

CONCESIÓN DE LA CENTRAL ELÉCTRICA NIHUIL IV EXPERIENCIA PARA MEJORAR EN EL FUTURO

Roberto F. Cortegoso
Profesor Titular
Análisis Económico de Proyectos II

Federico Di Lello
Profesor Titular
Centrales Hidráulicas - Facultad de Ingeniería

Recientemente el gobierno Provincial ha otorgado en concesión de obra pública la construcción de Nihuil IV, central hidroeléctrica al pie del complejo Los Nihuales sobre el río Atuel.

El proyecto licitado consiste en una central hidroeléctrica sin almacenamiento ubicada a continuación de la presa Valle Grande, compensadora para riego del sistema Los Nihuales, recientemente privatizado. Su potencia estimada es de 25 Mw y su generación anual es del orden de los 150 Gwh.

Esa generación representa el 5.8% del consumo Provincial (2.581 Gwh) en el año 1993. A su vez es el 6,4% de la energía actualmente disponible para Energía Mendoza Sociedad del Estado (EMSE), empresa que monopoliza la distribución en la Provincia, la cual incluye generación propia (380 Gwh) y energía comprada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por 1.953 Gwh.

El mecanismo de concesión utilizado

El mecanismo de concesión de obra pública elegido obliga al concesionario privado a realizar la inversión en la central hidroeléctrica, para luego hacerse cargo de la operación y mantenimiento de la misma durante el período de concesión de sólo 16 años. Como contraprestación el gobierno Provincial se obliga a comprarle, por intermedio de EMSE, toda la generación durante la concesión a la tarifa adjudicada, recibiendo al final del período de concesión la propiedad de la central.

La licitación se realizó en base al menor precio de venta de la energía ofrecido por los cotizantes, *sin haber establecido un límite superior a ese precio*. La mejor oferta adjudicada, con una inversión a cargo del concesionario del orden de U\$S 27 Millones (sin IVA), consistió en una tarifa mínima de U\$S 40,68/Mwh (sin IVA), superior al precio vigente y proyectado en el MEM¹. En el cuadro 1 se observan las distintas ofertas realizadas por las firmas cotizantes y el puntaje asignado a las mismas por el Comité de Adjudicación. Para la adjudicación se eligió la oferta de menor puntaje.

El puntaje de las ofertas se obtuvo aplicando la siguiente fórmula:

$$P(i) = 42\,137,514 + 6,265 G(i) \{T(i) - 45,14\}$$

donde: P(i) puntaje de la oferta i

T(i) tarifa de la oferta i (U\$S/Mwh)

G(i) generación de la oferta i (Mwh/año)

La constante es el valor actual, al momento de finalización de la obra, de la generación básica de 149.000 Mwh/año valuada a un precio de U\$S 45,14 con una tasa de descuento del 14% anual. Estos valores adoptados por el Comité de Adjudicación implican definiciones muy importantes en cuanto al costo de oportunidad tanto de la energía producida como del capital.

¹ Si bien en la planilla de calificación, fuente del cuadro 1, no se aclara si las tarifas ofrecidas incluían o no el IVA, en la adjudicación se explicitó que el impuesto estaba incluido.

En cuanto al precio de la energía el cuadro 3 muestra que el precio adoptado es sensiblemente superior a los precios proyectados en el mercado nacional.

La tasa de descuento elegida debería reflejar el costo de oportunidad de los fondos públicos. En el caso particular de Mendoza debe tenerse en cuenta la existencia del Fondo para la Transformación y el crecimiento, estimado en 500 millones de dólares, disponible para inversiones tanto públicas como privadas.

La tasa de costo de oportunidad de esos fondos surgirá del análisis de todas las alternativas de inversión disponibles para el Fondo. Esa tasa puede o no coincidir con la adoptada por parte del Comité de Adjudicación.

