

COSTO DE GENERACIÓN DE LARGO PLAZO

Daniel Perrone

Hugo Carranza

- 1- Sinopsis.
- 2- Mercado Regional.
- 3- Costo de generación de largo plazo.
- 4- Alternativas de generación.
- 5- Oferta y costo de generación regional
- 6- Conclusiones
- 7- Bibliografía.
- 8- Unidades

1.- Sinopsis

El presente trabajo es necesariamente una visión simplificada de la evolución del costo regional de generación de largo plazo cuyo objeto es identificar variables, tendencias y “restricciones” en la producción de energía en la región.

El costo de producción de energía eléctrica de largo plazo es normalmente estimado asumiendo distintas hipótesis que consideran: las tecnologías disponibles, proyectos en diferente estado de desarrollo, pronóstico de disponibilidad, precio de combustibles, crecimiento de mercado, régimen de remuneración, marcos regulatorios y restricciones ambientales.

Se presenta un enfoque genérico sobre la determinación del Costo de Generación de Largo Plazo, basado en supuestos tecnológico-económicos (sin interferencia de factores políticos y regulatorios).

Simultáneamente se analiza la tendencia probable en Chile, Argentina y Brasil considerando las diferentes variables en juego incluyendo la dinámica tecnológica en el sector combustible, sus precios esperados, restricciones de transmisión y consideraciones políticas.

El trabajo presenta una metodología de análisis genérico que basada en los recursos disponibles permite emitir un pronóstico sobre el costo esperado de generación regional, considerando la influencia de la tecnología y la complementariedad gas- hidroelectricidad.

2.- Mercado Regional

América del Sur está dividida por dos grandes accidentes naturales, los Andes que la corta de Norte a Sur, y la “ Amazónica” que la divide de Este a Oeste.

A los efectos de analizar un mercado eléctrico físicamente “interconectable” se analiza la región sur del continente integrada por Argentina, Bolivia, Brasil (más exactamente la región S/SE), Chile, Paraguay, Perú y Uruguay, cuyos indicadores principales se presentan en el cuadro 2.1:

Cuadro 2.1 Indicadores de la región Sur (1996)

País	Población (1)	PBI U\$S billons (2)	Demanda Neta (3) TWH
Argentina	36,1	295,1	63,0
Bolivia	8,1	6,3	2,7
Brasil	157,0	709,6	303,2
Chile	14,4	70,1	33,3
Paraguay	5,2	9,2	1,6
Perú	25,2	58,7	15,1
Uruguay	3,2	18,5	7,6

Fuente:

- 1- Población estimada al 30/06/98. INDEC. Argentina
Población estimada 1996. Instituto Nacional de Estadística de Chile (INE).
Población estimada 1998-1999. Instituto Nacional de Estadística, República Oriental del Uruguay (INE).
Población estimada 1996. Instituto Brasileño de Geografía y Estadística (IBGE).
Población estimada al 30/06/1999. Instituto Nacional de Estadística. República de Bolivia (INE)
Población estimada 1998/1999. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).
Población estimada 1998. Ministerio de Hacienda del Paraguay.
- 2- Producto Bruto Interno World Bank , 1996.
- 3- EIA- DOE - 1996

Brasil se destaca del resto de los países de la región, además de por su dimensión, por las diferencias culturales expresadas en su idioma y de mayor impacto en términos de energía por las diferencias de frecuencia eléctrica (60 Hz).

La región se caracteriza por una gran concentración de las actividades en unas pocas ciudades: San Pablo, Buenos Aires, Santiago, Montevideo, Río de Janeiro, La Paz, Santa Cruz, Lima, Asunción, Curitiba, Velo Horizonte, que albergan entre el 10 y el 40% en algunos casos del total de la población del país al cual pertenecen.

Esta concentración define claramente los nodos principales (o nodos mercado) de las redes eléctricas en estas ciudades, en la mayor parte con flujos convergentes hacia los mismos.

Las demandas futuras en cada país se podrían estimar aproximadamente asumiendo una tasa de crecimiento anual sustentada en el crecimiento del PBI, la tasa de incorporación de equipos y artefactos eléctricos a nivel residencial y comercial, y a un mayor consumo de energía per capita.

