

Comisión Mixta Argentino-Paraguaya del Río Paraná

**Proyecto Hidroeléctrico Corpus Christi
Estudio de Revisión
para su
Implementación en el Sector Privado
Fase I**

Evaluación Económica y Financiera

**Informe Final
Volumen 1 - Informe Principal**

Octubre de 1993

**Knight Piésold & Partners,
Kanthack House,
Station Road, Ashford,
Kent, TN23 1PP
Reino Unido.**

**Tel: +44 233 658200
Fax: +44 233 658299**



PROYECTO HIDROELÉCTRICO CORPUS CHRISTI ESTUDIO DE REVISIÓN PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN EL SECTOR PRIVADO – FASE I

ASPECTOS ECONOMICOS FINANCIEROS

El tiempo transcurrido desde la elaboración del Estudio de Factibilidad y Proyecto Ejecutivo de Corpus Christi en 1.982, hizo necesario revisar su evaluación económica y financiera para incorporar los cambios producidos en la demanda y en la estructura del mercado eléctrico y para analizar la viabilidad de la construcción bajo la forma de una concesión otorgada al sector privado.

Para ello, se ejecutó un estudio con los consultores británicos Knight Piésold & Partners (KPP), cuyo informe final fue presentado en el mes de Octubre de 1.993.

Se presenta a continuación una breve reseña sobre los aspectos económicos de la obra, incorporando los resultados obtenidos.

Mercado para la energía de Corpus Christi

Dado que el concesionario de la obra dispondrá de absoluta libertad para vender la energía a cualquiera de los países que integran el Mercosur, debería analizarse el mercado regional, que seguramente estará totalmente integrado cuando comience la operación de la obra.

Sin embargo, siguiendo un criterio conservador, se ha preferido examinar con profundidad, en esta etapa, la viabilidad de Corpus en el mercado argentino y dejar la demanda del resto como un factor que reforzará los resultados obtenidos.

La demanda de electricidad de la Argentina en 1.991 fue de 40.385 Gwh y la generación total del sistema de 50.010 Gwh en el mismo periodo. Los valores proyectados de la demanda para el periodo 2.000-2.005, extraídos de una serie que va de desde 1.992 hasta el año 2.020, pueden verse en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 1

Demanda Eléctrica Proyectada

AÑO	GWH
2.000	64.382
2.001	68.106
2.002	72.064
2.003	76.272
2.004	80.746
2.005	85.502

Esta proyección es similar a la utilizada por la Secretaría de Energía de Argentina e implica una tasa de crecimiento anual promedio en el periodo 1.991-2.020 del 5,6 %.

Desde el punto de vista de la oferta, considerando la terminación de las obras en ejecución y la incorporación de los equipamientos de gas previstos en las proyecciones oficiales, el sistema requeriría el ingreso de la generación de Corpus a partir del año 2.003-2.005 funcionando como una central base.

Como ya se dijo, la posibilidad de vender energía a otros países del Mercosur, en particular Brasil, no fue incluida en el análisis de la demanda; sin embargo, merece destacarse la potencialidad de ese mercado. En 1.991 la demanda eléctrica del Brasil fue de 165.386 Gwh y de acuerdo con las proyecciones disponibles en el año 2.000 superaría los 250.000 Gwh.

Dado que dicho país no cuenta con mayores recursos que la hidroelectricidad para atender esa demanda y que ya se han construido los aprovechamientos más importantes en la zona centro y sur; será un mercado ávido de ofertas de energía de bajo costo como la de Corpus, en la medida que así lo permitan los sistemas de transmisión.

El mercado eléctrico del Uruguay también ofrecerá condiciones para tomar energía del proyecto, si bien su demanda es relativamente pequeña con relación a la capacidad de generación de Corpus.

El caso de Paraguay es totalmente diferente, puesto que es exportador de energía eléctrica a partir de los emprendimientos binacionales construidos con la Argentina y el Brasil.

Costos del proyecto

Ante la necesidad de contar con una versión del Proyecto con equipamiento de base para abastecer al mercado argentino, se han elaborado dos variantes del presupuesto de la obra.

Una con 4.600 Mw de potencia instalada con 32 grupos generadores, que se corresponde con el equipamiento previsto en 1.982 y otra con 20 grupos y 2.880 Mw.

Merece destacarse que este segundo presupuesto se obtuvo disminuyendo proporcionalmente el primero y sustituyendo con un muro de cierre el espacio ocupado por las máquinas excedentes.

De otros modos, las diferencias que pudieran obtenerse con un cálculo más afinado no modificarían substancialmente los resultados del análisis.

Los presupuestos incluyen absolutamente todos los costos de la obra, incluidas las relocalizaciones y la gestión ambiental.

También se ha incorporado el costo de las líneas de transmisión como parte del costo del proyecto, si bien correspondería considerarlas como una obra independiente.

Los valores totales obtenidos son los siguientes:

CUADRO N° 2

Presupuestos de Corpus Christi

(En millones de U\$S de 1.992)

	4.600 Mw	2.880 Mw
Costo Total Obra	3.340. -	2.668. -
Transmisión	1.220. -	915. -
Total Proyecto	4.560. -	3.583. -

El cálculo de los costos de las líneas de transmisión se realizó sobre un recorrido de 1000 Km. con 4 y 3 ternas de 500 KV en corriente alterna, para entregar la energía en la ciudad de Buenos Aires.