Limitaciones de la licitación

1. Diseño técnico

Los oferentes debieron ajustarse a un diseño técnico del proyecto que no considera las características actuales del mercado eléctrico nacional, el cual para determinar los precios de compra y venta tiene en cuenta la calidad de la energía generada en términos de confiabilidad y estacionalidad.

Al ser una central hidroeléctrica asociada al compensador Valle Grande del sistema del Atuel, la potencia disponible y la generación están acotadas por los aportes de aguas arriba y por los compromisos de riego.

La confiabilidad de la generación se ve restringida por carecer de compensador aguas abajo. Además la inversión prevista no tiene en cuenta obras necesarias para optimizar la seguridad del embalse Valle Grande, tales como una descarga adicional independiente de la central que permita atender situaciones de emergencia y mantenimiento, sin afectar las entregas para riego.

Conforme se observa en el cuadro 2 la mayor parte de la generación obtenible, 71%, se produce en los periodos de tarifa baja de verano en el mercado eléctrico nacional.

2. Período de concesión

La limitación de la concesión a un período de 16 años, sustancialmente menor a la vida útil del proyecto, estimada en 60 años, no tiene justificación ya que, por el mecanismo adoptado, cuanto menor es el período de concesión mayor resulta el precio de la energía a pagar por los mendocinos durante la concesión.

3. Mercado cautivo

En lugar de imponer al concesionario un marco competitivo que lo obligue a vender la energía producida optimizando la comercialización, la licitación ha generado un mercado cautivo por el cual EMSE se obliga a comprar energía a un precio superior al costo alternativo de proveerse en el mercado eléctrico mayorista.

En el cuadro 3 se observan las proyecciones de los precios de la energía, realizadas por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), con las diferencias estacionales. Para el corriente período se ha establecido una tarifa de U\$S 35,11/Mwh para mayo/octubre y de U\$S 31,17/Mwh para los meses de noviembre a abril próximos. En el mismo cuadro se obtiene el precio promedio para la energía generable por Nihuil IV teniendo en cuenta la estacionalidad de su producción.

Esta modalidad de la concesión, que no tuvo en cuenta otras alternativas de provisión de la energía producida por Nihuil IV para los mendocinos, implicará un mayor costo de la energía a comercializar por EMSE, lo cual puede llevar a dos escenarios alternativos.

Si EMSE traslada ese mayor costo a los usuarios aumentando sus tarifas, aumentará el costo de vida de los mendocinos y disminuirá la competitividad de las actividades productivas locales cautivas de EMSE. Si EMSE opta por absorber ese mayor costo de la energía, esta política disminuirá el valor de venta de la empresa en su posterior privatización. Ambas alternativas disminuyen el bienestar de los mendocinos.

Otro factor adverso a la optimización de la política energética Provincial surge de la segmentación del negocio de la generación eléctrica, al haber concesionado Nihuil IV en forma independiente de la

privatización de los aprovechamientos hidroeléctricos aguas arriba (Nihules I, II y III), lo cual provocará conflicto de intereses entre ambos operadores.

Evaluación económica de alternativas para definir correctamente el proyecto concesión

En lugar del mecanismo planteado en la licitación, existen metodologías alternativas que permiten identificar cuál es la mejor decisión desde el punto de vista económico de la Provincia.

Dado que la Provincia dentro del mercado nacional actualmente es "importadora neta" de energía, debe comparar los distintos proyectos de generación propia con la alternativa de "importar" la energía producida (sustitución de importaciones).

Si los proyectos de generación propia previstos resultasen rentables frente a la alternativa de comprar a generadores externos a la Provincia, puede ocurrir que la Provincia de importadora se convierta en exportadora neta, en cuyo caso deberá comparar los beneficios adicionales que obtiene la Provincia por la sustitución de la energía con los costos de generación, considerando no sólo los costos de operación y mantenimiento sino también los de inversión.