Asumiendo una tasa fija entre el 4 y el 6% se puede generar un pronóstico de crecimiento moderado del sector eléctrico.

Cuadro 2.2. Pronóstico de Demanda

País	%	1996	2000	2005	2010	2015
Argentina	5,0%	63	76,6	97,7	124,7	159,2
Bolivia	4,0%	2,7	3,2	3,8	4,7	5,7
Brasil	5,0%	303,2	368,5	470,4	600,3	766,2
Chile	6,0%	33,3	42,0	56,3	75,3	100,8
Paraguay	4,0%	1,6	1,9	2,3	2,8	3,4
Perú	4,0%	15,1	17,7	21,5	26,1	31,8
Uruguay	4,0%	7,6	8,9	10,8	13,2	16,0
Total		426,5	518,7	662,8	847,1	1083,0

Es decir se requiere hasta el 2010 una generación adicional del orden de los 400 Twh-año.

Estos valores coinciden con las estimaciones de las SEE indicados en las referencias (5), (6) y (8) mencionadas en el punto 7. Bibliografía.

3. Costo de Generación de Largo Plazo

El costo de la generación eléctrica necesaria para abastecer la demanda de largo plazo puede calcularse para un período, mediante el Costo Promedio Incremental CPI (AIC-Average Incremental Cost).-

$$CPI = \frac{\sum_{t=1}^p \{I_t + O_t\} / (1+i)^t + \sum_{t=p+1}^N \{I_t\} / (1+i)^t}{\sum_{t=1}^p \{Eneit_t\} / (1+i)^t}$$

Donde:

CPI = costo promedio incremental en el período de estudio “p”, en US\$/MWh.-

It = inversión requerida en el año “t” para abastecer la demanda durante el período “p”.-

Ot = gastos anuales de operación y mantenimiento, incluyendo combustibles y otros gastos fijos en el año “t”.-

N = año en que se realiza la última inversión correspondiente al plan de expansión del período “p”.-

Eneit = demanda neta incremental en el año “t”.-

i = tasa de descuento.-

Una visión más simple y directa para comparar alternativas de generación de largo plazo es calcular el costo de generación de cada unidad como

$$CGU_k = \frac{IT_k * f.r.c. + CFO_k + CVO_k + CC_k}{Ean_k}$$

Donde

CGU_k = costo medio unitario de generación de la unidad “k” en \$/MWh.-

IT_k = inversión total requerida para la puesta en funcionamiento de la unidad k.-

$$f.r.c. = \left\{ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right\} \text{ es el factor de recuperación de capital}$$

i = tasa de descuento

n = período de repago o vida útil del proyecto

CFO_k = costos fijos anuales de operación y mantenimiento

CVO_k = costos variables anuales de operación y mantenimiento

CC_k = costo anual de combustible de la unidad “k”

E_{ank} = Energía anual neta a ser entregada por la unidad k

Este costo unitario de generación permite comparar alternativas y confeccionar un listado de costos crecientes por máquinas definiendo un orden de mérito de ingreso de alternativas que minimicen el “costo de expansión”.(6)(8).

El costo marginal de largo plazo CMLP implica un complejo proceso de modelización del sistema analizado con aleatoriedad de demandas, curvas de carga, disponibilidad de agua, cuantificación de reserva disponible y servicios adicionales, ponderación del riesgo de falla, incertidumbre de demoras o interrupción de los proyectos, etc. .

Sin embargo es posible alcanzar una aproximación directa y conceptual comparando costos de generación unitarios CGU entre diferentes tecnologías acordes con la disponibilidad de recursos primarios correspondientes.

Además de los costos de inversión debe ponderarse otras variables como el impacto financiero en los tiempos de construcción, valorizados mediante los intereses durante la construcción (IDC) , las disponibilidades medias y firmes de producción de energía (especialmente importante y de fuerte impacto en las plantas hidráulicas), las obras de interconexión eléctrica, que adquieren importancia cuando la central está alejada del nodo demanda, las modalidades de compra de combustible y los repagos de las infraestructuras de suministro de combustibles requeridas, son algunos de los aspectos adicionales a considerar.

