

26

ANÁLISIS DE INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

Periodo 2016-2025

Ing. Andrés Ghia – Dr. Alberto del Rosso

Área de Pensamiento Estratégico



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

ANÁLISIS DE INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL Período 2016-2025

Ing. Andrés Ghia - Dr. Alberto del Rosso

Área de Pensamiento Estratégico
Agosto 2015



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

ANÁLISIS DE INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

CÁMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

Autores

Ing. Andrés Ghia

Dr. Alberto del Rosso

Diseño Gráfico y Armado

Bottino, Pamela

Galilea, Juan Manuel

Ghia, Andres

Análisis de inversiones en el sector eléctrico nacional : periodo 2016-2025 / Andres Ghia ; Alberto Del Rosso. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : FODECO, 2016.

70 p. ; 30 x 22 cm.

ISBN 978-987-1915-72-9

1. Electricidad. I. Del Rosso, Alberto II. Título
CDD 354.49

Esta edición se terminó de imprimir en Gráfica TCM,
Murguiondo 2160 – Ciudad de Buenos Aires, Argentina,
En el mes de Julio de 2016

1era. edición – Julio 2016 / 150 ejemplares

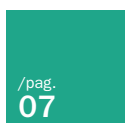
Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida en manera alguna ni por ningún medio, ya sea electrónico, químico, óptico, de grabación o de fotocopia sin previo permiso escrito del editor.

ISBN 978-987-1915-72-9



**ANÁLISIS DE INVERSIONES EN EL
SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL**
Período 2016-2025

CONTENIDOS

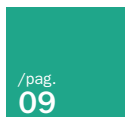


RESUMEN EJECUTIVO



CAPÍTULO 1

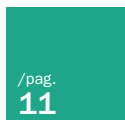
PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA



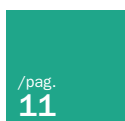
1.1 Demanda de Energía en el Periodo 1993-2014



1.2 Demanda de Energía en el Periodo 1992-2014



1.3 Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica



1.4 Proyección de la Demanda de Potencia de Punta



CAPÍTULO 2

PARQUE DE GENERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA



2.1 Balance de Generación



2.2 Potencia Instalada

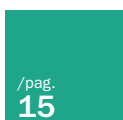


CAPÍTULO 3

REVELAMIENTO DE PLANES DE OBRAS DE GENERACIÓN



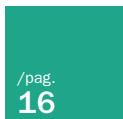
3.1 Planes de Generación Hidráulica



3.2 Generación Distribuida



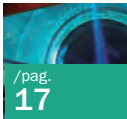
3.3 Generación Renovable



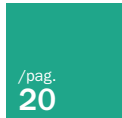
3.4 Generación Nuclear



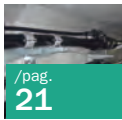
3.5 Generación Térmica Convencional



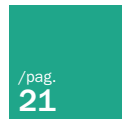
CAPÍTULO 4
PLAN DE EXPANSIÓN DE
GENERACIÓN



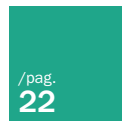
4.1 Inversión Prevista en
Mantenimiento. Generación



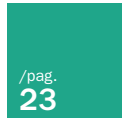
CAPÍTULO 5
REDES DE TRANSPORTE
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



5.1 Longitudes de Líneas



5.2 Transformadores



5.3 Expansión prevista en el
Corto Plazo



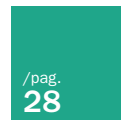
5.4 Interconexiones Internacionales



5.5 Nuevas Estaciones de Transformación previstas en el Corto Plazo



5.6 Plan de Inversión. Transporte



5.7 Inversión Prevista en Mantenimiento. Transporte



CAPÍTULO 6
CONCLUSIONES



CAPÍTULO 7
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



ANEXO
OBRAS CONSIDERADAS

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tiene por objeto actualizar el análisis de requerimientos de inversión en los sistemas de generación y transmisión, realizados en trabajos anteriores, adaptándolos a las actuales condiciones económicas y de infraestructura del sistema eléctrico nacional, y revisando las proyecciones sobre la evolución futura de las variables relevantes.

Se describe en primer lugar, las características particulares que tuvo la evaluación de la demanda de energía y potencia eléctrica en el periodo 1993-2014, destacando su relación con la evolución del PBI. Posteriormente se realiza la proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2015-2026, mediante un análisis de regresión lineal, en el cual se utiliza como variable explicativa la evolución esperada del PBI para el periodo de estudio.

La proyección de la demanda máxima de potencia se calcula en este caso a partir de la demanda de energía anual utilizando en factor de carga anual, 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 dividida por 8.760 horas.

En este informe se presenta 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.

Se detallan los proyectos hidroeléctricos que se encuentran en proceso licitatorio al año 2014 e información actualizada a julio del 2015. La información de base ha sido tomada de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación, la cual actualizó a la fecha con información recopilada de otras fuentes.

Se realiza una recopilación de la información existente sobre planes de Generación Distribuida previstos para el periodo de estudio. Lo mismo se realizó con la Generación Renovable y Nuclear.

La energía Nuclear y los planes de expansión del sector, no han sido analizados en detalle por este consultor, porque pertenece a otra área, pero debido a la interacción directa en energía y proyección, tan solo se ha tenido en cuenta desde el punto de vista de la inserción como fuente térmica especial.

La Tabla 7 presenta un resumen de las inversiones en generación necesarias en el periodo 2016 – 2025. 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 capítulo 6 se presenta el plan de inversiones en redes de transporte y transformación, necesarias para poder sostener el crecimiento de la demanda en el periodo estudiado 2016 – 2025.

Tanto para la generación como para el transporte, se presentan los costos en Operación y Mantenimiento necesarios para el sostenimiento del sistema eléctrico marginal, una vez ingresados activamente.

Las conclusiones del presente informe están conforme a la planificación necesaria para el sostenimiento del sistema eléctrico nacional. La optimización y premisa tomada como objetivo, fue el agregado de toda la generación hidroeléctrica de grandes volúmenes de carácter renovable y de bajo impacto ambiental.

Se han tenido en cuenta todos los planes de diversificación de la Matriz Energética que se tienen en carpeta, a través de fondos especiales de incentivación de inversiones. Los mismos han sido previstos en volumen y costo, conforme a información disponible.

La proyección de la demanda se ha realizado conforme a una tasa de crecimiento sensata que prevé una recuperación de la producción sostenida del sector productivo, que permite que el PBI se mantenga creciendo a tasas positivas.

Los resultados obtenidos tanto para generación como para transporte, están dentro de lo previsto y han seguido las consignas de disponibilidad, costos, previsión de combustibles primarios, reservas del sistema, indisponibilidad prevista, mano de obra en operación y mantenimiento.

La suma de las inversiones en Generación y Transporte asciende a 22.795 Millones de dólares americanos.

La suma de las necesidades en Operación y Mantenimiento de las nuevas Centrales de Generación, Líneas y Transformación asciende a 8.479 Millones de dólares americanos. Los mismos se agregan en forma anual, a partir de su puesta en marcha. El flujo de dicha sumatoria es agregada al 2025, pero la disponibilidad de parte de su componentes debe estar disponible, conforme se vayan integrando en forma activa y marginal al parque de transporte y generación, respectivamente.

Las inversiones previstas totales agregadas al 2025, año frontera del estudio, asciende a 31.274 Millones de dólares americanos.

1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En todo proceso de planificación de la expansión de sistemas eléctricos el primer paso es realizar una proyección del crecimiento esperado de la demanda para el periodo de estudio.

En el informe de Referencia 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 – 2009. En este trabajo se actualiza la proyección de demanda futura, utilizando información histórica hasta el año 2014 inclusive.

Se describe en primer lugar, las características particulares que tuvo la evaluación de la demanda de energía y potencia eléctrica en el periodo 1993-2014, destacando su relación con la evolución del PBI. Posteriormente se realiza la proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2015-2026, mediante un análisis de regresión lineal, en el cual se utiliza como variable explicativa la evolución esperada del PBI para el periodo de estudio.

1.1. DEMANDA DE ENERGÍA EN EL PERIODO 1993-2014

La Figura 1 muestra demanda de energía del sistema eléctrico nacional desde el año 1993 hasta el 2014 inclusive. Los datos de demanda son obtenidos del último informe anual sobre de mercado mayorista eléctrico elaborado por CAMMESA, el cual data del 2014. El informe 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

propios, que corresponde mayoritariamente a los consumos necesarios para las instalaciones del sistema. Por último, existe una demanda de los países fronterizos con los cuales hay interconexión y por lo tanto hay demanda de exportación.

Tal como se describe en el informe de referencia [1], la demanda eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido en la mayor parte de este periodo, excepto por dos situaciones particulares ocurridas, la primera de ellas en el periodo 2001–2002, producto de la crisis económica del país, la segunda se da en el año 2009, donde debido a la crisis económica global se registró una caída significativa del nivel de actividad, provocando una disminución sostenida, especialmente de la demanda industrial. El año 2014 la demanda de energía creció solo un 1% con respecto al valor registrado en 2013.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA



Figura 1:- Fuente CAMMESA

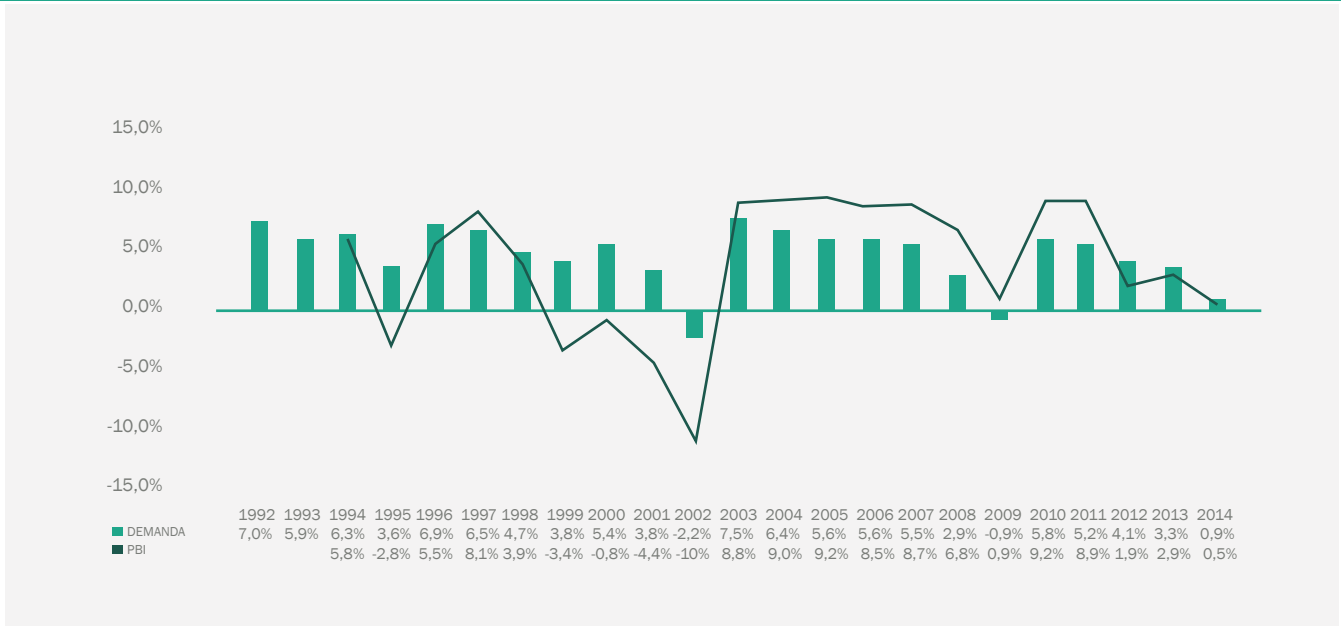
En la Figura 2 se representan en forma conjunta la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y del PBI para el periodo 1992-2014. Tal como se describe en el informe de referencia [1], la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica presenta la forma de diente de sierra, con subidas 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 tran-

siciones económicas la correlación entre estas dos variables no es tan clara.

