, con potencia optimizada de 16,75MW.

i).- Embalse Bullileo.

La Central Embalse Bullileo se abastece del río Bullileo, con un caudal de diseño correspondiente a $17,8\text{m}^3/\text{s}$. Considera la unión de una tubería de acero de 3.000mm de diámetro a la salida del túnel de bypass del embalse, la que cruza elevado sobre el río Bullileo hacia la casa de máquinas, con un largo de 133m . La altura de caída neta es de $84,83\text{m}$, correspondiente a una potencia optimizada de $12,37\text{MW}$.

j).- Canal Laja Sur - Canal Peral Norte – Diuto 2.

La Central Canal Laja Sur - Canal Peral Norte – Diuto 2 se abastece del río Laja, con un caudal de diseño de $18\text{m}^3/\text{s}$ por necesidades del riego. Considera desviar el caudal de la descarga al estero Diuto hacia una cámara de carga y a través de un cajón de hormigón armado de sección cuadrada de $3,15\text{m}$ y de 3m de largo a la casa de máquinas, devolviendo al mismo estero Diuto. El caudal optimizado de la central es de $16,8\text{m}^3/\text{s}$, con altura de caída neta es de $2,19\text{m}$, con potencia optimizada de $0,30\text{MW}$.

k).- Canal Laja Sur - Canal Rarincó Quilque – Diuto 3

La Central Canal Laja Sur - Canal Rarincó Quilque – Diuto 3 se abastece del río Laja, con un caudal de diseño del canal existente, correspondiente a $5\text{m}^3/\text{s}$. Considera el refuerzo de su bocatoma actual. En su $\text{km } 1,8$, se ubica la cámara de carga, conectada con la turbina mediante tubería de HDPE de 1400mm de diámetro y una longitud de 57m . La altura de caída neta es de $5,48\text{m}$, correspondiente a una potencia optimizada de $0,22\text{MW}$.

l).- Canal Bío-Bío Negrete – Derivado Rihue.

La Central Canal Laja Bío-Bío Negrete – Derivado Rihue se abastece del río Bío-Bío, con un caudal de diseño correspondiente a $14\text{m}^3/\text{s}$ hasta su $\text{km } 11,7$, que corresponde al canal actual en este Derivado. La conducción a la casa de máquinas se realizará con dos tuberías de HDPE de 2.000mm de diámetro y un largo total de 40m hacia el río Bureo. La altura de caída neta es de $12,87\text{m}$, con una potencia optimizada de $1,48\text{MW}$.

m).- Canal Bío-Bío Sur Derivado Licura Munilque, Sector Puertas Blancas.

La Central C. Bío-Bío Sur en el $\text{km } 25,6$ del Derivado Licura Munilque Sector Puertas Blancas, se abastece del río Bío-Bío, con un caudal de diseño de $5,1\text{m}^3/\text{s}$ en este Derivado. La tubería forzada está constituida en HDPE, con un diámetro de 1600mm y una longitud total de 43m . El caudal es devuelto al Derivado Licura Munilque. La altura de caída neta es de $7,81\text{m}$, correspondiente a una potencia optimizada de $0,33\text{MW}$.

n).- Canal Bío-Bío Sur Derivado Licura Munilque Sector Quitralmán.

La Central Canal Bío-Bío Sur, en el $\text{km } 14,1$ del Derivado Licura Munilque Sector Quitralmán se abastece desde el río Bío-Bío, con un caudal de diseño del Derivado, correspondiente a $5,5\text{m}^3/\text{s}$. La tubería forzada está constituida en HDPE, con un diámetro de 1.800mm y una longitud total de 144m . El caudal es devuelto al Derivado Licura Munilque. La altura de caída neta es de $7,70\text{m}$, con potencia optimizada de $0,34\text{MW}$.

o).- Canal Bío-Bío Negrete – La Turbina.

Es el único caso de una aplicación menor con fuerza motriz. Se trata de un sistema existente para elevar unos 20 lts/s de agua desde un canal empleando la interacción con el escurrimiento del canal. El análisis se refiere a la reparación de la actual turbina que está dañada, para levantar el agua en unos 10m de altura.

2.4.- Cuadros resúmenes de antecedentes de las centrales.

A continuación, se presentan dos cuadros de resumen, con antecedentes de las centrales. Se hace la diferenciación entre el Cuadro N°2.3-A que corresponde a equipos de turbina y generador con precios comparativamente mayores, y el Cuadro N°2.3-B que contiene la especificación de equipos de turbina y generador con precios comparativamente menores.

En los dos cuadros señalados, los parámetros principales son: Altura de caída neta (H_n), caudal de diseño optimizado (Q_n) y la potencia nominal de la turbina ó turbinas (P_n), los que se presentan a la fecha en que se realizó la cotización correspondiente de equipos de generación.

Para la valorización de los equipos importados de generación, se emplearon las siguientes tasas de cambio, conforme a la fecha de referencia de los precios del estudio, al 29 de octubre de 2010; Euro: \$685,00; Dólar USD: \$491,76.

CUADRO Nº 2.4-A
RESUMEN DE ANTECEDENTES DE LAS CENTRALES
CON PRECIOS DE EQUIPOS DE GENERACIÓN COMPARATIVAMENTE MAYORES
(LOS CASOS CON ASTERISCO (*) ENTREGAN VAN NEGATIVO PARA LOS EQUIPOS CONSULTADOS)

