13

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ING. ALBERTODEL ROSSO - ING. ANDRÉS GHÍA
ÁREA DE PENSAMIENTO ESTRATÉGICO

CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

CÁMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

75º ANIVERSARIO 1936-2011

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Informe Técnico

Dr. Ing. Alberto Del Rosso – Ing. Andrés Ghía

Área Pensamiento Estratégico

Noviembre 2010

Del Rosso, Alberto

Análisis de requerimientos de infraestructura e inversiones en generación en el sistema eléctrico nacional / Alberto Del Rosso y Andres Ghia. - 1a ed. - Buenos Aires : FODECO, 2012.

40 p. ; 29x21 cm.

ISBN 978-987-1915-13-2

1. Políticas Públicas. 2. Electricidad. I. Ghia, Andres II. Título

CDD 320.6

Impreso en Famen & Cia S.A. Rondeau 3572. Parque Patricios. Buenos Aires, Argentina en el mes de Septiembre de 2012

1 Edición: Septiembre de 2012
100 ejemplares

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida en manera alguna ni por ningún medio, ya sea electrónico, químico, mecánico, óptico, de grabación o de fotocopia, sin previo permiso escrito del editor.

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN "GENERACIÓN" EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN **3**
INFORME FINAL **7**

1. Introducción **7**

2. Proyección de la Demanda **8**
2.1. Demanda de Energía en el Periodo 1992-2009 ..... *8*
2.2. Demanda de Potencia en el Periodo 1992-2009 ..... *10*
2.3. Proyección de la demanda de Energía Eléctrica *11*
2.4. Proyección de la Demanda de Potencia de Punta *13*

3. Parque de Generación y Balance de Energía y Potencia **15**
3.1. Balance de Generación *15*
3.2. Potencia Instalada *18*

4. Relevamiento de Planes de Obras en Generación y Transmisión **20**
4.1. Plan de Obras en Generación *20*
4.2. Planes de Incentivo de Generación con Energías Renovables *24*
4.3. Transporte de la Energía Eléctrica *27*

5. Plan de expansión propuesto **31**
5.1. Consideraciones para la Formulacion del Plan de Expansion *32*
5.1.1. Proyectos Planificados y en Ejecución 32
5.1.2. Otros Proyectos Hidroeléctricos 33
5.1.3. Exportación/Importación de Energía Eléctrica. 33
5.1.4. Pérdidas de Potencia. 33
5.1.5. Reserva y Disponibilidad Térmica. 33
5.1.6. Aporte de Capacidad de la Generación Eólica 34
5.2. Obras de Generación Propuestas *34*
5.3. Resumen de Inversiones en Generación *37*
5.4. Requerimientos Adicionales de Ampliación del Sistema de Transmisión *37*

6. Referencias bibliográficas **38**

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Evolución del Crecimiento Interanual de la demanda vs PBI. Fuente CAMMESA. 9

Figura 2: Evolución del Crecimiento Interanual de la Potencia Máxima Bruta. Fuente

CAMMESA. 10
Figura 3: Correlación entre el PBI y la demanda de energía eléctrica 11
Figura 4: Generación de Energía Eléctrica por tipo de Tecnología. 16
Figura 5: Generación mensual por tipo – Año 2009 17
Figura 6: Porcentaje de energía anual por tipo de recurso – Año 2009 17
Figura 7: Evolución Interanual de la Potencia Instalada. Fuente CAMMESA 19
Figura 8: Potencia Instalada por tipo de Tecnología. 2008-2010. 24
Figura 9: Mapa indicativo del ingreso de la Generación Renovable. [10] 25
Figura 10: Detalles por tipo de la nueva Generación Renovable.[10] 26
Figura 11: Geográfico Línea de Transporte 500 KV - Ingresos. 28
Figura 12: Líneas de 500 KV, Sistema Interconectado Nacional – SIN. 30
Figura 13: Avances de las Obras en 500 KV. 31

ÍNDICE TABLA

Tabla 1: Evolución de la Demanda Anual de Energía. Fuente CAMMESA [7]. 8
Tabla 2: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2010-2020 13
Tabla 3: Evolución del Factor de Carga (FC) medio anual. 14
Tabla 4: Proyección de la Demanda Máxima de Potencia de Punta. 15
Tabla 5: Evolución Balances Anuales de Energía. Generación. Fuente CAMMESA. 15
Tabla 6: Energía Mensual por tipo de Generación. Fuente CAMMESA 16
Tabla 7: Potencia Instalada por Región y por tipo de Generación al 31/12/2009. Incluye Agentes Generadores y Cogeneradores (MW). 18
Tabla 8: Ingreso de Potencia – Año 2009, en MW. 19
Tabla 9: Ingreso de Potencia Prevista – Año Base de previsión 2008, en MW. 20
Tabla 10: Ingreso de Potencia Instalada– Año 2010, en MW. Fuente CAMMESA. 23
Tabla 11: Potencia adicionada al sistema por tipo de Tecnología 23
Tabla 12: Evolución Longitudes de Líneas por Región. 27
Tabla 13: Longitudes de Líneas por Nivel de Tensión y Región. 27
Tabla 14: Evolución Potencia de Transformadores por Región. 28
Tabla 15: Incrementos registrados durante el año 2009. 28
Tabla 16: Obras de Transporte en redes Eléctricas. Fuente: Elaboración Propia. 29
Tabla 17: Proyectos Hidroeléctricos Adicionales [6]. 33
Tabla 18: Plan de Expansión Propuesto. 35
Tabla 19: Resumen de Inversiones en Generación. 37

.....

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN "GENERACIÓN" EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

RESUMEN

En este trabajo se realiza una estimación de los requerimientos de inversión en generación en el sistema eléctrico nacional, necesarios para cubrir los requerimientos crecientes de demanda en el mediano plazo. El horizonte de estudio es el año 2020. Este trabajo es una revisión y modificación de planes tentativos de generación desarrollados por los consultores en estudios previos.

En primer lugar se elabora una proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica para el periodo de estudio (2011-2020). Esta última variable es la que se utiliza para determinar los requerimientos de ampliación del sistema, toda vez que la evolución esperada de la potencia máxima define la capacidad del sistema, tanto de generación como de transporte, para suplir la máxima potencia de demanda que pueda presentarse. La proyección de demanda se realiza con un modelo econométrico simple, basado en una regresión lineal que utiliza la variación del PBI como variable explicativa. Para esta proyección se asume que el PBI crece a ritmo constante, con una tasa del 5% anual para todo el periodo de estudio. La tabla siguiente muestra los resultados de la proyección de la demanda de potencia. Según esta proyección, la demanda de potencia en el 2020 es aproximadamente un 60 % mayor que la máxima demanda registrada en 2010. Esto indica que se requiere de 11.643 MW de capacidad adicional, para cubrir estrictamente este crecimiento de la potencia demandada. A este valor debe sumarse la capacidad adicional necesaria, para mantener los niveles de reserva adecuados.

PROYECCION POTENCIA MAXIMA DEL SIN		
Año	Demanda de Potencia [MW]	Tasa de crecimiento [%]
2010	19550	4.78%
2011	20484	4.78%
2012	21462	4.78%
2013	22487	4.78%
2014	23561	4.78%
2015	24688	4.78%
2016	25868	4.78%
2017	27106	4.79%
2018	28404	4.79%
2019	29765	4.79%
2020	31193	4.80%

En los últimos cuatro años se han incorporado al sistema eléctrico nacional más de 4.000 MW de nueva generación de diferente tecnología, de acuerdo a lo que se detalla en la siguiente tabla

Generación adicionada al sistema en los últimos cuatro años		
Descripción	**Tipo**	**Potencia total [MW]**
TG: Turbinas de gas	TG	2.720,20
TV: Turbinas de vapor	TV	688,90
MD: Motores Diesel	MD	561,51
CH: Central hidráulica	CH	121,40
MG: Motores a gas	MG	22,50
PE: Parque eólico	PE	0,25
TOTAL		**4.114,76**

Asimismo, se encuentran en avanzado estado de ejecución otros proyectos de generación, tales como la central nuclear Atucha II, la elevación de la cota de la central Yaciretá, la central hidráulica Punta Negra en la provincia de San Juan, y la ampliación de la central térmica Güemes. Estos proyectos van a adicionar casi 2.000 MW en los próximos dos años.

Además de estas obras, hay otros emprendimientos hidroenergéticos de gran envergadura que se han sido pre-adjudicadas en los últimos dos años. Entre estos se encuentran las represas y centrales eléctricas Cóndor Cliff y La Barrancosa, ubicados sobre el Río Santa Cruz, con una potencia instalada de 1.140 MW y 600 MW respectivamente. El monto total de esta obra asciende a 4.000 Millones de Dólares. El otro proyecto de gran porte es el "Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I", pre-adjudicado en junio de 2010 con la unión transitoria de varias empresas, conformada por Electroingeniería S.A.; Constructora OAS LTD.; CPC S.A.; Hidrocuyo S.A. y Rovella Carranza S.A. Esta obra aportará al sistema una potencia de 637 MW, y el costo de la misma es de aproximadamente 1.500 Millones de Dólares.

Otros proyectos hidroeléctricos importantes a considerar son la central Aña Cua, que se encuentra en estado de pre-adjudicación, con una potencia instalada de 246 MW, y el proyecto Garabí sobre el Río Uruguay, que tiene una potencia de 1.459 MW. La adjudicación y ejecución de esta última obra es más incierta.

Un aporte de relevancia al sistema eléctrico nacional, estará dado por los proyectos incluidos en el programa GENREN (planes de incentivo de generación con energías renovables). Este programa que llevan a cabo en forma conjunta la Secretaria de Energía junto con ENARSA, tiene por objeto la implementación de nueva generación de energía eléctrica que utilice como combustible primario, fuentes de energía renovables. En este programa se adjudicaron en 2010 32 proyectos de energía renovable, por un monto total de 2.250 Millones de Dólares, de acuerdo al siguiente detalle:

- Eólica: 17 proyectos por un total de 754 MW;
- Térmica con biocombustibles: 4 proyectos por un total de 110,4 MW;
- Pequeños aprovechamientos hidráulicos: 5 proyectos que suman 10,6 MW; y
- Solar fotovoltaica: 6 proyectos por un total de 20 MW.

Estos proyectos son con un contrato de compra de energía a precio fijo, por un periodo de tiempo de 15 años.

Teniendo en cuenta todas estas obras en ejecución y proyectos mencionados, y en base a la proyección de la demanda de potencia máxima, se determinaron los requerimientos de

ampliación del sistema de generación necesarios, para cubrir la demanda creciente en el periodo 2011 – 2020. El resultado de las obras necesarias y los montos totales de inversión requeridos, se presentan en la tabla siguiente. Se observa en esta tabla que de los 13.448 MW de nueva generación necesaria al año 2020, 6.640 MW corresponden a obras en ejecución, proyectos pre-adjudicados y otros proyectos de generación hidráulica. Se considera que los restantes 6.800 MW serán cubiertos por generación térmica convencional, más precisamente, ciclos combinados a gas natural, que es la tecnología que más se adapta y se utiliza en el sistema eléctrico nacional. Para este tipo de generación, se ha considerado un costo unitario de 750 USD/KW, compatible con los últimos proyectos llevados a cabo en el país. Para el resto de los proyectos, el monto de inversión ha sido obtenido de información publicada en medios especializados.

Según los resultados de este análisis, el monto total de inversión para adecuar el sistema de generación hasta el año 2020 asciende a **14.829 Millones de Dólares**. Cabe destacar que no puede determinarse un monto de inversión anual, ya que el mismo es dependiente de las características de financiamiento y ejecución de cada uno de los proyectos, y tal información no se encuentra disponible.

Proyecto/s	Capacidad Total [MW]	Estado del Proyecto	Porcentaje Ejecutado (Estimado)	Inversion Total [MMUSD]	Inversion Restante [MMUSD]
Ingentis	460	Proyectado	0%	250	250
CC Guemes (TV)	60	en ejecucion	20%	90	72
Punta Negra	60	en ejecucion	50%	230	115
Yacireta cota 83 m	1100	en ejecucion	95%	320	16
Condor Cliff y La Barrancosa	1740	preadjudicado	0%	4000	4000
Chihuido I	637	preadjudicado	0%	1526	1526
Aña Cua	246	preadjudicado	0%	400	400
Garabi	1450	Proyectado	0%	1100	1100
Renovables (GENREN)	895	preadjudicado	0%	2250	2250
Nueva generacion termica	6800	Considerado en este trabajo	0%	5100	5100
TOTAL	13448			15266	**14829**

ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN "GENERACIÓN" EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es realizar una evaluación de los requerimientos de infraestructura e inversiones en el sector de Generación del Sistema Eléctrico Nacional, necesarios para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en el mediano plazo, cumpliendo con los estándares de calidad y confiabilidad establecidos para la actividad.

Este trabajo es una actualización de los resultados de estudios anteriores desarrollados por los Consultores, los cuales se focalizaron en el análisis de inversiones necesarias para los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Los trabajos fueron los siguientes:

[1]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, "Análisis de los Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sector de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional", Agosto 2010.

[2]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, "Análisis de Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sistema Eléctrico en el Área Metropolitana", Noviembre 2009.

[3]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, "Análisis de Respuesta de la Demanda para Mejorar la Eficiencia de Sistemas Eléctricos – Aplicación Al Sistema Eléctrico Argentino", Septiembre 2009.

[4]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, "Estudio y Análisis de las Capacidades y Desafíos de la Industria de la Construcción de Infraestructuras en Relación a la Demanda Estimada para el Período 2007-2017 - Aplicación Al Sector Eléctrico", Julio 2008.

[5]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, "Perspectivas para el Desarrollo de Proyectos de Generación en el Marco de los Cambios Regulatorios del Sector Eléctrico, Cámara Argentina de la Construcción", Agosto 2007.

[6]. Alberto Del Rosso, "Evaluación de las Inversiones Necesarias para el Sector Eléctrico Nacional en el Mediano Plazo, Cámara Argentina de la Construcción", Octubre de 2006.

En particular, se realiza una revisión y actualización del plan de expansión de generación propuesto en los estudios de referencia, específicamente las referencias [4] y [6].

La estructura de este trabajo es la siguiente:

En la Sección 2 se realiza una actualización de las proyecciones de demanda de energía y potencia, extendiendo el periodo de análisis hasta el año 2020. La Sección 3 describe características relevantes del sistema eléctrico nacional en su estado actual.

Posteriormente, se hace un relevamiento de las obras de transmisión y generación que han sido ejecutadas en los últimos años. Se comparan estas obras con las consideradas en los planes de expansión de los trabajos previos, a los efectos de determinar aquellas que ya han sido realizadas, o que han sido reemplazadas por otras obras.

Teniendo en cuenta este resultado de tal análisis y en base a la nueva proyección actualizada de la demanda de energía eléctrica futura, se revisa y actualiza el plan de obras, teniendo en cuenta los tiempos estimados de construcción de las mismas. Como el escenario objetivo se encuentra en el año 2020, se proponen las obras de generación y ampliaciones del sistema de transporte necesario para satisfacer la demanda, con los niveles de confiablidad requeridos.