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.



EVOLUCIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN RELACIÓN AL PIB



■ Figura 2:- Fuente CAMMESA

1.2. DEMANDA DE POTENCIA EN EL PERIODO 1992-2014

La Figura 3 muestra la variación de la potencia máxima de demanda anual para el periodo 1992-2014. 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. Los máximos requerimientos de potencia simultánea han ido evolucionando en forma anual a lo largo de la serie estudiada, tal como se muestra en esta figura.

La potencia máxima del sistema aumento más de un 150% desde 1992 al 2014. 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. El informe anual de CAMMESA 2014 señala que ese año las tempera-



turas fueron levemente superiores a los valores históricos de cada mes, reflejándose esto en el comportamiento de la demanda residencial y el comercio pequeño.

Según el portal de CAMMESA – www.cammesa.com – el máximo histórico de demanda del sistema nacional se registró el 20 de enero de 2014, con un valor de potencia de 24.034 MW.

POTENCIA MÁXIMA ANUAL

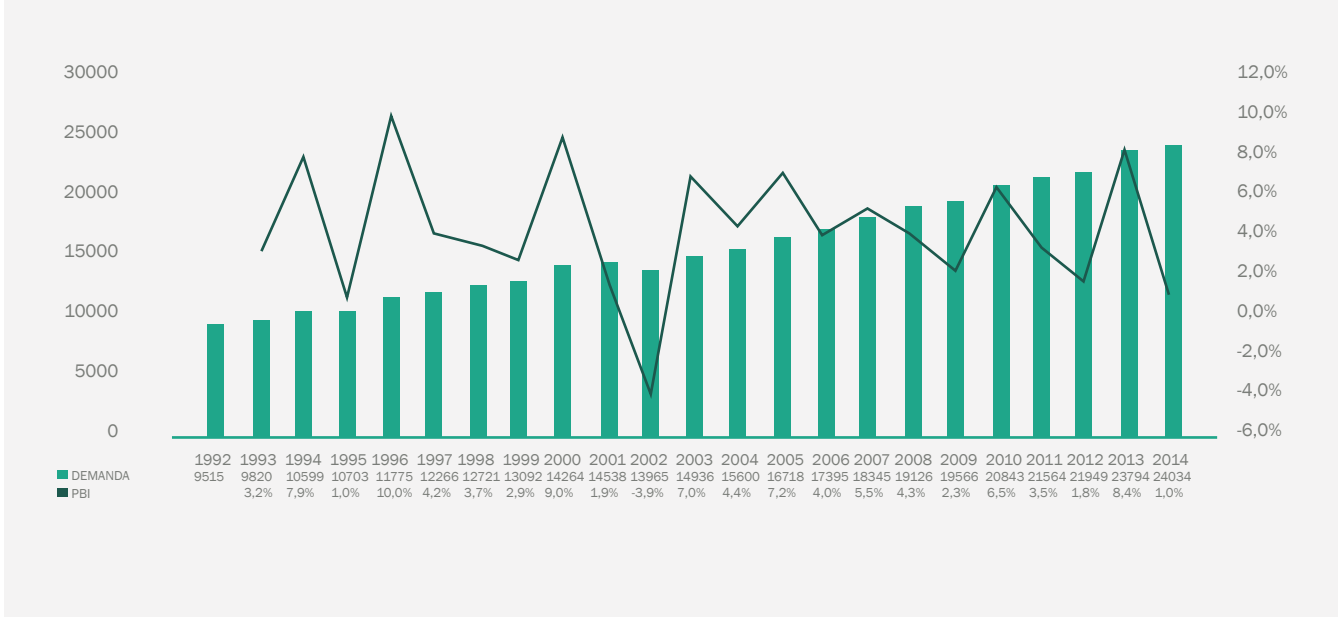


Figura 3:- Fuente CMMESA

1.3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tal como se realizó en los estudios anteriores, el crecimiento de la demanda para el periodo de interés se realiza mediante un método econométrico, utilizando como variables explicativa el producto interno bruto o PIB.

Para realizar la proyección de la tasa de crecimiento se utilizó una curva de regresión sobre la variación PIB y demanda de energía eléctrica en el periodo comprendido entre 2004 y 2014. El ajuste de la curva da un R² = 0.97, lo que indica una fuerte correlación entre estas dos variables. Se consideró el periodo a partir del 2004, debido que es el año de referencia de la nueva medición del INDEC. La variación esperada del PIB para el periodo de proyección 2016-2025, fue proporcionada por el Área de Pensamiento Estratégico de la CAC.

La Tabla 1 presenta los valores proyectados de demanda de energía eléctrica, junto con la proyección del PIB. Los valores de PIB están expresados en millones de pesos a valores del año 2004.



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Año	Demanda de Energía [GWh]	Tasa de Variación [%]	PIB [M\$]	Tasa de Variación [%]
2015	129.080	2,10%	889.862	
2016	132.571	2,70%	915.668	2,90%
2017	136.643	3,07%	944.969	3,20%
2018	142.066	3,97%	982.768	4,00%
2019	147.910	4,11%	1.022.079	4,00%
2020	154.207	4,26%	1.062.962	4,00%
2021	160.994	4,40%	1.105.480	4,00%
2022	168.311	4,54%	1.149.699	4,00%
2023	176.198	4,69%	1.195.687	4,00%
2024	184.703	4,83%	1.243.515	4,00%
2025	193.873	4,96%	1.293.255	4,00%
2026	203.762	5,10%	1.344.986	4,00%

Tabla 1: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2016-2025

1.4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DE PUNTA

La proyección de la demanda máxima de potencia se calcula en este caso a partir de la demanda de energía anual utilizando en factor de carga anual, 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 dividida por 8.760 horas.

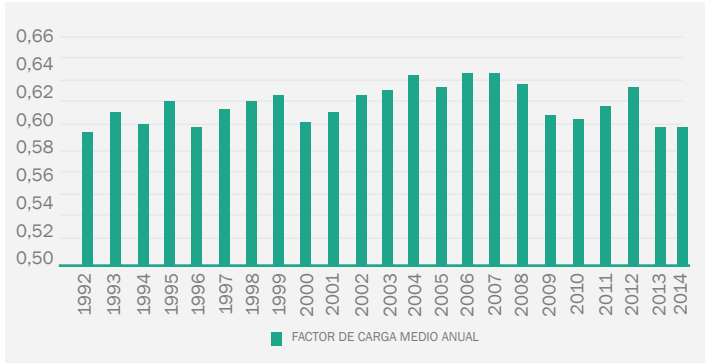
La diferencia entre las potencias máximas, medias y mínimas, tanto en magnitud como en duración, determinan el grado de utilización del sistema eléctrico. En efecto, mientras menor es esta diferencia significa que las instalaciones

son utilizadas en forma más constante, haciendo una mejor utilización de los recursos disponibles. La demanda máxima es un dato fundamental para determinar los requerimientos de capacidad de los sistemas de generación y transmisión.

En la Figura 4 se presenta el factor de carga medio anual para los años 1992 a 2014 inclusive. El valor promedio para todo ese periodo es de 0,62. Sin embargo, se observa que es el factor de carga en los últimos dos años ha sido de

0,60, por lo que se utiliza el valor promedio para todo el periodo de proyección – 2016-2025 – se produciría una marcada discontinuidad en los primeros años. Por tal motivo, en la proyección de demanda máxima de potencia se utilizó 0,61 para los primeros dos años de análisis y el valor promedio de 0,62 para los años restantes. Los valores finales proyectados se presentan en la siguiente figura.

VARIACIÓN DEL FACTOR DE CARGA MEDIO ANUAL



■ Figura 4

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

Año	Demanda de Potencia [MW]	Tasa de crecimiento [%]
2015	24.156	
2016	24.489	1,38%
2017	25.241	3,07%
2018	26.243	3,97%
2019	27.323	4,11%
2020	28.486	4,26%
2021	29.740	4,40%
2022	31.091	4,54%
2023	32.548	4,69%
2024	34.119	4,83%
2025	35.813	4,96%
2026	37.640	5,10%

■ Tabla 2

2 PARQUE DE GENERACIÓN Y BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

2.1. 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 figura siguiente, confeccionada en base a datos del informe anual de CAMMESA correspondiente al año 2014, muestra la energía anual generada por tipo de generación para el periodo 1993-2014. Se observa en esta figura como en los últimos años se ha incrementado significativamente el aporte de la generación térmica frente a las otras tecnologías. En efecto, la Figura 6 muestra el cubrimiento de la demanda por tipo de generación.

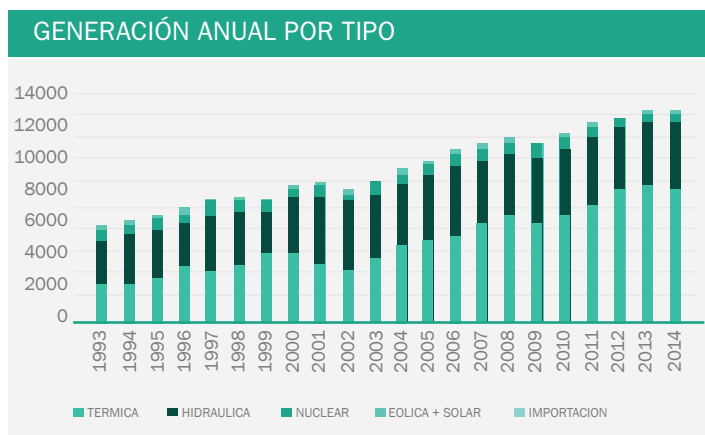


Figura 5:- Fuente CAMMESA.

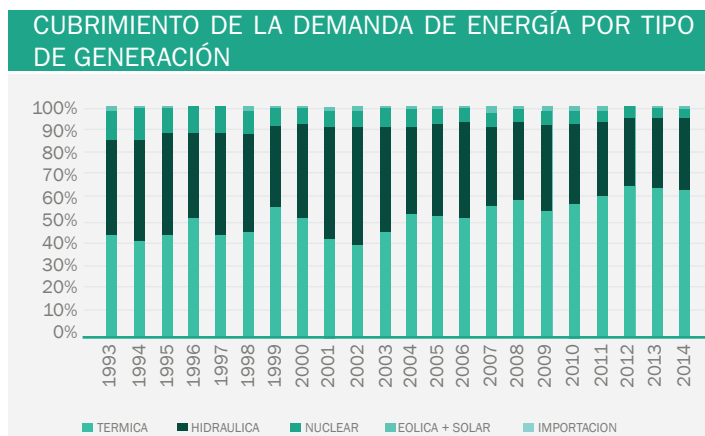


Figura 6: - Fuente CAMMESA.

La generación térmica convencional en los primeros años de este periodo representaba alrededor del 45% de la generación total, mientras que el año 2012 superó el 65%, con un leve retroceso en los años posteriores, cerrando en 63,5% en 2014.

2.2. POTENCIA INSTALADA

La potencia instalada por región y por tipo de generación al 31/12/2014, es la que se presenta en la tabla siguiente en MW de capacidad instalada. La potencia instalada es la suma de la potencia efectiva de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores.