N°	Ubicación Central	(1) Cantidad turbinas	(2) Tipo de turbina consultada	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
				Hn	Qn	Pn turbina	Pn gener	Volt gen.	Precio tot cotización	Precio tot cotización	Precio tot cotización	Costo equipo
				(m)	(m3/s)	(Mw)	(kVA)	(kV)	(€ - Euro)	(US\$)	(mill \$)	(US\$ / kW)
1	C. San Miguel – R. Teno	1	Francis	43,8	4,5	1,6	2,0	6	800.000	1.114.365	548	514
2	C. Purísima Concepción – R. Lontué (*)	1	Cross Flow	12,6	7,5	0,8	1,0	0,4	800.000	1.114.365	548	758
3	C. Florida – Ramírez-Martínez – R. Lontué (*)	1	Cross Flow	15,8	2,4	0,3	0,5	0,4	800.000	1.114.365	548	679
4	C. Penciahue – R. Lircay - en Descarga Nº3	1	Francis	24,8	12,0	2,4	2,7	6	800.000	1.114.365	548	679
5	C. Sandoval – R. Maule (*)	1	Francis	7,2	2,0	0,1	0,2	0,4	170.000	236.803	116	1.973
6	C. Duao Zapata – R. Maule (*)	1	Kaplan S	9,5	10,0	0,8	1,0	0,4	700.000	975.069	480	813
7	C. Taco General – R. Maule (*)	1	VLH Very Low Head	3,4	14,0	0,4	0,6	0,4	607.880	846.750	416	1.129
8	Embalse Digua	3	Francis	80,1	25,5	16,8	19	6	4.000.000	5.571.824	2.740	557
9	Embalse Bullileo	2	Francis	84,8	17,8	12,4	14	6	1.600.000	2.228.729	1.096	407
10	C. Peral Norte – Diuto 2 - Laja Sur (*)	1	VLH Very Low Head	2,2	16,8	0,3	0,5	0,4	210.732	293.540	144	1.129
11	C. Rarínco Quilque – Diuto 3 - Laja Sur (*)	1	Cross Flow	5,5	5,0	0,2	0,4	0,4	700.000	975.069	480	1.413
12	C. Bio-Bio Negrete - Der. Rihue (sin tranque)	1	Kaplan S	12,9	14,0	1,5	1,7	6	800.000	1.114.365	548	877
13	Fuerza motriz C. Bio-Bio Negrete –Der.Rihue –La Turbina	Fza Motriz										
14	C. Bio-Bio Sur–Der.Licura Munilq. Sector Puertas Blancas (*)	1	Cross Flow	7,8	5,1	0,3	0,5	0,4	300.000	417.887	206	1.266
15	C. Bio-Bio Sur– Der. Licura Munilque Sector Quitralman (*)	1	Cross Flow	7,7	5,5	0,3	0,5	0,4	450.000	626.830	308	1.363

Nota: Cotización de Mantex S.A. para Turbinas GHE y Ossberger (Crossflow).
 Los antecedentes presentados son a la fecha de la cotización, 29/08/2010.
 Casos Nº7 y Nº10 presentan equipos VLH de MJ2 Technologies S.A.R.L.
 El precio total es CIF VALPARAÍSO, incluye:
 Turbina - Sistema de Control - Generador - Equipos desde conexión turbina a tubería hasta los bornes del generador.

1 Dólar: 491,76 \$
 1 Euro: 685 \$

- (1) Número de turbinas
- (2) Tipo de turbina
- (3) Altura de caída neta
- (4) Caudal optimizado
- (5) Potencia nominal del grupo de turbinas
- (6) Potencia nominal del grupo de generadores
- (7) Tensión nominal del generador
- (8) Precio total cotización en euros
- (9) Precio total cotización en dólares
- (10) Precio total cotización en millones de pesos
- (11) Costo equipo en dólares por kilowatt

CUADRO Nº 2.4-B
RESUMEN DE ANTECEDENTES DE LAS CENTRALES
CON PRECIOS DE EQUIPOS DE GENERACIÓN COMPARATIVAMENTE MENORES
(LOS CASOS CON ASTERISCO (*) ENTREGAN VAN NEGATIVO CON EQUIPOS CONSULTADOS)

N°	Ubicación Central	(1) Cantidad turbinas	(2) Tipo turbina	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
				Hn (m)	Qn (m ³ /s)	Pn turbina (kW)	Pn gener (kW)	Voltaje gen. (kV)	Veloc. (rpm)	Precio tot cotización (US\$)	Precio tot cotización (mill \$)	Costo equipo (US\$ / kW)
1	Canal San Miguel	1	Francis	43,8	4,5	1,6	1740	6,3	750	347.700	171	190
2	Canal Purísima (*)	2	Kaplan	12,6	7,5	0,4	360	0,4	600	194.500	96	486
3	Canal Martínez-Florida (*)	1	Francis	15,8	2,4	0,3	350	0,4	428	165.700	81	424
4	Canal Penciahue	2	Francis	24,8	12,0	1,2	1080	6,3	428	670.200	330	590
5	Canal Sandoval (*)	1	Kaplan	7,2	2,0	0,1	110	0,4	428	87.400	43	675
6	Canal Duao Zapata	2	Kaplan	9,5	10,0	0,4	610	0,4	750	269.700	133	407
7	Canal Taco General (*)	2	Francis	3,4	14,0	0,2	205	6,3	214	269.300	132	1.167
8	Embalse Digua	2	Francis	80,1	25,5	8,4	10850	10,5	428	2.126.000	1.045	190
9	Embalse Bullileo	1	Francis	84,8	17,8	12,4	11560	10,5	500	1.186.500	583	99
10	Canal Peral Norte (Diuto 2) (*)	3	Francis	2,2	16,8	0,1	96	0,4	187	305.900	150	2.789
11	Canal Rarínco Quilque (Diuto 3) (*)	1	Francis	5,5	5,0	0,2	160	0,4	250	113.700	56	617
12	Canal Bío-Bío Negrete, derivado Rihue	2	Francis	12,9	14,0	0,75	750	0,4	428	278.000	137	339
13	C. Bío-Bío Negrete sector La Turbina (Fza Motriz)	1	Reparación nacional de turbina existente para Fuerza Motriz								50	--
14	C. Bío-Bío Sur, Der. Licura Mun. Sector Puertas Blancas	1	Francis	7,8	5,1	0,3	320	0,4	500	97.600	48	278
15	C. Bío-Bío Sur Der. Licura Mun. Sector Quitalmán	1	Francis	7,7	5,5	0,3	340	0,4	500	98.100	48	259

Nota: Cotización de Zheijang Maquinaria y Equipo de Importación y Exportación Co., Ltd.
 Los antecedentes presentados son a la fecha de la cotización, 28/03/2011, los que sufrieron algunas modificaciones en el avance del estudio.
 El precio total indicado incluye entrega CIF VALPARAÍSO de:
 Turbinas - Generadores - Sistemas de regulación - Tableros de control y protecciones generador - Tableros (para los generadores)

1 Dólar: 491,76 \$

1 Euro: 685 \$

(1) Número de turbinas

(2) Tipo de turbina

(3) Altura de caída neta

(4) Caudal optimizado

(5) Potencia nominal de una turbina

(6) Potencia nominal de un generador

(7) Tensión nominal del generador

(8) Velocidad

(9) Precio total cotización en dólares

(10) Precio total cotización en millones de pesos

(11) Costo equipo en dólares por kilowatt

3.- Evaluación económica.

