



Contenido

Planificación Nucleoeléctrica en CNEA

Amparo Biscarra, Norberto Coppari, Mariela Iglesia, Fernando Zirulnikow

- **Potencia Instalada**
 - Evolución de la Potencia Instalada
 - Histórico de Incorporación de Tecnologías
- **Generación de Energía Eléctrica**
 - Generación Nucleoeléctrica
- **Picos de Potencia**
 - Incorporaciones Previstas
- **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- **Evolución de los Precios**
- **Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles**
- **Demanda Eléctrica Regional: Gran Buenos Aires, Buenos Aires, Litoral, Centro y Cuyo**
- **Noticias**

Editorial

A tres años de sancionada la Ley de actividad Nuclear el 25 de noviembre de 2009 y promulgada de hecho el 17 de diciembre del mismo año, en la cual en su Artículo 1ro cita: "Declárense de interés nacional las actividades de diseño, construcción, licenciamiento, adquisición de bienes y servicios, montaje, puesta en marcha, marcha de prueba, recepción y puesta en servicio comercial, de una cuarta central de uno o dos módulos de energía de fuente nuclear a construirse en la República Argentina y todos los actos necesarios que permitan concretar la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, encomendando a Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) la materialización de dos objetivos fijados en el presente artículo", resulta pertinente un análisis del proceso de selección llevado a cabo para conseguir los logros de instalar la cuarta y la quinta central.

En diciembre de 2012 la matriz eléctrica nos indica que la potencia instalada de origen nuclear es de sólo 1.005 MW, representando un escaso 3,2 % del total instalado en el país (del orden de 31.000 MW). Igual comparación respecto de la generación eléctrica arroja valores del orden de 6% para el mes de agosto de 2012.

Analizando el crecimiento y composición del parque fijo de generación eléctrica, se verifica que se han incorporado desde diciembre de 2009 a octubre de 2012, del orden de 4.000 MW, con incrementos aproximados de 1.100 MW al año 2010, 1.300 MW al año 2011 y 1.700 MW a octubre de 2012. Esta expansión se ha llevado a cabo con una participación fuertemente térmica (del orden de 3.270 MW), acompañada de aportes de origen hidráulico, (con el aumento de la cota de Yacretá y otras centrales de menor magnitud del orden de 610 MW), eólico (del orden de 110 MW) y solar (con 6,2 MW).

En el campo nuclear, se espera que la central Atucha II esté entregando su energía a la red para fines del año 2013, encontrándose actualmente en el proceso final de pruebas y ensayos de sistemas, como parte de su puesta en marcha.

En cuanto al proceso de selección de la cuarta central nuclear, que debería haberse iniciado en diciembre de 2009, han tenido que sortearse varios inconvenientes generados por factores del contexto externo, entre ellos:

-Que la empresa canadiense AECL proveedora de centrales CANDU (reactores PHWR) presentara quiebra, obligando a pensar en un cambio de línea tecnológica de reactores, pasando en lo inmediato de la tecnología PHWR a las vigentes en el mercado (mayoritariamente PWR). Ello provocó la evaluación de nuevos proveedores de centrales nucleares, recibéndose ofertas de distintos países (China, Rusia, Francia, Japón, Corea, EEUU) que presentaron diferentes reactores, y en algunos casos, más de una tecnología (PWR/BWR) y/o reactor por país.

-Las principales empresas interesadas en proveer sus reactores fueron, entre otras: AREVA, WESTINGHOUSE, KEPCO, ROSATOM, GENERAL ELECTRIC y MITSUBISHI. Pero también, a mediados del año 2012, apareció en el mercado la empresa CANDU ENERGY, en reemplazo de AECL, retomando la posibilidad de una nueva asociación.

Por todo ello, los 3 años que van de diciembre de 2009 a diciembre de 2012, se dedicaron a la evaluación y comparación de los reactores disponibles y ofrecidos en el mercado actual. Todos estos reactores han sido analizados y comparados, diferenciando técnicamente sus sistemas nucleares, principalmente los de seguridad. Teniendo en cuenta estos fundamentalmente, entre otros, se jerarquizó la incorporación de sistemas pasivos y el tiempo de respuesta de la central sin necesidad de intervención del hombre, en situaciones diferentes a las de operación normal. Asimismo se han evaluado en cada caso los antecedentes respecto a la existencia de reactores previos y probados, similares a los que se encuentran en etapa de definición, contemplando que el ofrecido no constituya un prototipo en su totalidad y que tuviera incluidos los requisitos necesarios para una operación y parada seguras, incluyendo la revisión integral realizada a nivel mundial como consecuencia del accidente de Fukushima. Otros items importantes de la evaluación fueron los combustibles, la transferencia de tecnología, la participación de la industria nacional en el proceso integral de construcción y montaje, y los plazos de construcción y puesta en operación.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que en el proceso de adquisición de una central nuclear existen, además de los factores estrictamente técnicos que deben satisfacerse obligatoriamente, y de los económicos con gran incidencia en la factibilidad del proyecto, otros factores ligados fundamentalmente al contexto coyuntural del país en el momento de la compra de la misma. Por ejemplo, por el tipo de inversión de capital intensivo que representa la adquisición de una central nuclear, la financiación en el momento de efectuarse la licitación de la misma resulta un factor de alta importancia, dependiente normalmente en gran medida, de los acuerdos comerciales internacionales del país, vigentes en esa fecha.