POTENCIA INSTALADA POR REGIÓN Y TIPO DE GENERACIÓN

Región	Térmico				Hidráulica	Nuclear	Eólica	Solar	Total
	TV	TG	CC	DI					
CUY	120	90	374	0	1.071	0	0	8	1.663
COM	0	209	1.282	73	4.692	0	0	0	6.256
NOA	261	1.008	829	249	217	0	50	0	2.614
CEN	200	511	534	76	918	648	0	0	2.887
GBA-LIT-BAS	3870	2.012	5.984	413	945	362	0	0	13.586
NEA	0	46	0	247	2.745	0	0	0	3.038
PAT	0	160	188	0	519	0	137	0	1.004
TOTAL	4.451	4.036	9.191	1.058	11.106	1.010	187	8	31.047

Tabla 3

El significado de las abreviaciones y siglas en la tabla anterior es el siguiente:

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

De la tabla se ve que el 36 % de la potencia instalada es de origen hidráulico y que el 60 % corresponde a térmico convencional. Del 4% restante, el 3 % corresponde a térmico-nuclear, el 1% a generación eólica.

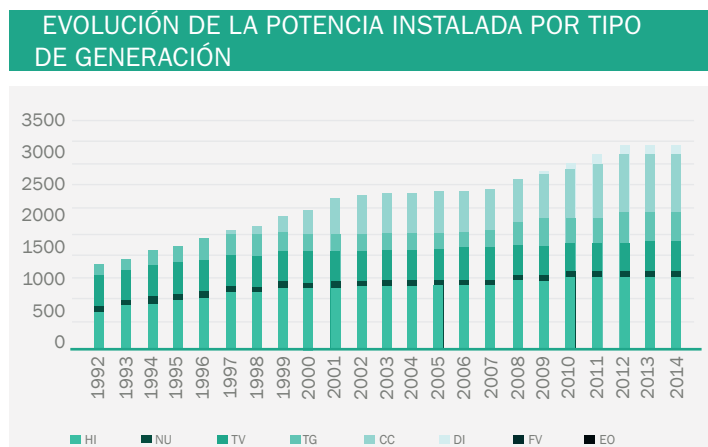
La disponibilidad total de potencia en el año 2014 fue de alrededor del 80%, según se muestra en la tabla siguiente.

DISPONIBILIDAD DE POTENCIA POR TIPO DE GENERACIÓN			
Tipo	Potencia instalada [MW]	Potencia disponible [MW]	% Disponibilidad 2014
TV	4.451	2.374	53%
TG	4.035	2.738	68%
CC	9.191	7.131	78%
NU	1.010	963	95%
HI	11.106	10.551	95%
Resto (DI +EO+FV)	1.583	1.169	74%
TOTAL	3.1377	24.926	79%

■ Tabla 4

14

La evolución de la capacidad anual de la potencia instalada, medida en MW, se presenta en la siguiente gráfica, donde se observa el crecimiento relativo de la generación térmica.



■ Figura 7:- Fuente CAMMESA

De acuerdo a la información publicada por CAMMESA, el ingreso de generación en los últimos cuatro años ha sido el siguiente:

2014: (según informe anual 2014)

- Segunda etapa del parque eólica Arauco: 25 MW.
- Central Térmica San Martín (biogás): 5 MW.
- Central Térmica San Miguel (biogás): 12 MW.

2013:

- Total generación ingresante: 100 MW.
- C. T. Almirante Brown con 25 MW. Propiedad de ENARSA.
- Parque eólico Loma Blanca con 50 MW.

2012:

- Total generación ingresante: 1300 MW
- Cierre del ciclo combinado y puesta en marcha de la TV de la C.T. Pilar que aporta 150 MW.
- Ingreso de dos TG, Ensenada Barragán y Brigadier López, de propiedad de ENARSA, con 565MW y 280MW respectivamente.
- Ingreso en su totalidad de los parques eólicos Rawson y Arauco, con 95MW y la generación distribuida de ENARSA - 147 MW.
- Dos centrales hidráulicas pequeñas, Cipolletti y Céspedes por 5,4 MW y 5,2 MW respectivamente.

2011:

- Total generación ingresante: 860 MW.
- terminación del cierre del ciclo combinado y puesta en marcha de la TV de la C.T. Loma de la Lata, que aporta 165 MW.
- Ingreso de dos TG de la C. T. Independencia con 100 MW.
- TG de la C. T. Villa Gesell con 80 MW.
- Generación distribuida de ENARSA en el orden de 351 MW.

2010:

- Total generación ingresante: 1100 MW.
- Terminación del cierre de los ciclos combinados y puesta en marcha de las TV de la C.T. Manuel Belgrano y San Martín que aportan 570 MW.
- Ingreso de una TG de la C. T. Mediterránea con 60 MW.
- Dos TG de la C. T. Pilar con 330 MW.
- Generación distribuida de ENARSA en el orden de 97 MW.

2009:

- Total generación ingresante: 800 MW.
- TG de la C. T. Genelba de 165 MW.
- C.H. Caracoles con 121 MW.
- Generación distribuida de ENARSA de 248 MW.
- 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.
- Cierre de los ciclos combinados y puesta en marcha de las TV de la C.T. Manuel Belgrano y San Martín que aportan 551 MW adicionales sin requerimiento de combustible adicional.

3

REVELAMIENTO DE PLANES DE OBRAS DE GENERACIÓN

3.1. PLANES DE GENERACION HIDRÁULICA

Se detallan en la tabla siguiente proyectos hidroeléctricos que se encuentran en proceso licitatorio al año 2014 e información actualizada a julio del 2015. La información de base ha sido tomada de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación (www.hidricosargentina.gov.ar), la cual actualizó a la fecha con información recopilada de otras fuentes.

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Denominación	Ubicación	Potencia [MW]	Energía anual [GWh]	Presupuesto [millones U\$S]	Plazo ejecución/ Estado
Cóndor Cliff (Presidente Kirchner)	Río Santa Cruz	1.140	3.380	4.900	6 años Adjudicada.
La Barrancosa (Gov. Jorge Cepernic)	Río Santa Cruz	600	1.866	4.900	6 años Adjudicada.
Los Blancos	Río Tunuyan - Mendoza	162	900	1.177	3 años Pre-adjud.
Los Tordillos	Río Tunuyan - Mendoza	54	450	1.177	3 años Pre-adjud.
Punta Negra	Río San Juan	65	383		En ejecución. Se estima su entrada en operación en 2015.
Chihuido I	Río Neuquén	637	1750	1.526	4 años Pre-adjud. de Oferta.
Portezuelo del Viento	Río Grande - Mendoza	216	887	450	6 años Pre-calific. de oferentes.
El Tambolar	Río San Juan	70	345	500	5 años Iniciada en 2015 ^{1:2}
Aña Cuá	Río Paraná	273	1950	400	4 años - En proyecto ³
Garabí	Río Uruguay	1459	6950	1800	5 años - En proyecto ⁴

■ Tabla 5: -Fuente: Subsecretaría de Recursos Hídricos⁵

Otra obra hidroeléctrica en carpeta en Neuquén es Chihuido II, que se ubicaría aguas debajo de Chihuido I y podría tener

una potencia de 260 MW.

3.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En 2007 ENARSA lanzó un plan para el desarrollo de generación distribuida destinada a entregar potencia al sistema interconectado y generar energía eléctrica utilizando grupos generadores transportables de baja potencia, ya sea mediante motores alternativos o turbinas a gas, y ampliar de esta manera la generación de energía de la Argentina.

El Programa de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) fue desarrollado en cuatro etapas, que abarcaron conjuntamente la instalación y puesta en marcha de 59 centrales, ubicadas en 17 provincias del territorio nacional, con una potencia total instalada de 894,88 MW⁶.

De acuerdo con la información de CAMMESA descrita anteriormente, se han puesto en operación desde 2009 alrededor de 850 MW de generación distribuida.

3.3. GENERACIÓN RENOVABLE

El programa GENREN, es el programa que la Secretaría 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 llevó a cabo el proceso licitatorio, con un total de 21 empresas oferentes y 51 proyectos presentados. Se adjudicaron en total 895 MW, desagregado de la siguiente forma:

- Eólica: 754 MW
- Térmica con biocombustibles: 110,4 MW

1. http://www.editorialm.com.ar/index.php?option=com_content&view=article&id=379:gioja-lanzo-el-proyecto-hidroelectrico-el-tambolar&catid=80&Itemid=601
 2. <http://www.tiempodesanjuan.com/sanjuan/2015/3/28/tambolar-anos-medio-para-obra-desvio-83500.html>
 3. <http://tiempo.elargentino.com/notas/aprueban-licitacion-ana-cua>
 4. <http://tiempo.elargentino.com/notas/aprueban-licitacion-ana-cua>
 5. http://www.hidricosargentina.gov.ar/politica_hidrica.php?seccion=emprendimientos&link=3
 6. <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/areas-de-negocios/89-energielectrica/120-generacion-distribuida?showall=&limitstart=>

- Pequeños aprovechamientos hídricos: 10,6 MW
- Solar fotovoltaica: 20 MW

Las centrales se emplazan en las provincias de Chubut, San Juan, Mendoza, Santa Cruz, Jujuy y Catamarca. De las mismas, a diciembre de 2013 han sido habilitadas comercialmente las siguientes⁷:

- Parque Eólico Rawson I (50MW): con fecha 01/01/2012.
- Parque Eólico Rawson II (30MW): con fecha 20/01/2012.
- Central Solar Fotovoltaica Cañada Honda I (2MW): con fecha 01/06/2012.
- Central Solar Fotovoltaica Cañada Honda II (3MW): con fecha 01/06/2012.
- Central Solar Fotovoltaica Chimbera I (2MW): con fecha 06/03/2013.
- Central Hidroeléctrica Luján de Cuyo (1MW): con fecha 01/06/2013.
- Central Eólico Loma Blanca IV (50MW): con fecha 15/08/2013.

Lo que representa un total de 138 MW.

Otro proyecto eólico en carpeta, que no estaba originalmente entre los proyectos adjudicados en el programa GENREN, es el parque eólico El Angelito, ubicado en la provincia de Chubut.

Según información del ministerio de Infraestructura de esa provincia, el parque estará ubicado en la zona de El Escorial del Departamento de Gastre en la Provincia del Chubut. El parque contará con alrededor de 100 molinos con una capacidad total de 200 MW, y su construcción demandará 435 millones de dólares. Se conectará al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través del subsistema de transporte de energía eléctrica en la línea de 330 kV Futaleufú-Puer-

to Madryn, a 296 kilómetros de la estación transformadora Puerto Madryn y a 254 kilómetros de la estación transformadora Central Hidroeléctrica Futaleufú⁸.

3.4. GENERACIÓN NUCLEAR

La entrada en operación comercial de la central “Pte Dr Néstor Carlos Kirchner -Atucha II” fue puesta en marcha en febrero - marzo 2015. La capacidad instalada de la central es 745 MW. La potencia neta que entrega a la red es de 692 MW.

3.5. GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL

En mayo de 2015 se realizaron las primeras pruebas de funcionamiento de la central la central térmica Guillermo Brown. En una primera etapa la central funcionara con una TG a ciclo abierto, aportando 286 MW al sistema. Posteriormente se pondrá en funcionamiento la segunda TG de 286 MW, y finalmente se completará el ciclo combinado mediante el agregado de una turbina de vapor. En su conjunto el ciclo se tendrá una potencia nominal de aproximadamente 870 MW⁹.

La central térmica Vuelta de Obligado se ubica en Tambúes. Provincia de Santa Fe. Es un ciclo combinado con 2 TG de 270 MW cada una y una TV 260 MW, lo que da una capacidad instalada total de 800 MW. La entrada en operación completa del ciclo combinado se prevé en el transcurso de 2015. La central es dual, pudiendo funcionar tanto con Gas Natural como con Gas Oíl como combustible alternativo.

Para finales de 2015 también se prevé el ingreso el cierre de los ciclos combinados Brigadier López y Ensenada-Barragán, que aportaran 420 MW adicionales al sistema, y la central térmica Rio Turbio con 240 MW.

6. <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/areas-de-negocios/92-energiasrenovables/397-genren?showall=1&limitstart=>

7. Revista Mercado Eléctrico – Edición marzo de 2015.

8. Ver ficha técnica en: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Fichas%20T%C3%A9cnicas/FTGBrown.pdf>

4 PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Para elaborar el plan indicativo de generación se siguió la misma metodología aplicada en los estudios de referencia [1]-[7], en los que se pueden encontrar detalles sobre 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, hidráulicidad, 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.