2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El “driver” que define las necesidades y características de la expansión de un sistema eléctrico, es la evolución esperada de la demanda, toda vez que ésta no se incrementa no resulta necesario realizar ampliaciones en el sistema, pues se supone que en la situación de partida del proceso de planificación se abastece toda la demanda.

En el informe de Referencia [4] se realizó una proyección de la demanda de energía eléctrica mediante un método econométrico, en el cual se utilizó como variable explicativa el crecimiento esperado del PBI. La proyección se realizó mediante un método de regresión lineal, en el cual se utilizaron valores históricos de demanda de energía y PBI correspondientes al periodo 1992 – 2007. En este trabajo se actualiza la proyección de demanda futura, utilizando información histórica hasta el año 2009 inclusive.

Se describe en primer lugar, las características particulares que tuvo la evaluación de la demanda de energía y potencia eléctrica en el periodo 1992-2009, destacando su relación con la evolución del PBI. Posteriormente se realiza la proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2010-2020, mediante un análisis de regresión lineal, en el cual se utiliza como variable explicativa la evolución esperada del PBI para el periodo de estudio.

2.1. DEMANDA DE ENERGÍA EN EL PERIODO 1992-2009

En el informe de la Referencia [4] se estudió la evolución de la demanda desde lo registrado en el año 1992 hasta el año 2006 inclusive. Dicha información fue obtenida de la base de datos de CAMMESA S.A., la cual es publicada en el “Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista”. El nuevo informe de CAMMESA publicado en el año 2009 [7], que detalla las demandas registradas hasta ese mismo año, muestra la evolución de los balances de energía anuales desde el punto de vista del tipo de generación, térmica, hidráulica, nuclear, todas de origen nacional, más la importación necesaria con los sistemas de países fronterizos como, Brasil, Paraguay y Uruguay, para lograr el equilibrio de la ecuación energética y para dar cumplimiento a los contratos de intercambio por asistencia estacional y/o de emergencia.

La demanda es originada por agentes propios del mercado eléctrico mayorista (MEM), como ser empresas Distribuidoras, Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA). Existe demanda originada por las Centrales Hidráulicas de Bombeo. También hay una demanda relativa producida por las pérdidas en los sistemas de Transporte y por consumos no registrados. Por último, existe una demanda de los países fronterizos con los cuales hay interconexión y por lo tanto hay demanda de exportación.

En la tabla siguiente se presenta la evolución de la demanda de energía, balance de energía, discriminada por tipo de consumo:

(GWh)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DEMANDA AGENTES MEM	49715	52560	55995	58012	62018	66031	69103	71689	75592	78103	76486	82260	87494	92387	97593	102960	105935	104605
EXPORTACION	12	14	15	191	311	273	79	712	4715	4201	1009	437	1938	1362	2100	578	1618	1292
BOMBEO	354	491	609	254	130	303	340	474	132	40	64	47	145	432	348	571	537	714
PERDIDAS Y CONSUMOS *	3973	5283	5857	6230	6292	7167	6968	3002	3311	3664	3775	3698	3709	3979	4586	4373	4293	4722
TOTAL	54054	58448	62476	64687	68751	73774	76490	75877	83750	86007	81334	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333
RACIONAMIENTO TENSION	122	43	0	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RACIONAMIENTO CORTES	3	14	15	14	4	8	2	14	8	8	14	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL REQUERIDO	54179	58505	62500	64708	68756	73782	76492	75891	83758	86015	81348	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333

Tabla 1: Evolución de la Demanda Anual de Energía. Fuente CAMMESA [7].

La demanda eléctrica tuvo una evolución creciente desde el año 1992 hasta el 1998, el año 1999 se presenta sin crecimiento, luego continua en el 2000 con una recuperación de la tasa, y llega al 2001 con crecimiento casi continuo, salvo el mencionado en el año 1999. En consumo

de energía eléctrica presenta una marcada caída en el periodo 2001–2002, producto de la crisis económica del país. Posteriormente a ese periodo, se inicio una recuperación de la demanda con un crecimiento continuo hasta el año 2008 inclusive. Durante el año 2009 la demanda de energía decreció 1,3 %, contrastando con el incremento de 2,9% obtenido durante el año 2008. A partir del último trimestre del año 2008, debido a la crisis económica global se registró una caída significativa del nivel de actividad, provocando una disminución sostenida, especialmente de la demanda industrial, hasta marzo del año 2009 mes en que comienza su recuperación, para llegar a fines de año con valores similares a los del año anterior [7]. En el informe anual 2009 de CAMMESA, se destaca además que la demanda residencial y comercial, tuvo variaciones positivas durante 2009 que dependieron en gran medida de las variables climáticas, principalmente la temperatura ambiente.

En la **Figura 1** se representan en forma conjunta la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y del PBI para el período 1992-2009.

Se observa en esta figura que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica presenta la forma de diente de sierra, con subidas y bajadas pero en la mayoría de las veces son tasas de crecimiento positivas (salvo el 1999 y 2002), demostrando que la demanda en condiciones normales, siempre es positivamente creciente y que es grandemente influenciada por la tasa de crecimiento demográfica y el estado económico que vive el país, es por eso que una forma práctica de estimar su evolución futura es teniendo en cuenta los pronósticos del PBI (producto bruto interno).

Sin embargo, durante periodos de recesión o marcadas transiciones económicas la correlación entre estas dos variables no es tan clara. En efecto, se aprecia en la **Figura 1** que la caída del PBI durante la marcada recesión económica de los años 2001-2002 no se ve reflejada en la misma proporción en la demanda eléctrica. Este efecto evidencia una ruptura en la correlación histórica entre estas variables, que dificulta la aplicación de técnicas econométricas para identificar la evolución futura de la demanda eléctrica, en función de índices agregados de la actividad económica como el PBI.

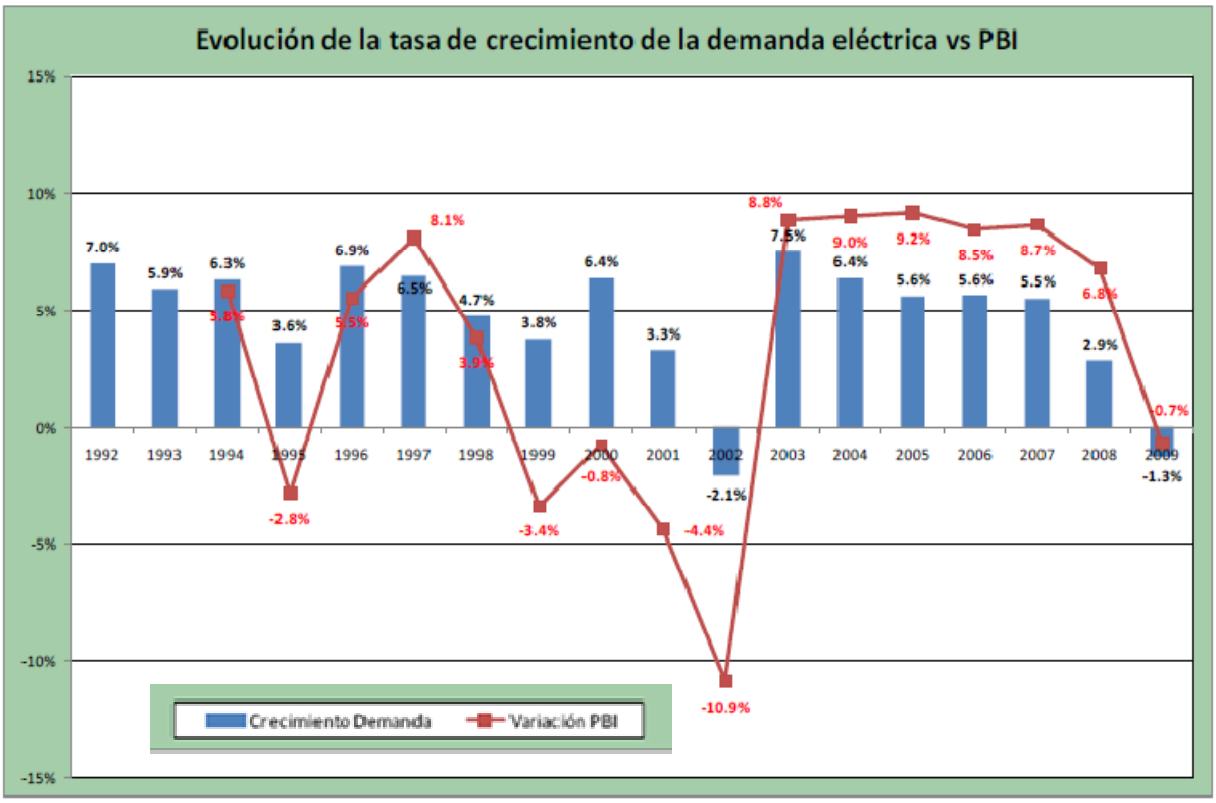

Figura 1: Evolución del Crecimiento Interanual de la demanda vs PBI. Fuente CAMMESA.

Cabe destacar, que a la evolución de la tasa de crecimiento de la demanda de energía, se le han quitado externalidades tales como la exportación de energía eléctrica, que no se deben al efecto directo del crecimiento interno, sino más bien a cuestiones climáticas estacionales, contractuales o de requerimientos del sistema eléctrico conjunto con los países eléctricamente interconectados.

2.2. DEMANDA DE POTENCIA EN EL PERIODO 1992-2009

En el punto anterior se mostro la evolución de la demanda de energía eléctrica, que es la utilización de la potencia disponible a lo largo del tiempo. La potencia instalada disponible que es solicitada en forma simultánea, llamada potencia máxima instantánea, es el requerimiento al cual es solicitado todo el sistema en un determinado periodo de minutos, dentro del cual todo el conjunto de máquinas deben responder dentro de márgenes técnicos aceptables, que equilibren la ecuación de demanda del sistema integrado.

Los máximos requerimientos de potencia simultánea han ido evolucionando en forma anual, a lo largo de la serie estudiada. En la **Figura 2** se presentan las máximas solicitaciones a los que ha sido sometido el sistema interconectado argentino, hasta el 31/12/2009. La información sobre la demanda de potencia máxima es esencial para definir los requerimientos de capacidad del sistema eléctrico. Es necesario dotar al sistema de las instalaciones necesarias para hacer frente a este valor máximo de potencia demandada, aun cuando la misma ocurra solo por algunas horas al año.

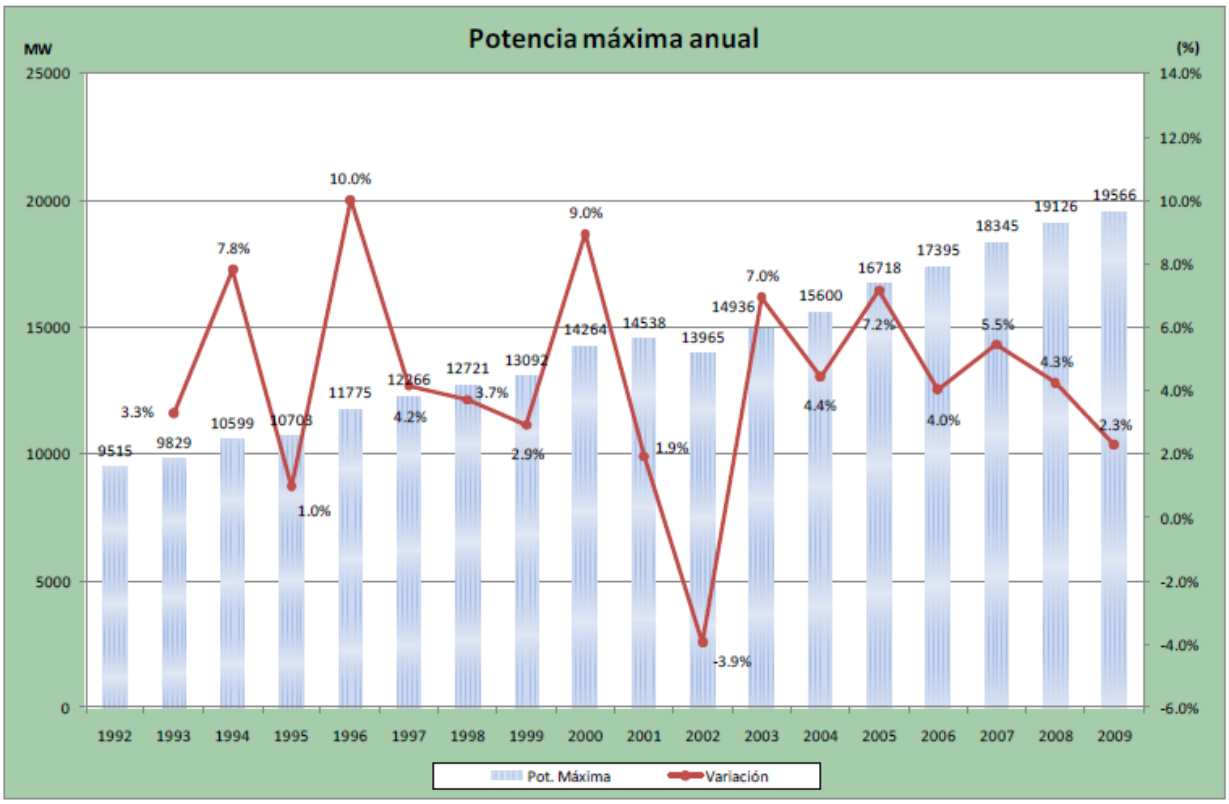

Figura 2: Evolución del Crecimiento Interanual de la Potencia Máxima Bruta. Fuente CAMMESA.

Se observa que desde el 1992, hasta el 2009 la potencia máxima requerida por el sistema se ha duplicado pasando de 9.515 MW a 19.566 MW. Además, salvo por el año 2002, presenta tasas de crecimiento positiva, a lo largo de todo el periodo.

También se observa que la tasa de variación anual tiene una forma de diente de sierra deformado, y que obedece su perfil, a la suma de varias variables que explican su forma. Una

es por ejemplo las características del clima a las cual fue sometida la demanda durante el año. En el 2009 por ejemplo, el pico de demanda se alcanzó debido a las temperaturas extremas principalmente durante el mes de julio. Otros factores que afectan son los niveles de actividad económica y los incentivos tarifarios que tienen una relativa elasticidad en determinados sectores de consumo.

2.3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tal como se describió anteriormente, debido a la crisis económica del año 2002, se evidencia una ruptura en la correlación histórica entre el PBI y la demanda de energía eléctrica, que dificulta la aplicación de técnicas de correlación. En efecto, debido a la discontinuidad de la tendencia, la aplicación de cualquier función de regresión daría como resultado un ajuste con un error muy elevado y por lo tanto de escaso valor estadístico.