En resumen, puede decirse que además de evaluar todos los factores técnicos mencionados en su conjunto y los económicos que viabilizan su factibilidad, la toma de decisiones para la adquisición de una central nuclear en última instancia contempla todo un conjunto de definiciones políticas, geopolíticas, y financieras.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que a partir de la decisión sobre la tecnología, proveedor de la central nuclear, la adjudicación y comienzo de la construcción de la misma, operará una demora de entre 5 y 6 años en que ésta pueda conectarse a la red eléctrica. Durante ese período la demanda de energía eléctrica de nuestro país continuará creciendo y deberá abastecerse mayoritariamente con máquinas térmicas, quemando combustibles fósiles en gran parte importados, al ser insuficiente, por el momento, la producción local.

Como conclusión, el cumplimiento de todo el proceso mencionado debería conducir cuanto antes, a la selección de la cuarta central nuclear y a la definición de tecnologías para las futuras centrales, siempre recordando, que el objetivo final es abastecer la demanda eficiente y económicamente, transformando la matriz eléctrica a largo plazo en una más equilibrada, con mayor participación de las tecnologías hidráulica, nuclear y renovables. Todo lo expresado muestra claramente la importancia de una pronta decisión, en relación a la adquisición de la cuarta central así como a la previsión en el plazo mediano de todas las demás instalaciones anexas o relacionadas, que serán necesarias para cumplir los objetivos propuestos. Por ello debe alcanzarse un equilibrio entre la frase "lo óptimo es enemigo de lo bueno" y no entrar en un proceso de decisión excesivamente largo, que pierda su capacidad ejecutiva y se complique la definición infinitamente.

Planificación Nucleoeléctrica en CNEA

Amparo Biscarra, Norberto Coppari, Mariela Iglesia, Fernando Zirulnikow

Haciendo un Poco de Historia Central Nuclear Atucha I

El 22 de enero del año 1965 el Poder Ejecutivo Nacional le encomendó a la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), a través del Decreto N°. 485/65 la realización del "Estudio de Preinversión de una Central Nuclear para el Suministro de Electricidad al Área Gran Buenos Aires - Litoral".

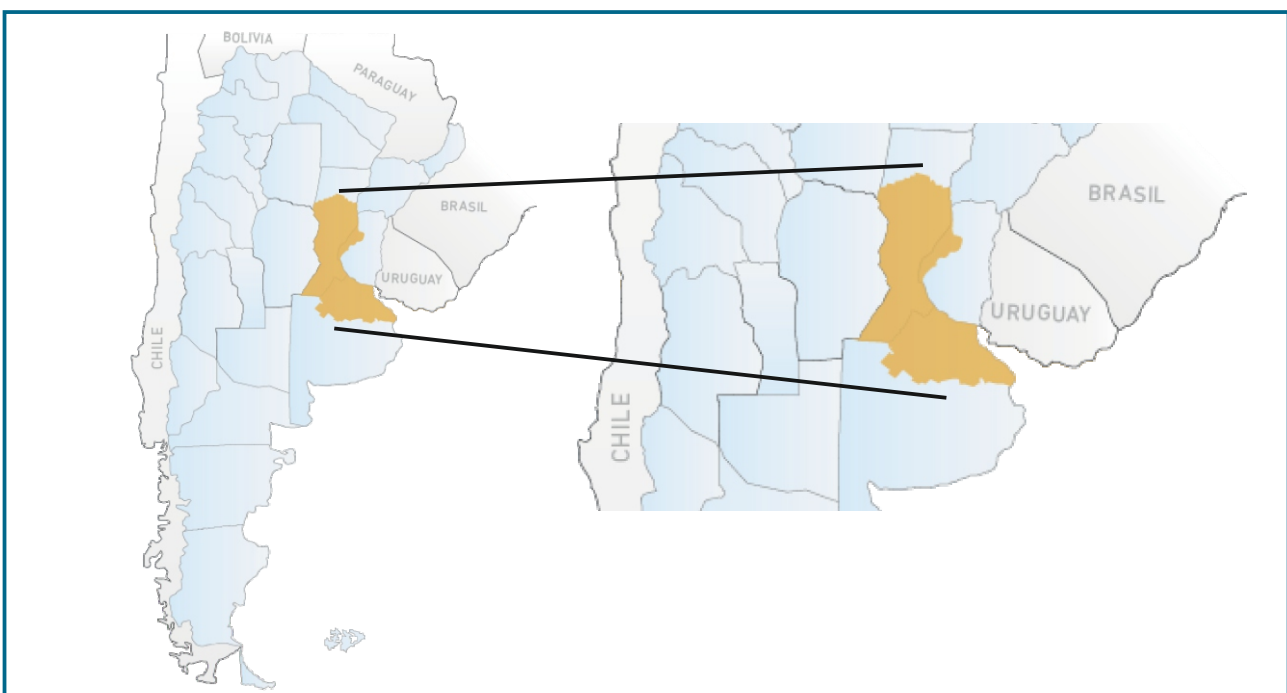
Previamente a este decreto CNEA ya realizaba en forma permanente estudios prospectivos en el área nuclear y en el mercado eléctrico, para evaluar la competitividad de la nucleoelectricidad y su importancia estratégica.

