IV CONGRESO ARGENTINO DE PRESAS
Y APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

Posadas – Misiones
Argentina

17, 18 y 19 de Agosto de 2006

LA HIDROELECTRICIDAD EN LA ARGENTINA

Ing. Carlos Bohoslavsky, Ing. Eduardo V. Liaudat, Ing. Ernesto Ortega

LA HIDROELECTRICIDAD EN LA ARGENTINA

Ing. Carlos Bohoslavsky[1], Ing. Eduardo V. Liaudat[2], Ing. Ernesto Ortega[3]

RESUMEN

La energía constituye uno de los elementos fundamentales para el desarrollo de las naciones. Cuando hablamos de desarrollo hablamos de crecimiento, de mayor demanda de bienes y servicios, en definitiva de mayor producción.

La Argentina hoy está inmersa en esta problemática y con un crecimiento anual de su economía de más del 5%, debe prever y diseñar eficientemente de que manera satisfacer esta demanda de energía, y en particular de la energía eléctrica.

El objetivo de este trabajo es volver a ubicar a la hidroelectricidad en nuestro país como un pilar fundamental en la matriz energética, cuya participación no debería ser inferior a la actual (del 40% al 50%). De esa forma se mantendría el parque de generación estratégicamente equilibrado con otras fuentes esencialmente de origen térmico.

Para el desarrollo del trabajo, se analizan las experiencias en otros países que con y sin reservas de hidrocarburos, utilizan la hidroelectricidad como fuente principal de abastecimiento, como es el caso de Venezuela y Brasil en América y de Irán, Turquía, China y Japón en Europa y Asia.

En el mundo los países desarrollados han aprovechado sus recursos hídricos en un alto porcentaje, mientras que los países en vías de desarrollo no. Es interesante que países que están creciendo se han volcado a la hidroelectricidad aún disponiendo de reservas de gas y petróleo.

Analizando la situación histórica de las fuentes de abastecimiento eléctrico en la Argentina, se encuentra un razonable equilibrio entre la generación térmica y la hidráulica hasta mediados de la década del 90, producto de la construcción de grandes aprovechamientos impulsados por el Estado Nacional a través de las empresas Agua y Energía e Hidronor en las décadas del 60, 70, 80 y parte de los 90.

Considerando la cartera de proyectos de la Secretaría de Energía de la Nación y seleccionando aquellos de más de 50 MW para evaluar las posibilidades futuras de nuestro país, se encuentran interesantes aprovechamientos, que si bien deberán ser adecuados al mercado eléctrico actual en cuanto a la potencia a instalar, dan una idea de la cantidad de energía disponible para generar.

También se analizan los costos de generación hidroeléctrica y se comparan con centrales de generación térmica considerando la volatilidad de los precios de los combustibles. Se plantean esquemas posible que se han utilizado en otros países donde el Estado participa asociado con empresas privadas para el financiamiento, construcción y explotación de las obras.

Se concluye que en la Argentina es posible reiniciar la construcción de centrales hidráulicas y se proponen algunas ideas para su implementación.

[1] *ACE (Asesores de Comercio Exterior)*
[2] *Proa srl Profesionales asociados*
[3] *ORSEP (Organismo Regulador de Seguridad de Presas)*

1 La hidroelectricidad

Cuando hablamos de hidroelectricidad, hablamos de manejo del agua (de los ríos o arroyos) y para ello se necesita almacenarla y conducirla, tanto para generar energía como para otros usos, en un marco sustentable desde el punto de vista social, técnico-económico y ambiental.

Para almacenar agua el hombre se ha valido de la construcción de presas desde hace unos 5.000 años, perfeccionando los diseños y métodos constructivos en forma permanente en especial a partir del siglo XIX incorporando criterios científicos para elaborar los proyectos.

Principales características:

- La energía generada es limpia y de un recurso renovable. No contamina
- Existen recursos hídricos disponibles sin utilizar
- Tiene respuesta rápida para entrar en servicio
- Permite la regulación de frecuencia y tensión en el sistema
- Bajo costo de operación y mantenimiento
- Arranque sin fuente externa
- Vida útil de 40 a 50 años
- Tecnología conocida y probada

Aparecen alrededor de este tipo de aprovechamientos, otros beneficios tales como:

- Control de crecidas y protección contra inundaciones
- Agua para consumo humano e industrial
- Agua para riego
- Turismo y recreación
- Desarrollo regional y efecto macroeconómico

Por otro lado, la construcción de una presa y su embalse, tienen un fuerte impacto en el ambiente, tanto natural como antrópico, que debe ser cuidadosamente estudiado en cada caso para mitigar y/o compensar los efectos negativos que pudieran generarse en un marco de compromiso mutuo entre beneficiados y potenciales perjudicados por el proyecto.

2 La hidroelectricidad en el mundo

La producción de energía eléctrica en el mundo se distribuye del siguiente modo

Total producido 12.660.000 GWh/año (2005 Hydropower & Dams)

Térmica (63 %) Hidráulica (19 %) Nuclear(17.5 %) Otros (0.5 %)

La disponibilidad de hidroelectricidad de acuerdo a la misma fuente es (en GWh/año):

Energía Bruta 40.000.000

Energía Técnicamente factible 14.370.000

- **Energía Técnico-económicamente factible 8.600.000**

Energía producida al 2005 2.789.000

Energía Técnico-económicamente factible se distribuye de la siguiente manera por continente:

CUADRO 1

Continente	Energía Tec-econ-fact GWh/año	Energía generada GWh/año	Porcentaje utilizado %	Potencia instalada MW	Potencia en construcción MW
Africa	1.100.000	83.000	7,5	21230	4000
América Central y N	1.000.000	695.000	69,5	163200	3600
América del Sur	1.600.000	591.000	36,9	120700	15400
Asia	4.000.000	870.000	21,8	257500	93000
Europa	800.000	507.000	63,4	170000	2700
Australia/Oceanía	100.000	43.000	43,0	13400	23
Total	8.600.000	2.789.000	32,4	746.030	118.723

Merecen destacarse algunos casos particulares

CUADRO 2

País	Potencia instalada MW	Generación Hidro (GWh/año)	Porcentaje Hidro	Presas en construcción Nº	Potencia en construcción MW
Brasil	69.000	337.000	78 %	6	9.700
Venezuela	13.900	60.500	67 %	4	3.600
Irán	5.045	11.093	7,6 %	59	8.540
Turquía	12.600	44.300	25 %	55	3.200
Japón	20.000	92.000	7 %	43	+ 223
Argentina	9.780	34.000	40 %	1	155

Se observa que países con importantes reservas de gas y petróleo tienen un alto porcentaje de generación hidroeléctrica (caso Venezuela e Irán) y países con modestas reservas de hidrocarburos como Brasil y Turquía han planificado el abastecimiento eléctrico tomando a la hidroelectricidad como pilar fundamental.