3.1.- Beneficios de los proyectos.

El proceso de prediseño de centrales está ligado con su evaluación económica, ya que el dimensionamiento de sus partes principales dependen del caudal de diseño, el desnivel geométrico y además la disponibilidad del recurso hídrico a lo largo de la estadística elaborada, la cual permitirá entregar una determinada energía al consumo que debe valorizarse para lograr un diseño optimizado.

Los beneficios son los ingresos por venta de potencia y de energía. Estos se calculan mensualmente según la disponibilidad hídrica real del cuadro de caudales turbinables, elaborado previamente a partir de los antecedentes sobre la fuente hídrica y las acciones correspondientes. La venta de energía se calcula con lo generado mensualmente, según lo entregado por el análisis hidrológico y la simulación operacional. El precio de venta de la energía corresponde al indicado en la Resolución que fija precios de nudo para suministros de electricidad del 29/10/2010, publicada en el diario oficial el 12/02/2011.

Los ingresos por venta de potencia corresponden a la venta de potencia de punta, indicada en la Resolución que fija precios de nudo para suministros de electricidad del 29/10/2010, publicada en el diario oficial el 12/02/2011 y se calcula a través de la metodología vigente utilizada por CDEC-SIC en año 2010 para potencia firme, de acuerdo a la minuta DPO N°02/2005/02_Ver2, que complementa lo señalado en las Resoluciones Ministeriales 119, 34, 35 y 17, así como los dictámenes números 5 al 13 del 2004.

El cálculo de la potencia firme considera dos atributos diferenciados, la suficiencia y la seguridad, lo que implica realizar tres cálculos independientes. El primer cálculo está ligado a la suficiencia del sistema y los otros dos ligados a la seguridad, individualizados como caso tiempo de partida y caso tiempo incremento de carga.

En el caso de la suficiencia, el cálculo se realiza a través de la potencia inicial hidráulica, con un caudal afluente natural igual al promedio entre mayo y septiembre del año con menor energía afluente al sistema en los últimos 40 años.

En el cálculo de tiempos de partida y toma de carga, se calculan los factores asociados a dichos tiempos y se ponderan por la potencia inicial hidráulica, definiendo las potencias firmes asociadas a los casos toma de carga y tiempos de partida. Es importante indicar que en el caso que la central sea un PMGD (Pequeño Medio de Generación Distribuido), estos casos no participan en el cálculo de la seguridad.

La potencia firme preliminar (PFP) se obtiene al ponderar los casos de suficiencia, tiempo de toma de carga y tiempo de partida por los guarismos 0,8; 0,1 y 0,1 respectivamente.

Finalmente la potencia firme de la central (PF) se obtiene del ajuste de la PFP mediante un factor único, definido como el cociente entre la demanda máxima del sistema (SIC) y la sumatoria de las potencias firmes preliminares de todas las centrales del sistema.

3.2.- Inversiones y costos.

Entre los costos asociados al proyecto de minicentrales, se destacan: inversión inicial, mantenimiento y operación; administrativos; comercialización y representación; imprevistos; reposición de equipos; seguros; servidumbres y depreciaciones e impuestos.

3.3.- Flujos.

La confección de flujos se realiza mediante la simulación operacional con 30 años de estadística hidrológica de caudales turbinables, ingresando los costos de inversión "I₀" del caso de la potencia optimizada, además del resto de los egresos a lo largo de la vida útil. Asimismo se determinan los ingresos por venta de energía y potencia anual.

En el caso de la evaluación privada, se emplean precios de mercado en las inversiones y un flujo de caja con una tasa de descuento del 10% anual.

Para el caso de una hipotética inversión pública en estas obras, también se desarrollaron los flujos empleando las correcciones a los precios según los factores sociales de Mideplan, que se indican en el Cuadro N°3.3-1, además de la tasa especial de descuento recomendada por Mideplan del 6% anual.

**CUADRO N°3.3-1
FACTORES DE CORRECCIÓN PRECIOS SOCIALES**

Calificación parámetro	Factor de ajuste precios sociales
Mano de obra calificada MO-C	0,98
Mano de obra semi calificada MO-SC	0,68
Mano de obra no calificada MO-NC	0,62
Divisa	1,01

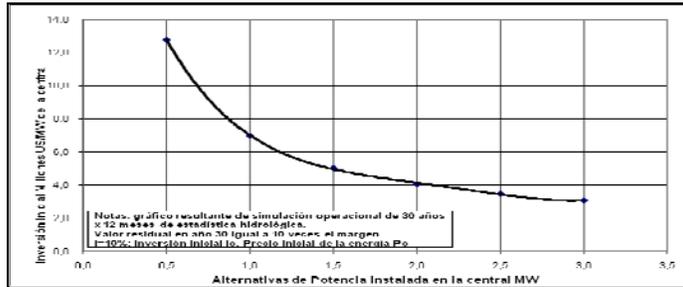
3.4.- Sensibilizaciones.

Se realizaron sensibilizaciones de los parámetros más incidentes en los resultados de la evaluación económica, que son: tasa de descuento; precio de energía e inversión inicial.