El concepto de transmisión involucra dos aplicaciones específicas que deberían ser evaluadas en forma diferente:

- a) La transmisión es utilizada para vincular un centro de producción con un centro de consumo (caso típico el de la central hidroeléctrica pero también centrales térmicas instaladas en boca de pozo). En este caso es posible incluir el costo de la transmisión como una inversión adicional a la central, o como un cargo fijo por el servicio de transmisión en los costos anuales de O&M (12).
- b) La interconexión se utiliza para optimizar dos sistemas con diferencias entre sus curvas de carga horaria o para maximizar la confiabilidad de sus sistemas eléctricos, como ejemplo se pueden considerar las interconexiones Norte-Sur en Brasil, Norte-Centro en

[home](#)[volver al índice](#)

Chile, y Central Patagónico en Argentina. En este caso podría simularse la interconexión como una fuente adicional con un costo de generación determinado.-

4.-Alternativas de Generación

Los recursos primarios de mayor utilización en la región son la hidroelectricidad, el gas natural, el fuel oil, el carbón y la energía nuclear.

Con la excepción de Argentina y Bolivia el resto de la generación de la región tiene un fuerte desarrollo basado en energía hidráulica. El potencial sin explotar es todavía muy grande, la Argentina podría generar anualmente 35TWh considerando las obras construidas y en construcción (Yacireta, Pichi Picún Leufú), pero su potencial estimado es de 170 Twh (5). Brasil podría generar 360 Twh (incluyendo el parque existente con el 50% de Itaipú y 12 GW de centrales en construcción, mientras que su potencial estimado es de 1360 TWH, (7).

Sin embargo la instalación de nuevas Centrales Hidráulicas (CH) enfrenta dificultades crecientes para su expansión, basadas en el alto costo de capital requerido, los extensos períodos de construcción y sus incertidumbres de finalización que complican el financiamiento, los costos de transmisión asociados y las restricciones ambientales.

Estos factores se traducen en un costo creciente de los proyectos (Los proyectos pendientes son los de mayor costo y más distantes), perdiendo competitividad frente a otras alternativas

La segunda alternativa de generación en la región, y con un papel cada vez mas importante, es el Ciclo Combinado de Turbina de Gas alimentada con gas natural CCTG, que está desplazando todas las alternativas de base térmica y compitiendo fuertemente con las CH debido a sus bajos costos de capital, reducido costos de combustible y menor impacto ambiental(14).

La generación térmica basada en carbón tiene cierto desarrollo en Chile pero enfrenta fuertes restricciones ambientales. Una razón fundamental para el reducido desarrollo regional es la ausencia de yacimientos con costos de extracción competitivos. La alternativa de uso del Petcoke o Carbón de Refinería pese a su bajo costo difícilmente supere las crecientes presiones ambientalistas(10)(11). La alternativa de carbón limpio (Clean Coal) no se ha aplicado en nuestra región y es poco probable que pueda competir debido a sus altos costos de capital.

Finalmente cabe mencionar la generación nuclear con proyectos en curso en Brasil y Argentina cuyo desarrollo se debe en mayor medida a razones político-estratégicas que criterios técnico-económicos. Las barreras al desarrollo de la alternativa nuclear están originadas más que en riesgo de falla tecnológico, a los siguientes tres problemas: altos costos de capital e incertidumbres de plazos de construcción, costos de desactivación de la central luego de su vida útil y el gran problema del depósito de los residuos de combustibles nucleares.

Con este panorama es posible hacer una comparativa entre los siguientes tipos de plantas: ciclo combinado CCGT, plantas térmicas a vapor convencional consumiendo fuel oil CTVFO, plantas térmicas a vapor convencional consumiendo carbón CTVCA, plantas térmicas con tecnología de carbón limpio CTCL (Lecho fluidizado , ciclo integral de carbón gasificado etc., Clean Coal technologies: FBC,PFBC,IGCC), y dos tipos de central hidráulica con diferentes costos de inversión.