3 La hidroelectricidad en la Argentina

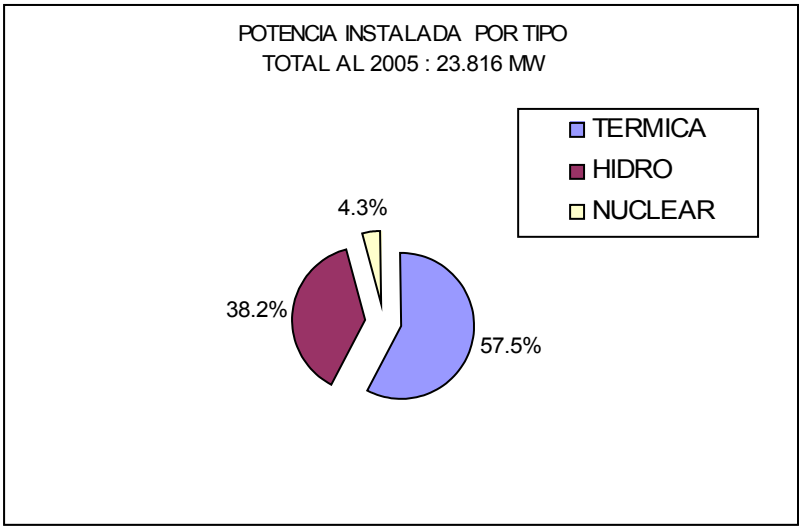
Analizamos la situación histórica de las fuentes de abastecimiento eléctrico en la Argentina y encontramos un razonable equilibrio entre la generación térmica y la hidráulica hasta mediados de la década del 90, producto de la construcción de grandes aprovechamientos impulsados por el Estado Nacional a través de las empresas Agua y Energía e Hidronor en las décadas del 60, 70, 80 y parte de los 90.

A partir de 1995 casi no han entrado nuevas centrales hidráulicas, incrementándose el parque de generación con turbinas de gas. Esta tendencia se muestra en el Gráfico 3.

En los Cuadros 3 y 4 y gráficos siguientes se indica la evolución de la hidroelectricidad desde 1930 a 2005 (tomando valores cada 5 años) en términos de Potencia y Energía.

CUADRO 3

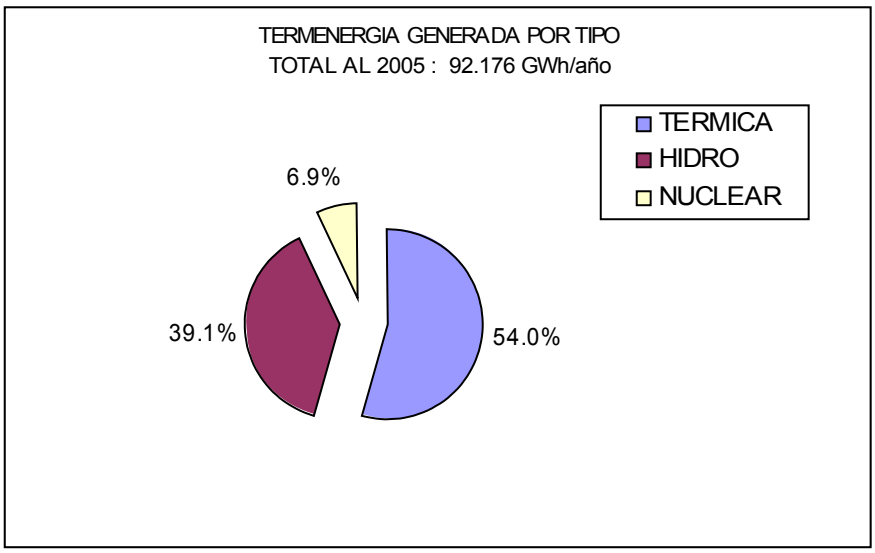
	POTENCIA INSTALADA POR TIPO en MW					
AÑO	TERMICA	HIDRO	NUCLEAR	TOTAL	PARTICP	INCREMENTO TOTAL
					HIDRO	QUINQUENAL
1930	759	28	0	787	3,6%	0,0%
1935	1066	30	0	1096	2,7%	39,3%
1940	1068	42	0	1110	3,8%	1,3%
1945	1177	42	0	1219	3,4%	9,8%
1950	1303	43	0	1346	3,2%	10,4%
1955	1525	98	0	1623	6,0%	20,6%
1960	1970	317	0	2287	13,9%	40,9%
1965	3410	344	0	3754	9,2%	64,1%
1970	4277	584	0	4861	12,0%	29,5%
1975	5435	1506	340	7281	20,7%	49,8%
1980	6115	3601	370	10086	35,7%	38,5%
1985	7009	5967	1018	13994	42,6%	38,7%
1990	7791	6477	1018	15286	42,4%	9,2%
1995	9279	8221	1018	18518	44,4%	21,1%
2000	11503	8607	1018	21128	40,7%	14,1%
2005	13706	9094	1018	23818	38,2%	12,7%
Porcentaje al 2005	57,5%	38,2%	4,3%	100,0%		



Fuente SE y CAMMESA

CUADRO 4

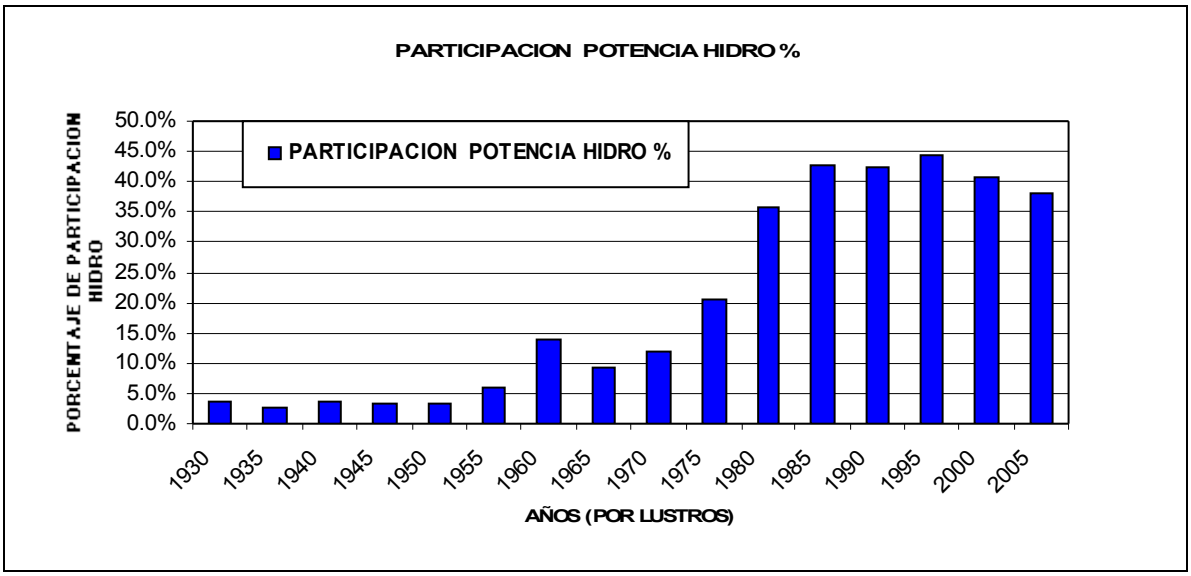
	ENERGIA GENERADA POR TIPO en GWh/año						
AÑO	TERMICA	HIDRO	NUCLEAR	TOTAL	PARTICP	INCREMENTO TOTAL	FACTOR
					HIDRO	QUINQUENAL	UTILIZ
1930	1340	93	0	1433	6,5%	0,0%	0,41
1935	1777	84	0	1861	4,5%	29,9%	0,32
1940	2432	118	0	2550	4,6%	37,0%	0,32
1945	2829	147	0	2976	4,9%	16,7%	0,40
1950	4243	153	0	4396	3,5%	47,7%	0,41
1955	5589	316	0	5905	5,4%	34,3%	0,37
1960	6994	869	0	7863	11,1%	33,2%	0,31
1965	9995	1155	0	11150	10,4%	41,8%	0,38
1970	15315	1492	0	16807	8,9%	50,7%	0,29
1975	16929	5122	2517	24568	20,8%	46,2%	0,39
1980	18274	15057	2340	35671	42,2%	45,2%	0,48
1985	15170	20560	5766	41496	49,5%	16,3%	0,39
1990	21666	18060	7281	47007	38,4%	13,3%	0,32
1995	28825	26916	7066	62807	42,9%	33,6%	0,37
2000	46082	28761	6177	81020	35,5%	29,0%	0,38
2005	49802	36000	6374	92176	39,1%	13,8%	0,45
Porcentaje al 2005	54,0%	39,1%	6,9%	100,0%			