Como puede verse, en ambos escenarios los proyectos de generación propia deben enfrentarse con el precio del mercado nacional para determinar qué le conviene a la Provincia, haciendo los ajustes pertinentes por costos de transmisión, para que las alternativas sean comparables.

Al analizar las distintas alternativas se ve que la concesión de obra pública utilizada por el gobierno Provincial *es simplemente una forma de financiar* la construcción de centrales de generación, por la cual la Provincia deja en manos del sector privado la inversión y operación de la central, obligándose a comprar la energía al menor precio licitado.

Si se incluye esta alternativa, la Provincia puede tener tres formas distintas de proveerse del bien electricidad: 1) Construir y operar la central, 2) Concesionar y 3) Comprar al MEM.

Dado que se trata de un insumo, la Provincia debe buscar el menor costo de obtención del mismo. Para cada alternativa debe obtenerse el flujo neto de costos en que se incurre durante los 60 años de vida útil del proyecto, para luego obtener el valor actual de los mismos considerando una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital para la sociedad mendocina.

Si la Provincia decidiese construir la central en forma directa, deberá incurrir en los costos de inversión, original y de reemplazo, para luego hacerse cargo de los costos de operación y mantenimiento de la central durante la vida útil del proyecto. Las inversiones de reemplazo son reparaciones mayores que se realizan a los 30 años de habilitada la central con un monto estimado en el 11% de la inversión inicial.

En cambio, si la Provincia concede deberá pagar al concesionario la tarifa estipulada durante el período de concesión, para luego hacerse cargo de los costos de operación y mantenimiento y de las inversiones de reemplazo, en los casos que corresponda.

Por último, si la Provincia no realiza el proyecto, continuará comprando en el MEM al precio que determina el mercado.

Cómo definir la concesión

Para definir correctamente la concesión se debería haber seguido la siguiente secuencia: 1) formulación de las distintas alternativas de provisión de energía con la determinación del valor actual de sus costos; 2) elección de la alternativa de menor costo y 3) determinación del valor máximo a pagar al concesionario.

En el cuadro 4 se vuelcan los datos básicos que permiten comparar las alternativas para seleccionar la de menor costo para la Provincia. Además de los datos de la oferta adjudicada se agregan los costos operativos estimados a partir de datos de centrales similares optimizadas. Para el precio del MEM se ha tenido en cuenta el promedio de precios proyectados que surge del cuadro 3.

En las condiciones originales de la concesión, se observa en el cuadro 4 que la Provincia debería haber estipulado un precio máximo a

pagar por la energía, el cual surge de hacer indiferente la alternativa de menor costo frente a la de concesionar. Para una tasa del 14% anual, el precio resultante es de U\$S 39.41/Mwh, ligeramente inferior al adjudicado, el cual iguala el valor actual de los costos de concesionar con la mejor alternativa que es la de comprar al MEM.

En cambio si la tasa de descuento es del 10% anual, el precio máximo a pagar por la energía no debe exceder de U\$S 30.94/Mwh, el cual iguala el costo de concesionar con el de construir.

Para mostrar la importancia de la correcta definición de las reglas de juego, en el mismo cuadro se ve que si se amplía el período de concesión a la vida útil del proyecto, 60 años, aún con una tasa de descuento del 14% anual, el precio máximo a pagar por la energía generada asciende a \$ 35/Mwh, que hace indiferente la decisión entre concesionar o comprar al mercado, sin considerar el componente incertidumbre que implica comprar a precio fijo por 60 años en la concesión, frente a la alternativa de aceptar precios de mercado futuros sujetos a variación. Con ese cambio del período de concesión disminuye el costo de la energía para los mendocinos y se mantiene la tasa de rentabilidad para el inversionista privado.

Si la tasa de descuento es del 10% anual, el precio máximo a pagar durante el período de concesión de 60 años es de \$ 25,05/Mwh, sensiblemente inferior al anterior, y se iguala el valor actual de los costos de concesionar con el de construir directamente.