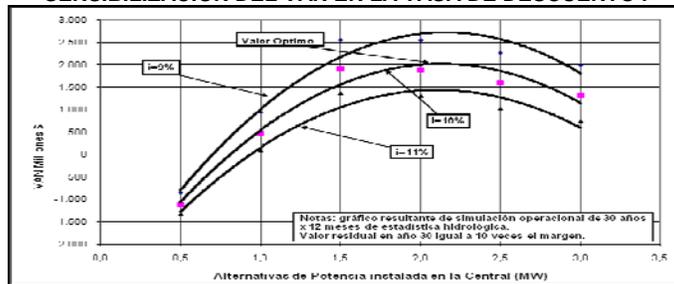
- Sensibilización del VAN en función de la tasa de descuento (i): 9%; 10%; 11%
- Sensibilización del VAN al incrementarse un 10% el precio base de la energía.
- Sensibilización del van con respecto a variación de inversión inicial I₀ en intervalo de: 30%: -30%; +30%

Los gráficos resultantes de la sensibilización tienen la forma típica que se entrega en los siguientes Cuadros N°3.4-1 al N°3.4-6

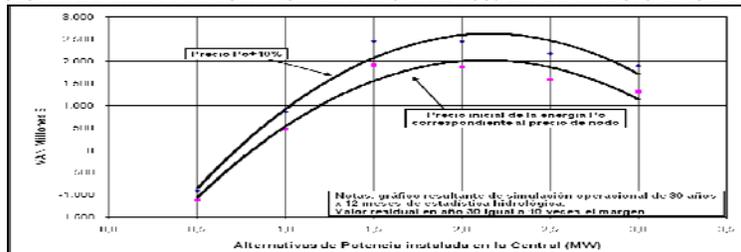
**CUADRO Nº3.4-1
INVERSIÓN INICIAL ESTIMADA POR MW
PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA DE LA CENTRAL**



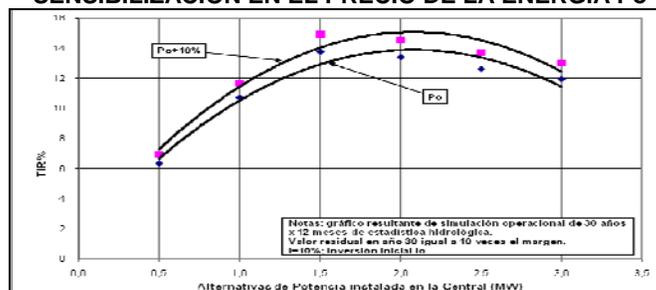
**CUADRO Nº3.4-2
VALOR ACTUAL NETO VAN
PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA EN LA CENTRAL
SENSIBILIZACIÓN DEL VAN EN LA TASA DE DESCUENTO i**



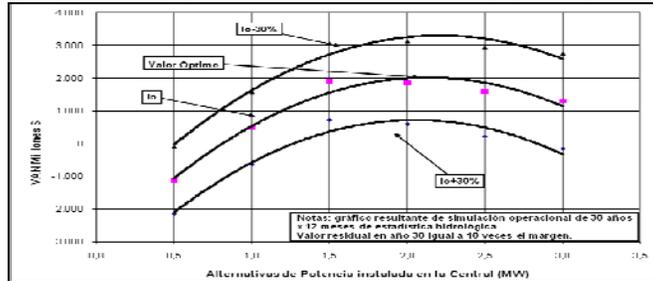
**CUADRO Nº3.4-3
VALOR ACTUAL NETO VAN
PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA EN LA CENTRAL
SENSIBILIZACIÓN DEL VAN PARA UN INCREMENTO DEL 10% EN EL PRECIO BASE DE LA ENERGÍA**



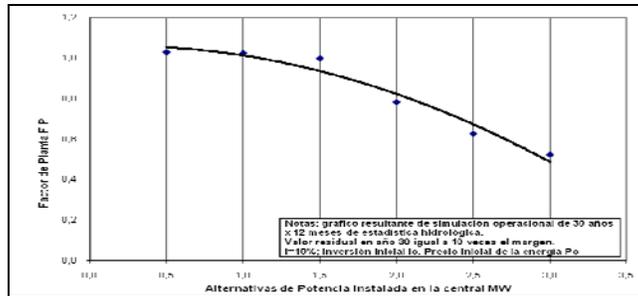
**CUADRO Nº3.4-4
TASA INTERNA DE RETORNO TIR
PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA DE LA CENTRAL
SENSIBILIZACIÓN EN EL PRECIO DE LA ENERGÍA P_0**



**CUADRO N°3.4-5
VALOR ACTUAL NETO VAN
PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA EN LA CENTRAL.
SENSIBILIZACIÓN DEL VAN EN LA INVERSIÓN INICIAL I₀**



**CUADRO N°3.4-6
FACTOR DE PLANTA DETERMINADO EN PRIMERA APROXIMACIÓN.
PARA DISTINTAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA DE LA CENTRAL**



3.5.- Resumen del análisis económico.

Para los quince perfiles desarrollados, se entregan los siguientes Cuadros N°3.5-1 y N°3.5-2, que contienen el resumen de parámetros finales obtenidos a precios de mercado y además empleando parámetros sociales. Se destaca en los cuadros que la evaluación se realizó primeramente con equipos de mayor precio, y en aquellos casos en que su rentabilidad es negativa, se consideraron equipos con precios relativamente menores, lo que se indica en los cuadros.

La energía se calcula considerando 30 años de análisis de flujos mensuales, con sus caudales reales y generando 330 días al año, con un mes de interrupción para mantenimiento. El factor de planta es una resultante de este cálculo detallado mensual y anual.

La energía mensual se calcula como se indica a continuación:

$$E_{MES} \text{ (Gwh)} = \text{Potencia}_{MES} \text{ en Mw} \times \text{N}^{\circ} \text{ días del mes} \times 24 \text{ horas} \times \% \text{ año generando} / 1000$$

Donde:

$$\% \text{ año generando} = \text{N}^{\circ} \text{ días generación anual} / \text{N}^{\circ} \text{ días totales año}$$

En este caso:

$$\text{N}^{\circ} \text{ días generación anual} = 330 \text{ días, como se indico anteriormente y}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ días totales año} = 365 \text{ días}$$

Por lo tanto:

$\% \text{ año generando} = 330 / 365 = 90,4\%$

El precio monómico de la energía se refiere a aquel que anula el VAN (cero) y que considera solo venta de energía (precio de potencia cero).