Se describen a continuación algunas de las premisas y elementos más importantes considerados para la actualización del plan de expansión de generación:

- Las ampliaciones de generación necesarias en el periodo de estudio se han definido considerando todos los proyectos descriptos en la sección anterior. 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.
- Las pérdidas relativas de potencia se han considerado en 4,5% de la potencia máxima del sistema. Es adecuado considerar este valor, que representa las pérdidas del sistema de transmisión, dado que la demanda proyectada es al nivel de agente (distribuidor, gran usuario) y no de consumidor final.
- Reserva y disponibilidad térmica: Se ha considerado un requerimiento de reserva del orden de 30 % de la capacidad térmica instalada en cada año. Tal valor de reserva es necesario

para cubrir indisponibilidad del parque térmico. Conforme los datos disponibles, la indisponibilidad del parque térmico en los últimos años ha sido del orden del 30%. En la determinación de la reserva también es necesario considerar la variabilidad de la generación hidroeléctrica debida a la variación de los aportes hídricos. En las actuales condiciones de operación del sistema esta variabilidad es del orden de 1.500 MW.

- El aporte de la generación eólica a la capacidad del sistema se considera del orden del 3,5%.

En la Tabla 6 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.



PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

DEMANDA DE ENERGIA	2016 [GWh]	2017 [GWh]	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]	2024 [GWh]	2025 [GWh]
Demanda agentes	132.351	136.560	141.455	146.682	152.265	158.228	164.597	171.402	178.672	186.440
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Pérdidas y consumos propios	5.956	6.145	6.365	6.601	6.852	7.120	7.407	7.713	8.040	8.390
Total demanda	138.807	143.205	148.320	153.783	159.617	165.848	172.504	179.615	187.212	195.329

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
DEMANDA DE POTENCIA	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Total demanda	24489	25241	26243	27322	28485	29739	31091	32548	34119	35812
Demanda + Perdidas	25591	26377	27424	28552	29767	31077	32490	34012	35654	37424
GENERACION										
Existente neta a diciembre 2014	31048	31048	31048	31048	31048	31048	31048	31048	31048	31048
Generacion ingresada en 2015										
Atucha II	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692
C.T. Vuelta de Obligado	560	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Cierre ciclos combinados B. López y Ensenada-Barragán	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
C.T. Guillermo Brown	572	572	870	870	870	870	870	870	870	870
C.T. Río Turbio	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Hidraulica en ejecucion /proyectada										
Pte. Kirchner						1140	1140	1140	1140	1140
Gob. Jorge Copernic						600	600	600	600	600
Los Blancos				162	162	162	162	162	162	162
Los Tordillos				54	54	54	54	54	54	54
Punta Negra	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Chihuido I				637	637	637	637	637	637	637
Portezuelo del Viento							216	216	216	216
El Tambolar				70	70	70	70	70	70	70
Aña Cua							273	273	273	273
Garabí							1459	1459	1459	1459
Térmica futura										
C. Combinados/TG		0	800	1300	2600	2800	2800	4500	6500	8700
Generacion distribuida		50	100	150	300	300	300	300	300	300
Renovables GENREN+Otros proyectos										
Eolico y Fotovoltaico	150	300	450	450	450	450	600	600	600	600
Otros renovables		50	100	100	150	150	150	150	150	150
Capacidad Total	33747	34237	35585	37058	38558	40498	42596	44296	46296	48496
Reserva Total [MW]	8156	7860	8161	8506	8791	9421	10106	10284	10642	11072
Reserva Total [%]	32%	30%	30%	30%	30%	30%	31%	30%	30%	30%
Capacidad Total Futura [MW]	2699	3189	4537	6010	7510	9450	11548	13248	15248	17448
Capacidad Neta Futura [MW]	1651	1979	2699	4007	5072	6952	8975	10165	11565	13105

■ Tabla 6

La Tabla 7 presenta un resumen de las inversiones en generación necesarias en el periodo 2016 – 2025. 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). El costo de inversión de generación renovable se ha considerado en 2.500 U\$S/kW, que corresponde con los valores medios del GENREN. Para la generación distribuida se adaptó un valor de 2.000 U\$S/kW. Cabe destacar que no se pudo encontrar información precisa respecto a los costos de este tipo de generación basada en los proyectos de los últimos años en el país, por lo que se adaptó en base a valores típicos para algunas de las tecnologías de generación distribuida.

Según esta estimación, el monto total de inversión hasta el año 2025 asciende a 19.753 Millones de dólares americanos. 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.



19

RESUMEN DE INVERSIONES EN GENERACIÓN

Proyecto	Capacidad Total [MW]	Estado del proyecto	Inversión total [millones U\$S]
Pte. Kirchner	1.140	Adjudicada	4.900
Gob. Jorge Cepernic	600	Adjudicada	4.900
Los Blancos	162	Pre-adjudicada	1.177
Los Tordillos	54	Pre-adjudicada	1.177
Chihuído I	637	Pre-adjudicación de Oferta	1.526
Portezuelo del Viento	216	Precalificación de oferentes	450
El Tambolar	70	Iniciada en 2015	500
Aña Cuá	273	En Proyecto	400
Garabí	1.459	En Proyecto	1.800
C. Combinados/TG	9.500	Futuro	6.525
Generación distribuida	300	Futuro	600
Renovables	750	Parte del GENREN	1.875
TOTAL	15.161		19.753

■ Tabla 7



4.1. INVERSIÓN PREVISTA EN MANTENIMIENTO. GENERACIÓN

Las inversiones en generación previstas en el presente plan de obras, no han tenido en cuenta los costos de mantenimiento y operación de las mismas, una vez puesta en marcha.

En la tabla siguiente se presenta una estimación de los costos anuales de operación y mantenimiento que se tendrá que prever, para el sostenimiento del sistema adicionado a la plantilla de generación que tiene el sistema eléctrico nacional, al día de hoy.

Se observa que la suma de las necesidades en Operación y Mantenimiento de la nueva generación asciende a 7.882 Millones de dólares americanos. Los mismos se agregan en forma anual, a partir de su puesta en marcha. El flujo de dicha sumatoria es agregada al 2025, pero la disponibilidad de parte de su componentes debe estar disponible, conforme se vayan integrando en forma activa y marginal al parque de generación y su convocatoria a generar, sea efectiva.

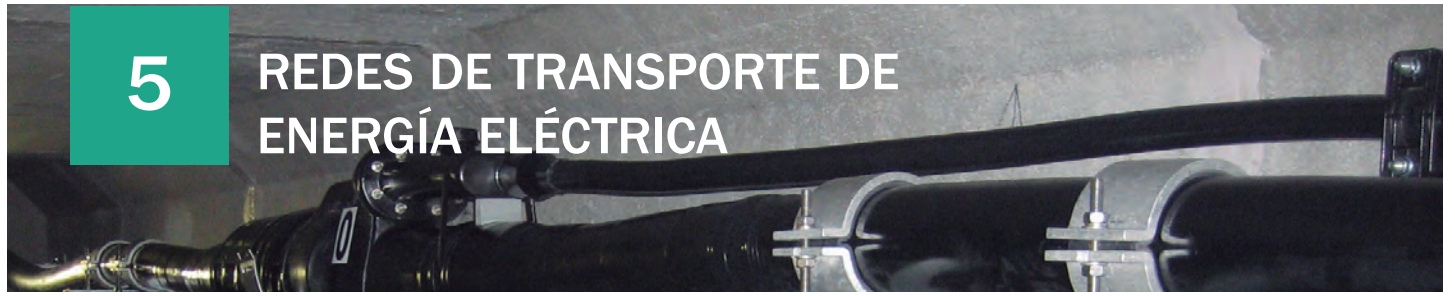
RESUMEN DE INVERSIONES EN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN GENERACIÓN

PROVINCIA /REGIÓN	DESCRIPCIÓN	TIPO DE OBRA	MONTO [MMUSD]	ESTADO	AÑO DE INGRESO	MANTENIMIENTO [MMUSD]
Santa Cruz	Presidente Kirchner (ex-Cóndor Cliff)	GENERACIÓN	\$ 4.900	6 años	2021	\$ 980
Santa Cruz	Gob. Jorge Cepernic (ex-La Barrancosa)	GENERACIÓN	\$ 4.900	6 años	2021	\$ 980
Mendoza	Los Blancos	GENERACIÓN	\$ 1.177	4 años	2019	\$ 353
Mendoza	Los Tordillos	GENERACIÓN	\$ 1.177	4 años	2019	\$ 353
San Juan	Punta Negra	GENERACIÓN	\$ -	1 años	2016	\$ 225
Neuquén	Chihuído I	GENERACIÓN	\$ 1.526	4 años	2019	\$ 458
Mendoza	Portezuelo del Viento	GENERACIÓN	\$ 450	6 años	2022	\$ 68
San Juan	El Tambolar	GENERACIÓN	\$ 500	5 años	2019	\$ 150
Corrientes	Aña Cua	GENERACIÓN	\$ 400	4 años	2022	\$ 60
Corrientes	Garabí	GENERACIÓN	\$ 1.800	5 años	2022	\$ 270
A convenir	C. Combinados/TG	GENERACIÓN	\$ 6.525	Futuro		\$ 2.250
A convenir	Generación Distribuida	GENERACIÓN	\$ 600	Futuro		\$ 410
A convenir	Renovables	GENERACIÓN	\$ 1.875	Parte del GENREN		\$ 1.325

■ Tabla 8

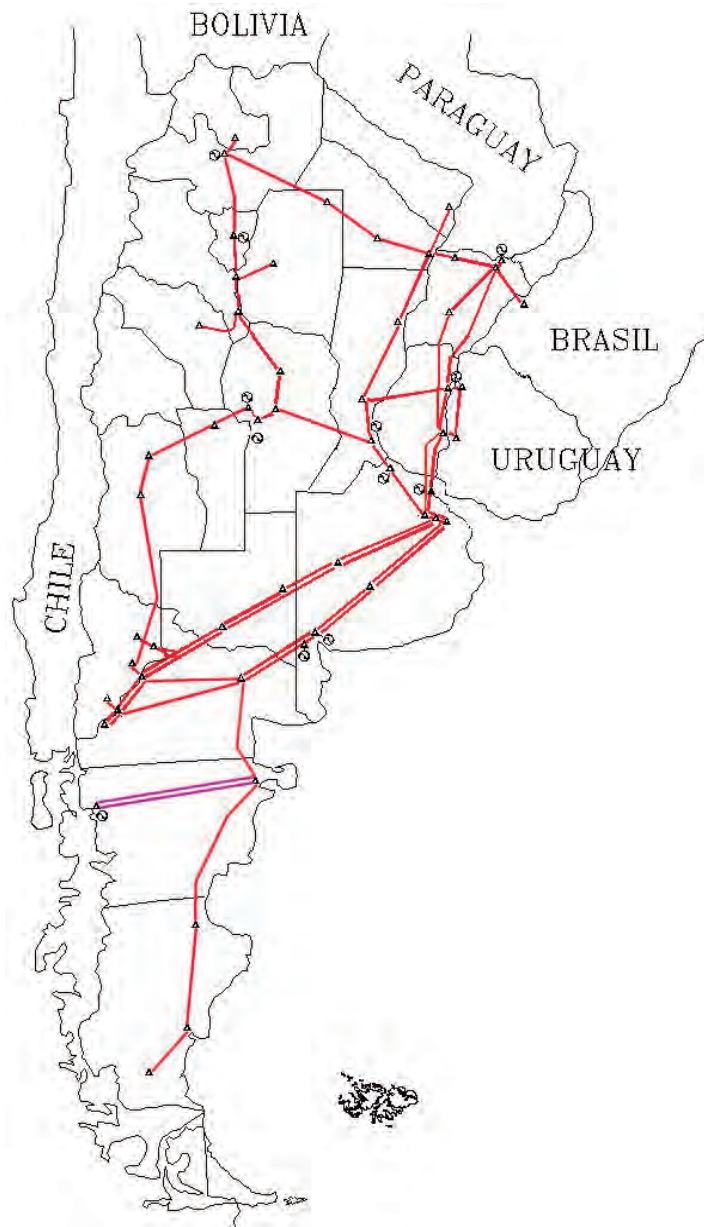
5

REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA



5.1. LONGITUDES DE LÍNEAS

Las redes de transporte de energía eléctrica han tenido una gran evolución en estos últimos años, logrando cerrar los anillos de 500 KV. La siguiente figura presenta la red geográfica a junio de 2015.