Fuente SE y CAMMESA

En el Gráfico 3 se indica la evolución de la participación de la Potencia hidroeléctrica en el parque de generación desde 1930 al 2005.

GRAFICO 3



4 La situación de las presas al año 2005 en Argentina

Cantidad estimada de grandes presas: 130 (Registradas 110)

2 son binacionales: Salto Grande y Yacyretá;

27 están bajo jurisdicción del ORSEP en 13 Complejos hidroeléctricos nacionales concesionados a empresas privadas;

Las 29 obras mencionadas producen alrededor del 35 % de la energía eléctrica

El resto pertenece a jurisdicción provincial.

En su mayoría son cabeceras de sistemas de riego, y, en general, no se dispone de presupuesto suficiente para su atención sistemática.

El volumen embalsado es de 144.000 hm3, representando 4.000 m3/hab. (en países desarrollados como EEUU y Australia, la misma relación es de 5.000 m3/hab);

El agua embalsada no se aprovecha plenamente;

Hay cientos de pequeñas presas no registradas ni controladas;

En construcción:

Solo se están construyendo presas en:

El sur de Córdoba dentro del PLAN FEDERAL DE CONTROL DE INUNDACIONES

La presa de Caracoles en San Juan.(Multipropósito)

La presa de San Francisco en San Luis (Riego)

5 Recursos hídricos disponibles

Algunos datos ilustran de la situación de la Argentina en términos de sus recursos hídricos

Superficie Total 3.761.274 km2

Población	37.000.000	
Región húmeda Mesopotamia y Litoral (+ 800 mm/año)		24%
Región árida y semiárida (- 500 mm/año)		76%
Recursos hídricos disponibles superficiales Totales		26.000 m3/s
Cuenca del Plata	85%	
Cuenca Atlántica	11%	
Cuenca Pacífica	4%	
Sin derrame	No significativa	

(Fuente: SSRH web)

Esta situación pone de relieve que la Argentina es más un desierto que una pampa húmeda ya que dos tercios de su territorio presenta características áridas o semiáridas. Por lo tanto se deben implementar acciones para manejar eficientemente los ciclos de crecidas y sequías, agregar nuevas áreas bajo riego e incrementar la generación hidráulica.

6 Demanda de Energía eléctrica proyectada hasta el 2025

De acuerdo a las tasas actuales de crecimiento económico (entre el 7 al 9 %) es razonable suponer que en los próximos 20 años se mantenga del orden del 4 al 5% anual en forma sostenida, que corresponde a una demanda creciente de energía eléctrica del orden del 5% anual acumulativa.

Para satisfacer esta demanda se ha tomado a partir del año 2005 el mismo crecimiento para la fuente térmica que para la hidráulica, considerando para el 2010 la entrada de la central nuclear de Atucha II.

Se ha elaborado el Cuadro 5 de crecimiento cada 5 años a partir de 2005:

CUADRO 5 Potencia por tipo en MW. Demanda creciente al 5% anual

Año	Térmica	Hidro	Nuclear	Total	% Hidro	% Crecimiento
2005	13706	9094	1018	23818	38,2%	12,7%
2010	17407	11549	1600	30557	37,8%	28,3%
2015	22107	14668	0	36775	39,9%	20,4%
2020	28076	18628	0	46704	39,9%	27,0%
2025	35657	23658	0	59314	39,9%	27,0%

En el Cuadro 6 se indica el incremento quinquenal de potencia a instalar por tipo

CUADRO 6 Incremento de Demanda de Potencia en MW cada 5 años

Año	Térmica	Hidro	Nuclear	Total
2005	0	0	0	0
2005 a 2010	3701	2455	582	6738
2010 a 2015	4700	3118	0	6218
2015 a 2020	5969	3960	0	9929
2020 a 2025	7581	5030	0	12610
Total	21950	14564	582	35496