En la evaluación se considera depreciación acelerada conforme a Res. Ex. N°43 del SII del 26.12.2002, que fija vida útil normal a bienes físicos del activo inmovilizado para los efectos de su depreciación y la vida útil de las obras indicadas en el punto E.1 Empresas Eléctricas.

CUADRO N°3.5-1 RESUMEN ECONÓMICO DE 15 PERFILES

RESUMEN PARÁMETROS DE POTENCIA DETERMINADA EN LA SIMULACIÓN OPERACIONAL OPTIMIZADA A PRECIOS DE MERCADO SIMULACION DE 30 AÑOS x 12 MESES

(TASA DE DESCUENTO 10% Y VALOR RESIDUAL ADOPTADO 10 VECES EL MARGEN DEL AÑO 30)

Nº	Central	Desnive- vel Neto	Caudal Optimi- zado	Potencia Optimi- zada	Energía gene- rada	Factor de planta calcu- lado	Precio monó- mico de la energía	Potencia firme	Nivel de precios de equipos importados (*)	Inversión Total (Precios Mercado) Io	Io/P (*)	VAN Precios Mercado	TIR
		m	m3/s	MW	Gwh		\$/kWh	Mw		mill. \$	mill US\$/Mw	mill \$	%
1	C. Sn Miguel – Río Teno	43,8	4,5	1,6	362	0,97	32,4	1,18	Mayor	3.779	5	2.089	14,1
2	C. Purísima Concepción – Río Lontué	12,6	7,5	0,8	83	0,46	83,9	0,16	Menor	1.976	5	-1.266	3,4
3	C. Florida – Ramírez-Martínez – Río Lontué	15,8	2,4	0,3	31	0,43	84,0	0,12	Menor	697	5	-559	2,5
4	C. Pencahue – R. Lircay - Central Descar. N°3	24,8	12,0	2,4	187	0,33	32,1	0,19	Mayor	2.275	2	950	12,6
5	C. Sandoval – Río Maule	7,2	2,0	0,1	24	0,86	103,7	0,07	Menor	638	11	-677	-
6	C. Duao Zapata – Río Maule	9,5	10,0	0,8	149	0,80	40,6	0,44	Menor	1.766	5	281	10,9
7	C. Taco General – Río Maule	3,4	14,0	0,4	52	0,58	55,3	0,13	Menor	798	4	-263	6,9
8	Embalse Digua - Río Cato	80,1	25,5	16,8	2.123	0,55	27,7	0,00	Mayor	18.299	2	10.095	14,6
9	Embalse Bullileo - Río Bullileo	84,8	17,8	12,4	907	0,32	23,2	0,00	Mayor	6.449	1	5.558	18,6
10	C. Laja Sur - Der. Peral Norte – Diuto 2	2,2	16,8	0,3	52	0,74	68,5	0,14	Menor	1.033	7	-603	4,8
11	C. Laja Sur - Der. Rarínco Quilque – Diuto 3	5,5	5,0	0,2	23	0,45	154,4	0,13	Menor	1.173	11	-1.299	-
12	C. Bio Bio Negrete - Der. Rihue (sin tranque)	12,9	14,0	1,5	163	0,48	33,8	0,31	Mayor	1.959	3	746	12,3
13	Fza. Motriz C.BB Negrete–Der. Rihue–Turbina	-	-	(0,1)	-	-	-	-	Nac.	50	-	45	20,2
14	C. B.Bio Sur–Der Licura Munilque –P.Blancas	7,8	5,1	0,3	43	0,57	43,7	0,11	Menor	405	3	10	9,6
15	C. B.Bio Sur Der Licura Munilque Quitralman	7,7	5,5	0,3	63	0,79	42,4	0,14	Menor	740	4	47	10,0
TOTAL POTENCIA OPTIMIZADA					38,2								
TOTAL POTENCIA OPTIMIZADA VAN > 0					36,1	94%							
TOTAL POTENCIA OPTIMIZADA VAN < 0					2,1	6%							

Notas: En negrita se destacan los casos con rentabilidad positiva (VAN > 0)

(*) : Equipos de turbina y generación consultados a la fecha con valores actualizados, para precios comparativamente mayores y comparativamente menores. Los segundos utilizados en los casos en que la rentabilidad con los primeros resultaba negativa, principalmente en los casos con poco desnivel.

- (a) En Central San Miguel se considera ampliación hasta 4,5 m³/s
- (b) En Central BB Negrete- Rihue, se corrige capacidad canal (15 m³/s) y se generara con hasta 14 m³/s
- (c) Desnivel Neto indica caída brutas de generación, medida desde los planos de topografía, menos pérdidas de carga en tuberías.
- (d) La energía generada corresponde al valor total calculado con la hidrología de 30 años de cada proyecto. 1 Gwh= 1.000 Mwh.
- (e) La actualización de precios se consideró en un 2,5% anual, según regla de actualización de la variación del CPI 2009-2010.
- (f) La inversión inicial es preliminar según prediseños conceptuales.
- (g) Potencia firme calculada según metodología vigente CDEC-SIC 2010. Los casos de embalses Digua y Bullileo, acumulan agua en invierno sin generar, según indicación de esas organizaciones.
- (h) Los caudales de centrales del R Maule se afectaron por las exigencias de la Res 105 DGA de 1983.
- (i) Tasa de descuento de mercado empleada: 10%.
- (j) Tarifas nodo por sectores (29/10/2010 en D.O: 12/02/2011): Río Lontué: S/E Troncal Itahue: 41,964\$/kwh 4.205,64\$/kw-mes; Río Teno: S/E Troncal Teno: 42,627\$/kwh 4.285,35\$/kw-mes; Ríos Lircay, Maule, Cato y Bullileo: S/E Troncal Ancoa: 41,054\$/kwh 4.231,75\$/kw-mes; Ríos Laja y Bio-Bio: S/E Charrúa: 40,864\$/kwh 3.895,52\$/kw-mes;
- (k) Tasa de cambio: 491,76 \$/US\$ (29/10/2010)
- (l) Caso especial con Fuerza Motriz constituye un ahorro de energía para el bombeo del riego de 5 parcelas en Negrete.
- (m) Precio monómico de la energía: es el precio de energía que anula el VAN y además adoptando un valor cero de venta de la potencia.