Para subsanar esta dificultad, se aplica el mismo procedimiento utilizado en los trabajos de referencia, el cual se basa en dividir el periodo de análisis en dos tramos, en los cuales se puede distinguir claramente una tendencia definida entre PBI y demanda eléctrica, tal como se muestra en la siguiente figura. El primer tramo corresponde al período comprendido entre los años 1992 y 1998, mientras que el segundo corresponde al período 2002-2008[1].

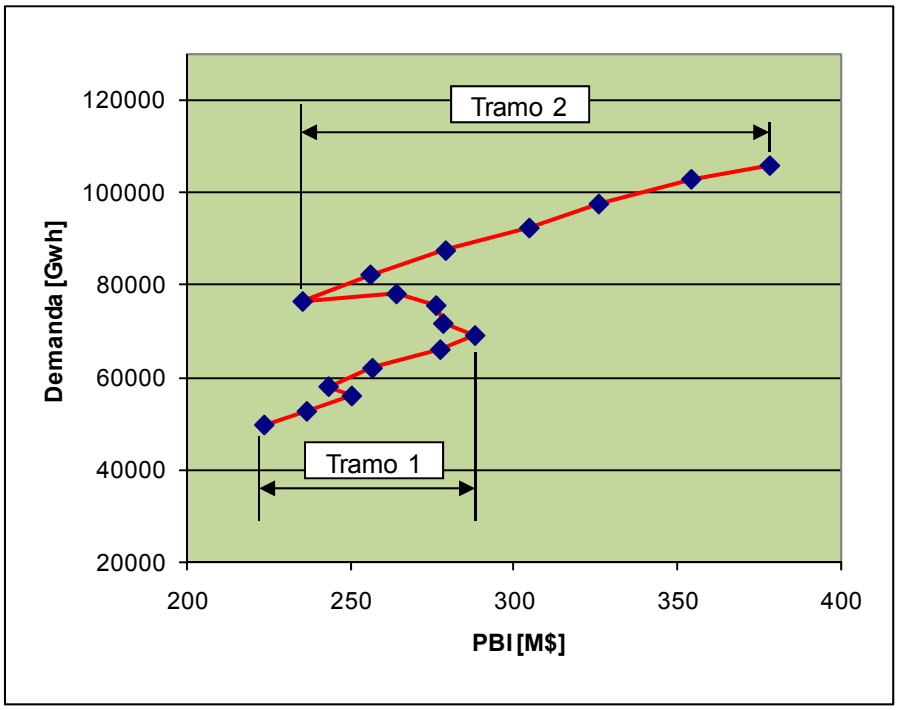

Figura 3: Correlación entre el PBI y la demanda de energía eléctrica

La información sobre la correlación de las variables de interés en estos dos tramos, puede utilizarse para inferir una tasa de crecimiento esperada de la demanda eléctrica. Si bien la cantidad de puntos de observación en cada tramo es muy baja, la tendencia es claramente marcada, por lo que pueden obtenerse resultados razonables por medio de estos valores.

El procedimiento utilizado de proyectar la demanda de energía eléctrica en función del PBI, es el siguiente:

[1] No se ha utilizado la información correspondiente al 2009, debido a que hubo una disminución de la demanda que cambia la tendencia.

- Se proyecto el PBI a partir del 200 con la tasa de crecimiento anual del 5 %.
- Se obtuvo una recta de regresión correspondiente al Tramo 1, con los siguientes parámetros estadísticos: (con la demanda expresada en MWh).

Coeficientes de la proyeccion	
a	-17600.475
b	0.302
Estadistica de la regresion	
Multiple R	0.975
R Square	0.951
Adjusted R Square	0.941
Standard Error	1711.786
Observations	7.000

***Nota**: No obstante ser la cantidad de observaciones muy reducida la característica fuertemente lineal que presenta esta tendencia permite la utilización de la recta de regresión*.

- Con los parámetros de esta regresión lineal, se proyecto la demanda para todo el periodo de análisis, determinándose para cada año la tasa de crecimiento correspondiente.
- Se obtuvo una recta de regresión correspondiente al Tramo 2, con los siguientes parámetros estadísticos: (con la demanda expresada en MWh).

Coeficientes de la proyeccion	
a	29049.849
b	0.207
Regression Statistics	
Multiple R	0.996
R Square	0.992
Adjusted R Square	0.990
Standard Error	1066.423
Observations	7

- Con los parámetros de esta regresión lineal, se proyecto la demanda para todo el periodo de análisis, determinándose para cada año la tasa de crecimiento correspondiente.
- Se promediaron las tasas de crecimiento proyectadas con el análisis de regresión de los tramos 1 y 2, con los mismos se proyectó la demanda para el período 2010-2020.

En la tabla siguiente se presentan los valores proyectados para el PBI y la demanda de energía eléctrica, obtenida con el procedimiento descripto.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA				
Año	Demanda de Energía	Tasa de Variación	PBI	Tasa de Variación
	[GWh]	[%]	[M$]	[%]
2010	109 604	4.78%	394 717	5.00%
2011	114 839	4.78%	414 453	5.00%
2012	120 324	4.78%	435 176	5.00%
2013	126 071	4.78%	456 935	5.00%
2014	132 095	4.78%	479 781	5.00%
2015	138 408	4.78%	503 770	5.00%
2016	145 027	4.78%	528 959	5.00%
2017	151 966	4.79%	555 407	5.00%
2018	159 243	4.79%	583 177	5.00%
2019	166 875	4.79%	612 336	5.00%
2020	174 879	4.80%	642 953	5.00%

Tabla 2: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2010-2020

Se observa en esta proyección una correlación más estable entre PBI y la demanda eléctrica, aproximándose la tasa de crecimiento al promedio histórico de 5 %.

2.4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DE PUNTA

Se menciono anteriormente que la demanda máxima de potencia en un sistema eléctrico, es el driver que define los requerimientos de capacidad del sistema. En efecto, mientras la evolución de la demanda de energía futura determina los requerimientos de ampliación de la oferta de generación para mantener el balance energético medio del sistema, la evolución esperada para la potencia máxima define la capacidad del sistema tanto de generación como de transporte, para suplir la máxima potencia de demanda que pueda esperarse.

La diferencia entre las potencias máximas, medias y mínimas, tanto en magnitud como en duración, determinan el grado de utilización del sistema eléctrico. Esta relación se mide mediante el indicador “factor de carga”, que define la relación entre la potencia máxima y la potencia media, para un período de tiempo determinado. La potencia media se calcula como la energía anual divida por 8.760 horas.

En la tabla siguiente se observa el factor de carga medio anual para los años 1992 a 2009. Se observa que el factor de carga ha mejorado en los últimos años, estableciéndose en un valor de aproximadamente 0,64 desde el 2004 al 2008. En 2009 se produce una ruptura de esta tendencia, debido a que la demanda anual de energía disminuyo respecto del 2008, pero la demanda máxima de potencia presento un valor más elevado.

FACTOR DE CARGA MEDIO ANNUAL			
Año	Demanda de Energía	Potencia máxima	FC
	[GWh]	[MW]	
1992	49715	9515	0.60
1993	52660	9820	0.61
1994	55995	10599	0.60
1995	58012	10703	0.62
1996	62018	11775	0.60
1997	66031	12266	0.61
1998	69103	12721	0.62
1999	71689	13092	0.63
2000	75592	14264	0.60
2001	78103	14538	0.61
2002	76486	13965	0.63
2003	82260	14936	0.63
2004	87494	15600	0.64
2005	92387	16718	0.63
2006	97593	17395	0.64
2007	102960	18345	0.64
2008	105935	19126	0.63
2009	104605	19566	0.61

Tabla 3: Evolución del Factor de Carga (FC) medio anual.

En base a estos valores históricos, se ha adoptado para la proyección de la demanda de potencia máxima un factor de carga medio anual de 0,64, considerando que pasada la recesión del 2009, se volverá a la tendencia de los años anteriores. Con ese valor de FC y la proyección de la demanda de energía total presentada en la **Tabla 2**, se obtienen los valores de potencia máxima para cada año hasta el horizonte de estudio, presentados en la tabla siguiente:

PROYECCION POTENCIA MAXIMA DEL SIN		
Año	Demanda de Potencia [MW]	Tasa de crecimiento [%]
2010	19550	4.78%
2011	20484	4.78%
2012	21462	4.78%
2013	22487	4.78%
2014	23561	4.78%
2015	24688	4.78%
2016	25868	4.78%
2017	27106	4.79%
2018	28404	4.79%
2019	29765	4.79%
2020	31193	4.80%

Tabla 4: Proyección de la Demanda Máxima de Potencia de Punta.

3. PARQUE DE GENERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

3.1. BALANCE DE GENERACIÓN

Se presenta en este punto una descripción del balance de energía en el sistema eléctrico argentino. La composición del balance energético de los últimos dos años será tomada como base para definir la necesidad de incorporación de generación futura, para cubrir los requerimientos de demanda.

La tabla siguiente muestra el balance anual de generación tipo para el periodo 1992 – 2009.

(GWh)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
TERMICA	24891	25877	25856	28933	35199	32433	34885	42441	43248	36510	32642	39466	49399	51351	53928	61012	66877	61386
HIDRAULICA	19805	23609	27996	28326	25758	32864	32253	26539	33760	41507	41090	38717	35133	39213	42987	37290	36882	40318
NUCLEAR	7091	7750	8290	7118	7516	8029	7437	6586	5731	6541	5393	7025	7313	6374	7153	6721	6849	7589
IMPORTACION	2267	1212	334	310	278	448	1914	310	1011	1450	2210	1234	1441	1222	559	3459	1774	2040
TOTAL	54054	58448	62476	64687	68751	73774	76490	75877	83750	86007	81334	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333

Tabla 5: Evolución Balances Anuales de Energía. Generación. Fuente CAMMESA.

La **Figura 4** muestra la generación de energía eléctrica total anual por tipo de tecnología para el periodo 1992-2009.

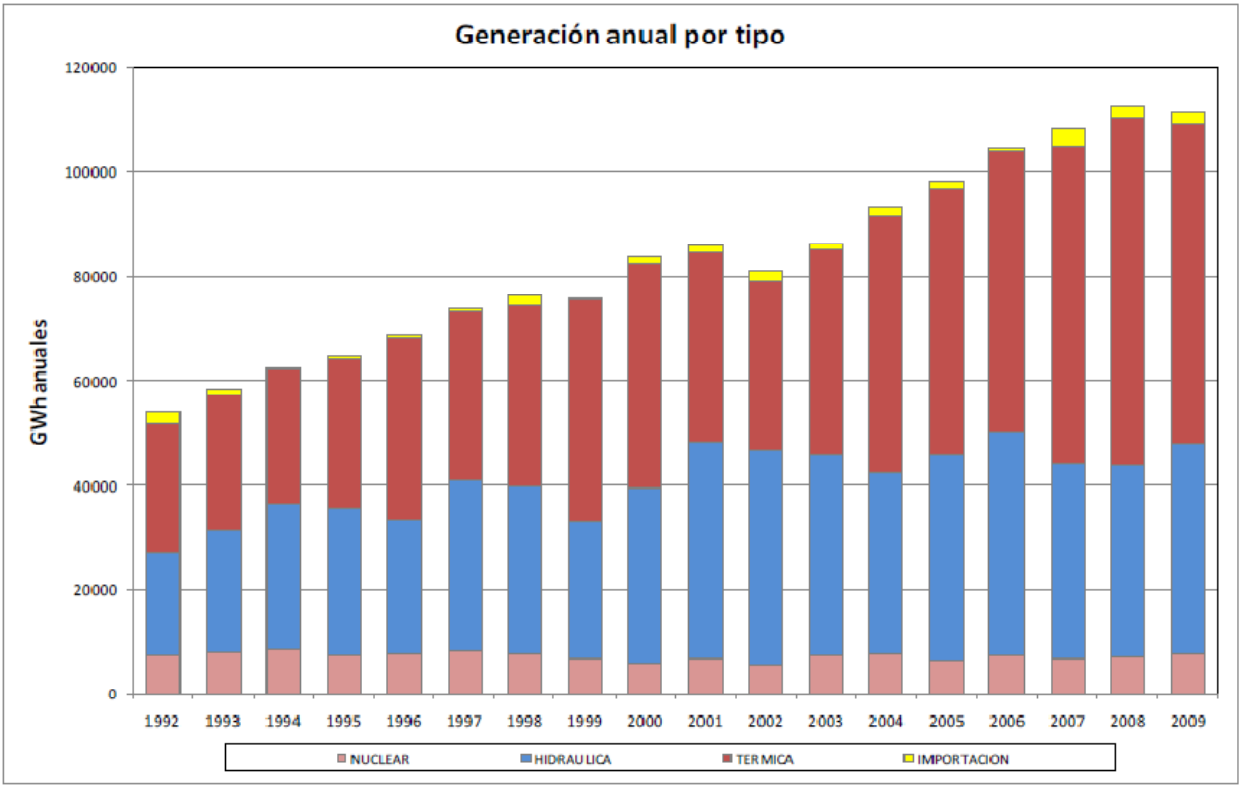

Figura 4: Generación de Energía Eléctrica por tipo de Tecnología.

Es importante presentar para el último ciclo registrado, año 2009, el porcentaje de peso que tuvo un tipo de energía generada respecto de los otros recursos disponibles de la matriz energética actual, relacionado con la demanda propia. La **Tabla 6** presenta la generación por tipo para el Año 2009, conforme a los registros mensuales y la total acumulada anual, sin contar las importaciones. La **Figura 5**, presenta esta información en forma gráfica, donde pueden apreciarse la variación de los pesos relativos de las distintas fuentes de generación a lo largo del año, mientras que la **Figura 6**, muestra la participación porcentual de cada recurso en la generación total anual.

(GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Part. %
Hidro	2513	2134	2213	1980	2759	3646	3523	3460	4429	4293	4826	4543	40318	36.9%
Nuclear	687	613	685	587	692	673	697	696	670	461	442	685	7589	6.9%
Ciclos Combinados	3564	3399	3722	3321	3035	2608	2953	2476	2298	2963	2394	2937	35668	
Turbovapores	1665	1388	1508	1486	1477	1783	1778	1551	806	533	574	436	14985	
Turbinas a gas	1014	1002	1095	1036	925	750	760	836	714	648	741	630	10150	
Motores Diesel	37	38	36	20	90	84	76	19	17	23	79	62	583	
Total Térmico Convencional	6280	5828	6362	5862	5527	5224	5568	4881	3835	4167	3787	4066	61386	56.2%
Total Generación local	9480	8574	9260	8429	8978	9543	9787	9037	8935	8920	9055	9294	109293	100.0%

Tabla 6: Energía Mensual por tipo de Generación. Fuente CAMMESA

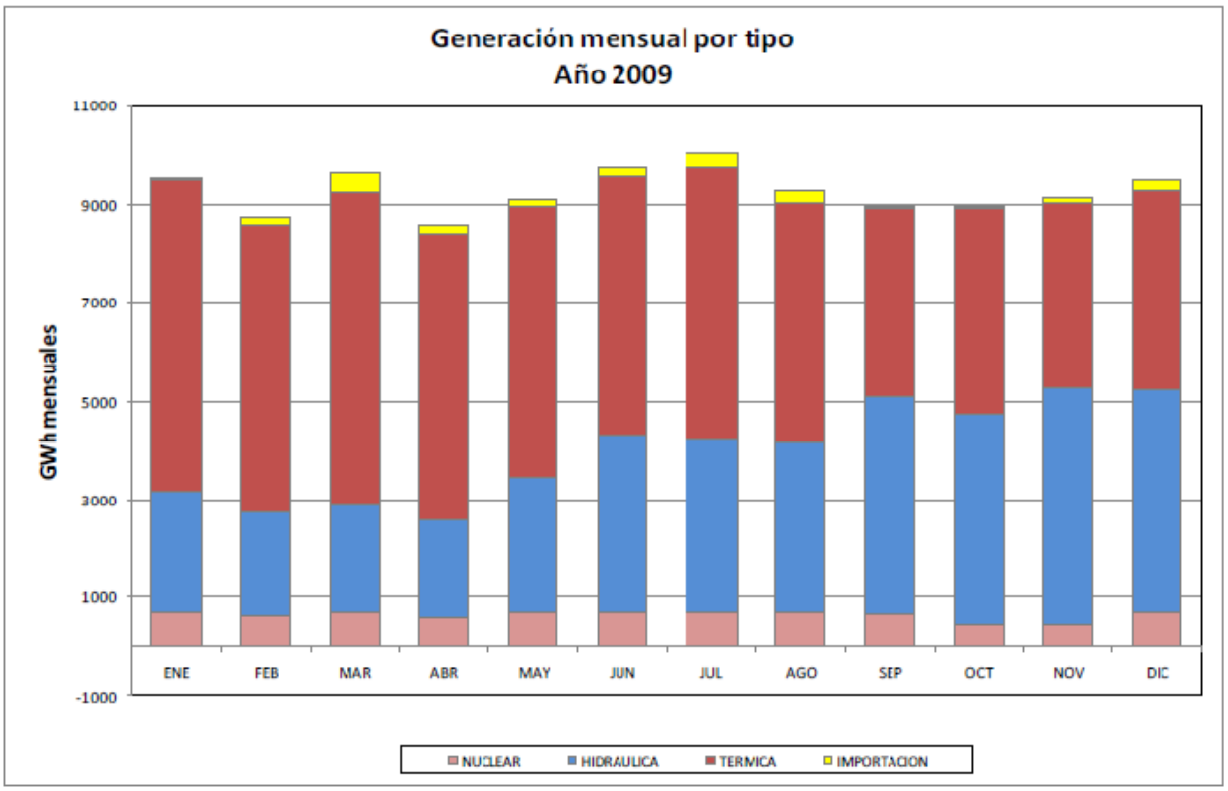

Figura 5: Generación mensual por tipo – Año 2009

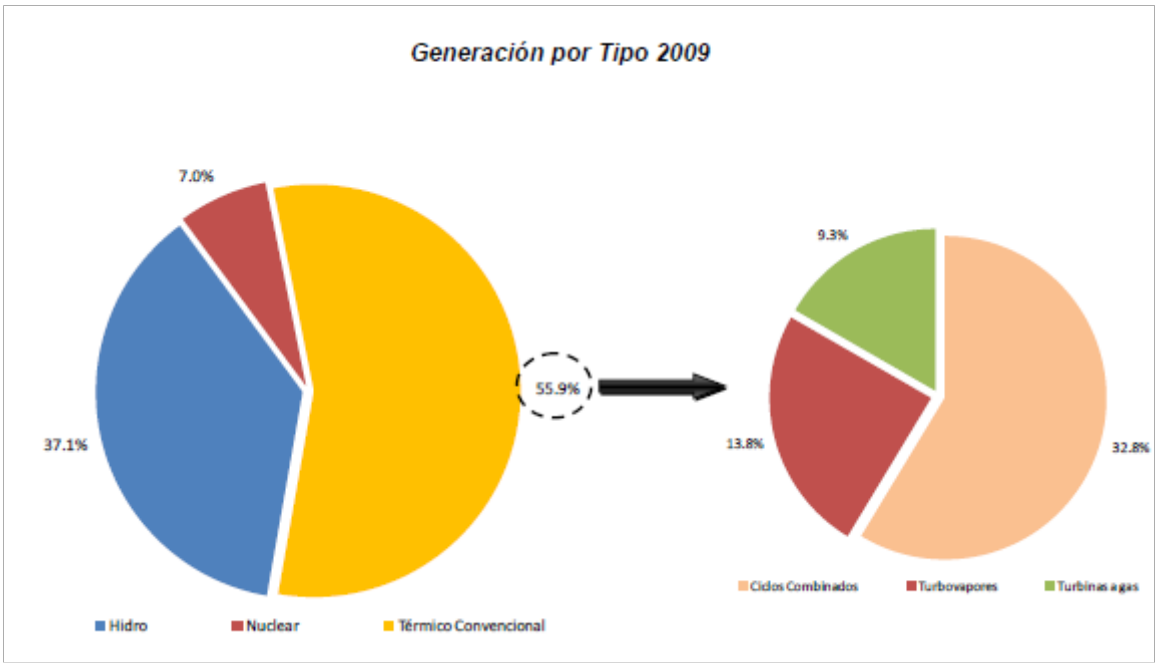

Figura 6: Porcentaje de energía anual por tipo de recurso – Año 2009

De la figura anterior se aprecia que en el año 2009 se abasteció el 37,1 % de la demanda con energía proveniente de los recursos primarios renovables Hídricos. Un pequeño porcentaje se cubrió con importación desde Brasil, y el restante 62,9 % se abasteció con energía térmica de combustible fósil y nuclear. Según información de CAMMESA, el año hidrológico del conjunto de las principales cuencas, Comahue, Río Paraná y Río Uruguay, resultó en el orden de los

medios, pero con la característica de un primer cuatrimestre seco, que requirió un importante aporte térmico, un segundo cuatrimestre en el orden de los medios y un cuatrimestre final extremadamente rico, como puede apreciarse en la **Figura 5**.

3.2. POTENCIA INSTALADA

La potencia instalada por región y por tipo de generación al 31/12/2009, es la que se presenta en la tabla siguiente en MW de capacidad instalada.

REGION	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
CUYO	120	90	374	0	584	0	995	1579
COM	0	578	741	21	1340	0	4647	5987
NOA	261	893	828	86	2068	0	212	2280
CENTRO	200	417	68	25	710	648	918	2276
GBA-LIT-BAS	3857	2095	4288	122	10362	357	945	11664
NEA	0	26	0	100	126	0	2280	2406
PATA	0	160	174	0	334	0	519	853
TOTAL	4438	4259	6473	354	15524	1005	10516	27045
% Térmicos	29%	27%	42%	2%	100%			
% TOTAL					57%	4%	39%	100%

Tabla 7: Potencia Instalada por Región y por tipo de Generación al 31/12/2009. Incluye Agentes Generadores y Cogeneradores (MW).

De donde las siglas significan:

- TV = Turbo Vapor.
- TG = Turbo Gas.
- CC = Ciclo Combinado de Turbo Gas + Vapor.
- DI = Motores Diesel.
- TER = Térmicos.
- NU = Nuclear.
- HID = Hidráulico.

De la tabla se ve que el 39 % de la potencia instalada es de origen hidráulico y que el 57 % es de origen térmico, siendo el 4 % restante de origen térmico-nuclear. El porcentaje de generación térmica se ha incrementado en los últimos dos años; en efecto, en 2007 el porcentaje de generación térmica era del 54 %, mientras que el de hidráulica del 42 %.

La evolución de la capacidad anual de la potencia instalada, medida en MW, se presenta en la siguiente gráfica.

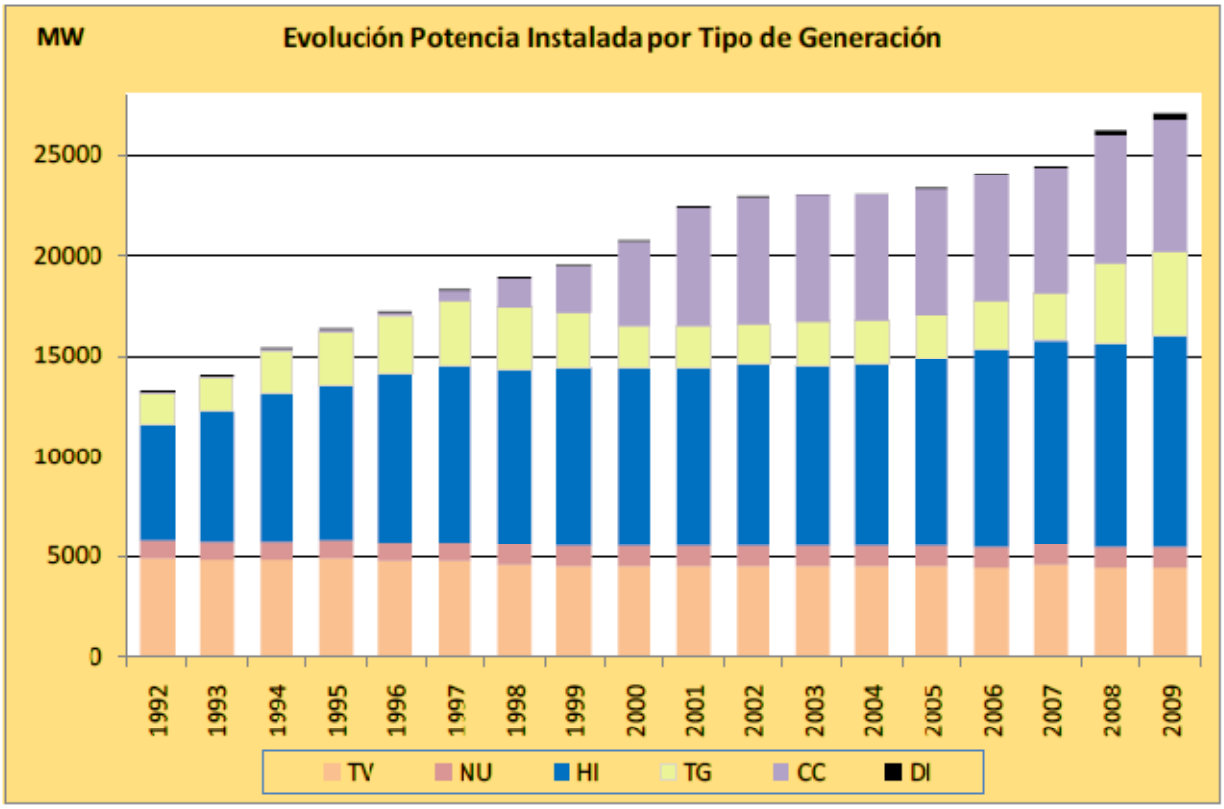

Figura 7: Evolución Interanual de la Potencia Instalada. Fuente CAMMESA

Se observa claramente la tendencia de crecimiento en el sector de producción de energía eléctrica de la década de los 90, influenciada en gran parte por la política normativa (libre competencia), tarifaria (política monetaria y de ajuste de tarifas), coyuntural de gas natural abundante y evolución de dicha tecnología a nivel mundial (costo competitivo y rápida disponibilidad).

Post crisis del 2001-2002, al no haber incentivos económicos y normativos, se observa que no hay ingresos en el campo de generación, y una relativa estanqueidad en el ingreso de capacidad real y genuina de generación. Esto significa que las variaciones observadas en la capacidad instalada en los años 2006 y 2007, se debe al agregado o cambios en transformadores que permiten un mejor aprovechamiento de la capacidad existente. También la interconexión de los sistemas en alta tensión, 500 KV, del sistema patagónico con el sistema interconectado nacional, permitió la optimización de los recursos existentes.

Durante el año 2009 ingresó al sistema alrededor de 820 MW de capacidad de generación, dentro de los cuales se destacan la TG de la C. T. Genelba de 165 MW, la C.H. Caracoles con 121 MW, generación distribuida de ENARSA de 248 MW y el aumento de la potencia disponible de la C.H. Yacyretá en 240 MW por elevación de su cota de operación de 78,5 a 80 msnm. Por otro lado, la terminación del cierre de los ciclos combinados de las centrales Manuel Belgrano y San Martín aportaron otros 551 MW adicionales sin requerimiento de combustible adicional. El cuadro siguiente resume el ingreso de nueva generación en 2009 por tipo de recurso

TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
0	233	111	117	461	0	358	819

Tabla 8: Ingreso de Potencia – Año 2009, en MW.

La capacidad instalada total al año 2009 es de 27.045 MW y la demanda máxima registrada fue de 19.566 MW, eso indica una utilización de alrededor del 72 %, lo que implica un leve mejoramiento del nivel de reserva frente a la situación del año 2007, donde el grado de utilización fue del 75 %. No obstante esto, el sistema se encuentra todavía lejos de poseer los niveles recomendados de reserva de generación, alrededor del 40 %, que permitan cubrir deficiencias de recursos por mantenimientos programados, estacionalidad de los recursos primarios Hídricos (otros usos del agua), térmicos (gas y derivados del petróleo), factores climáticos (hidraulicidad, tormentas, frío y calor intenso), demoras normales de ingreso de nueva generación, crecimiento de la demanda interanual por encima de la prevista, etc.

4. RELEVAMIENTO DE PLANES DE OBRAS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

4.1. PLAN DE OBRAS EN GENERACIÓN

En el Informe de la referencia [4], del año 2008, se presentaron las obras que estaban previstas realizar o terminar en el corto y mediano plazo. La potencia prevista instalar era de 4.993,4 MW, tal como se observa en detalle en la siguiente tabla:

OBRAS	SECTOR	TIPO	LOCALIZACIÓN	AÑO			COSTO	DATOS
				Inicio	Refinanciación	Final		**4.993,4 MW**
Represa Caracoles	Generación	Hidroeléctrica	San Juan	1998	2004	2009	250 MMUSD	125 MW y 715 GWh/año
Punta Negra	Generación	Hidroeléctrica	San Juan	1998	2008	2012	230 MMUSD	60 MW y 296 GWh/año
Central Belgrano	Generación	Térmica TG	Campana – Bs.As.	2006	-	2008	650 MMUSD	550 MW
Central San Martín	Generación	Térmica TG	Timbúes - Santa Fe	2006	-	2008	650 MMUSD	550 MW
Central Belgrano	Generación	Térmica TV	Campana – Bs.As.	2008		2009	* Incluido TG+TV	275 MW
Central San Martín	Generación	Térmica TV	Timbúes - Santa Fe	2008		2009	* Incluido TG+TV	275 MW
Proyecto Ingentis	Generación	Térmica CC de TG+TV	Dolavón - Chubut	2007		2009	250 MMUSD	460 MW - 4100 GWh/año(*incluido eólico)
Proyecto Ingentis	Generación	Eólico	Dolavón - Chubut	2007		2009	132 MMUSD	100 MW
CC Térmica Güemes	Generación	Térmica CC de TG+TV	Salta	2007		2009	90 MMUSD	113,4 MW TG + 60 MW TV
CC Loma de la Lata	Generación	Térmica TV cierra el ciclo	Neuquén	2007		2009	90 MMUSD	180 MW TV
Yacyretá cota 83 Ampliación	Generación	Hidroeléctrica	Corrientes	2007		2009	320 MMUSD	1.100 MW
Atucha II	Generación	Nuclear	Bs.As	1981	2006	2010	800 MMUSD,	745 MW
Plan Delivery Energy	Generación	Térmica	Varios Puntos del País	2007		2008	Alquiler - Leasing	200 MW

Tabla 9: Ingreso de Potencia Prevista – Año Base de previsión 2008, en MW.