GRAFICO 4 Evolución crecimiento de Potencia al 5% de crecimiento anual

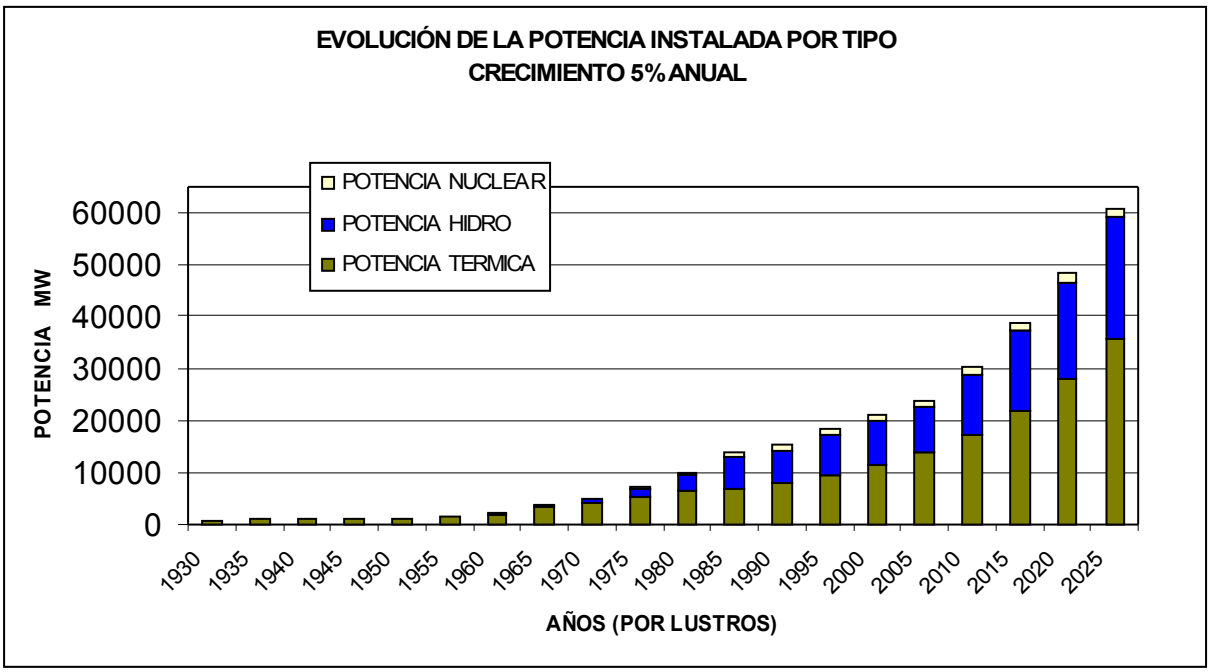
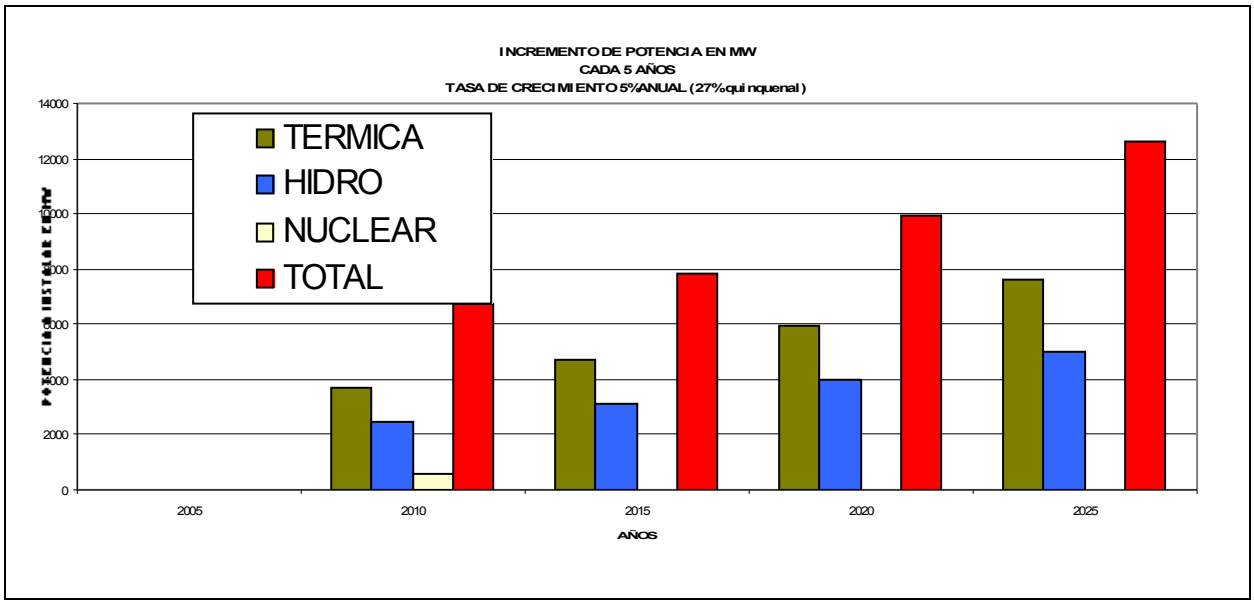


GRAFICO 5 Incremento de Potencia cada 5 años a Tasa de 5% anual



7 Oferta hidroeléctrica. Listado de proyectos en la Secretaría de Energía

Durante los años que tuvieron existencia y hasta su disolución en la década del 90 , las empresas Agua y Energía en el ámbito Nacional e Hidronor SA en la Norpatagonia, realizaron estudios básicos y proyectos de aprovechamientos multipropósito a distintos niveles de desarrollo que están disponibles en el Centro de Documentación de la Secretaría de Energía.

Se listan a continuación en el Cuadro 5 los proyectos de más de 50 MW de acuerdo a la información de la página web de la SE.

Si bien estos proyectos deberán reformularse considerando las actuales condiciones del mercado eléctrico, los aspectos ambientales y la evolución tecnológica, dan una idea de la posibilidad concreta de esta fuente de energía, que no deberá despreciarse para mantener el porcentaje de participación en el parque de generación durante los próximos 20 años.

De este Cuadro 5 se puede ver que existen proyectos que permitirán aportar al Sistema para los próximos 20 años:

Potencia 12.000 MW

Energía 43.000 GWh/año

En el listado no se incluyeron los proyectos del Alto Uruguay, Paraná Medio y los Aprovechamientos sobre el Río Negro.

De acuerdo a lo mencionado se tendría una disponibilidad de oferta de energía hidroeléctrica de unos 12.000 MW que es del orden del incremento de la demanda estimada para el 2025 que resultó de 14.500 MW para un crecimiento anual del 5% y manteniendo la proporción de generación Hidroeléctrica en un 40% del total.

CUADRO 5

PROYECTOS HIDROELECTRICOS DE MAS DE 50 MW

FUENTE SECRETARIA DE ENERGIA

Proyecto	Provincia	Rio	Sist. Hidrografico	Nivel de desarrollo	Potencia (MW)	Energia (GWh/año)
A.H. RIO ANISACATE	CORDOBA	ANISACATE	L.MAR CHIQUITA	PREFACTIBILIDAD	55	55
SISTEMA POTRERO DEL CLAVILLO	CATAMARCA - TUCUMAN	LAS CAÑAS - COCHUNA	L.MAR CHIQUITA	PREFACTIBILIDAD	316	444
A.H. PUERTO PIRAMIDES	CHUBUT	OCEANO ATLANTICO	OC.ATLANTICO	PREFACTIBILIDAD	150	700
A.H. RIO LA LEONA	SANTA CRUZ	LA LEONA	OC.ATLANTICO	PREFACTIBILIDAD	240	980
A.H. RIO SANTA CRUZ - CIERRE CONDOR CLIFF	SANTA CRUZ	SANTA CRUZ	OC.ATLANTICO	PREFACTIBILIDAD	550	3.070
A.H. RIO SANTA CRUZ - CIERRE LA BARRANCOSA	SANTA CRUZ	SANTA CRUZ	OC.ATLANTICO	PREFACTIBILIDAD	412	1.919
COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO MANSO	RIO NEGRO	MANSO	OCEANO PACIFICO	INVENTARIO	880	2.200
A.H. RIO SENGUERR - CIERRE LA SALINA	CHUBUT	SENGUERR	RIO CHUBUT	PREFACTIBILIDAD	200	408
A.H. CACHEUTA NUEVA	MENDOZA	MENDOZA	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	185	319
A.H. CERRO MESON	MENDOZA	DIAMANTE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	114	342
A.H. DE LAS JUNTAS	SAN JUAN	SAN JUAN	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	1026	3.265
A.H. EL BAQUEANO	MENDOZA	DIAMANTE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	137	357
A.H. EL TAMBOLAR	SAN JUAN	SAN JUAN	RIO COLORADO	FACTIBILIDAD	70	343
A.H. EL TONTAL	SAN JUAN	SAN JUAN	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	834	2.085
AH LA ELENA	CHUBUT	CARRENLEUFÚ	OCEANO PACIFICO	BASICO	100	600
A.H. LOS BLANCOS I	MENDOZA	TUNUYAN	RIO COLORADO	FACTIBILIDAD	324	900
A.H. LOS BLANCOS II	MENDOZA	TUNUYAN	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	158	438
A.H. PUNTA NEGRA	SAN JUAN	SAN JUAN	RIO COLORADO	BASICO	62	-
A.H. RIO GRANDE- CIERRE BARDAS BLANCAS	MENDOZA	GRANDE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	120	530
A.H. RIO GRANDE- CIERRE EL SEGURO	MENDOZA	GRANDE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	120	525
A.H. RIO GRANDE- CIERRE LA ESTRECHURA	MENDOZA	GRANDE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	100	440
A.H. RIO GRANDE- CIERRE PORTEZUELO DEL VIENTO	MENDOZA	GRANDE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	240	1.065
A.H. RIO GRANDE- CIERRE RISCO NEGRO	MENDOZA	GRANDE	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	170	730
A.H. VALLE DE UCO	MENDOZA	TUNUYAN	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	158	438
COMPLEJO HIDROELECTRICO CORDON DEL PLATA	MENDOZA	MENDOZA Y TUPUNGATO	RIO COLORADO	PREFACTIBILIDAD	66	180
A.H. CHIHUIDO II	NEUQUEN	NEUQUEN	RIO NEGRO	PREFACTIBILIDAD	377	1.282
A.H. COLLON CURA	NEUQUEN	LIMAY	RIO NEGRO	PREFACTIBILIDAD	376	1.492
A.H. DESVIO DEL RIO CALEUFU	NEUQUEN	CALEUFU	RIO NEGRO	INVENTARIO	100	495
A.H. EL CHIHUIDO I	NEUQUEN	NEUQUEN	RIO NEGRO	FACTIBILIDAD	852	2.600
A.H. MICHIHUAO	NEUQUEN - RIO NEGRO	LIMAY	RIO NEGRO	PREFACTIBILIDAD	621	2.868
A.H. PANTANITOS	NEUQUEN - RIO NEGRO	LIMAY	RIO NEGRO	INVENTARIO	189	884
A.H. RIO FREY	RIO NEGRO	FREY	RIO NEGRO	PREFACTIBILIDAD	60	324
A.H. TALHELUM	NEUQUEN	ALUMINE	RIO NEGRO	PREFACTIBILIDAD	240	1.000
A.H. ZANJA DEL TIGRE	SALTA	BERMEJO	RIO PARAGUAY	PREFACTIBILIDAD	240	845
A.H. CORPUS (50%)		PARANA	RIO PARANA	PREFACTIBILIDAD	1400	5.519
A.H. RIO PIRAY GUAZU	MISIONES	PIRAY GUAZU	RIO PARANA	PREFACTIBILIDAD	69	270
SISTEMA RIO MEDINA - SALTO N° 1	TUCUMAN	MEDINA O LAS CAÑAS	RIO SALADO	INVENTARIO	84	331
A.H. GARABI (50%)		URUGUAY	RIO URUGUAY	BASICO	800	3.150
TOTAL	**TOTAL**				**12.195**	**43.393**