CUADRO Nº 3.5-2
RESUMEN ECONÓMICO DE 15 PERFILES EVALUADOS CON PARAMETROS SOCIALES
USO DE FACTORES SOCIALES DE MIDEPLAN

RESUMEN PARÁMETROS DE POTENCIA DETERMINADA EN LA SIMULACIÓN OPERACIONAL DE 30 AÑOS x 12 MESES
(TASA DE DESCUENTO 6% Y VALOR RESIDUAL ADOPTADO 10 VECES EL MARGEN DEL AÑO 30)

Nº	Central	Desnive l Neto	Caudal Optimi- zado	Potencia Optimi- zada	Energía generada	Factor de planta calculado	Precio monómico de la energía	Potencia firme	Inversión Total (Precios Sociales) lo	Io/P	VAN Social	TIR Social
		m	m3/s	MW	Gwh		\$/kWh	Mw	mill. \$	mill US\$/Mw	mill \$	%
1	C. Sn Miguel – Río Teno	43,8	4,5	1,6	362	0,97	32,4	1,18	3.718	4,7	5.866	14,3
2	C. Purísima Concepción – Río Lontué	12,6	7,5	0,8	83	0,46	103,7	0,16	1.979	5,2	-681	3,4
3	C. Florida – Ramírez-Martínez – Río Lontué	15,8	2,7	0,4	31	0,39	138,1	0,12	704	4,1	-360	2,6
4	C. Pencahue – Río Lircay - Central Descar. Nº3	24,8	12,0	2,4	187	0,33	32,2	0,19	2.247	1,9	3.178	12,7
5	C. Sandoval – Río Maule	7,2	2,0	0,1	24	0,86	114,7	0,07	633	11,0	-585	-
6	C. Duao Zapata – Río Maule	9,5	10,0	0,8	149	0,80	85,9	0,44	1.641	4,3	1.742	11,7
7	C. Taco General – Río Maule	3,4	14,0	0,4	53	0,58	56,7	0,13	625	3,2	434	9,3
8	Embalse Digua - Río Cato	80,1	25,5	16,8	2.123	0,55	27,1	0,00	18.288	2,2	26.365	14,6
9	Embalse Bullileo - Río Bullileo	84,8	17,4	12,1	903	0,32	21,7	0,00	5.964	1,0	11.544	20,0
10	C. Laja Sur - Der. Peral Norte – Diuto 2	2,2	16,8	0,3	52	0,74	70,5	0,14	932	6,3	42	6,0
11	C. Laja Sur - Der. Rinco Quilque – Diuto 3	5,5	5,0	0,2	23	0,45	235,0	0,13	1.159	10,5	-1.233	-
12	C. Bío Bío Negrete - Der. Rihue (sin tranque)	12,9	14,0	1,5	163	0,48	33,8	0,31	1.941	2,7	2.701	12,4
13	Fza. Motriz C.BB Negrete–Der. Rihue–La Turbina	-	-	-	-	-	-	-	50	-	45	20,2
14	C. B. Bío Sur–Der Licura Munilque –Ptas. Blancas	7,8	5,1	0,3	43	0,57	79,6	0,11	451	2,8	278	8,8
15	C. B. Bío Sur – Der Licura Munilque - Quitralkan	7,7	5,5	0,3	63	0,79	66,9	0,14	724	4,3	620	10,2

Notas: En negrita se destacan los casos con rentabilidad positiva (VAN > 0)

- (a) En Central San Miguel se considera ampliación hasta 4,5 m³/s
- (b) En Central BB Negrete- Rihue, se corrige capacidad canal (15 m³/s) y se generara con hasta 14 m³/s
- (c) Desnivel Neto indica caída brutas de generación, medida desde los planos de topografía, menos pérdidas de carga en tuberías.
- (d) La energía generada corresponde al valor total calculado con la hidrología de 30 años de cada proyecto. 1 Gwh= 1.000 Mwh.
- (e) La actualización de precios se consideró en un 2,5% anual, según regla de actualización de la variación del CPI 2009-2010.
- (f) La inversión inicial es preliminar según prediseños conceptuales.
- (g) Potencia firme calculada según metodología vigente CDEC-SIC 2010. Los casos de embalses Digua y Bullileo, acumulan agua en invierno sin generar, según indicación de esas organizaciones.
- (h) Los caudales de centrales del R Maule se afectaron por las exigencias de la Res 105 DGA de 1983.
- (i) Tasa de descuento empleada, tipo social: 6%.
- (j) Tarifas nodo por sectores (29/10/2010 en D.O: 12/02/2011): Río Lontué: S/E Troncal Itahue: 41,964\$/kwh 4.205,64\$/kw-mes; Río Teno: S/E Troncal Teno: 42,627\$/kwh 4.285,35\$/kw-mes; Ríos Lircay, Maule, Cato y Bullileo: S/E Troncal Ancoa: 41,054\$/kwh 4.231,75\$/kw-mes; Ríos Laja y Bío-Bío: S/E Charrúa: 40,864\$/kwh 3.895,52\$/kw-mes;
- (k) Tasa de cambio: 491,76 \$/US\$ (29/10/2010); se afecta por el factor social de la divisa.
- (l) Caso especial con Fuerza Motriz constituye un ahorro de energía para el bombeo del riego de 5 parcelas en Negrete.
- (m) Precio monómico de la energía: es el precio de energía que anula el VAN y además adoptando un valor cero de venta de la potencia.