Las siguientes premisas fueron adoptadas para la simulación (2),(6),(8):

Cuadro 4.1. Datos básicos generación térmica

	Unidad	CCGT	CTVFO	CTVCA	CTCL
		Gas Nat.	Fuel Oíl	Carbón	Clean coal
Costo de Inversión	\$/Kw	500	900	1100	1400
Plazo de Construcción	Años	2	2.5	3	3.5
Factor IDC	-	1.1	1.15	1.2	1.25
Disponibilidad	%	95	85	85	85
Costos fijos O&M	\$/Kw-año	8	9	10	12
Costos variables O&M	\$/MWh	2	3	3	3
Costo de combustible	\$/unidad	1,25 \$/MMBTU	100 \$/Tn	45 \$/Tn	45 \$/Tn
Eficiencia	%	58	38	38	42

Vida útil: 20 años
Tasa de descuento: 15%

Cuadro 4.2. Datos básicos generación hidráulica

	Unidad	CH 1	CH 2
Costo de Inversión	\$/Kw	1000	1500
Plazo de Construcción	Años	6	6
Factor IDC	-	1.35	1.35
Disponibilidad media	%	60	60
Costos fijos O&M	\$/Kw-año	8	8
Costos variables O&M	\$/MWh	1,5	1,5

Vida útil: 40 años
Tasa de descuento: 15%

Donde los términos significan lo indicado en el cuadro siguiente

Cuadro 4.3 Descripción de términos

	Descripción
Costo de Inversión	Costo completo instalado, incluyendo estudios permisos y terrenos
Plazo de Construcción	Duración estimada del período de construcción
Factor IDC	Incremento de los costos de capital debido a los intereses durante la construcción-
Disponibilidad	Disponibilidad de operar a plena capacidad en % de horas totales
Costos fijos O&M	Costos fijos medios estimados
Costos variables O&M	Costos variables estimados, sin combustibles
Costo de combustible	Costo de adquisición de combustible
Eficiencia	Eficiencia del ciclo térmico en % del equivalente de Joule

Los costos asociados al transporte de gas natural se toman como cargo fijo anual de la capacidad correspondiente requerida calculados a 1,25 \$/ MMBTU, por lo tanto se debe considerar el valor de 2,5 \$/MMBTU como costo total del gas, que es el valor utilizado como referencia en toda la simulación.

En el caso de centrales hidroeléctricas se adicionó el costo de conexión como un costo fijo anual correspondiente al pago del uso compartido de una línea de 300 Km. - 500 KV cuyo valor es de aproximadamente 7 \$/Kw-año.

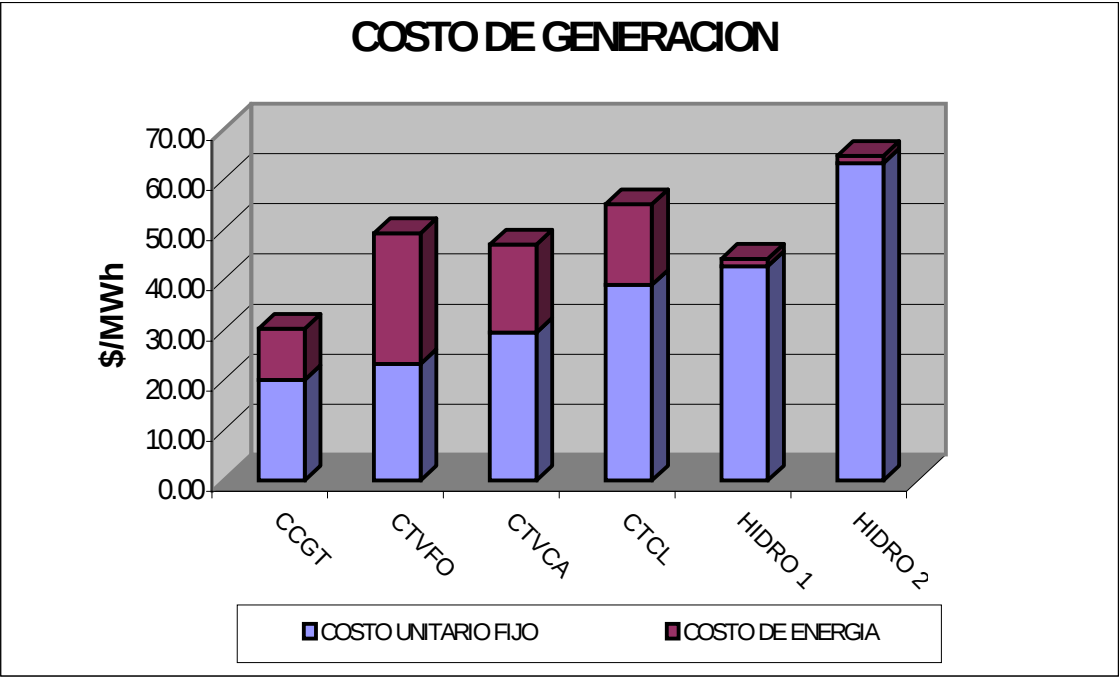
La generación nuclear no se ha simulado, sus costos de capital superan los 3000 \$/KW, sin considerar los costos de desmantelamiento al fin de su vida útil (Valor remanente negativo), la decisión de instalación no responde a resultado de evaluaciones técnico-económicas. Solo como comparación se adoptó en algunos casos el valor de 70 \$/MWh indicado en el Plan 2015 (13)