8 Marco Regulatorio y Tarifario del Sector Eléctrico

La transformación del sector eléctrico iniciada en la década del 90 fue producto de un crisis por la que atravesó el sector en los años 88/89 como resultado de sucesivos desaciertos en la política energética.

Previo a las reformas directas del sector energético fue necesario sancionar las leyes de Reforma del Estado y Emergencia Administrativa, además de la ley de convertibilidad (1$ = 1 u$s). Ello permitió institucionalizar el abandono del Estado empresario para que asuma un rol de diseñar políticas, regular y controlar actividades esenciales.

Bajo esta nueva realidad, el Poder Ejecutivo envió al Congreso un proyecto de ley Marco que fue sancionada con el Nº 24.065 y que regula las actividades del sector eléctrico, iniciando un nuevo proceso de transformación que permita activar inversiones privadas orientadas a revertir el cuadro de escasez, prestaciones inseguras y costos elevados a un escenario de mayor oferta, servicios confiables a costos más bajos.

Es oportuno destacar que no todos los problemas del sector fueron resueltos con la sanción del nuevo Marco. Fue necesario elaborar complementariamente un conjunto de Normas y Procedimientos para que los actores que funcionaban en el sistema anterior adecuen su funcionamiento a los nuevos lineamientos, cuyas características mas salientes están dadas por las reglas de mercado de competencia y parámetros de calidad cuyos incumplimientos serán penalizados.

De acuerdo a lo previsto en el art. 35 de la ley 24065 el decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA) sobre la base del Despacho Nacional de Cargas. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SADI. Es una empresa de gestión privada con propósito público.

También aparece la figura del Ente Regulador (ENRE) cuyo mandato es no solo asegurar un sistema de reglas que transmitan confianza a los inversores y público, sino también mostrar flexibilidad y transparencia para adaptar la normativa a los objetivos trazados.

El art. 1° de la Ley caracteriza al **Transporte y la Distribución** de electricidad como servicios públicos, (de Libre Acceso) que se prestan en condiciones de mercado monopólico con usuarios cautivos en los que la regulación determina y controla precios y la calidad previniendo la ocurrencia de prácticas que configuren abuso de posición predominante en el mercado.

Respecto a la **Generación**, cualquiera sea su destino, es considerada actividad de interés general, que opera en un mercado de competencia, cuyo funcionamiento se ajusta a las normas legales y a los Procedimientos operativos de modo que los generadores reciban una tarifa uniforme para todos, en cada lugar de entrega fijado por el Despacho Nacional de Cargas, calculada con ajuste al costo económico del sistema, considerando el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada. El costo económico está representado por el costo marginal de corto plazo.

En cuanto a los componentes del "pass-through", según el marco regulatorio los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) debían ser ajustados en ocasión de cada programación o reprogramación estacional en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre. Al respecto, la

SECRETARIA DE ENERGIA comienza a reconstruir un sendero de crecimiento a partir Noviembre de 2003.

Los lineamientos seguidos en la definición de los Cuadros Tarifarios son los siguientes:

- Se establecen tarifas máximas para cada periodo tarifario. Las mismas están conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición en el MEM y b) otro representativo del costo propio de distribución constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes y más los gastos de comercialización.

- Se fijan periodos tarifarios (de 10 años el primero y de 5 años los sucesivos) durante los cuales las tarifas se ajustarán únicamente conforme a la variaciones que experimenten los costos de compra de energía y su transporte en el MEM. En tanto que se mantienen constantes en términos reales los costos propios de distribución de cada concesionaria.

- Se regula la tasa de rentabilidad con que se calcularán las tarifas máximas de los periodos tarifarios futuros, la que razonablemente deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional o internacionalmente.

- Se regula la calidad vinculada a la tarifa establecida, mediante la obligación de las concesionarias del servicio público de abastecer toda la demanda de su área de concesión y el establecimiento de un régimen de control de calidad y sanciones.

- Se desautorizan subsidios cruzados entre los usuarios o categorías de usuarios. Los usuarios pagarán únicamente los costos de las etapas del proceso eléctrico en que estén involucrados, procurando que cada uno afronte los costos atribuibles a su modalidad de consumo.

De esta manera se procura que las empresas optimicen su gestión empresaria a lo largo de cada periodo tarifario minimizando sus costos. A este respecto es importante destacar que las distribuidoras se enfrentan a una situación similar a la que resultaría de existir competencia perfecta: *el precio es un valor exógeno a la firma*. Consecuentemente, el régimen tarifario trata de preservar, ante la actividad monopólica concesionada, condiciones de mercado lo mas parecidas posibles a las de la competencia en las que concurren gran número de oferentes.