4.- Análisis simplificado con parámetros financieros.

4.1.- Parámetros del análisis.

Este análisis simplificado con parámetros de tipo financiero, supuso un financiamiento del 100% de la inversión inicial lo a través de un crédito bancario, con el fin de obtener la capacidad de pago del proyecto. Este análisis no considera otras alternativas, como por ejemplo la de un inversionista del rubro eléctrico que aporta un porcentaje de la inversión total lo.

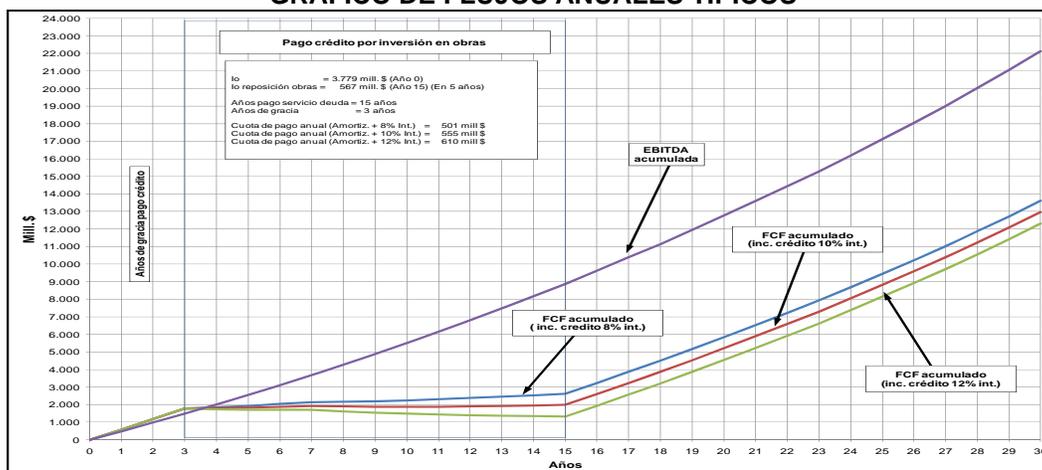
Mediante el análisis financiero simplificado se determinó la capacidad de pago del crédito correspondiente a la inversión inicial en todas las centrales hidroeléctricas. Los flujos anuales de costos e ingresos del análisis, permiten establecer la liquidez anual y acumulada. La capacidad de pago queda definida a partir del año en que la liquidez presenta superávit de caja, esta capacidad se representa en la columna N°16 de las planillas de cálculo de flujos del análisis financiero, presentadas en Anexo B.3 de los Tomos II y III para cada central y se denomina "Capacidad de Pago Acumulada". Estos flujos anuales, se construyen mensualmente a partir del caudal medio mensual disponible para generación, los cuales se presentan en Anexo A.3 de los Tomos II y III para cada central y cuya suma mensual permite obtener un valor anual, en el cual se considera los siguientes valores:

- Ingresos por venta de energía y potencia.
- Costos de mantención y operación.
- Costos de administración, comercialización y representación.
- Costos de seguros anuales por activos de la inversión e imprevistos.
- Impuesto a la renta, mediante el cálculo de la depreciación anual del SII.
- Ingreso por recuperación de IVA.

Dentro de los flujos se considera el EBITDA ("Earnings Before Interest, Taxes, Depreciations and Amortizations"). También se calcula el FCF (Free Cash Flow). Se asumen que el crédito se pagará a 15 años, incluyendo 3 años de gracia, con lo cual se establecen 12 años efectivos para pago anual, entre los años 3º y 15º del flujo. Los años de gracia indicados corresponden a valores comunes para este tipo de proyectos, dado que esta es materia de negociación con la entidad financiera.

La tasa de interés (i) anual media bancaria considerada en este flujo específico, es de 10%, correspondiente a un análisis del tipo conservador. Además se incluye la sensibilización de la tasa de interés en 8% y 12% anual. Para el cálculo de los intereses se considera interés simple. En Anexo B.3 de los Tomos II y III para cada uno de los proyectos se explica el contenido y cálculo de cada columna de los flujos financieros. A modo ilustrativo, se acompaña a continuación en el Cuadro N°4.1, un gráfico escogido de flujos para un caso típico que resultó rentable.

**CUADRO Nº4.1
GRAFICO DE FLUJOS ANUALES TÍPICOS**



4.2.- Resúmenes de análisis resultantes con parámetros financieros.

A continuación se presenta la información resumida con los resultados del análisis con parámetros financieros para cada uno de los 14 casos de generación hidroeléctrica. La inversión corresponde a: obras civiles, equipos de generación (turbina y generador), obras eléctricas y de interconexión.

**CUADRO Nº4.2-1
AÑO COMIENZO FLUJO POSITIVO (FCF) DESPUES DEL SERVICIO DE LA DEUDA**

Nº	Central	Tasa de interés		
		8%	10%	12%
1	San Miguel	(*)	(*)	(*)
2	Purísima Concepción	29	0	0
3	Florida - Martínez Ramírez	0	0	0
4	Pencahue	0	16	18
5	Sandoval	0	0	0
6	Duao Zapata	0	0	16
7	Taco General	23	25	27
8	Digua	(*)	(*)	(*)
9	Bullileo	(*)	(*)	(*)
10	Diuto 2	0	0	0
11	Diuto 3	0	0	0
12	Rihue	(*)	16	17
14	Puertas Blancas	19	21	23
15	Quitralmán	18	20	22

(*): Indica que el flujo es siempre positivo.