En el portal de CAMMESA, se encuentra en forma detallada la información de cada uno de los agentes o empresas que hicieron los ingresos de sus equipos generadores en el período 2008-2010, con la potencia real ingresada por etapa y la fecha final de habilitación técnica-comercial para operar en el Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SIN). En la siguiente tabla se puede observar que ha ingresado en forma efectiva una potencia de 4.114,76 MW, hasta el mes de noviembre de 2010.

Agente / Empresa	Central	Tipo	Potencia total [MW]	Habilitación	Observaciones
			4.114,76		
SEA ENERGY	Parque Eólico EOS	PE	0,25	01/11/2010	
MEDANITO S.A.	CT Rincón de los Sauces	MD	25,00	24/09/2010	
GENERACIÓN MEDITERRÁNEA	CT Modesto Maranzana - Unidad MMAR-TG05	TG	60,00	18/09/2010	
ENARSA	CT Las Palmas	MD	6,00	17/09/2010	
ENARSA	CT Aristóbulo del Valle (2° etapa)	MD	15,00	09/09/2010	Se habilitó la 2° etapa. Primera etapa (9,25 MW) habilitada el 09/07/10
EPEC	CT Arturo Zanichelli (Pilar) - Unidades TG11 y TG12	TG	330,00	21/08/2010	
ENARSA	CT Ing. Juárez (Definitiva)	MD	4,00	07/08/2010	
ENERGÍA DEL SUR	CT Patagonia (TV 2° etapa)	TV	48,70	13/07/2010	Con fecha 25/07/09 había sido habilitada hasta 35 MW
ENARSA	CT Aristóbulo del Valle (1° etapa)	MD	9,25	09/07/2010	
AUTOGENERADOR AZUCARERA JUAN M. TERÁN S.A.	Planta Ingenio Santa Bárbara	TV	16,20	06/07/2010	
ENARSA	CT Goya (Definitiva)	MD	8,00	02/07/2010	
ENARSA	CT Sáenz Peña II	MD	15,00	12/06/2010	
ENARSA	CT Villa Ángela	MD	15,00	24/04/2010	
ENARSA	CT Charata (2° etapa)	MD	16,40	12/03/2010	Se habilitó la 2° etapa. Primera etapa (8,6 MW) habilitada el 23/12/09
ENARSA	CT Laguna Blanca	MD	7,00	06/02/2010	
FIDEICOMISO CT TIMBÚES	CT Timbúes (TV-10)	TV	284,00	02/02/2010	
AUTOGENERADOR YPF	CT Lomita	MG	19,00	01/02/2010	
ENARSA	CT Ushuaia	TG	15,00	01/02/2010	Ingresa al MEMSTDF
ENARSA	CT Capitán Sarmiento	MD	5,00	14/01/2010	
FIDEICOMISO CT MANUEL BELGRANO	CT Manuel Belgrano (TV-10)	TV	267,00	07/01/2010	
ENARSA	CT Goya (1° etapa)	MD	3,00	07/01/2010	Reemplazada por CT Goya "Definitiva" (8 MW), habilitada desde 02/07/2010
ENARSA	CT Paso de la Patria (2° etapa)	MD	5,00	29/12/2009	
ENARSA	CT Charata (1° etapa)	MD	8,60	23/12/2009	
EPSE	CH Los Caracoles (unidad N° 2)	CH	60,70	05/12/2009	Se habilitó la 2° etapa (60,7 MW). Primera etapa (60,7 MW) habilitada el 22/07/09.
ENARSA	CT Las Armas	TG	10,40	18/11/2009	
ENARSA	CT Formosa II	MD	15,00	30/10/2009	
ENARSA	CT Concepción del Uruguay (2° etapa)	TG	41,78	30/10/2009	Se habilitó la 2° etapa (21,119 MW). Primera etapa (20,665 MW) habilitada el 21/10/09
ENARSA	CT Concepción del Uruguay (1° etapa)	TG	20,67	21/10/2009	
AUTOGENERADOR SOLALBAN ENERGÍA	CT Solalban	TG	120,00	07/10/2009	

Agente / Empresa	Central	Tipo	Potencia total [MW]	Habilitación	Observaciones
ENARSA	CT Ing. Juárez	MD	3,10	02/10/2009	Reemplazada por CT Ing. Juárez "Definitiva" (4 MW), habilitada desde 07/08/2010
ENARSA	CT Olavarría	TG	38,80	22/09/2009	
ENARSA	CT Libertador Gral. San Martín	MD	15,26	11/09/2009	
ALTO PARANÁ	Autogenerador PLANTA PUERTO PIRAY	TV	38,00	15/08/2009	
CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE	CT La Rioja (unidad LRIO-TG23)	TG	13,00	14/08/2009	
PETROBRAS ENERGÍA	CT Genelba	TG	164,55	07/08/2009	
ENERGÍA DEL SUR	CT Patagonia (TV 1° etapa)	TV	35,00	25/07/2009	
EPSE	CH Los Caracoles (unidad N° 1)	CH	60,70	22/07/2009	Se habilitó la 1° etapa (60,7 MW).
ENARSA	CT Paraná (2° etapa)	TG	40,00	24/06/2009	Se habilitó la 2° etapa (20 MW). Primera etapa (20 MW) habilitada el 30/05/09.
AUTOGENERADOR CHEVRON ARGENTINA EL TRAPIAL	CT El Trapial y CT Campamento	TG	30,00	20/06/2009	
ENARSA	CT Aluminé	MD	6,30	03/06/2009	
ENARSA	CT Caviahue	MD	5,00	03/06/2009	
ENARSA	CT Tartagal	MD	10,00	30/05/2009	
ENARSA	CT Paraná (1° etapa)	TG	20,00	30/05/2009	
ENARSA	CT Paso de la Patria (1° etapa)	MD	2,40	28/05/2009	
AUTOGENERADOR QUILMES PLANTA TRES ARROYOS	Autogenerador Quilmes Planta Tres Arroyos	MG	3,50	07/05/2009	
ENARSA	CT Cipolletti	MD	5,00	07/05/2009	
ENARSA	CT Villa Regina	MD	5,00	30/04/2009	
ENARSA	CT La Plata (2° etapa)	MD	40,40	05/03/2009	Se habilitó la 2° etapa (20,4 MW). Primera etapa (20 MW) habilitada el 06/11/08.
ENARSA	CT Rafaela	MD	19,20	09/01/2009	
ENARSA	CT Venado Tuerto	MD	19,20	13/12/2008	
ENARSA	CT Matheu	TG	40,00	19/11/2008	
GENERACIÓN MEDITERRÁNEA	CT Modesto Maranzana (TG3)	TG	60,00	14/11/2008	
ENARSA	CT La Plata (1° etapa)	MD	20,00	06/11/2008	
CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE	CT La Banda (TG22)	TG	13,00	21/10/2008	
ENARSA	CT Añatuya (2° etapa)	MD	19,20	20/10/2008	Se habilitó a plena potencia, se había habilitado con potencia reducida (10,5 MW) el 30/07/08.
GENERACIÓN MEDITERRÁNEA	CT Modesto Maranzana (TG4)	TG	60,00	17/10/2008	
ENARSA	CT P R Saenz Peña	MD	20,00	17/10/2008	
CENTRAL TÉRMICA GÜEMES	CT Güemes (GUEM-TG01)	TG	100,00	12/09/2008	

Agente / Empresa	Central	Tipo	Potencia total [MW]	Habilitación	Observaciones
ENARSA	CT Formosa	MD	15,00	12/09/2008	
ENARSA	CT Santa Rosa	MD	3,00	05/09/2008	
FIDEICOMISO CT TIMBÚES	CT Timbúes (TG12)	TG	278,00	21/08/2008	
ENARSA	CT Catamarca (3° etapa)	MD	19,20	20/08/2008	Se habilitó a plena potencia, se había habilitado hasta 5MW el 17/06/08 y hasta 10MW el 08/08/08
ENARSA	CT Pirané	MD	15,00	19/08/2008	
TERMOANDES	CT Salta (TG11)	TG	203,00	15/08/2008	
ENARSA	CT La Rioja (2° etapa)	MD	19,20	08/08/2008	Se habilitó a plena potencia, se había habilitado con potencia reducida (10MW) el 17/06/08
ENARSA	CT Catamarca (2° etapa)	MD	10,00	08/08/2008	Se habilitó hasta 10MW, se había habilitado hasta 5MW el 17/06/08
ENARSA	CT Añatuya (1° etapa)	MD	10,50	30/07/2008	
FIDEICOMISO CT TIMBÚES	CT Timbúes (TG11)	TG	278,00	25/06/2008	
PETROLERA ENTRE LOMAS	CT Entre Lomas	MD	23,00	20/06/2008	
ENARSA	CT La Rioja (1° etapa)	MD	10,00	17/06/2008	
ENARSA	CT Catamarca (1° etapa)	MD	5,00	17/06/2008	
FIDEICOMISO CT MANUEL BELGRANO	CT Manuel Belgrano (TG12)	TG	278,00	13/06/2008	
ENARSA	CT Isla Verde	MD	24,50	22/05/2008	
ENARSA	CT Pehuajó	MD	22,40	16/05/2008	
TERMOANDES	CT Salta (TG12)	TG	207,00	01/05/2008	
ENARSA	CT Junín	MD	22,40	22/04/2008	
FIDEICOMISO CT MANUEL BELGRANO	CT Manuel Belgrano (TG11)	TG	278,00	19/04/2008	
ENARSA	CT Castelli	MD	15,00	19/02/2008	
ENARSA	CT Pinamar	TG	21,00	16/02/2008	

Tabla 10: Ingreso de Potencia Instalada– Año 2010, en MW. Fuente CAMMESA.

Agrupando la potencia adicionada al sistema conforme al tipo de tecnología utilizada se tiene:

Descripción	Tipo	Potencia total [MW]
		4.114,76
TG: Turbinas de gas	TG	2.720,20
TV: Turbinas de vapor	TV	688,90
MD: Motores Diesel	MD	561,51
CH: Central hidráulica	CH	121,40
MG: Motores a gas	MG	22,50
PE: Parque eólico	PE	0,25

Tabla 11: Potencia adicionada al sistema por tipo de Tecnología

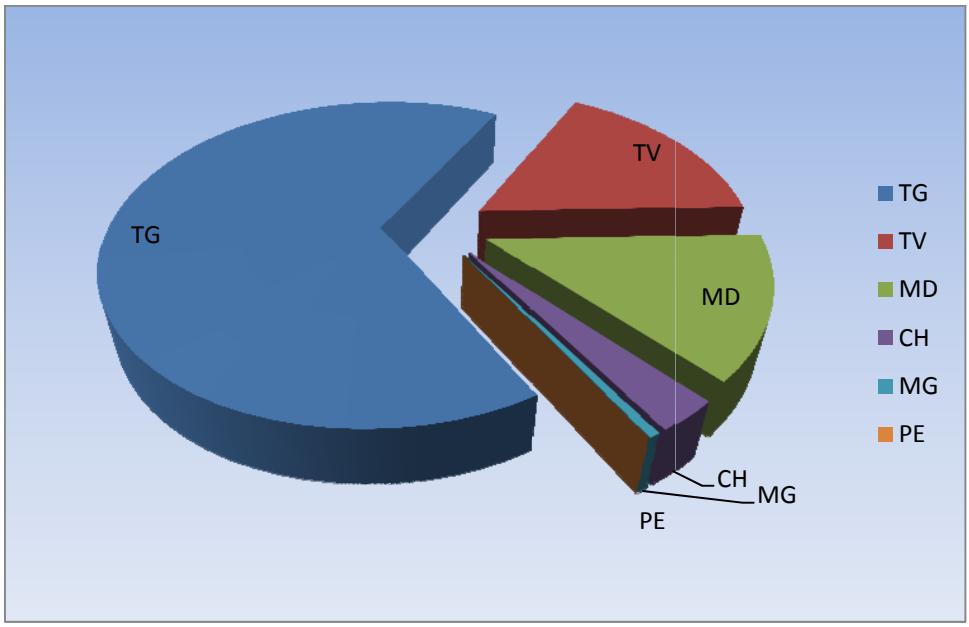

Figura 8: Potencia Instalada por tipo de Tecnología. 2008-2010.

En la **Figura 8**, se observa que la mayor parte de la generación ingresada corresponde a turbinas de gas que pueden cerrar sus ciclos con turbinas de vapor y convertirse en ciclos combinados, sin aumentar el consumo de combustible primario, mejorando su eficiencia. Es el caso de la CT Manuel Belgrano, que el 07/01/2010, cerro su ciclo, al igual que la CT Timbúes, que el 02/02/2010, también completó las instalaciones de las turbinas de vapor, optimizando la generación de energía eléctrica.

El día 26 de noviembre de 2010, quedó inaugurada la expansión de la Central Térmica Loma La Lata, que aumentó su capacidad de generación en 178 MW, al cerrar el ciclo térmico de las tres turbinas existentes llevándola a 547 MW y pasar a ser una generadora de ciclo combinado TG-TV. El ingreso comercial efectivo de esta obra se espera dentro del primer trimestre de 2011. La inversión fue de aproximadamente 1.000 millones de Pesos.

Con respecto a la potencia instalada de origen hidráulico, los 121,4 MW ingresados, corresponden a la instalación y puesta en marcha de la CH Los Caracoles en la Provincia de San Juan. Si se observa lo previsto en el año 2008, **Tabla 9**, para ingreso de potencia de origen hidráulico, se tiene que citar la obra de ampliación de la cota 83 de Yacyretá, con una potencia prevista de 1.100 MW. Si bien no fue un ingreso genuino de maquinas nuevas, sino más bien una repotenciación de lo ya instalado por un aumento de la cota del embalse, esto permite tener más disponibilidad de potencia, al pasar de los 2.100 MW previos con cota de 76 msnm, a la nueva cota de 83 msnm. Esta cota de diseño permite utilizar los 3.200 MW instalados originalmente. La habilitación efectiva de la cota 83 se espera para febrero de 2011. Con estos nuevos ingresos el valor total de potencia ingresada al sistema asciende a casi 5.400 MW.