A partir de la crisis en diciembre de 2001, y las nuevas reglas económicas emergentes es revisada la vigencia de los principios antes mencionados.

En efecto, se sanciona la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, que declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, estableció en su Art 8 que a partir de su sanción (6 de enero de 2002), en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedaban sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en .índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio.

Es decir, el congelamiento de las tarifas de servicios públicos por parte del Estado cuyo propósito ha excedido largamente el control de la inflación o el tránsito de la

convertibilidad a la devaluación, produjo una deformación de las condiciones que ha desalentado las inversiones genuinas en Generación (tanto térmica como hidráulica).

Debe considerarse que hoy se reconoce a los generadores del MEM una tarifa monómica de unos 0,020 u$s/kwh y los costos medios de generación ya sea Térmica o Hidráulica están por sobre los 0,025 a 0,030 u$s/kwh

No ocurre lo mismo con el Transporte cuya expansión se está realizando a través del financiamiento del Fondo Federal Eléctrico.

9 Costos de generación Térmica

De acuerdo a un trabajo reciente sobre los costos de generación térmica realizados por el prestigioso Instituto Tecnológico de Monterrey se ha utilizado para este trabajo una metodología muy similar de análisis obteniendo costos promedios de generación térmica para máquinas de Ciclo Combinado alimentadas con gas natural. También se podrían usar, eventualmente, otros combustibles que no se consideraron en el presente análisis.

Las variables relevantes analizadas fueron :

a) Costos de Inversión de potencia instalada (u$s/kw), variando parametricamente entre .400 u$s/kw y 800 u$s/kw

b) Costos de gas natural, variando entre 2 u$s/ MM BTU y 6 u$S /MM BTU

c) tasa de descuento o de interés, variando paramétricamente: 8% y 12%.

d) período de análisis: 30 años

e) factor de utilización : 0,85

Se ha procedido a realizar un análisis clásico, por parte de los autores del presente trabajo y la ventaja del mismo es que puede aplicarse a otro tipo de situaciones.

Se trata, precisamente de obtener un costo medio de generación en u$s/kwh y que tenga en cuenta todos los elementos mencionados precedentemente.

En consecuencia se trae a Valor Presente la Inversión, el combustible y los costos de operación y mantenimiento (valuados en 1% inversión por año) y la energía anual generada, teniendo en cuenta la vida útil y la tasa de actualización.

Por otra parte, para el costo de energía térmica propiamente, se toma en cuenta el rendimiento unitario de los equipos de Ciclo Combinado y por supuesto el costo de la caloría, o en este caso del BTU.

Los valores de energía, para los parámetros indicados pueden observarse en el GRAFICO 6. donde se aprecia que los mismos expresados en u$s/kwh varían desde 0,040 u$s/ kwh hasta 0,080 u$s/kwh, dependiendo que la inversión unitaria en u$s/kw (600 u$s/kw hasta 800 u$s/kw valor este último más realista) y el costo del Gas Natural (entre 4 y 6 u$s/ MM BTU), valor este muy similar al nuevo contrato de provisión que se acordará con las importaciones desde Bolivia y que debe ser tomado como costo de oportunidad para la producción de gas local.

En consecuencia para una central de Ciclo Combinado, de eficiencia superior al 50 % y con costos de inversión cercanos a los 600 u$s/ kw y valores de gas natural cercanos a los 5 u$s/MM BTU, se obtiene un costo medio de generación de alrededor de 0,055 u$s /kwh, para una tasa de descuento de 12 %

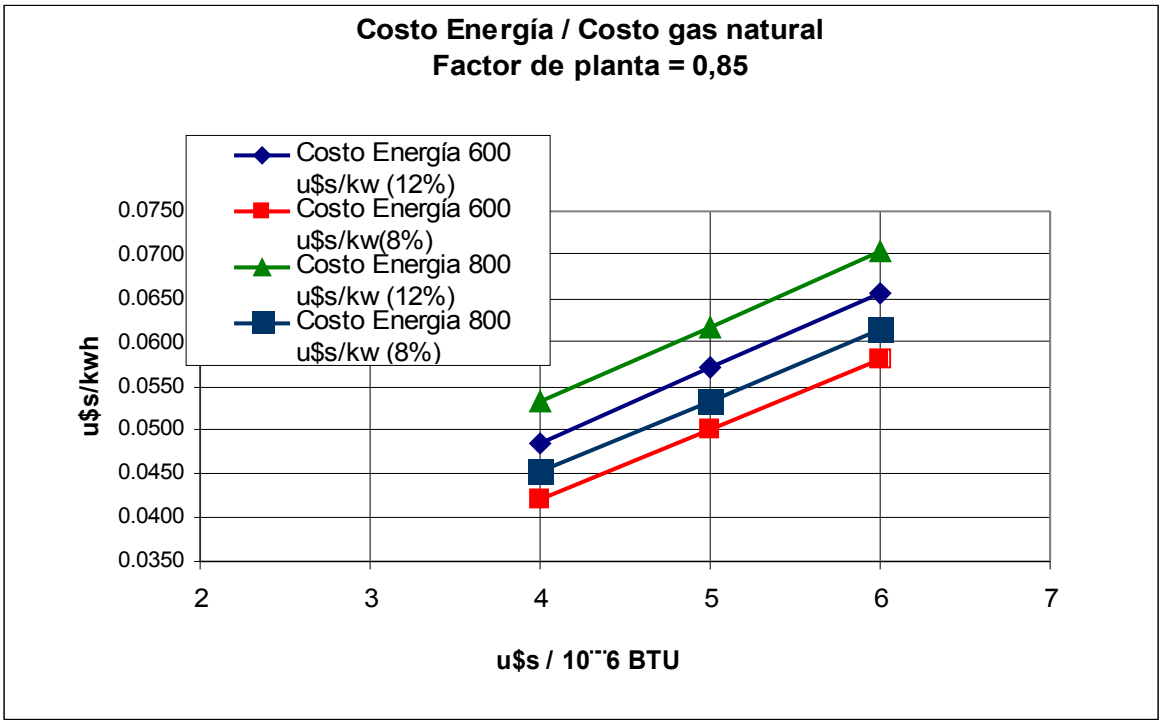
Podría concluirse con los valores anteriores que un buen proyecto hidroeléctrico es perfectamente comparable y competitivo con una central térmica como la analizada.

Adicionalmente deberían considerarse aspectos de contaminación y cuyos costos ambientales no son menores. Para el caso de Ciclo Combinado a gas natural los valores son del orden de 500 t CO2/GWh generado.

Sin duda que lo anterior debe ser añadido como un pasivo ambiental de la generación térmica y de acuerdo a la valorización del CO2 se verá un incremento en sus costos no inferior a un 15 % (Para un valor de 7 u$s/ton CO2).

De lo analizado, se desprende que son varias las obras del catalogo hidroeléctrico que pueden competir con ventaja en la atención de la expansión de la demanda eléctrica, debiendo enfatizarse la utilización de un recurso natural renovable, no contaminante, movilizador de recursos locales y con un fuerte impacto regional en aquellos lugares donde se lleva adelante su construcción.