Geográfico Línea de Transporte 500 kV - Actual

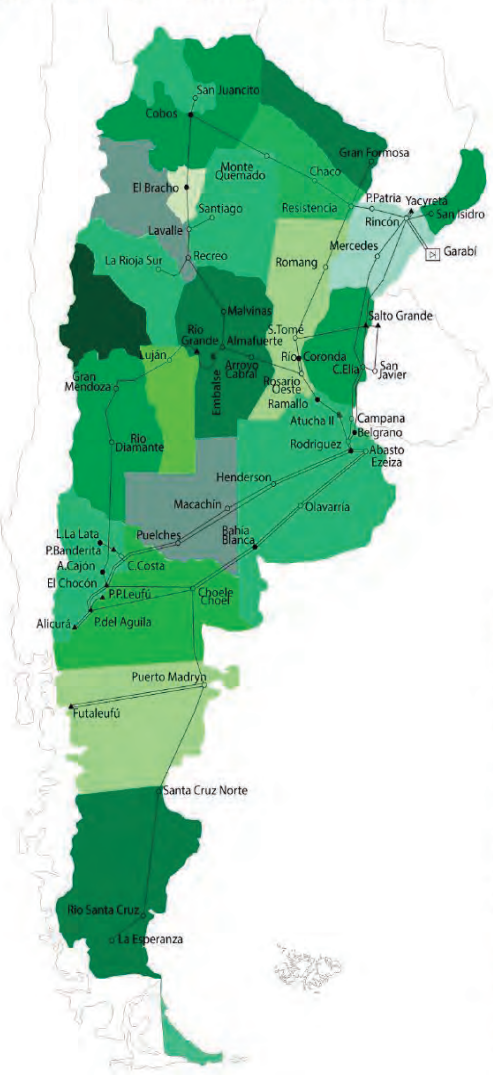


Gráfico 29: Mapa de Líneas de 500 kV al 2014.

■ Figura 8: Red Geográfica. Fuente: CAMMESA.

Al tener la energía disponible en los anillos que unen las distintas regiones de producción del país, lo único que falta es llevar a través de redes troncales la energía a los distintos usuarios distribuidos a lo largo de todo el país.

En la figura siguiente, se observan los kilómetros de redes instalados a diciembre de 2014, según el informe de CAMMESA, que sirve de referencia.

LONGITUDES DE LÍNEAS POR NIVEL DE TENSIÓN Y REGIÓN [KM]							
SISTEMA DE TRANSPORTE	500kV	330kV	220kV	132kV	66kV	33kV	TOTAL
Alta Tensión	13824		562	6			14392
Distribución Troncal		1116	1113	16410	398	24	19061
Región Cuyo			641	625			1266
Región Comahue				1369			1369
Región Buenos Aires			177	5583	398		6158
Región NEA			30	1861		24	1915
Región NOA				4908			4908
Región PATAGONIA		1116	265	2064			3445

Figura 9: Fuente: CAMMESA.

La siguiente figura presenta la evolución de las redes desde el 1994 hasta el 2014.



EVOLUCIÓN LONGITUDES DE LÍNEAS POR REGIÓN (KM)											
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Alta Tensión	7722	7722	8314	8314	8314	8366	9669	9669	9669	9669	
Distribución Troncal	10407	10709	10790	11320	11403	11725	11852	12364	12471	12509	
Región Cuyo	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	
Región Comahue	830	845	885	885	885	885	885	902	902	929	
Región Buenos Aires	4945	5068	5106	5509	5536	5675	5703	5903	5976	5987	
Región NEA	926	930	930	930	972	972	972	1076	1076	1076	
Región NOA	2461	2621	2624	2751	2765	2948	3047	3238	3272	3272	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alta Tensión	9669	9669	10024	10024	11532	11853	12299	13762	13762	14326	14392
Distribución Troncal	12676	12908	15846	16326	16723	17080	17204	17212	17497	17893	19061
Región Cuyo	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1252	1252	1252	1266
Región Comahue	929	929	929	1213	1213	1213	1215	1215	1215	1215	1369
Región Buenos Aires	5987	6005	6005	6044	6107	6108	6110	6110	6158	6158	6158
Región NEA	1076	1291	1402	1449	1449	1449	1460	1460	1460	1538	1915
Región NOA	3438	3438	3561	3565	3847	4076	4184	4184	4422	4426	4908
Región Patagónica			2704	2837	2862	2990	2990	2990	2990	3304	3445

Figura 10: Fuente: CAMMESA.

5.2. TRANSFORMADORES

La energía que se transporta por las redes de alta tensión, deben ser rebajadas a los niveles que usan los clientes, para ello se utilizan sendos transformadores como el que se muestra en la siguiente figura.



Figura 11: Transformador de Potencia. 500 KV/ 132 KV.



La siguiente figura presenta la evolución de la potencia de los transformadores. Periodo 1994 / 2014.

EVOLUCIÓN DE POTENCIA DE TRANSFORMADORES POR REGIÓN [MVA]											
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Alta Tensión	9100	9250	9850	9850	10300	10600	10750	11350	11350	11350	
Distribución Troncal	6599	6674	6953	7133	7333	7832	8017	8414	8479	8524	
Región Cuyo	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1030	1180	1180	1180	
Región Comahue	408	408	444	454	454	490	493	508	503	503	
Región Buenos Aires	3598	3598	3788	3788	3823	4228	4263	4348	4363	4363	
Región NEA	612	642	665	695	725	745	745	782	812	827	
Región NOA	971	1016	1046	1186	1321	1359	1486	1596	1621	1651	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alta Tensión	11350	11550	12200	13100	14150	14450	15200	16550	16400	16950	16950
Distribución Troncal	8673	9068	10746	11267	11666	11872	12109	12354	12711	13081	13756
Región Cuyo	1240	1275	1325	1335	1335	1335	1335	1365	1365	1365	1365
Región Comahue	510	510	510	550	550	550	550	550	550	550	595
Región Buenos Aires	4393	4693	4813	4937	5107	5132	5277	5277	5397	5509	5549
Región NEA	834	834	864	902	947	947	962	1012	1094	1132	1222
Región NOA	1696	1726	1836	1836	1979	2151	2263	2278	2433	2553	3023
Región PATAGONIA			1398	1707	1748	1757	1757	1872	1872	1972	2002

Figura 12: Fuente: CAMMESA.

Durante el último año, se registraron incrementos tanto en la longitud de las redes como en la instalación de transformadores de potencia. La figura siguiente presenta el estado de las instalaciones que ingresaron durante el año 2014, declaradas para su uso comercial.

INCREMENTOS REGISTRADOS DURANTE 2014 EN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN LÍNEAS

	Longitud	Transformación
Alta Tensión	65 km	0 MVA
Distribución Troncal	1168 km	675 MVA

Figura 13: Fuente: CAMMESA.

5.3. EXPANSIÓN PREVISTA EN EL CORTO PLAZO

En las siguientes figuras se aprecian las ampliaciones que se están realizando y las fechas de la implementación estimada.

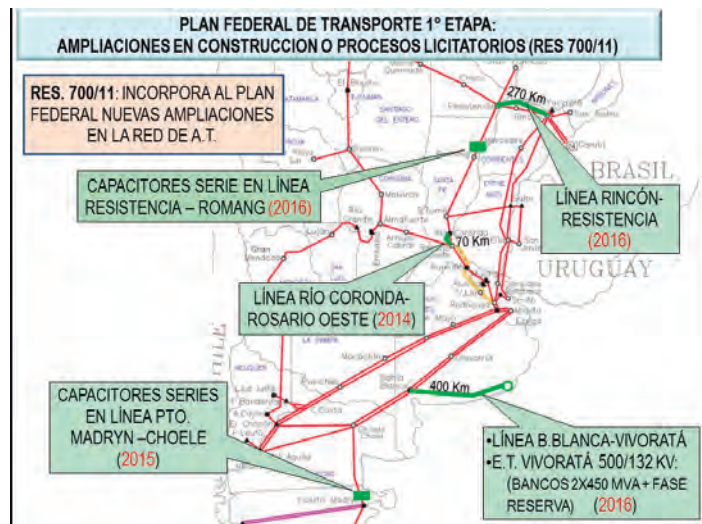


Figura 14: Ampliaciones en Líneas y Capacitores. Fuente CAMMESA.

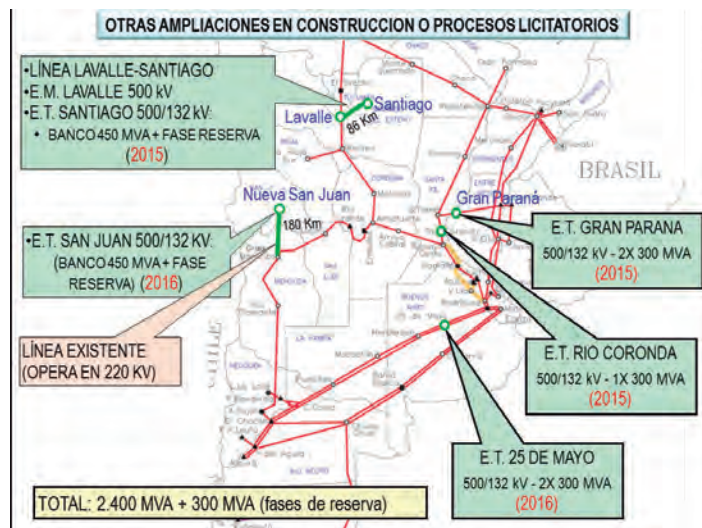


Figura 15: Ampliaciones en Transformadores, Líneas y Capacitores. Fuente CAMMESA.

5.4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Se prevé ampliar la interconexión con los países vecinos de Chile, Paraguay y Uruguay. Dichas conexiones son para importar energía en el momento que el SADI lo necesite, como también para el cumplimiento de contratos de asistencia con los países vecinos.



Figura 16: Ampliaciones en la Interconexión con Chile. Fuente CAMMESA.



Figura 17: Ampliaciones en la Interconexión con Paraguay. Fuente CAMMESA.

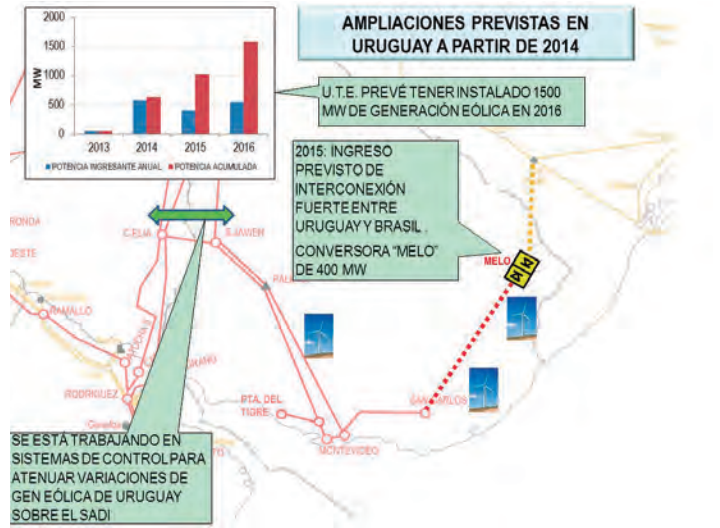


Figura 18: Ampliaciones en la Interconexión con Uruguay. Fuente CAMMESA.