La concesión realizada

En el cuadro 5 se observa que las tres opciones analizadas tienen costos prácticamente iguales para la Provincia, resultando la de menor costo la compra al MEM, cuando se considera la tasa del 14% anual elegida por el Comité.

Sin embargo, si se considera un costo de oportunidad de los fondos públicos del orden del 10% anual, los resultados obtenidos para la Provincia indican que la alternativa de menor costo es la de construir directamente el proyecto con un Valor Actual de Costos de \$ 28 millones. Si se decidiese concesionar a la mejor oferta, la Provincia incurre en un costo mayor, de \$ 36,6 millones, para proveerse de 150 Gwh/año durante

60 años. Por último, en este caso, la peor alternativa es seguir comprando la energía en el MEM.

En el Cuadro 5 y en el gráfico se ve claramente que las alternativas seleccionadas son la construcción directa para tasas iguales o menores al 14% anual, mientras que se debe comprar al mercado si la tasa es superior al 14% anual.

Como se puede apreciar la alternativa concesión es descartada para cualquier nivel de tasa de costo de oportunidad de los fondos públicos.

Aprender para el futuro

En lugar del mecanismo empleado por el gobierno Provincial, se podría haber licitado el mayor precio a pagar a la Provincia por el usufructo energético del saldo de agua. Si no se hubiesen limitado las opciones de diseño, mercado y periodo de concesión, se habría permitido la optimización por parte del operador, de tal forma que se maximiza el ingreso a obtener por la concesión. Sin embargo debe imponerse al operador un marco competitivo de comercialización para que la optimización privada coincida con la social.

El ingreso que se hubiera obtenido por la concesión se podría haber incorporado al Fondo para la Transformación y el Crecimiento, aumentando la disponibilidad de recursos para financiamiento de proyectos Provinciales, públicos y privados.

Esta experiencia de la Provincia debe servir para mejorar las decisiones sobre emprendimientos energéticos futuros fundamentalmente porque los proyectos previstos (Los Blancos en el Río Tunuyán, Portezuelo del Viento sobre el Río Grande, Aprovechamiento Río Mendoza, etc.) requieren inversiones sustancialmente mayores y no se pueden cometer los errores señalados en los diseños de las reglas de juego para incorporar al sector privado en las inversiones energéticas, las cuales deben reflejar el verdadero costo de oportunidad de la energía y del capital para la comunidad.

Cuadro 1: Calificación Ofertas Nihuil IV

Oferta	Tarifa US\$/Mwh	Energía Mwh	Puntaje
1.A.1	61.15	150 876	57 270 777
1.A.2	58.15	150 876	54 435 062
1.B.1	58.13	151 170	54 440 084
1.B.2	55.13	151 170	51 598 844
2.A	48.00	149 200	44 810 865
2.B	48.50	151 000	45 316 124
2.C	51.00	152 382	47 731 899

Fuente: IEERAL de Fundación Mediterránea. Filial Cuyo (Sede Mendoza) en base a Informe Comité de Adjudicación

Cuadro 2: Estimaciones de descarga y generación

Mes	Descarga (Hm ³)			Energía
	(1)	(2)	(3)	Gwh (4)
Oct.	120.0	108.3	90.0	12.0
Nov.	117.0	103.7	90.0	20.0
Dic.	134.0	125.6	124.0	18.0
Ene.	147.0	127.6	124.0	16.0
Feb.	109.0	92.7	90.0	11.0
Mar.	94.0	73.4	90.0	8.0
Abr.	78.0	55.5	64.0	4.0
May	80.0	60.3	64.0	4.0
Jun (5)	1.2	50.6	5.0	0.0
Jul (5)	1.2	66.6	5.0	0.0
Ago.	67.0	62.1	77.0	7.0
Set.	78.0	100.0	77.0	9.0
Totales	1026.4	1026.4	900.0	109.0
Invierno	33,8%	43,6%	35,3%	29,4%
Verano	66,2%	56,4%	64,7%	70,6%

- 1) Descarga para riego año medio.
- 2) Descarga Valle Grande según pliego.
- 3) Descarga Valle Grande año medio.
- 4) Energía año 1966/67 con descarga 993 Hm³/año.
- 5) Corta por no riego.