Asumiendo estos valores se llega a los siguientes costos de generación indicados en el siguiente cuadro

Cuadro 4.4: Costos de generación por alternativa en US\$/MWh:

	CCGT GN	CTVFO	CTVCA	CTCL	HIDRO 1	HIDRO 2
Costo fijo	20,1	23,2	29,5	38,9	42,7	63,2
Costo variable	10,1	26,1	17,5	16,2	1,5	1,5
Costo total	30,2	49,3	47,0	55,1	44,2	64,7

La primera conclusión es que el costo de generación para las condiciones indicadas oscila entre los 30 y 65 \$/MWh. Naturalmente existen centrales a Gas en boca de pozo con costos de generación cercanos a los 20 \$/MWH y centrales hidroeléctricas de 700 \$/KW cuyo costo sería del orden de los 35 \$/KWh pero no reflejan los valores promedios de la región.



5. Oferta y costo de generación regional

Analizando los pronósticos indicativos oficiales de Argentina, Brasil y Chile se puede extraer información de mucho interés, producida mediante complejas simulaciones de los sistemas correspondientes, que reflejan básicamente la competencia de las distintas alternativas de generación.

Comparando esta información con los valores medios indicados en el punto anterior se pueden extraer conclusiones de interés sobre las tendencias de largo plazo

Argentina

El informe de prospectiva de la Secretaría de Energía (5) muestra la siguiente incorporación de potencia en el horizonte 1998-2010:

Cuadro 5.1- Incorporación de potencia en Argentina hasta el 2010

		Potencia (GW)
Nuevos agentes térmicos	CCGT	2,96
Ampliaciones térmicas	CCGT	3,22
Hidráulica	Cota 83 Yacireta y Pichi Picún Leufú	1,46
Nuclear	Atucha II (año 2004)	0,75
Total		8,34

Con este escenario la SEE estima un costo medio de generación (no es el marginal de largo plazo porque está siendo calculado basándose en la totalidad del parque) oscilante entre 10 a 20 \$/MWH, a los que adicionando 7 \$/MWH por precio de la potencia daría de 17 a 27 \$/MWH.

Comparando con los costos unitarios calculados en el punto anterior se observa que los costos asumidos para las centrales hidro y nuclear son los costos marginales de finalización de obras, dado que son obras en construcción desde hace mucho tiempo, con una parte importante de su inversión tratada como costo hundido.

El costo de largo plazo debería reflejar la necesidad de los generadores térmicos en contratar capacidad firme de transporte de gas debido a la saturación del uso de la capacidad interrumpible, de menor precio por la incidencia del factor de utilización.