5.5. NUEVAS ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN PREVISTAS EN EL CORTO PLAZO

En el corto plazo para poder abastecer el crecimiento de la demanda, se prevé la instalación de nuevos Transformadores de Potencia en Estaciones existentes o en nuevas a crearse. En las siguientes figuras se han representado la ubicación de las ampliaciones previstas.

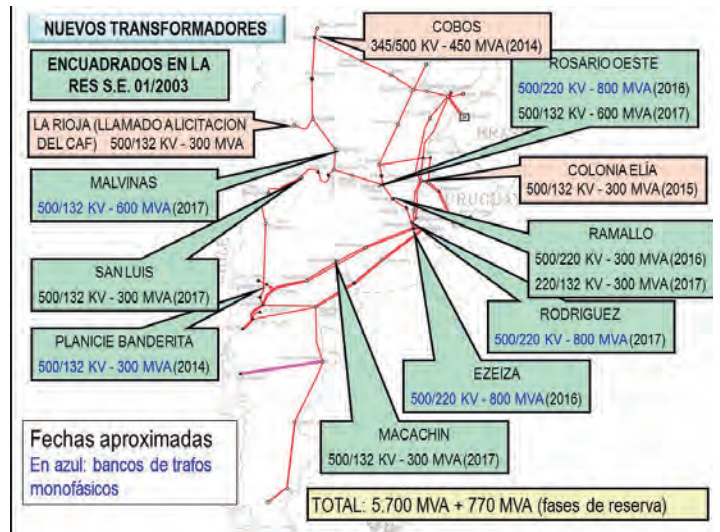
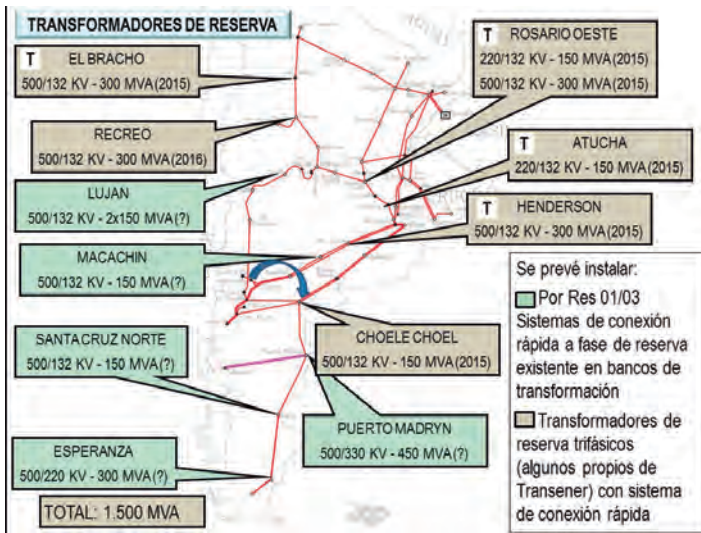


Figura 19: Instalación de Nuevos Transformadores. Fuente CAMMESA.



■ Figura 20: Instalación de Transformadores de Reserva. Fuente CAMMESA.



■ Figura 21: Instalación de Transformadores de Rápida Disponibilidad. Fuente CAMMESA.



5.6. PLAN DE INVERSIÓN. TRANSPORTE.

En la siguiente tabla se presenta el plan de inversiones en redes de transporte y transformación, necesarias para poder sostener el crecimiento de la demanda en el periodo estudiado 2016 – 2025.

RESUMEN DE INVERSIONES EN TRANSPORTE

PROVINCIA /REGIÓN	DESCRIPCIÓN	PROCESO	MONTO [MMUSD]	ESTADO	AÑO DE INGRESO	MANTENIMIENTO [MMUSD]
GBA	ET Ezeiza Transformador 500/220 kV 800 MVA	Construcción	\$44	Construcción	2016	\$14
Litoral	ET Romang 500kV Ampliación de la capacidad de transformación a 132 kV. Instalación del segundo transformador 500/132 kV – 150 MVA.	Construcción	\$8	Construcción	2016	\$ 2
GBA	ET Rodríguez Transformador 500/220 kV 800 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$44	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$12
Litoral	ET Ramallo Transformador 500/220 300 MVA Transformador 220/132 kV 300 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$32	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$9
Centro	ET Rosario Oeste Transformador 500/220 800 MVA Transformador 220/132 kV 600 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$75	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$21
Centro	ET Malvinas Transformador 500/132 kV 600 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$ 31	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$9
Centro	ET San Luis Transformador 500/132 kV 300 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$ 16	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$4
Comahue	ET Macachin Transformador 500/132 kV 300 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$16	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$4
Cuyo	Adecuación de la estación transformadora Lujan de Cuyo. Instalación de un reactor de barra de 150 MVar	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$16	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$5
Litoral	ET Paso de la Patria Ampliación de la capacidad de transformación a 132 kV. Instalación del segundo transformador 500/132 kV – 300 MVA.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$16	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$5
Litoral	ET Campana 500 kV Ampliación de la capacidad de transformación a 132 kV. Instalación del tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$18	Proyecto-Necesidad- Demanda	2017	\$ 5

RESUMEN DE INVERSIONES EN TRANSPORTE

PROVINCIA /REGIÓN	DESCRIPCIÓN	PROCESO	MONTO [MMUSD]	ESTADO	AÑO DE INGRESO	MANTENIMIENTO [MMUSD]
GBA	EETT Bahía Blanca y Vivorata Línea de 500 kV de 407 km. Reactores de línea 1 x 150 MVar en Bahía Blanca y 2 x 80 MVar en ET Vivoratá. Nueva ET Vivoratá 500/132 kV – 2 x 450 MVA con 1 reactor de barras de 80 MVar Vinculaciones con la red de 132 kV del área atlántica.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$430	Proyecto-Necesidad-Demanda	2017	\$120
GBA-Litoral	EETT Atucha, Abasto y Nueva GBA 500 kV. Incluye Nueva línea de 500 kV de 89 km desde Abasto hasta la Nueva ET GBA 500 kV. Nueva línea de 89 km desde Nueva GBA 500 kV hasta Atucha. Un reactor de línea de 120 MVar en el extremo Atucha	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$133	Proyecto-Necesidad-Demanda	2018	\$33
GBA	Línea 500 kV Abasto-Vivoratá Línea de 317 km. Reactores de línea 150 MVar lado Vivoratá y 120 MVar lado Abasto. Ampliación ET Abasto. Compensación serie ET Vivoratá hacia Bahía Blanca y Abasto.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$317	Proyecto-Necesidad-Demanda	2019	\$67
Cuyo-GBA	Línea de 500 kV Río Diamante – Coronel Charlone, de 490 km de longitud, Nueva ET Coronel Charlone 500/132 kV – 2 x 300 MVA, dos reactores de barras de 500 kV de 50 MVar c/u.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$521	Proyecto-Necesidad-Demanda	2019	\$109
GBA	Ampliación de la capacidad de transformación a 132 kV. Instalación del tercer transformador 500/132 kV – 300 MVA.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$16	Proyecto-Necesidad-Demanda	2020	\$3
Patagonia	-Segundo circuito de vinculación del área Patagonia. -Línea de 500 kV de 552 km Puerto Madryn – Santa Cruz Norte #2. -Compensación serie en Puerto Madryn idéntica a la que se instala en el circuito #1 -El año de ingreso es coincidente con el ingreso de las centrales patagónicas.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$341	Proyecto-Necesidad-Demanda	2021	\$48

RESUMEN DE INVERSIONES EN TRANSPORTE

PROVINCIA /REGIÓN	DESCRIPCIÓN	PROCESO	MONTO [MMUSD]	ESTADO	AÑO DE INGRESO	MANTENIMIENTO [MMUSD]
GBA- Comahue	EETT Choele Choel y Bahía Blanca Línea de 500 kV de 350 km. Reactor de línea de 150 MVar en Choele Choel. Compensación Serie.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$350	Proyecto-Necesidad- Demanda	2021	\$49
GBA- Comahue	EETT Choele Choel Puerto Madryn Segundo circuito de vinculación del área Patagonia. Línea de 500 kV de 354 km Choele Choel – Puerto Madryn #2. Compensación Serie del 70%.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$350	Proyecto-Necesidad- Demanda	2021	\$49
NEA-NOA	Ampliación del corredor NEA-NOA ET Monte Quemado 500 kV Compensación serie del 70% en las salidas de línea de 500 kV hacia ET Cobos y hacia ET Chaco.	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$38	Proyecto-Necesidad- Demanda	2021	\$5
Litoral- Centro	Línea de 500 kV San Francisco – Santo Tomé de 120 km. Reactor de línea 1 x 80 MVar Línea de 500 kV Malvinas – San Francisco de 180 km. Reactor de línea 1 x 120 MVar Nueva ET San Francisco 500/132 kV – 1 x 300 MVA. 4 vinculaciones en 132kV (2 a EPESF)	Proyecto-Necesidad-Demanda	\$230	Proyecto-Necesidad- Demanda	2022	\$24

■ Tabla 9

La Tabla presenta un resumen de las inversiones necesarias en transporte, para el periodo 2016 – 2025. 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.

Según esta estimación, el monto total de inversión hasta el año 2025 asciende a 3.042 Millones de dólares americanos. 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.

5.7. INVERSIÓN PREVISTA EN MANTENIMIENTO. TRANSPORTE.

Se observa que la suma de las necesidades en Operación y Mantenimiento de las nuevas Líneas y Transformación asciende a 597 Millones de dólares americanos. Los mismos se agregan en forma anual, a partir de su puesta en marcha. El flujo de dicha sumatoria es agregada al 2025, pero la disponibilidad de parte de su componentes debe estar disponible, conforme se vayan integrando en forma activa.

6

CONCLUSIONES



Las conclusiones del presente informe están conforme a la planificación necesaria para el sostenimiento del sistema eléctrico nacional. La optimización y premisa tomada como objetivo, fue el agregado de toda la generación hidroeléctrica de grandes volúmenes de carácter renovable y de bajo impacto ambiental.

Se han tenido en cuenta todos los planes de diversificación de la Matriz Energética que se tienen en carpeta, a través de fondos especiales de incentivación de inversiones. Los mismos han sido previstos en volumen y costo, conforme a información disponible.

La proyección de la demanda se ha realizado conforme a una tasa de crecimiento sensata que prevé una recuperación de la producción sostenida del sector productivo, que permite que el PBI se mantenga creciendo a tasas positivas.

Los resultados obtenidos tanto para generación como para transporte, están dentro de lo previsto y han seguido las

consignas de disponibilidad, costos, previsión de combustibles primarios, reservas del sistema, indisponibilidad prevista, mano de obra en operación y mantenimiento.

La suma de las inversiones en Generación y Transporte asciende a 22.795 Millones de dólares americanos.

La suma de las necesidades en Operación y Mantenimiento de las nuevas Centrales de Generación, Líneas y Transformación asciende a 8.479 Millones de dólares americanos. Los mismos se agregan en forma anual, a partir de su puesta en marcha. El flujo de dicha sumatoria es agregada al 2025, pero la disponibilidad de parte de su componentes debe estar disponible, conforme se vayan integrando en forma activa y marginal al parque de transporte y generación, respectivamente.

Las inversiones previstas totales agregadas al 2025, año frontera del estudio, asciende a 31.274 Millones de dólares americanos.

7

REFERENCIAS
BIBLIOGRÁFICAS

[1].Alberto Del Rosso y Andrés Ghia, “ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, Noviembre 2010

[2].Análisis de Requerimientos de Infraestructura e Inversiones en el Sector de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional, Julio 2010

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

[4].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.