Investigaciones posteriores han demostrado que podrían obtenerse significativas reducciones en los costos previstos.

Costo de la energía de Corpus Christi. Comparación con centrales térmicas

Aplicando una tasa de escalamiento del 10 %, se calcularon los intereses durante el periodo de construcción y se determinaron los costos unitarios de la energía generada por el proyecto.

Los valores correspondientes se presentan en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 3

Costos Escalados y Unitarios de CORPUS

(IDC 10 % anual)

	Costo Total Escalado Millones U\$S	Costo KW Instalado U\$S	Costo KWH Generado Cents U\$S
Proyecto 4.600 Mw			
c/ transmisión	5.929	1.287	3,37
s/ transmisión	4.142	899	2,27
Proyecto 2.800 Mw			
c/ transmisión	4.335	1.505	2,58
s/ transmisión	3.121	1.084	1,79

Como puede apreciarse, los costos unitarios de generación del proyecto con equipamiento reducido (2.880 Mw) son menores que los obtenidos para el de 4.600 Mw y compiten con ventaja, aún incorporando los costos de transmisión, frente a los de las centrales de ciclo combinado alimentadas con gas natural y a los restantes aprovechamientos hidroeléctricos de la Argentina.

En efecto, después de la energía de Corpus, la opción más económica de generación son las turbinas de ciclo combinado, que usan como combustible el gas natural (TGCC) aprovechando su bajo precio en la Argentina debido a la abundancia del recurso.

Para la comparación económica con el proyecto, se analizaron los costos de instalación y de operación y mantenimiento de una TGCC de 600-700 Mw con un costo por Kw instalado de U\$S 650.-, que con los intereses durante la construcción a la tasa de 10 % resultan U\$S 717.-

Para la determinación de los costos unitarios de generación se tomaron dos alternativas.

Una suponiendo que el precio del gas natural vigente en 1.992 de 2.25 U\$S/MBTU, se mantendrá constante hasta el final del periodo de operación, y otra admitiendo que sobre fines de siglo dicho precio se alinearé con el del petróleo.

Para ello, el valor correspondiente sería de 2,85 U\$S/MBTU.

En ambos casos, los precios son para el gas transportado hasta los centros de consumo.

Bajo estos supuestos los costos de las TGCC resultan los indicados en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 4

Comparación de los Costos Unitarios de Corpus vs. TGCC

(Valores en centavos de U\$S)

Corpus Christi (4.600 Mw)	Costo Generación por Kw/h
Con transmisión	3,37
Sin transmisión	2,27

Corpus Christi (2.880 Mw)	Costo Generación por Kw/h
Con transmisión	2,58
Sin transmisión	1,79

TGCC (600-700 Mw)	Costo Generación por Kw/h
Precio Gas 2,25 U\$\$/MBTU	3,11
Precio Gas 2,85 U\$\$/MBTU	3,65

En cuanto a las tarifas, las proyecciones de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) muestran que el valor vigente de 0,30 U\$\$/Kw/h crecería a 0,35 después del año 2.000, debido a que el aumento de la demanda motivará la utilización de equipamientos térmicos de mayor costo, que hoy quedan fuera del servicio por la incorporación de las centrales de Piedra del Aguila y Yacyretá.

Análisis financiero

Se realizó una evaluación expeditiva de la viabilidad financiera del proyecto, medida sobre el rendimiento del capital en acciones de la concesión de Corpus en comparación con el de las TGCC.

Para ello, se supusieron como condiciones para los préstamos, una tasa de interés del 5 % en términos reales, más un 2 % en concepto de gastos y un plazo de 15 años con 5 años de gracia.

El cálculo del rendimiento del capital en acciones se realizó para un periodo de veinte años utilizando la proporción del mismo en relación con la inversión que arroja un índice de Cobertura de Deudas (ICD) de 2,0 para relaciones Price/Earning de "0" y "8" y tarifas de electricidad de 0,035 y 0,040 U\$\$/Kw/h.

En el caso de las TGCC, se utilizaron las mismas condiciones de los préstamos y tarifas, precios del gas natural de 2,25 y 2,85 U\$\$/MBTU y la proporción del capital en acciones necesarias para satisfacer un ICD de 1,5.

Los resultados obtenidos se exponen a continuación:

CUADRO N° 5 Rendimiento del Capital en Acciones

Tarifa Eléctrica	0,035 U\$\$/Kwh			0,040 U\$\$ Kwh		
Precio del Gas	2,25 U\$\$/MBTU			2,85 U\$\$/MBTU		
	Capital Acciones %	Rendimiento %		Capital Acciones %	Rendimiento %	
		P/E = 0	P/E = 8		P/E = 0	P/E = 8
Corpus Christi (4.600 Mw) ICD= 2,0	61	9,0	10,9	55	11,2	12,9
Corpus Christi (2.880 Mw) ICD= 2,0	49	14,7	16,1	42	17,9	19,1
TGCC ICD= 1,5	41	14,1	----	40	14,3	----

Si el análisis se realiza considerando la separación de las obras en tres contratos, uno correspondiente a las obras de generación, otro para la transmisión y un tercero con las obras que serían de interés de los gobiernos, los indicadores presentados mejoran sensiblemente.