En el contexto de abundancia de gas natural de la Argentina la evaluación técnico económica de los proyectos hidráulicos requiere de la consideración de otros elementos para su justificación (Usos múltiples, ventajas operativas, convenios internacionales)

Como primera conclusión de importancia: El costo de generación de largo plazo queda fijado por la alternativa de generación térmica, basada en gas natural, en un costo inferior a los 30\$/MWh.-

Brasil

El caso de Brasil puede analizarse a partir del Plan Decenal de Expansión (8). Según el Plan Decenal solo en la región S/SE se requiere instalar 31 GW adicionales hasta el 2008 para satisfacer la demanda media estimada , requiriendo una inversión del orden de los 30 bUS\$

Cuadro 5.2 Inversiones en generación región Sud/Sudeste S/SE

	Potencia Instalada 1998 (GW)	Potencia Instalada 2008 (GW)	Potencia Adicional '98/08	% p.a. por fuente	Inversión (bUS\$)	Costo Unitario US\$/Kw
Hidro	41,1	61,3	20,2	65	20,3	1.000
Térmico	2,9	11,4	8,5	27	4,5	533
Nuclear	0,7	3,3	2,6	8	4,2	1.600
TOTAL	44,7	76,0	31,4	100	29,0	--

Considerando las diferencias entre los factores de disponibilidad de la generación térmica y la hidráulica se observa que la potencia firme total (potencia disponible con una elevada probabilidad de ocurrencia) debido a la incidencia de la generación hidráulica es del orden del 65% de la instalada (21,1GWfir/31,4 GWinst):

Cuadro 5.3 Potencia disponible

	Potencia adicional instalada según plan decenal 1998/2008 GW	Factor de disponibilidad %	Potencia Firme GWf	Costo de Inversión bUS\$
Hidro	20,2	50	10,1	20,3
Térmica	8,5	90	7,6	4,5
Nuclear	2,6	90	2,4	4,2
	31,4		20,1	29,0

En estas condiciones el costo de generación ponderado es de 42 \$/MWh, asumiendo un costo de 70 \$/MWH para la generación nuclear, según estimaciones del plan 2015 (13). Si no se considerara la nuclear el costo rondaría los 38 \$/MWh (El costo de generación ponderado es una simplificación del marginal de largo plazo)

Si se modificara la proporción entre hidro y térmica, sin modificar la nuclear por las razones que se expusieron anteriormente, llevando del 27% al 49% la proporción de la térmica en el total de la nueva expansión se obtendría un ahorro en la inversión del orden de 6,3 bUS\$ como se muestra en el cuadro 5.4.

Cuadro 5.4 Reducción de inversiones con mayor generación térmica

	Potencia adicional 49% térmica GW	Factor de disponibilidad %	Potencia Firme GWf	Costo de Inversión bUS\$
Hidro	11,4	50	5,6	11,3
Térmica	13,4	90	12,1	7,2
Nuclear	2,6	90	2,4	4,2

Total	27,4	20,1	22,7
-------	------	------	------

En este caso el costo de generación ponderado se reduce a 38,7 \$/MWh (sin la participación de la nuclear será 34 \$/MWh).

Con una visión mas realista si se aplicaran los intereses intercalares a los proyectos considerados (el Plan Decenal no considera las cargas financieras), las inversiones se transforman en :

Cuadro 5.5 Inclusión de IDC

	Costos unitarios con IDC US\$/Kw instalado	Inversiones Acordes a Plan Decenal bUS\$	Inversiones Con plan térmico bUS\$	Diferencias bUS\$
Hidro	1351	27,4	15,3	-12,1
Térmica	587	4,9	7,9	+3,0
Nuclear	2166	5,7	5,7	0,0
Total		38,0	28,9	-9,1

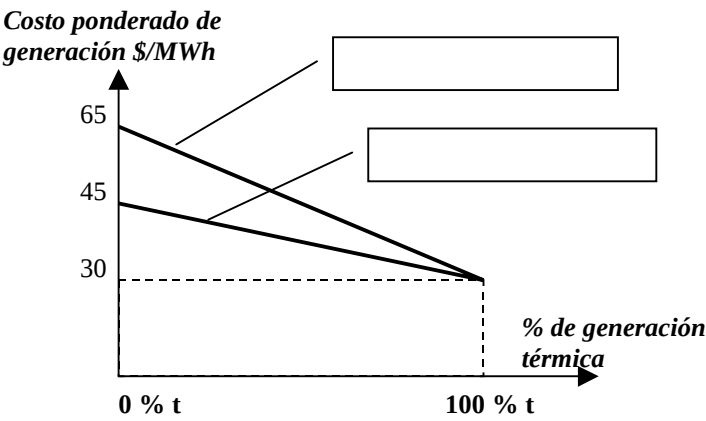
Las inversiones necesarias en este caso se reducen en 9,1 bUS\$ y los costos de generación ponderados serían de 45,8 \$/MWh con los porcentajes de generación establecidos en el plan Decenal y de 41 \$/MWh con 49% de térmica en la nueva expansión