GRAFICO 6



10 Costo de generación hidroeléctrica

Como criterio general y a efectos de analizar el posicionamiento de los méritos económicos de los proyectos hidroeléctricos frente a alternativas térmicas, se ha considerado un proyecto hidroeléctrico que reflejara las siguientes condiciones:

a) Un valor de la potencia instalada que varíe entre 1.000 u$s/kw y .1.500. u$s/kw. Si bien el valor de la potencia instalada es una característica única, distintiva e intransferible de la obra específica, existe abundante experiencia mundial y cantidad muy grande de obras construidas que permiten trabajar con los valores medios indicados. En otras etapas siguientes se deberá analizar más pormenorizadamente esta circunstancia, dado que existen obras más aptas para ser empuntadas que otras y esa circunstancia deberá ser aprovechada, siempre que el costo marginal del empuntamiento sea menor que el costo medio de la misma.

Período de construcción: 5 años Explotación 25 años

b) Se ha considerado un factor de planta de 0,5 y 0,6 lo que da una cantidad de horas anuales de 438.hs y 538 hs respectivamente. Por supuesto que aquí también nos referimos a valores medios de hidraulicidad que pueden variar de un periodo hidrológico a otro, pero asumimos una serie suficientemente larga que permita adoptar dichos valores.

c) El costo de la potencia unitaria u$s/kw, que dura para toda la vida de la obra deberá ser compatibilizado con la circunstancia que las energías son consideradas en términos anuales, con lo que considerando una vida útil de 25 años.

En consecuencia se trae a Valor Presente la Inversión y los costos de operación y mantenimiento (valuados en 0,5% inversión por año) y la energía anual generada, teniendo en cuenta la vida útil y la tasa de actualización que se tomó al 8% y 12 %.

d) Otro elemento, no menos importante, es que en el marco de Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL derivado del Tratado de Kyoto, los aprovechamientos hidroeléctricos poseen un activo ambiental que no es menor y tiene relación con la energía térmica que remplazan o que evitan que se genere y consecuentemente se emita CO2. Un calculo, muy conservador realizado y que valúa en 7,00 u$s por tn de CO2, nos permite afirmar que los costos medios de generación mejoran en el orden de un 15 %. En la evaluación se consideró con y sin este beneficio.

Como puede observarse en el Gráfico, y es natural que así sea, a medida que el costo de la potencia sube y la tasa de actualización es más alta, más alto resulta el costo medio de la energía. Cabe observar que el fenómeno opuesto ocurre cuando los valores indicados decrecen. Sin embargo, en cualquier caso los costos medios de generación teóricos obtenidos son razonables y permiten su comparación, con ventajas, con medios de generación alternativos.

Un elemento adicional, que tampoco se ha incluido, pero no debe desconocerse su importancia, es el efecto multiplicador y movilizador de recursos que una obra hidroeléctrica produce en la región donde la misma se inserta, el gran impacto que produce en diferentes sectores y la economía de divisas que produce, evitando importaciones de combustibles o de equipos de generación de manufactura externa.

Tampoco se han incluido en la evaluación otros beneficios como son: almacenaje de agua para riego y consumo, regulación de caudales, protección contra inundaciones, recuperación de tierras, turismo, etc:

Como se observa en los Gráficos 7 y 8 los costos de energía son similares a los obtenidos para la alternativa térmica CC (Grafico 6), aun sin considerar los otros beneficios de un proyecto multipropósito.

GRAFICO 7

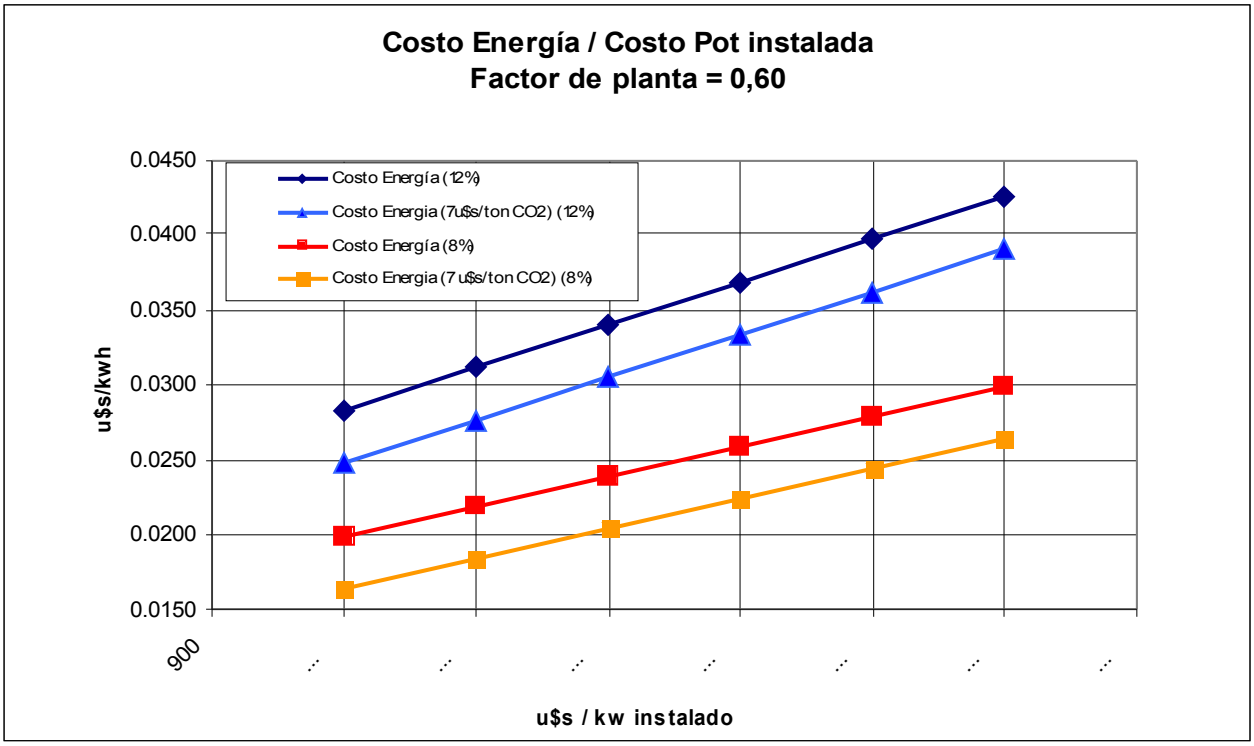
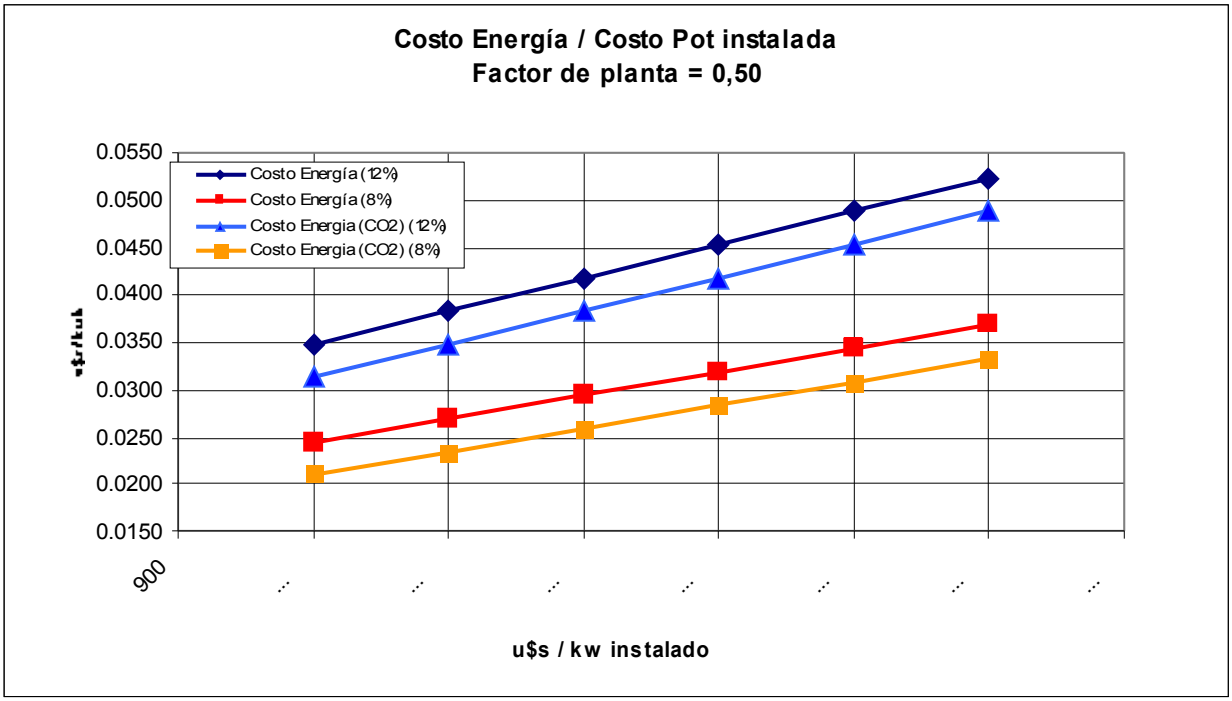