Fuente: IEERAL de Fundación Mediterránea. Filial Cuyo (Sede Mendoza) en base a información proporcionada por AyEE. Jefatura de Estudios y Proyectos Zona Cuyo.

Cuadro 3: Precios estimados a distribuidores (en U\$S/Mwh)

Año	Precio	
	Verano	Invierno
1996	32.78	35.70
1997	31.49	35.13
1998	31.19	36.26
2000	30.12	36.57
2003	37.72	49.82
Promedio	32.66	38.70
Precio proyecto		34.43

Fuente: IEERAL de Fundación Mediterránea, Filial Cuyo (Sede Mendoza) en base a CAMMESA, precios de la energía y potencia a futuro años 1994 al 2003. (Gerencia de Estudios Especiales, abril 1993).

Cuadro 4: Evaluación alternativas de generación

Datos básicos	
Inversión inicial (U\$S)	27 280 823
Generación (Mwh/año)	149 200
Costo operativo (U\$S/Mwh)	3
Precio MEM (U\$S/Mwh)	35
Período construcción (años)	3
Vida útil proyectos (años)	60

Tasa	Resultados de la evaluación	
	Período de Concesión	
	16 años	60 años
14%	P.máx. = 39.41	P.máx. = 35.00
	VAC = 25.17	VAC = 25.17
10%	P. máx. = 30.94	P.máx. 25.05
	VAC = 27.99	VAC = 27.99

Notas: Precio máximo a pagar por la energía (P.máx.) en U\$S/Mwh
Valor Actual de los Costos (VAC) en millones de U\$S

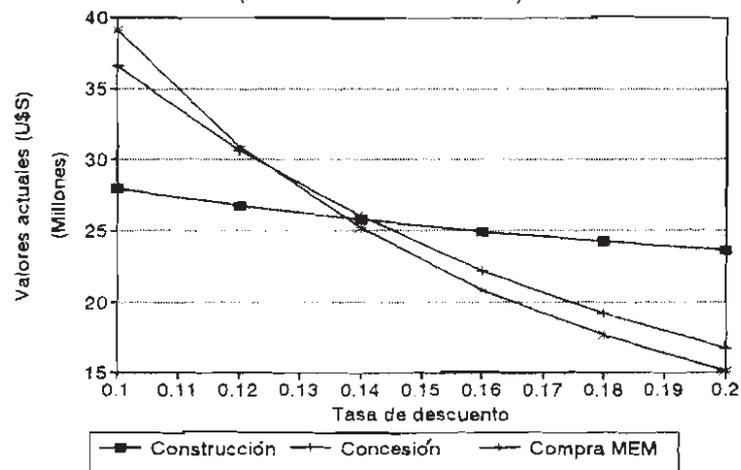
Fuente: IEERAL de Fundación Mediterránea, Filial Cuyo (Sede Mendoza), en base a estimaciones propias y a datos del Informe del Comité de Adjudicación

Cuadro 5: Evaluación de la concesión

Tasa de descuento	Valores actuales alternativos (millones de U\$S)		
	Construcción	Concesión	Compra MEM
0.10	27.99	36.53	39.10
0.12	26.75	30.63	30.94
0.14	25.77	25.97	25.17
0.16	24.95	22.23	20.91
0.18	24.24	19.19	17.66
0.20	23.62	16.69	15.11

Fuente: IFERAL de Fundación Mediterránea. Filial Cuyo (Sede Mendoza) en base a cuadro 4.

Análisis de sensibilidad de costos (valor actual de costos)



Fuente: IFERAL de Fundación Mediterránea. Filial Cuyo (Sede Mendoza), en base a Cuadro 5.