4.2. PLANES DE INCENTIVO DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES

El programa GENREN, es el programa que la Secretaria de Energía junto con ENARSA, llevan a cabo en forma conjunta para la implementación de nueva generación de energía eléctrica que utilice como combustible primario fuentes de energía con características renovables. El objetivo principal es la diversificación de la Matriz Energética con una participación federal y distribuida de las nuevas fuentes energéticas a incorporar.

En el mes de junio de 2010 se llevo a cabo el proceso licitatorio, con un total de 21 empresas oferentes y 51 proyectos presentados. La potencia ofertada fue por 1.436,5 MW, un 40 % superior a lo requerido. Las empresas Adjudicatarias fueron las siguientes:

- Emgasud Renovables S.A.
- Patagonia Wind Energy S.A.
- Energías Sustentables S.A.
- International New Energy.
- Sogesic S.A.
- Isolux Corsan Argentina S.A.
- IMPSA S.A.
- Nor Aldyl S.A.
- Centrales Térmicas.
- Mendoza S.A.
- SIRJ SRL.
- GeneraciónEólica S.A.
- IECSA S.A. -Hidrocuyo S.A.

Las ofertas adjudicadas se detallan en la siguiente figura:

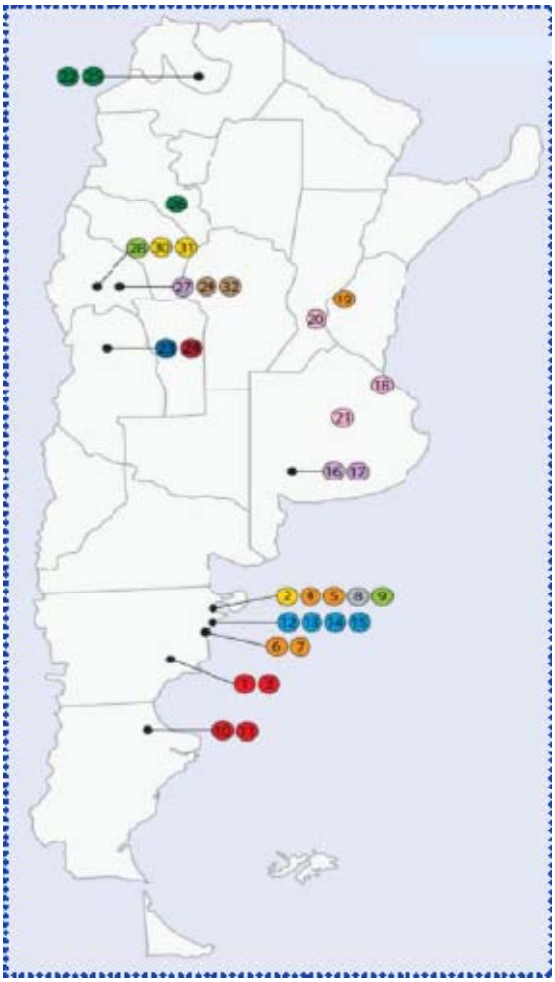

Figura 9: Mapa indicativo del ingreso de la Generación Renovable. [10]

El mapa indica los distintos puntos distribuidos a lo largo del país, adonde se inyectará la nueva generación renovable. En las siguientes figuras, se presentan los datos de cada central por propietario oferente y con el detalle de potencia en MW a instalar.

EÓLICA (754 MW)

	Central	Proponente	Potencia MW
1	Malaspina I	IMPSA	50,0
2	Pto. Madryn Oeste	Energías Sustentables S.A.	20,0
3	Malaspina II	IMPSA	30,0
4	Pto. Madryn II	Emgasud Renovables S.A.	50,0
5	Pto. Madryn I	Emgasud Renovables S.A.	50,0
6	Rawson I	Emgasud Renovables S.A.	50,0
7	Rawson II	Emgasud Renovables S.A.	30,0
8	Pto. Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50,0
9	Pto. Madryn Norte	International New Energies S.A.	50,0
10	KOLUEL KAIKE I	IMPSA	50,0
11	KOLUEL KAIKE II	IMPSA	25,0
12	Loma Blanca I	Isolux S.A.	50,0
13	Loma Blanca II	Isolux S.A.	50,0
14	Loma Blanca III	Isolux S.A.	50,0
15	Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50,0
16	Tres Picos I Básica	Sogesic S.A.	49,5
17	Tres Picos II Básica	Sogesic S.A.	49,5

TÉRMICA CON BIOCOMBUSTIBLES (110,4 MW)

	Central	Proponente	Potencia MW
18	Bella Vista	Nor Aldyl S.A.	8,4
19	Paraná	Emgasud Renovables S.A	34,0
20	San Lorenzo	Nor Aldyl S.A.	34,0
21	Bragado	Nor Aldyl S.A.	34,0

PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROS (10,6 MW)

	Central	Proponente	Potencia MW
22	La Rápida	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	4,2
23	La Lujanita	SIFJ S.R.L.	1,7
24	Lujan de Cuyo	Centrales Térmicas Mendoza S.A.	1.0
25	Los Algarrobos	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	2,3
26	Las Pirquitas	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	1,4

SOLAR FOTOVOLTAICA (20 MW)

	Central	Proponente	Potencia MW
27	Chimbera III	Nor Aldyl S.A.	5,0
28	Cañada Honda III	International New Energy S.A.	5,0
29	Chimbera II	Generación Eólica S.A.	3,0
30	Cañada Honda II	Energías Sustentables S.A.	3,0
31	Cañada Honda I	Energías Sustentables S.A.	2,0
32	Chimbera I	Generación Eólica S.A.	2,0

POTENCIA TOTAL: 895 MW

Figura 10: Detalles por tipo de la nueva Generación Renovable.[10]

El plan tiene un presupuesto de **9.000 Millones de Pesos** de inversión y supone más de 2 millones de toneladas de CO2 evitados por el reemplazo de derivados del petróleo como fuente primaria de combustible.

Por lo tanto, el Programa GENREN que lleva a cabo la Secretaría de Energía, tiene previsto el ingreso de casi 1000 MW de Energía Renovable, correspondiente a un 5 % de la demanda máxima anual y a casi un 4 % de la matriz Instalada total que tiene la Argentina actualmente.

Cabe destacar que el éxito del programa se basa en contratos a precios fijos durante un periodo de 15 años, que es la vigencia del contrato. Los precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión, son los siguientes: para los 17 proyectos de Energía Eólica seleccionados desde U$D/MWh 121 a U$D/MWh 134 (promedio ponderado del conjunto U$D /MWh 126,9); para los 4 proyectos Térmicos con Biocombustibles seleccionados desde U$D/MWh 258 a U$D/MWh 297 (promedio ponderado del conjunto U$D/MWh 287,6); para los 5 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos seleccionados desde U$D/MWh 150 a U$D/MWh 180 (promedio ponderado del conjunto U$D/MWh 162,4); para los 6 proyectos de Energía Solar Fotovoltaica seleccionados desde U$D/MWh 547 a U$D/MWh 598 (promedio ponderado del conjunto U$D/MWh 571,6) [2].

4.3. TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En los últimos se años se ha incorporado al sistema una cantidad significativa de nuevas instalaciones de transmisión en diferentes niveles de tensión, destacándose las ampliaciones del sistema de interconexión de 500 kV. En la primera fila de la Tabla 12 se muestra la evolución de la longitud total de líneas de 500 kV (sistema de interconexión), mientras que las restantes filas detallan la evolución de las longitudes de las líneas dentro de cada por región.

SISTEMA DE TRANSPORTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Alta Tensión	7443	7722	7722	8314	8314	8314	8366	9569	9569	9569	9569	9669	9669	10024	10024	11532	11853
Distribución Troncal	9888	10407	10709	10790	11320	11403	11725	11852	12364	12471	12509	12676	12908	15846	16326	16723	17080
- Región Cuyo	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245
- Región Comahue	830	830	845	885	885	885	885	885	902	902	929	929	929	929	1213	1213	1213
- Región Buenos Aires	4935	4945	5068	5106	5509	5536	5675	5703	5903	5976	5987	5987	6005	6005	6044	6107	6108
- Región NEA	796	926	930	930	930	972	972	972	1076	1076	1076	1076	1291	1402	1449	1449	1449
- Región NOA	2082	2461	2621	2624	2751	2765	2948	3047	3238	3272	3272	3438	3438	3561	3565	3847	4076
- Región PATAGONIA	Se Incorpora el Área Patagonia al MEM =>													2704	2837	2862	2990

Tabla 12: Evolución Longitudes de Líneas por Región.

La Tabla 13 presenta el detalle de las longitudes por nivel de tensión para el año 2009, y la Tabla 14 detalla la evolución de la potencia de transformadores por región:

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	11285		562	6			**11853**
Distribución Troncal	---	1116	841	14701	422	24	**17080**
- Región Cuyo			634	611			1245
- Región Comahue				1213			1213
- Región Buenos Aires			177	5533	398		6108
- Región NEA			30	1395		24	1449
- Región NOA				4076			4076
- Región PATAGONIA		1116		1873			2990

Tabla 13: Longitudes de Líneas por Nivel de Tensión y Región.

[2] Adjudicación de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables (09/09/2010 - http://www.enarsa.com.ar/nota30.htm.

SISTEMA DE TRANSPORTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Alta Tensión	9100	9100	9250	9850	9850	10300	10600	10750	11350	11350	11350	11350	11550	12200	13100	14150	14450
Distribución Troncal	6429	6599	6674	6953	7133	7333	7832	8017	8414	8479	8524	8673	9068	10746	11267	11666	11872
- Región Cuyo	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1030	1180	1180	1180	1240	1275	1325	1335	1335	1335
- Región Comahue	403	408	408	444	454	454	490	493	508	503	503	510	510	510	550	550	550
- Región Buenos Aires	3598	3598	3596	3788	3788	3823	4228	4263	4348	4363	4363	4393	4693	4813	4937	5107	5132
- Región NEA	432	612	642	665	695	725	745	745	782	812	827	834	834	864	902	947	947
- Región NOA	956	971	1016	1046	1186	1321	1359	1486	1596	1621	1651	1696	1726	1836	1836	1979	2151
- Región PATAGONIA	Se incorpora el Área Patagonia al MEM =>													1398	1707	1748	1757

Tabla 14: Evolución Potencia de Transformadores por Región.

La tabla siguiente presenta los incrementos registrados durante el año 2009 en la capacidad de transporte en líneas, longitud y potencia instalada de transformación en redes de transporte.

	Longitud	Transformación
Alta Tensión	147 Km	300 MVA
Distribución Troncal	459 Km	205 MVA

Tabla 15: Incrementos registrados durante el año 2009.

En la Figura 11 se observan los últimos ingresos en redes de 500 KV que se han incorporado al sistema interconectado nacional. La línea Puerto Madryn – Santa Cruz Norte; 2° Corredor Yacyretá – Gran Bs As; y la línea Recreo – La Rioja Sur.

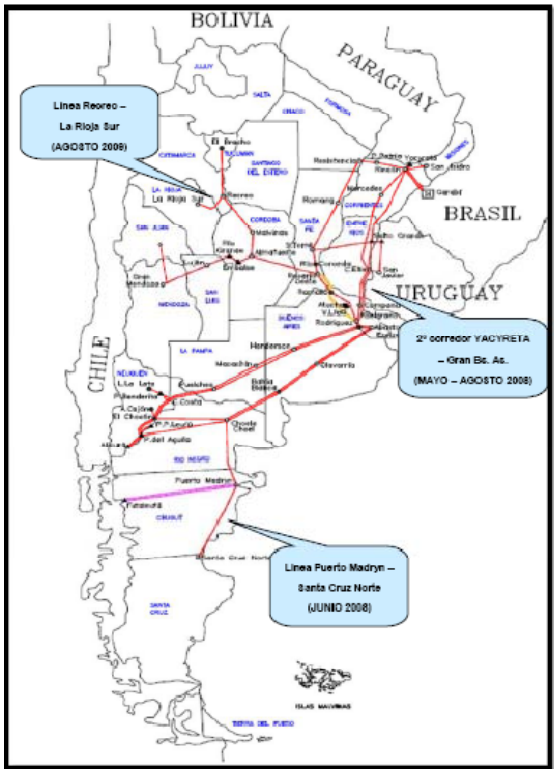

Figura 11: Geográfico Línea de Transporte 500 KV - Ingresos.

En el estudio de la referencia [4] se presentó la tabla siguiente, la cual contiene un detalle de las obras de transmisión realizadas hasta esa fecha y las que estaban en construcción y en trámites de licitación.

OBRAS	SECTOR	TIPO	LOCALIZACIÓN	AÑO		COSTO	DATOS
				INICIO	FIN	MMUSD	
Línea Choele Choel - Puerto Madryn	Transporte	Línea 500 KV	Bs.As. – Chubut	2004	2006	115	Longitud de 354 Km.
Línea Mendoza - San Juan	Transporte	Línea 500 KV	Mendoza - San Juan	2005	2007	60	Longitud de 180 Km.
Línea Puerto Madryn - Santa Cruz Norte	Transporte	Línea 500 KV	Chubut - Santa Cruz (Pico Truncado)	2006	2008	200	Longitud de 543 Km.
Línea La Rioja - Recreo	Transporte	Línea 500 KV	La Rioja - Catamarca	2008	2009	92	Longitud de 150 Km.
Línea 3 Yacyretá – Ezeiza	Transporte	Línea 500 KV	Corrientes – Bs.As.	2007	2008	600	Longitud de 950 Km.
Línea NEA - NOA	Transporte	Línea 500 KV	Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Chaco y Formosa	2008	2011	900	Longitud de 1220 Km. - 1150 MW
Línea Comahue - Cuyo	Transporte	Línea 500 KV	Neuquén - Mendoza	2008	2011	400	Longitud de 707 Km.
Línea Pico Truncado - Río Gallegos	Transporte	Línea 500 KV	Santa Cruz Norte - Sur	2011	2013	130	Longitud de 500 Km.

Tabla 16: Obras de Transporte en redes Eléctricas. Fuente: Elaboración Propia.

En dicha tabla, se han marcado en color gris las obras que ya han sido inauguradas y que están prestando los servicios comerciales del transporte eléctrico. Por otro lado, están en construcción, la línea que une el NEA con el NOA y la que une la región del Comahue con Cuyo. En licitación se encuentra la línea del sur que unirá Pico Truncado con Río Gallegos.

Los últimos ingresos en líneas de 500 KV, son los que se enumeran a continuación:

- ✓ El 22/08/08 entró en servicio la nueva línea de 500 KV Gral. Rodríguez - Manuel Belgrano.
- ✓ El 27/08/08 entró en servicio la línea de 500 KV Manuel Belgrano - Colonia Elía.
- ✓ El día 14/09/10 entró en servicio la nueva línea de 500 KV Cobos - El Bracho junto con la nueva estación transformadora Cobos de 500/345 kV y 450 MVA.

La línea NEA – NOA tiene una longitud de 1220 km y une las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Chaco y Formosa. El presupuesto de esta obra es de 900 MMUSD. La misma se encuentra actualmente en construcción, y en noviembre 2010 se han habilitado las Estaciones Transformadoras de Formosa y Resistencia (Chaco) y la línea de 175 Km de longitud que las une. Mediante esta obra, Formosa eleva su potencial de acceso a la energía eléctrica de 170 a 1.160 MW.