GRAFICO 8



11 Alternativas de Financiamiento Asociación - Público Privada

Actualmente la expansión global de la demanda de energía eléctrica y sus necesidades permanentemente crecientes, así como el desarrollo económico, generan requisitos de

infraestructura que exceden crecidamente los recursos de financiamiento disponibles del sector público.

Esta situación ha generado en los países desarrollados las asociaciones del Estado con Empresas Privadas.

Un incipiente esquema legal para este tipo de asociaciones en la Argentina viene determinado a través del Decreto 967/05 donde se aprueba el Régimen para el establecimiento de estas Asociaciones Público – Privadas para proyectos de Infraestructura y servicios, así como los procedimientos que debe observar la Administración pública para la concreción de este tipo de asociaciones.

En el Art. 2 de la citada norma legal, se establece muy claramente que:

Pueden ser objeto de Asociación Público-Privada, los siguientes emprendimientos públicos:

a) Ejecución y/u operación y/o mantenimiento de obras y/o servicios públicos.

b) Ampliación de obras y/o servicios públicos existentes.

c) Proyecto, financiamiento y construcción de obras y/o servicios públicos, incluyendo, entre otras modalidades, operaciones de llave en mano.

d) Prestación total o parcial de un servicio público, precedida o no de la ejecución de la obra pública.

e) Desempeño de actividades de competencia de la Administración Pública que resulten delegables.

f) Ejecución de obra pública, con o sin prestación del servicio público, para la locación o arrendamiento por la Administración Pública.

En los casos de ejecución de obra pública, al término de la Asociación Público-Privada respectiva, la propiedad de la obra corresponderá al Estado

Es sabido que el déficit en la disponibilidad de fondos públicos ha dado como resultado que el sector privado asuma un papel más prominente en el desarrollo de la infraestructura energética junto al sector público; esto puede lograrse de manera directa como patrocinador de un proyecto o indirecta como inversionista comprando bonos emitidos para el financiamiento de proyectos.

Niveles interesantes de financiamiento de la infraestructura energética se pueden lograr a través del crédito que tradicionalmente otorgan la banca de desarrollo tanto nacional como multilateral, aunque no en cantidades importantes.

En esta nueva generación de APPs se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Que los ingresos generados por proyectos sean estables y que haya una adecuada recuperación del valor de los activos al final del período de operación del proyecto por parte del socio privado.
- Una cuidadosa evaluación de las estructuras de asociación basada en la experiencia y la eficacia del sector privado.
- Un ambiente macroeconómico relativamente estable.
- Desarrollo de un marco legal para concesiones, ejecución de contratos y quiebra, y amparo para los acreedores.
- Un marco regulador estable que considere las necesidades del ciclo de vida del proyecto.

- Un mercado doméstico de capitales de deuda en desarrollo.

El sector privado requiere el establecimiento de reglas claras y estables, basadas en el marco legal del país. Si la política pública desea fomentar la participación del sector privado en el financiamiento de la infraestructura energética del país, sus leyes deben apoyar esta política. Esto incluye las leyes que rigen las concesiones y privatizaciones, un proceso transparente para la resolución de disputas y el proceso de ejecución de derechos para el cumplimiento de contratos, así como también el amparo para los acreedores ante situaciones de quiebra e insolvencia.

Las regulaciones deben enfocarse hacia el ciclo de vida del proyecto; es decir, del diseño a la construcción, a la operación, y la devolución del proyecto al sector público.

12 Conclusiones

Es posible desarrollar proyectos de generación hidroeléctrica cuando se consideran y comparan los costos reales de las distintas fuentes de provisión.

Existen proyectos hidroeléctricos que permitirían abastecer el 40% de la demanda en los próximos 20 años, considerando un crecimiento del 5% anual

A partir de la crisis de fines del 2001, la fuerte intervención del Estado en el marco tarifario eléctrico desalienta la inversión del sector privado en obras nuevas de generación (térmicas e hidráulicas).

Consecuentemente es necesaria la participación del sector público para que conjuntamente con el privado puedan llevar adelante las obras de infraestructura de generación (térmicas e hidráulicas) que se requieren para abastecer a una demanda creciente.

Por lo tanto se debe:

- Planificar a largo plazo para lograr el uso y desarrollo eficientes de las fuentes de energía eléctrica, incluyendo la hidroeléctrica
- Estimular la integración regional mediante proyectos nacionales y multinacionales que faciliten el desarrollo y la utilización económica de fuentes renovables de energía y el intercambio de energía eléctrica producida por dichas fuentes, para lograr su mejor utilización e incrementar la seguridad del abastecimiento.
- Sustituir el uso de recursos energéticos no renovables por recursos energéticos renovables y de generación limpia
- Definir una Política de Estado que promueva la construcción de presas con sentido estratégico en el marco de un plan de desarrollo nacional y regional.
- Revisar, adecuar y calificar los proyectos disponibles en la cartera de proyectos hidroeléctricos de la Secretaría de Energía
- Fomentar y establecer un marco regulatorio consistente que promueva Asociaciones Público – Privadas para obras de generación.
- Crear un fondo fiduciario específico para la construcción de presas y centrales hidroeléctricas.
- Formular los proyectos tomando en cuenta la necesidad de conservar y mejorar el medio ambiente en un marco de armonía y sustentabilidad.

- Considerar en la evaluación económica de los aprovechamientos hidroeléctricos multipropósitos todos los beneficios apropiando a cada uno de ellos los costos asociados.