Cuadro 5.6 Costo de generación ponderado US\$/MWh

	Con potencia adicional según plan decenal	Con potencia adicional 49 % térmica	Con potencia adicional según plan decenal Con IDC	Con potencia adicional 49 % térmica Con IDC
Con nuclear	42,0	38,7	45,8	41,5
Sin nuclear	37,6	34,5	42,1	37,7

Los valores del cuadro mencionado han sido elaborados tomando en cuenta el costo unitario de inversión del Plan Decenal (1000 US\$/KW), valor considerado bajo , si se toma 1500 US\$/KW instalado el costo ponderado de generación oscila entre 30 \$/MWh (100 % de generación térmica) y 65 US\$/MWh (100% de generación hidráulica)

Figura 5.7 Margenes costo ponderado de generación



Cabe mencionar que el Plan Decenal clasifica los proyectos en categorías según su grado de madurez y probabilidad de concreción (A hasta D, donde “A” son los proyectos en construcción o en período de pruebas, en total 29 proyectos que totalizan 11 GW), estableciendo precios teóricos o estimados por los emprendedores.

Este detalle es importante porque como en el caso de Atucha II o Yaciretá en Argentina, los proyectos exceden más allá de lo económicamente tolerable las previsiones de tiempo de construcción y presupuesto de inversión. En Brasil es posible ejemplificar con el caso de la central Engenheiro Sergio Motta , mas conocida como Porto Primavera , ubicada en la frontera entre San Pablo y Mato Grosso do Sul : La central empezó a ser construida en 1980 con un costo estimado de 1,5 bUS\$, el Plan Decenal 1995-2004 estimaba el costo en 4,4 BUS\$ y una fecha de ingreso en Abril del 1997. En 1999 comenzaron a operar tres de las 18 maquinas cuya finalización se prevé para fin del 2001 con un costo total de 9 bUS\$, es decir alrededor de 5000 US\$/KW, diez veces el costo de una central térmica.

Chile

Chile presenta una situación opuesta a Brasil, con una mayor participación térmica que hidráulica en su plan de expansión.

De acuerdo al informe técnico de fijación de precios demanda (6) la adición de potencia hasta el 2010 será de 3,46 GW principalmente de origen térmico, tal como se muestra en el cuadro 5.8

Cuadro 5.8 - Potencia adicional plan de expansión

	Potencia Adicional GW	Año de Ingreso
Hidro	0,70	1999 – 2002
Térmico	2,76	2003 – 2008
Total	3,46	

Según dicho informe los costos medios de la generación hidráulica son del orden de 1500 \$/KW instalados contra 590 \$/KW para la generación térmica a gas natural.

Con este plan el costo ponderado de generación tiende a 30 \$/MWh, es fácil imaginar que considerando un desarrollo basado en la hidráulica disponible se acercaría a los 65 \$/MWh, es decir tendería a duplicar el costo medio.

Debido a la simplificación del método empleado no se consideró el riesgo de falla, que se utiliza en los “planes de expansión de mínimo costo, sin embargo un plan con mayor presencia de generación térmica reduce la incidencia de la fluctuación año seco/húmedo e incrementa la confiabilidad al reducir el uso de la transmisión eléctrica asociada a la generación hidráulica.