También se ha inaugurado la línea Bracho-Cobos de 280 Km, completando los 450 Km terminados hasta diciembre de 2010. La segunda etapa del proyecto comprende la interconexión entre sí de ambas regiones, se prevé su habilitación final en abril del año 2011.

Una obra emblemática de más de 20 años de estudio y necesidad para cerrar el anillo central del SIN, es la línea que une las regiones del Comahue – Cuyo. Es una línea de 707 Km. de longitud y tiene un presupuesto inicial de más de 400 MMUSD. Las obras comenzaron en el año 2008 y se prevé su entrada al sistema durante el año 2011. Esta obra además, permitirá vincularse con el sistema Chileno SIC (Sistema Interconectado Central) desde una estación intermedia llamada Los Reyunos, por la cual con una obra de interconexión futura de interés Binacional, el Comahue podrá enviar los saldos exportables al país vecino de Chile. A su vez por contrato de asistencia, se podrán importar por dicho vínculo la energía y disponibilidad de

potencia que se requiera, cuando el sistema argentino tenga necesidad de demandarlo. Serán contratos semejantes a los que Argentina mantiene con Brasil y Uruguay.

Por último, la línea que une el norte con el sur de la provincia de Santa Cruz, conocida como línea Pico Truncado – Río Gallegos, se prevé su construcción en el periodo 2011 – 2013. Esta línea tiene una longitud de 500 Km. y un presupuesto estimado de 130 MMUSD. Esta obra es de interés por la cantidad de recursos primarios existentes en la zona, que permitirán transformarla en una región netamente exportadora, semejante a las regiones del Comahue y NEA argentino.

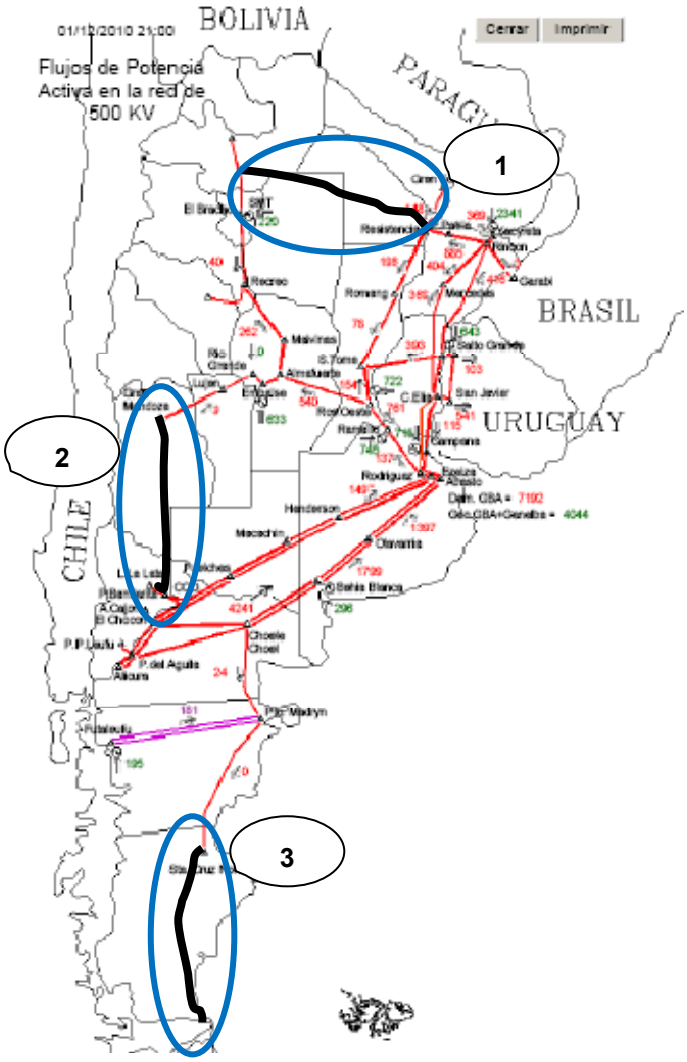

Figura 12: Líneas de 500 KV, Sistema Interconectado Nacional – SIN.

En el mapa de la figura, se observan 2 líneas que están en construcción y una que está en licitación, las mismas se presentan a continuación:

1) NEA – NOA – En construcción.
2) COMAHUE – CUYO – En construcción.
3) PICO TRUNCADO – SANTA CRUZ SUR – En licitación.

Las ampliaciones en la red de interconexión de 500 kV que se están implementado son en su mayoría las previstas en el Plan Federal I formulado en el año 1998 y puesto en acción en 2003. El plan prevé la incorporación de 4604 km de líneas de Extra Alta Tensión de 500 KV. Hasta la fecha se han ejecutado aproximadamente 2981 km, lo que equivale a un 64,7 % de lo

proyectado. También se encuentran en construcción 1.124 Km, equivalente al 24,4 % de lo proyectado, y en proceso de licitación y con financiamiento otros 500 Km. 10,9 % de lo proyectado.

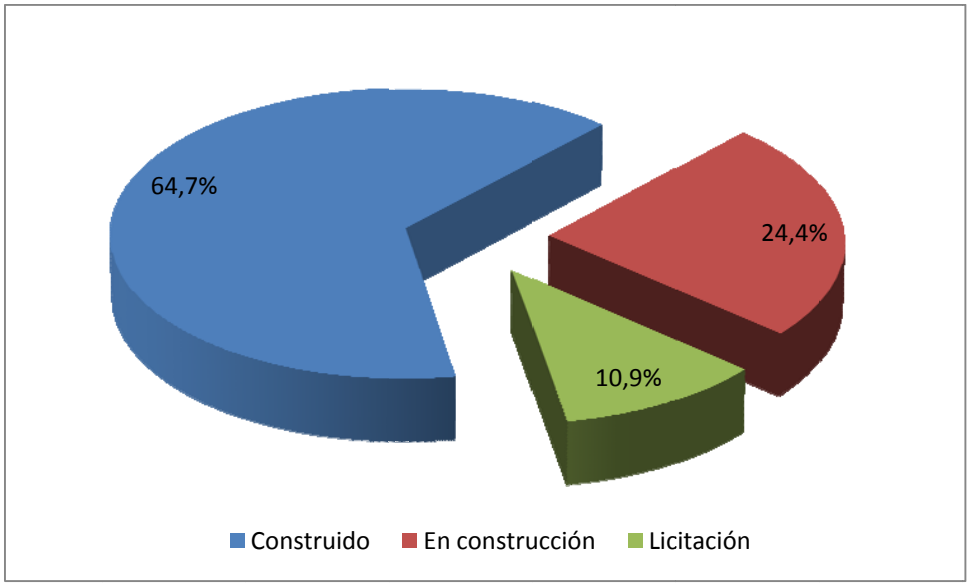

Figura 13: Avances de las Obras en 500 KV.

La ampliación del sistema de interconexión de Extra Alta Tensión permite interconectar todas las regiones eléctricas del país, dotar al sistema de mayor confiabilidad y mejorar abastecimiento a todas las localidades con mayor densidad poblacional de la Argentina.

5. PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTO

En los estudios de referencia se describieron las consideraciones y requerimientos que debe reunir un plan de expansión del sistema eléctrico, de tal modo de asegurar que ante un diverso espectro de escenarios de crecimiento económico, demanda, hidraulicidad, condiciones climáticas, disponibilidad y precios futuros de combustibles y disponibilidad del parque de generación; se cuente con un suministro de energía eléctrica adecuado que no perturbe el desarrollo económico.

Teniendo en cuenta estos principios, en el estudio de referencia [1] se elaboró un plan indicativo de expansión de la generación para el mediano plazo, con un fuerte contenido de aprovechamientos hidroeléctricos y de otras fuentes de generación renovable. Se consideraron en ese caso ciertos proyectos hidroeléctricos que presentan mayor factibilidad para su implementación. En base a la capacidad de producción de energía y potencia de estos aprovechamientos, el tiempo de ejecución y la fecha probable de entrada en servicio, se analizó como podía lograrse el cubrimiento de la demanda (balance energético). Se determinó para cada año, si la composición resultante del parque de generación con las ampliaciones previstas, permitía cerrar el balance de energía y potencia máxima y en caso de que existiese déficit, se plantearon las alternativas de incorporación.

En este trabajo se realiza una actualización de ese plan, para adecuarlo al nuevo escenario de crecimiento de la demanda, y la nueva oferta de generación prevista para el mediano plazo (Sección 2). Se describen a continuación los elementos considerados para la actualización del plan de expansión de generación.

5.1. CONSIDERACIONES PARA LA FORMULACION DEL PLAN DE EXPANSION

5.1.1. PROYECTOS PLANIFICADOS Y EN EJECUCIÓN

Se han considerado los proyectos de generación planificados indicados en la **Tabla 9**, que no han sido ejecutados hasta la fecha. En particular, se han considerado en el plan el ciclo combinado de 460 MW del proyecto Ingentis y la ampliación de la central Güemes por 60 MW.

En cuanto a los proyectos hidroeléctricos se han considerado la ampliación de Yaciretá (elevación de la cota), cuya entrada en servicio está prevista para comienzos de 2011, y la central Punta Negra. Estos proyectos están en ejecución y su ingreso es seguro.

Se han considerado además dos nuevas centrales hidráulicas en la región patagónica. Se trata del proyecto Cóndor Cliff – La Barrancosa. Este proyecto contempla en primer lugar la construcción de la central Cóndor Cliff, con una potencia de 1.140 MW, y en segundo término la central La Barrancosa, que tendrá una potencia de 600 MW. Ambas centrales estarán localizadas en la región centro-sur de la provincia patagónica, sobre el Río Santa Cruz. El plazo de ejecución de esta obra es de cinco años [11].

El 11 de Agosto de 2010 se pre-adjudicó el desarrollo de esta obra al consorcio conformado por IMPSA, Corporación América S.A. y Camargo Correa. Las empresas invertirán 16.000 Millones de Pesos (US$ 4.000 MM) en el proyecto y se encargarán de la construcción, la operación y el mantenimiento de las represas[3]. Cabe destacar, si bien se firmó la pre-adjudicación de este proyecto, el comienzo de la misma es todavía incierto. Por otro lado, tal como se describe más abajo, para poder evacuar toda la generación de estas centrales, se necesitaría ampliar la capacidad del nuevo corredor de transmisión de 500 KV que une la región patagónica con el Gran Buenos Aires.

Otra obra hidroeléctrica de envergadura que se encuentra en avanzado estado de adjudicación es el "Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I". En junio de 2008 se lanzó la convocatoria pública a inversores - Llamado a Manifestación de Interés –para la construcción, operación, mantenimiento y explotación de esta obra. Cinco empresas estuvieron interesadas en interesadas en la construcción de la represa; 4 uniones transitorias de empresas (UTEs) (Iecsa, Pampa Energía y Camargo Correa; Electroingeniería SA, Constructora OAS Ltd. e Hidrocuyo SA; Roggio, Corsan-Coviam, Esuco y Duke Energy, José Cartellone Construcciones Civiles SA y Odebrecht) y la compañía Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.; se presentó en forma individual. Finalmente, en Junio de 2010 el Poder Ejecutivo de la Nación, en conjunto con el gobernador de Neuquén, se anunció que la pre-adjudicación de la construcción del complejo completo, fue otorgada a la unión transitoria de empresas conformada por Electroingeniería S.A.; Constructora OAS LTD; CPC S.A.; Hidrocuyo S.A. y Rovella Carranza S.A. La firma pre-adjudicataria tendrá a su cargo la financiación, elaboración del proyecto ejecutivo, construcción, operación, mantenimiento y explotación del aprovechamiento multipropósito Chihuido I. Al cabo de los 15 años de concesión, el complejo pasará en su totalidad a ser propiedad del Estado neuquino. El monto final de la obra asciende a 5.687.876.717 Pesos o **1.526.124.834 Dólares**.

La presa y central hidroeléctrica "Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I" se ubicará sobre el río Neuquén, a 5,5 km aguas abajo de su confluencia con el río Agrio y a 155 km desde la ciudad de Neuquén. La central aportara una potencia instalada de **637 MW** y 1.750 GWh de energía.

---

3 http://www.impsa.com/home.php?sel_0=15&notid=552&PHPSESSID=0b7a2c243aa70cec51a43a817b5327c9

Los objetivos de este aprovechamiento múltiple incluyen la regulación del río Neuquén, el control de crecidas, provisión de agua para consumo humano, riego y uso industrial para poblaciones ubicadas aguas abajo, y generación de energía eléctrica[4].

5.1.2. OTROS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

La **Tabla 17** resume las principales características de otros proyectos hidroeléctricos a considerar en el plan de expansión. Estos proyectos se describen en detalle en el estudio de la referencia [6].

Nombre del proyecto hidroeléctrico	Capacidad [MW]	Energía media anual [GWh]	Ubicación geográfica	Inversión Estimada [MMUSD]
Aña Cua	246	1.950	Río Paraná	400[5]
Garabí	1.459	6.950	Río Uruguay	1.100
TOTAL	1.705	8.900		1.500

Tabla 17: Proyectos Hidroeléctricos Adicionales [6].

5.1.3. EXPORTACIÓN/IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Las hipótesis sobre exportación e importación de energía eléctrica en el mediano plazo, son las mismas que las consideradas en el estudio de la referencia [4].

5.1.4. PÉRDIDAS DE POTENCIA.

Las perdidas relativas de potencia, se han considerado en 4,5% de la potencia máxima del sistema. Este valor representa las pérdidas del sistema de transmisión. Es adecuado considerarlo de esta forma, dado que la demanda proyectada es al nivel de agente (distribuidor, gran usuario) y no de consumidor final.

5.1.5. RESERVA Y DISPONIBILIDAD TÉRMICA.

En la definición de la capacidad que deberá tener el sistema de generación en el futuro para garantizar el suministro con un nivel de confiabilidad adecuado, es necesario tener en cuenta ciertos aspectos que caracterizan al sistema eléctrico nacional, y que son propios de un sistema hidrotérmico:

- *Disponibilidad del parque térmico*: La diferencia entre la capacidad de potencia total instalada y la efectivamente puesta a disposición, se debe al grado de disponibilidad del parque. La indisponibilidad de máquinas está asociada fundamentalmente a la salida de servicio de algunas unidades por mantenimiento y por restricciones de combustible. Conforme los datos disponibles, la indisponibilidad media propia estadística de los generadores térmicos ha oscilado entre 19 y 22 %. A esto debe agregarse la indisponibilidad que CAMMESA llama por otras causas y que incluye restricciones de transporte y de combustible, que se encuentran en el orden del 8 %.
- *Variabilidad de la generación hidroeléctrica:* El parque hidroeléctrico tiene una variabilidad debida a las crónicas de aportes hídricos. En las actuales condiciones de operación del sistema esta variabilidad es del orden de 1.500 MW.