[5].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.

[6].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.

[7].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.

[8].CAMMESA, Informa Anual 2014 - www.cammesa.com

[9].CAMMESA, Informe Anual 2013 – www.cammesa.com

[10].CAMMESA, Informe Anual 2012 –<http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Documentos%20compartidos/VAnual12.pdf>

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

ANEXO

Obras Consideradas



OBRAS DE DESARROLLO ELÉCTRICO

PLAN DE INVERSIONES 2016-2025

PROYECTO

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA - LOS BLANCOS - TORDILLO

LOCALIZACIÓN

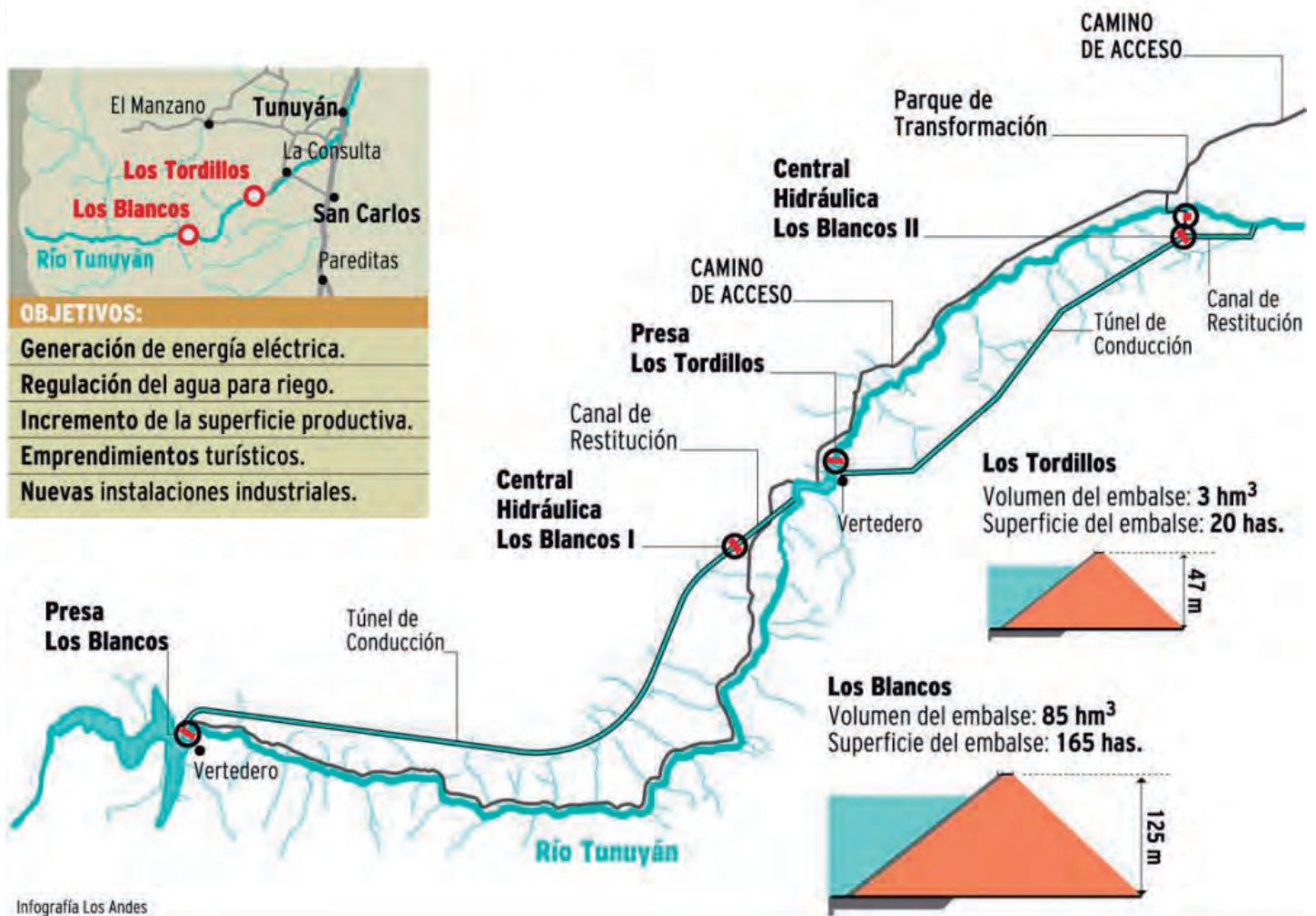
Se encuentra ubicado en el centro-oeste de la provincia de Mendoza, en la cuenca superior del río Tunuyán, a 155 km al Suroeste de la ciudad de Mendoza; a unos 44 km al Oeste de la localidad de La Consulta y a unos 33 km del dique derivador Valle de Uco, entre los departamentos de San Carlos y Tunuyán.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA



OBJETIVOS:

- Generación de energía eléctrica.
- Regulación del agua para riego.
- Incremento de la superficie productiva.
- Emprendimientos turísticos.
- Nuevas instalaciones industriales.



DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DIMENSIONAMIENTO

El Aprovechamiento Multipropósito Los Blancos está integrado por dos presas: Los Blancos y Los Tordillos, con sus respectivas Centrales Hidroeléctricas en caverna (Los Blancos I y Los Blancos II); obras con las cuales se procura la optimización, con fines de generación hidroeléctrica, de un salto natural de 560 m, en un tramo de 33 km. del río Tunuyán.

OBJETIVOS

Regulación del Río Tunuyan para:

--> Control de Crecidas en la cuenca media y al sistema de riego desde el dique Valle de Uco.

--> Asegurar la provisión de agua para consumo humano, riego y uso industrial para poblaciones aguas abajo.

--> Generación de Energía Hidroeléctrica.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

PRESA			
TIPO	Altura	Volumen Presa (m3)	Volumen Embalse
Los Blancos: CFRD	125 m	13300000	85 Hm3
Los Tordillos: CFRD	47 m	6000000	3 Hm3
CENTRAL			
N° Máquinas - Tipo	Potencia Unitaria	Potencia Instalada	Energía Generada
Los Blancos: 2 Turbinas Francis	162 MW	324 MW	900 GWh
Los Tordillos: 3 Turbinas Francis	54 MW	162 MW	450 GWh

PRESUPUESTO

MMU\$: 1.177

ESTADO

PRE-ADJUDICADA

PLAZO DE EJECUCIÓN

3 años

PUESTOS DE TRABAJO DIRECTO

2.500 personas

OBRAS DE DESARROLLO ELÉCTRICO

PLAN DE INVERSIONES 2016-2025

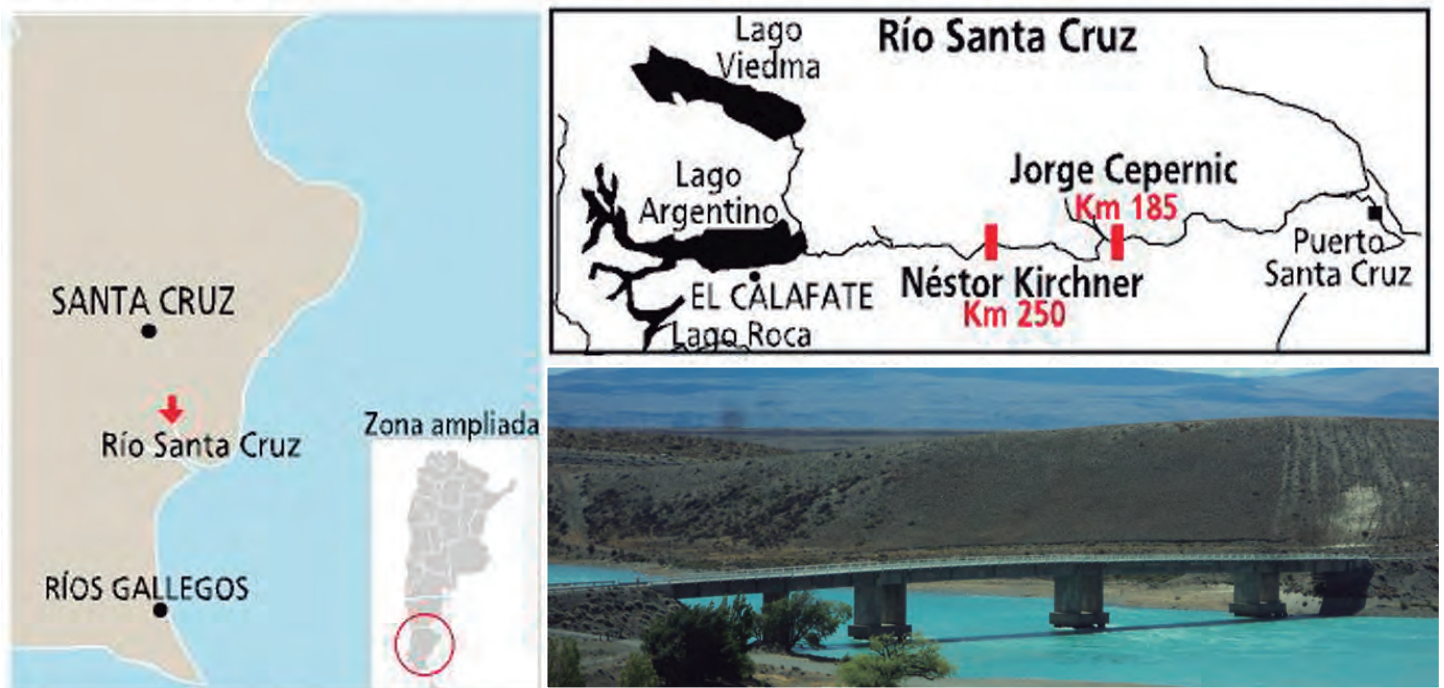
PROYECTO

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA - NESTOR KIRCHNER - JORGE CEPERNIC

LOCALIZACIÓN

Estos aprovechamientos concatenados se ubicarán en la zona centro sur de la Provincia de Santa Cruz, región de la Patagonia Argentina. El sitio del cierre KIRCHNER se ubica en la transición entre el valle medio y el superior, a unos 170 km de la localidad de El Calafate. El sitio del cierre CEPERNIC se localiza en la porción del valle medio, a unos 135 km de la localidad de Comandante Luis Piedra Buena.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA



Infografía **télam**

DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DIMENSIONAMIENTO

Las represas constituyen una obra clave porque se prevé que sumen una potencia de 1.740 MW al sistema nacional y que generen 5.246 GWH al año. El 4,7 por ciento de la Energía que se consume en el país. Ambas se ubicarán cuarta en potencia entre los aprovechamientos hidroeléctricos existentes, detrás de: El Comahue (4.200 MW), Yacyretá (3.200 MW) y Salto Grande (1.890 MW), aunque, a diferencia de esas 2 últimas obras, estarán íntegramente emplazadas en territorio nacional.

OBJETIVOS

Regulación del Río Santa Cruz para:

--> Atenuación de crecidas.

--> Asegurar la provisión de agua para consumo humano, riego y uso industrial para poblaciones aguas abajo.