6. Conclusiones

Sobre la base de las ideas y ejemplos desarrollados se concluye:

- A.- Considerando los supuestos que el método empleado contiene, se puede establecer un costo medio del orden de los **30\$/MWh** como **costo de generación** basada en la opción térmica con **Ciclos Combinados alimentados a gas natural**.-
- B.- Cualquier alternativa **Hidroeléctrica** o aún **Nuclear** elevarían este precio a valores de **60 o 70\$/MWh** sin considerar los riesgos de incumplimiento, en los Cronogramas de Obra (caso Yaciretá, Porto Primavera, Atucha, Angra, etc.).-
- C.- Considerando que 1GW instalado (Ciclo Combinado) requiere 4 millones de m³/día, una expansión térmica regional del orden de los 20GW significarían 80 millones de m³/d de gas natural adicional, cantidad perfectamente compatible con las reservas de gas en la región, además de contar con las posibilidades tecnológicas crecientes de movilizar reservas desde otras regiones del mundo.-
Estos volúmenes de gas a transportar justifican no solo la expansión de sistema de transporte existentes sino también la construcción de nuevos gasoductos.-
- D.- Otra ventaja adicional de la generación térmica es la posibilidad de localización próxima a los centros de consumo. Esto impacta no solo en cuanto a la reducción en los costo de expansión del sistema de transmisión eléctrica, sino que también mejora la confiabilidad del sistema. Actualmente en el sector eléctrico se está analizando la generación distribuida, la generación en nodo mercado y las estaciones back to back de corriente continua, como una vía para aislar y preservar indemnes los subsistemas.-
- E.- Por todo lo antedicho y considerando además el menor impacto financiero y ambiental que las CCTG tienen respecto de las otras alternativas de generación:

“ La región tiene en este momento la oportunidad de minimizar su Costo de Expansión para lo cual posee los recursos, la tecnología y la demanda”.-

7. Bibliografía

1. “*Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities*”. Energy Information Administration, Department of Energy, USA, 1997.
2. “*Power Generation Technologies. Evaluating the cost of electricity*”. Paul Breeze, Financial Times Energy, UK, 1998.
3. “*The Brazilian Power Sector* ”. Mauricio L. Martínez, Panorama Setorial Gazeta Mercantil, Brasil , 1997.
4. “*The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*”. DeAnne Julius y Afsaneh Mashayekhi, Oxford University Press, UK, 1990.

5. “*Prospectiva 1998, Versión Preliminar*”. Secretaria de Energía, Argentina, 1999.
6. “*Fijación de Precios de Nudo Abril de 1999, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo*”. CNE (Comisión Nacional de Energía), Chile, 1999.
7. “*Relatório Anual Do GTIB*”. GTIB (Grupo de Trabalho de Informacoes Básicas para o Planejamento da Expansao da Geracao),.Electrobras , Brasil, 1999.
8. “*Plano decenal de expansao 1999/2008*”. GCPS (Grupo Coordinador do Planejamento dos Sistemas Elèctricos), Eletrobràs, MME, Brasil, 1999
9. “*Nas maos de Sao Pedro*”.Revista Brasil Energía. N° 227. Outubro 1999.
10. “*Importacao preocupante*”. Revista Brasil Energía N°229. Dezembro 1999.
11. “*El Petcoke de la discordia*”. Revista Electricidad Interamericana, Chile, Edición Septiembre/ Octubre 1999.
12. “*Energy Interconnection Gas Pipeline vs. Power Transmission Lines Comparison*” . Hugo Carranza – Locgec – Bariloche 1997.
13. “*Plan 2015*” – GCPS Bulletin, Electrobras, December 1994.
14. “*Mejoras en los rendimientos de las turbinas de gas*” – Víctor Fumbag, Petrotecnica, Argentina, 1999.

8.- Referencias y unidades

b	billion	10^9
T	tera	10^{12}
G	giga	10^9
M	mega	10^6
K	kilo	10^3



Curriculum Vitae de los autores

Daniel Perrone

Ingeniero Mecánico—Universidad Tecnológica Nacional

Experiencia Laboral: Bridas SAPIC. Vicepresidente de Marketing y Desarrollo de Negocios.-

Nova Gas International.: Vicepresidente Desarrollo de Negocios.-

Actualmente: Transportadora Gas del Sur: Director de Asuntos Regulatorios y Tarifas.-

Hugo Carranza

Ingeniero Electricista –Universidad Tecnológica Nacional

Especializado en Gas Natural – IPUBA

Docente Universitario y experto en Transmisión de la Energía

Gerente Técnico para Latinoamérica Sur –TransCanada Internacional