CUADRO N°4.2-2
FCF ACUMULADO AL AÑO 15
(mill. \$)

N°	Central	Tasa de interés		
		8%	10%	12%
1	San Miguel	2.619	1.981	1.316
2	Purísima Concepción	-1.839	-2.201	-2.579
3	Florida Martínez Ramírez	-913	-1.031	-1.154
4	Pencahue	220	-164	-564
5	Sandoval	-1.026	-1.134	-1.247
6	Duao Zapata	349	51	-260
7	Taco General	-484	-618	-759
8	Digua	15.701	12.612	9.390
9	Bullileo	8.415	7.326	6.190
10	Diuto 2	-1.034	-1.219	-1.412
11	Diuto 3	-1.879	-2.078	-2.284
12	Rihue	274	-56	-401
14	Puertas Blancas	-167	-235	-307
15	Quitralmán	-202	-326	-457

CUADRO N°4.2-3
FCF ACUMULADO AL AÑO 30
(mill. \$)

N°	Central	Tasa de interés		
		8%	10%	12%
1	San Miguel	13.609	12.971	12.306
2	Purísima Concepción	134	-228	-605
3	Florida Martínez Ramírez	-401	-519	-641
4	Pencahue	5.013	4.629	4.229
5	Sandoval	-864	-972	-1.084
6	Duao Zapata	4.222	3.924	3.613
7	Taco General	483	348	208
8	Digua	72.614	69.525	66.303
9	Bullileo	32.058	30.969	29.833
10	Diuto 2	-25	-209	-402
11	Diuto 3	-1.831	-2.030	-2.236
12	Rihue	4.321	3.990	3.645
14	Puertas Blancas	542	474	403
15	Quitralmán	1.035	910	780

5.- Conclusiones y recomendaciones.

a).- Costo por potencia.

El espectro de casos analizados permite concluir con algunos parámetros de costos totales de inversión por potencia. Las centrales analizadas corresponden al aprovechamiento hidroeléctrico en obras existentes de riego, sin embargo los casos de mayor potencia corresponden a los embalses Digua y Bullileo, en que el costo de las obras de generación es marginal respecto al resto de las obras existentes de cada embalse.

En el resto de los casos, que son centrales de pasada en canales, el costo de las obras de generación es relevante respecto a la inversión existente en obras de riego, concluyéndose en los casos de menor potencia, que la factibilidad de la generación está ligada casi exclusivamente a la disponibilidad de derechos de agua en un punto determinado de un canal, cuando presenta un desnivel geométrico de interés. De esta forma, el aporte de las obras existentes a la evaluación de la generación, es de poca relevancia.

A continuación se presentan dos cuadros con los resúmenes finales de estos valores por potencia, destacándose que la inversión total para casos rentables, llega a unos US\$3 mil/kw. A la inversa, en los casos no rentables, estos costos superan los US\$7 mil/kw.

**CUADRO Nº5-1
COSTO PROMEDIO DE INVERSIÓN POR KW
SEGÚN RESULTADO DEL VAN POR CENTRAL**

VAN	(US\$/kW)	(mill.\$/kW)
VAN > 0	3.015	1,5
VAN < 0	7.077	3,5

**CUADRO Nº5-2
COSTO PROMEDIO DE INVERSIÓN POR KW
PARA CENTRALES CON VAN POSITIVO, SEGÚN TIPO DE CENTRAL**

Tipo Central	(US\$/kW)	(mill. \$/kW)
Centrales con embalse existente	1.641	0,8
Centrales de pasada con canal existente	3.474	1,7

b).- Tecnologías en la generación.

A medida que se reduce la potencia de la central ($P < 1$ Mw) se imponen las tecnologías simples y de bajo costo relativo. Cuando se reduce la potencia, su costo unitario se incrementa notoriamente.

Es recomendable que eventuales reparaciones a los equipos importados de generación, puedan atenderse con la tecnología nacional, para reducir la dependencia excesiva y los tiempos de detención por fallas.

c).- Inversión gradual en mejoramiento de los canales para centrales de pasada.

La infraestructura actual de canales de riego suele ser precaria, especialmente en obras de arte: bocatoma, cruces de quebradas, bordes débiles en laderas inestables susceptibles de deslizar. Desde el punto de vista financiero, conviene introducir gradualmente los mejoramientos en canales, con soluciones de costo compatible con la rentabilidad de la central. Durante el período de crecidas invernales, las bocatomas deben seguir operando, entregando potencia y energía en horas de demanda de punta, con impacto en dicha potencia.

d).- Cauces con abundancia de arena.

La abundancia de arena en los ríos, es un problema para la vida útil de las turbinas. Existen casos fallas graves por este motivo, de esta forma los desarenadores son importantes para la vida útil de los equipos y el abastecimiento de energía. El costo de las interrupciones es relevante ya que la reposición de los equipos puede exigir varios meses de lucro cesante.

e).- Costos de operación y control.

Los costos operacionales de manejo y control pueden reducirse mediante sistemas de vigilancia y telecomando. Es de interés que éste se reparta entre varias centrales cercanas, lo cual aconseja concentrar la operación en un solo operador para varios puntos de generación.

f).- Derechos de agua y negociaciones con regantes.

Conviene que los derechos de agua estén saneados y esta exigencia supone tramitaciones costosas y de larga duración. Los análisis con parámetros financieros indican que los primeros años de operación son deficitarios, lo cual incide en las negociaciones entre inversionistas y canalistas ó propietarios de los derechos consuntivos de agua. Es importante disponer al menos de 3 años de gracia con el ente financiero, para hacer financieramente factibles las minicentrales.

g).- Venta de potencia.

El beneficio económico de los sistemas asociados al riego depende en gran medida de la operación del sistema existente, en que podría afectarse la potencia cuando se prefiere satisfacer el requerimiento del riego; por ejemplo es el caso del almacenamiento de agua en embalses durante el invierno, en que además se reduce el factor de planta.

h).- Pasos previos necesarios.

Para agilizar el inicio de estos proyectos que emplean derechos consuntivos, se requiere aclarar el tamaño del negocio, la inversión y su rentabilidad. Esta situación debiera transparentarse ante los propietarios de las aguas, que son agricultores, elaborando un estudio participativo de prefactibilidad con prediseño conceptual valorizado. Además debe aclararse la factibilidad de interconexión eléctrica, y una aproximación de contrato para el suministro a la empresa distribuidora local, que permita negociar aproximadamente un 70% de la inversión con los bancos.