--> Generación de Energía Hidroeléctrica.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

PRESA			
TIPO	Altura	Longitud Coronamiento	Volumen Presa (m3)
Presidente Kirchner: CFRD	75,5 m	2.780 m	13000000
Gobernador Cepernic: CFRD	43,5 m	2.900 m	6000000

CENTRAL			
N° Máquinas - Tipo	Potencia Unitaria	Potencia Instalada	Energía Generada
Presidente Kirchner: 6 Turbinas Francis	190 MW	1.140 MW	3.380 GWh
Gobernador Cepernic: 5 Turbinas Francis	160 MW	600 MW	1.866 GWh

PRESUPUESTO

MMU\$: 4.898

ESTADO

ADJUDICADA

PLAZO DE EJECUCIÓN

66 meses

PUESTOS DE TRABAJO DIRECTO

5.000 personas

OBRAS DE DESARROLLO ELÉCTRICO

PLAN DE INVERSIONES 2016-2025

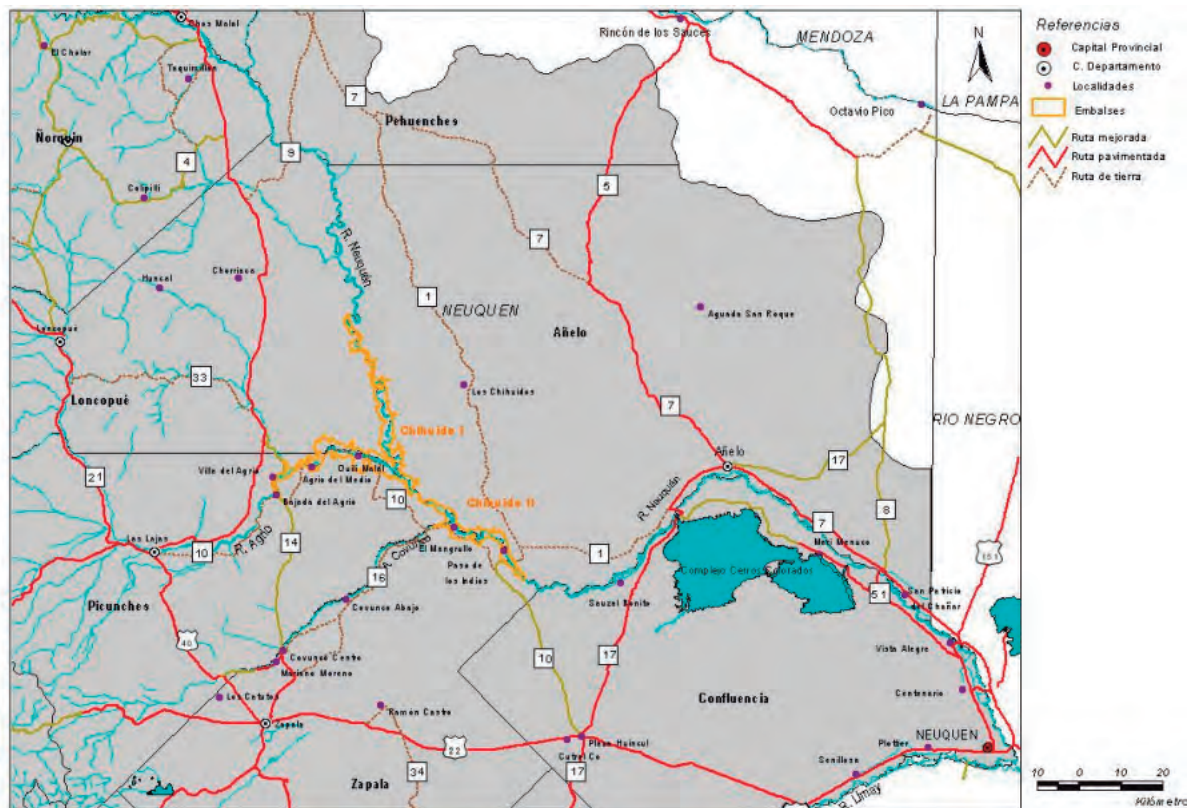
PROYECTO

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA - CHIHUÍDO I

LOCALIZACIÓN

Se trata de un proyecto para la construcción de una presa y central hidroeléctrica denominada Aprovechamiento Multipropósito Chihuído I que 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.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA



DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DIMENSIONAMIENTO

El aprovechamiento consta de una presa de materiales sueltos con pantalla de hormigón (CFRD) con un volumen de terraplén de alrededor de 6,2 Mm³, una altura de 105 m desde el fondo del cauce y cota de coronamiento a 630 msnm. El espejo de agua tendrá una superficie de 186 km² a nivel máximo normal.

OBJETIVOS

Regulación del Río Neuquén para:
 --> Control de crecidas.
 --> Asegurar la provisión de agua para consumo humano, riego y uso industrial para poblaciones aguas abajo.
 --> Generación de Energía Hidroeléctrica.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

PRESA			
TIPO	Altura	Longitud Coronamiento	Volumen Presa (m3)
CHIHUÍDO: CFRD	105 m	1.035 m	6136000
CENTRAL			
N° Máquinas - Tipo	Potencia Unitaria	Potencia Instalada	Energía Generada
CHIHUÍDO: 4 Turbinas Francis	159,25 MW	637 MW	1.750 GWh

PRESUPUESTO

MMU\$: 1.526

ESTADO

PRE-ADJUDICADA

PLAZO DE EJECUCIÓN

60 meses

PUESTOS DE TRABAJO DIRECTO

2.500 personas

OBRAS DE DESARROLLO ELÉCTRICO

PLAN DE INVERSIONES 2016-2025

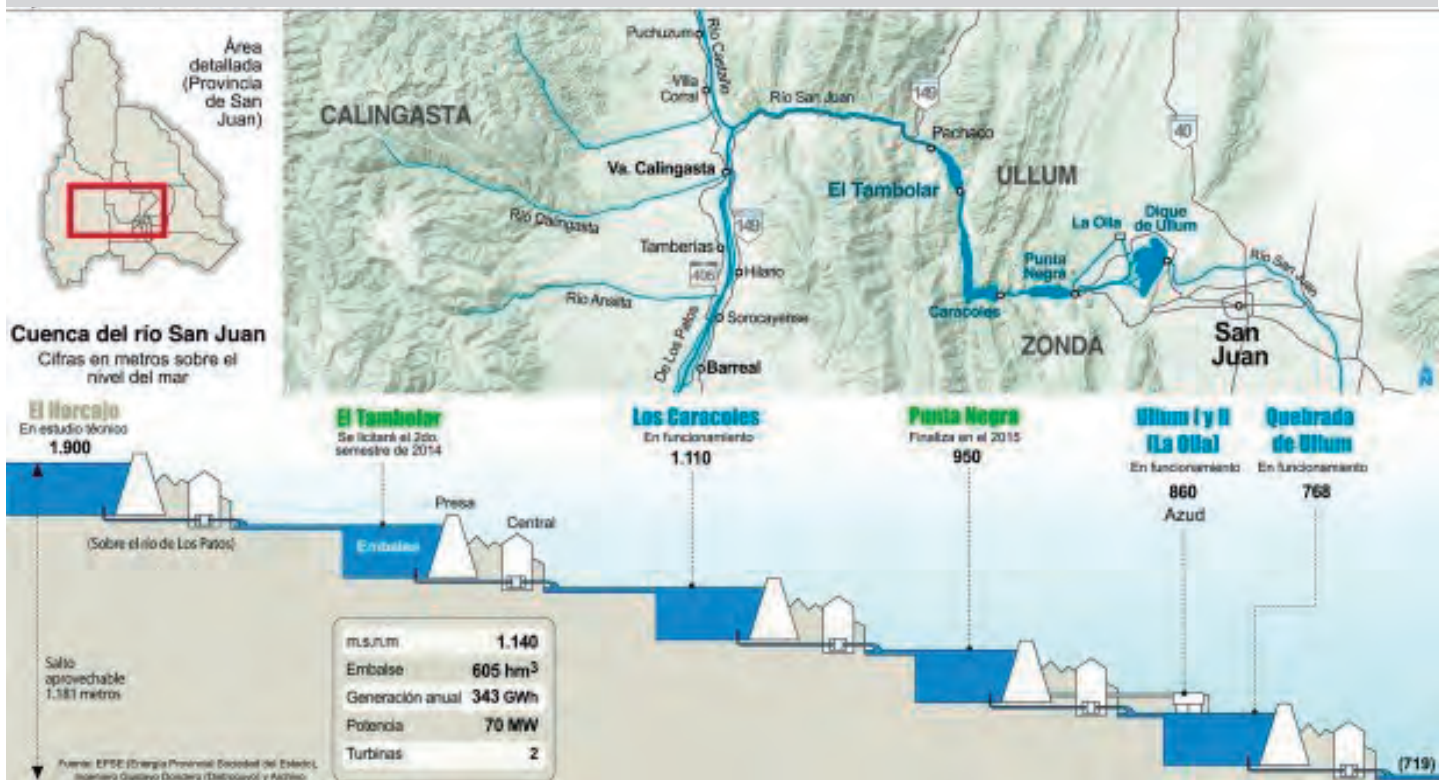
PROYECTO

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA - EL TAMBOLAR

LOCALIZACIÓN

El Embalse se ubica en la Quebrada del Río San Juan. Se trata de un proyecto para la construcción de una presa y central hidroeléctrica denominada El Tambolar. Se ubica unos 19 kilómetros aguas arriba del dique Los Caracoles y será el cuarto construido sobre el río San Juan.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA



DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DIMENSIONAMIENTO

El Tambolar será el segundo en generación de energía, con 343 GWh de energía media anual, después de Los Caracoles que tiene capacidad para generar 600 GWh, en tercer lugar se ubica Punta Negra con casi 300 GWh. Pero el futuro dique tendrá el mayor volumen de embalse con 605 hm³, mientras que Los Caracoles tiene 565 hm³, Punta Negra, 500 hm³ y Ullúm, 440 hm³.

OBJETIVOS

Regulación del Río San Juan para:
 --> Asegurar la provisión de agua para consumo humano, riego y uso industrial para poblaciones aguas abajo.
 --> Generación de Energía Hidroeléctrica.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

PRESA			
TIPO	Altura	Longitud Coronamiento	Volumen Presa (m3)
El Tambolar: CFRD	85 m	450 m	605

CENTRAL			
N° Máquinas - Tipo	Potencia Unitaria	Potencia Instalada	Energía Generada
El Tambolar: 2 Turbinas Francis	35 MW	70 MW	343 GWh

PRESUPUESTO

MMU\$: 500

42

ESTADO

PRE-ADJUDICADA

PLAZO DE EJECUCIÓN

60 meses

PUESTOS DE TRABAJO DIRECTO

1.000 personas

OBRAS DE DESARROLLO ELÉCTRICO

PLAN DE INVERSIONES 2016-2025

PROYECTO

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA - PORTEZUELO DEL VIENTO

LOCALIZACIÓN

Aprovechamiento Integral del Río Grande. Presa y Central Portezuelo del Viento. Se localizarán estas obras a 84 km al Sur Oeste de la localidad de Malargüe, Departamento de Malargüe, Provincia de Mendoza, Región de Cuyo.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA



DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DIMENSIONAMIENTO

El Río Grande se encuentra totalmente en el Departamento de Malargüe. Recoge los caudales que aportan ríos y arroyos de una cuenca de aproximadamente 6.000km²; y junto con el río Barrancas forman el río Colorado.

OBJETIVOS

- > Asegurar la provisión de agua para consumo humano, riego y uso industrial para poblaciones aguas abajo.
- > Generación de Energía Hidroeléctrica.
- > Incremento de la actividad turística.
- > Regulación de caudales del río Grande, principal afluente del río Colorado.
- > Incremento de la generación hidroeléctrica en el Sistema Nihuil.
- > Incremento de áreas bajo riego en San Rafael, General Alvear y Malargue.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

PRESA			
TIPO	Altura	Longitud Coronamiento	Volumen Embalse (hm3)
Portezuelo del Viento: CFRD	178 m	529 m	1741

CENTRAL			
N° Máquinas - Tipo	Potencia Unitaria	Potencia Instalada	Energía Generada
Portezuelo del Viento: 3 Turbinas Francis	72,2 MW	216 MW	887 GWh

PRESUPUESTO

MMU\$: 450

ESTADO

CALIFICACIÓN DE OFERENTES

PLAZO DE EJECUCIÓN

6 años

PUESTOS DE TRABAJO DIRECTO

2.500 personas