En base a esto, se ha considerado un requerimiento de reserve térmica del orden de 30 % de la capacidad térmica instalada en cada año.

[4] http://neuqueninforma.com/wp-content/uploads/2010/06/informe-chihuido.pdf

[5] http://tiempo.elargentino.com/notas/aprueban-licitacion-ana-cua

5.1.6. APORTE DE CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN EÓLICA

La energía eólica tiene características que difieren sustancialmente de la generación convencional. Su producción es variable y prácticamente incontrolable – sigue directamente las variaciones del viento – y de difícil predicción. Por este motivo se dice que es una fuente de energía pero no de capacidad. En efecto, las fuentes de generación que aportan capacidad al sistema, son aquellas que están disponibles cuando se necesitan, especialmente en condiciones de máxima demanda. El valor de capacidad de una fuente de generación está asociado a la probabilidad de que la misma esté disponible con su máxima capacidad en los momentos de máximo requerimiento. En el caso de la generación convencional, especialmente generación térmica, la disponibilidad/indisponibilidad se debe a las salidas de servicio forzadas y/o programadas por mantenimiento. En el caso de la generación eólica, el valor de capacidad esta dado por la probabilidad de que la granja eólica genere un determinado porcentaje de su capacidad máxima en las horas de máximo requerimiento.

El aporte de capacidad de una fuente de generación es esencial para definir los requerimientos de expansión del sistema de generación, ya que de eso depende que se logre cubrir la demanda creciente con los niveles de confiabilidad requeridos. En los sistemas eléctricos con experiencia en generación eólica se utilizan diferentes métodos y criterios para definir el valor de capacidad de la misma. Si bien no existe un criterio único, en la gran mayoría de los casos el valor de capacidad es reducido (entre 25% y 35%). Generalmente la generación eólica no elude la necesidad de contar con recursos que aportan “capacidad” al sistema, tales como la generación térmica convencional en sus diferentes tecnologías.

5.2. OBRAS DE GENERACIÓN PROPUESTAS

En la Tabla 18 se detallan las ampliaciones de generación consideradas. En esta tabla se presenta el balance de potencia para el estado de demanda máxima para cada año del periodo de análisis, donde puede observarse como se logra el cubrimiento de la demanda máxima anual. Se observa que las adiciones de generación en cada año se han definido de modo tal de obtener un nivel de reserva total de alrededor del 30 %. Este margen de reserva se determina, como la relación porcentual entre la capacidad nominal del total del parque de generación y la demanda máxima incluidas las pérdidas. El último renglón de esta tabla muestra la capacidad de generación neta futura, que es la generación total adicionada a la existente, afectada por los factores de disponibilidad.

Cabe destacar que en la generación existente para los años 2011 y 2012 se ha considerado la salida de servicio de la central nuclear Embalse, la cual no estará operativa por un plazo de dos años debido a tareas de mantenimiento programado (overhaul).

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DEMANDA DE ENERGIA	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**	**GWh**
Demanda agentes	114839	120324	126071	132095	138408	145027	151966	159243	166875	174879
Exportación	500	3000	2500	4380	4380	4380	4380	4380	4380	4380
Bombeo	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Pérdidas y consumos propios	5168	5415	5673	5944	6228	6526	6838	7166	7509	7870
Total demanda	120857	129089	134595	142769	149367	156283	163535	171139	179114	187479

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DEMANDA DE POTENCIA	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**	**MW**
Total demanda	**20483.6**	**21461.9**	**22487.1**	**23561.4**	**24687.5**	**25868.1**	**27105.9**	**28403.8**	**29765.0**	**31192.7**
Demanda + Perdidas	**21405.4**	**22427.7**	**23499.0**	**24621.7**	**25798.5**	**27032.2**	**28325.6**	**29682.0**	**31104.5**	**32596.4**
GENERACION										
Existente neta	27564	27564	28214	28214	28214	28214	28214	28214	28214	28214
Térmica en ejecucion/proyectada										
Ingentis		460	460	460	460	460	460	460	460	460
CC Guemes (TV)		60	60	60	60	60	60	60	60	60
Hidraulica en ejecucion/proyectada										
Caracoles										
Punta Negra		60	60	60	60	60	60	60	60	60
Yacireta cota 83 m	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Condor Cliff						1140	1140	1140	1140	1140
La Barrancosa							600	600	600	600
Nuclear en										
Atucha II	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692
Térmica futura										
C.Combinados/TG				1000	1800	1800	1800	3500	5200	6800
Hidraúlica futura										
Chihuido						637	637	637	637	637
Aña Cua					246	246	246	246	246	246
Garabi							1450	1450	1450	1450
Renovables GENREN										
Eolico y Fotovoltaico			774	774	774	774	774	774	774	774
Otros			121	121	121	121	121	121	121	121
Capacidad Total	29356	29936	31481	32481	33527	35304	37354	39054	40754	42354
Reserva Total [MW]	7950	7508	7982	7859	7728	8272	9028	9372	9649	9757
Reserva Total [%]	**37%**	**33%**	**34%**	**32%**	**30%**	**31%**	**32%**	**32%**	**31%**	**30%**
Capacidad Total Futura [MW]	1792	2372	3267	4267	5313	7090	9140	10840	12540	14140
Capacidad Neta Futura [MW]	1757	2181	2689	3389	4195	5972	8022	9212	10402	11522

Tabla 18: Plan de Expansión Propuesto.

El plan de expansión incluye mayormente proyectos que se encuentran en estado avanzado de planificación y/o ejecución. Se han considerado tres importantes proyectos hidroenergéticos, Chihuido, Aña Cua y Garabí. De estos tres proyectos, Garabí es el que presenta mayor incertidumbre para su concreción. Como variable de ajuste para cubrir los requerimientos de demanda futura con un nivel de reserva adecuado, se ha considerado la adición de generación térmica convencional, formada por una combinación de ciclos combinados a gas natural, y turbinas de gas a ciclo abierto para cubrir los picos de demanda. Esto representa el escenario más factible para la incorporación de generación térmica en el sistema eléctrico nacional. La definición precisa de la cantidad y características de los proyectos térmicos a incorporar al sistema, requiere de un estudio mucho más exhaustivo, que trascienden ampliamente los objetivos y alcance de este trabajo.

En los estudios de referencia se describieron las ventajas y desventajas de los proyectos hidroeléctricos y de las consideraciones a tener en cuenta para su consideración en un plan de

expansión, así como las dificultades históricas que han impedido un mayor desarrollo de este tipo de obras en el país.

Dentro de las desventajas inherentes a la naturaleza de este tipo de emprendimientos, se destaca el elevado tiempo que demanda todo el proceso, desde la concepción del proyecto hasta la puesta en servicio de la obra. En efecto, la ejecución de un proyecto hidroeléctrico requiere de estudios previos de prefactibilidad y de factibilidad, que pueden demandar de 2 a 3 años para su concreción. Los estudios ambientales, permisos y habilitaciones también demandan un tiempo considerable (en general intervienen en el proceso varios organismos gubernamentales de distintas jurisdicciones). La construcción de las obras civiles, así como la fabricación del equipamiento electromecánico y obras asociadas también demanda tiempo de ejecución elevados. Esto hace que el tiempo total desde que se decide encarar un proyecto hidroeléctrico hasta que comienza su operación inyectando energía al sistema, sea en muchos casos incompatibles con los requerimientos de ampliación de la generación en el corto y mediano plazo.

Cabe destacar que como solución alternativa a las obras hidroeléctricas, siempre es posible plantear la expansión del parque con generación térmica convencional. Esto representa la solución más directa, sin embargo en este trabajo, se busca analizar alternativas que aunque más complejas, representan soluciones que permitirán alcanzar los objetivos globales (no solo sectoriales) de la planificación de la expansión del sistema eléctrico.

Es importante comentar, que si bien la información es mucha respecto de la construcción de la cuarta Central Nuclear, “Atucha III”, con una potencia de 1.500 MW disponible para el año 2017 aproximadamente, no ha sido considerada en forma directa en esta proyección, sino en forma indirecta, como parte integrante de la energía térmica necesaria a ingresar de 6.800 MW. Este proyecto de más de 4.000 MMUSD no ha sido todavía confirmado, pero de serlo, es cierto que su costo de inversión es muy superior al de la térmica convencional, pero de menor costo operativo en el tiempo, logrando diversificar la matriz térmica y proveyendo de mayor capacidad a la base de generación permanente sumamente necesaria en los sistemas eléctricos estables.

Dentro de lo térmico convencional, el presente estudio de planificación prevé la necesidad de ampliación para el 2014-2015, de 1.800 MW. En la realidad, esta construcción se realizará con el mismo mecanismo de aportes de capital que tuvieron las Centrales Térmicas Belgrano y San Martín, es decir, con los aportes adeudados por la compañía CAMMESA, a los agentes generadores desde el año 2008. Ésta deuda se considerará una contribución de los privados de más de 800 MMUSD, que con una participación semejante, el Estado Nacional realizará hasta completar la inversión necesaria para realizar la construcción de las ampliaciones de las Centrales Belgrano y San Martín. Los estudios técnicos podrían resultar factibles en cuanto a la ampliación de la primera, pero en el otro caso, su emplazamiento podría llegar a ser en otro punto geográfico con posibilidad de cercanía a un gasoducto importante y ubicado estratégicamente en un punto eléctrico de alta demanda. De salir todo según lo planificado, esta inserción de potencia sería una realidad en el 2012, en su primer etapa de ciclo abierto, y a fines del 2013 el cierre del ciclo combinado, adelantándose en un año o dos, a lo previsto en este estudio.

Recordemos que la mecánica de la presente propuesta de planificación, es completar lo que se necesita de capacidad con generación térmica convencional, puesto que es la que tiene menor costo y menor tiempo de implementación, entre un año a dos, según el tamaño. Por lo tanto, la diferencia en el tiempo, está dentro de lo previsto en el mecanismo de ajuste del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica. Es posible que si se adelanta su ingreso, ésta reemplace a generación de rendimiento inferior, pasando la generación desplazada a encuadrarse dentro de la capacidad de reserva, sumamente necesaria para el funcionamiento del sistema.

5.3. *RESUMEN DE INVERSIONES EN GENERACIÓN*

La **Tabla 19** presenta un resumen de las inversiones en generación necesarias en el periodo 2011 – 2020. En la mayoría de los proyectos se ha utilizado información oficial sobre los montos totales de inversión, ya que se trata en su gran mayoría, de proyectos en ejecución o en estado de pre-adjudicación. En el caso de la generación térmica adicional, se ha considerado un costo unitario de 750 U$D/KW, valor que corresponde a los últimos proyectos térmicos ejecutados en el país (no se considera generación térmica nuclear).

Según esta estimación, el monto total de inversión hasta el año 2020 asciende a **14.829 Millones de Dólares**. Cabe destacar, que no puede determinarse un monto de inversión anual, ya que el mismo es dependiente de las características de financiamiento y ejecución de cada uno de los proyectos, y tal información no se encuentra disponible.

Proyecto/s	Capacidad Total [MW]	Estado del Proyecto	Porcentaje Ejecutado (Estimado)	Inversion Total [MMUSD]	Inversion Restante [MMUSD]
Ingentis	460	Proyectado	0%	250	250
CC Guemes (TV)	60	en ejecucion	20%	90	72
Punta Negra	60	en ejecucion	50%	230	115
Yacireta cota 83 m	1100	en ejecucion	95%	320	16
Condor Cliff y La Barrancosa	1740	preadjudicado	0%	4000	4000
Chihuido I	637	preadjudicado	0%	1526	1526
Aña Cua	246	preadjudicado	0%	400	400
Garabi	1450	Proyectado	0%	1100	1100
Renovables (GENREN)	895	preadjudicado	0%	2250	2250
Nueva generacion termica	6800	Considerado en este trabajo	0%	5100	5100
TOTAL	13448			15266	**14829**

Tabla 19: Resumen de Inversiones en Generación.

5.4. *REQUERIMIENTOS ADICIONALES DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*

La incorporación de las centrales hidroeléctricas Cóndor Cliff y La Barrancosa, y la generación eólica en la región patagónica, requieren de ampliaciones del sistema de transmisión de 500 KV para poder evacuar toda su potencia, si se concretan las instalaciones del proyecto Ingentis en Dolavón. Estudios previos llevados a cabo por los Consultores, indican que para incorporar toda esta generación resultarían necesarias las siguientes ampliaciones de la red de 500 KV:

- Compensación serie LAT 500 KV Piedra Buena – Santa Cruz Norte.
- Compensación serie LAT 500 KV Santa Cruz Norte – Dolavón.
- Compensación serie LAT 500 KV Puerto Madryn – Choele Choel.
- Compensación shunt capacitiva Santa Cruz Norte, aproximadamente 150 MVAr.
- Compensación shunt capacitiva Puerto Madryn, aproximadamente Norte 150 MVAr.

Incorporaciones adicionales de generación, como por ejemplo la central térmica Rió Turbio o la CH La Leona, requerirían de duplicación de los tramos de líneas de 500 KV, desde Santa Cruz Norte hasta Bahía Blanca.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, “Análisis de los Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sector de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional”, Agosto 2010.

[2]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, “Análisis de Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sistema Eléctrico en el Área Metropolitana”, Noviembre 2009.

[3]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, “Análisis de Respuesta de la Demanda para Mejorar la Eficiencia de Sistemas Eléctricos – Aplicación Al Sistema Eléctrico Argentino”, Septiembre 2009.

[4]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, “Estudio y Análisis de las Capacidades y Desafíos de la Industria de la Construcción de Infraestructuras en Relación a la Demanda Estimada para el Período 2007-2017 - Aplicación Al Sector Eléctrico”, Julio 2008.

[5]. Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, “Perspectivas para el Desarrollo de Proyectos de Generación en el Marco de los Cambios Regulatorios del Sector Eléctrico, Cámara Argentina de la Construcción”, Agosto 2007.

[6]. Alberto Del Rosso, “Evaluación de las Inversiones Necesarias para el Sector Eléctrico Nacional en el Mediano Plazo, Cámara Argentina de la Construcción”, Octubre de 2006.

[7]. CAMMESA, Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2009. Disponible en www.cammesa.com

[8]. Fundación Bariloche, Energías Renovables, diagnostico, barreras y propuestas, Junio 2009.

[9]. IMPSA, “Aprovechamientos Hidroeléctricos Cóndor Cliff y La Barrancosa –Desarrollo, integración y energía renovable”, folleto técnico – Disponible en www.impsa.com.

[10]. ENARSA, Secretaria de Energía y Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, “Programa GENREN - Adjudicación de Contratos de Abastecimiento con Fuentes Renovables de Energía”, Junio de 2010.

[11]. IMPSA Hydro, “Aprovechamientos Hidroeléctricos Cóndor Cliff – La Barrancosa, Rio Santa Cruz, Argentina”, Catalogo Técnico disponible en www.impsa.com

[12]. Presidencia de La Nación, Gobierno de la Provincia de Neuquén, “Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I – Convocatoria Pública a Inversores”.