El trabajo fue realizado por un equipo técnico multidisciplinario, exponiendo los resultados en 8 capítulos y 15 anexos, siguiendo un esquema de modelo similar al que aplicaba el Consejo Nacional de Desarrollo para proyectos de gran envergadura.



Situación del Sistema Eléctrico pre y post Atucha I

El estudio mencionado anteriormente analiza el área Gran Buenos Aires - Litoral debido a que ya en esa época tenía importantes concentraciones demográficas e industriales con gran demanda de energía eléctrica. Además en esta área existía una línea en 220 kV entre Rosario y Buenos Aires que constituía en forma embrionaria lo que después se convertiría en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esta área comprende la Capital Federal, 66 partidos de la provincia de Buenos Aires, 12 departamentos de la provincia de Santa Fe y 2 de la provincia de Entre Ríos.



En el capítulo 3 del Estudio de Preinversión, se realizó una descripción del mercado eléctrico del Gran Buenos Aires - Litoral, con las características del sistema eléctrico, su evolución en el periodo 1950 - 1965, la potencia instalada a 1965, las líneas de transmisión del sistema interconectado, el crecimiento de la demanda, la potencia requerida y la contribución de la energía nuclear.

Para el año 1965 la potencia instalada del servicio público (SP) de electricidad del país era de 3.754 MW¹. Predominaban las máquinas de generación térmica alimentadas con combustibles fósiles alcanzando un 91% de participación.

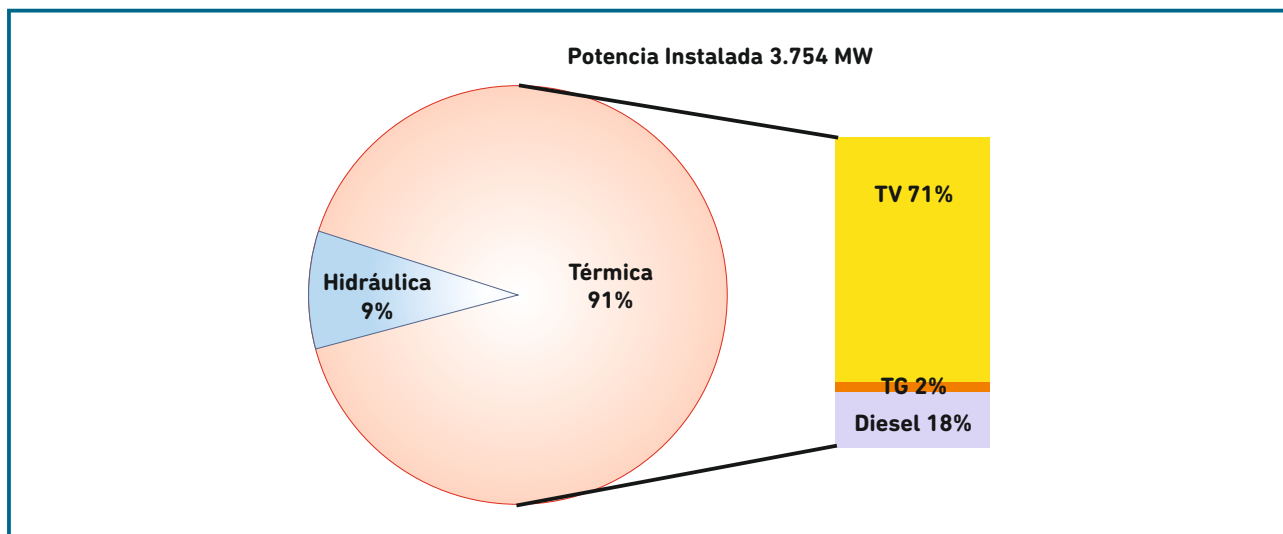


Figura 1. Potencia instalada del servicio público de electricidad. Año 1965
TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, DI: motores diesel

Por su parte en la región Gran Bs. As. - Litoral a fines de 1965 la potencia instalada en el servicio público² era 2.183 MW y provenía totalmente de centrales térmicas. Esta región abarcaba el 58% de la capacidad del SP del país.

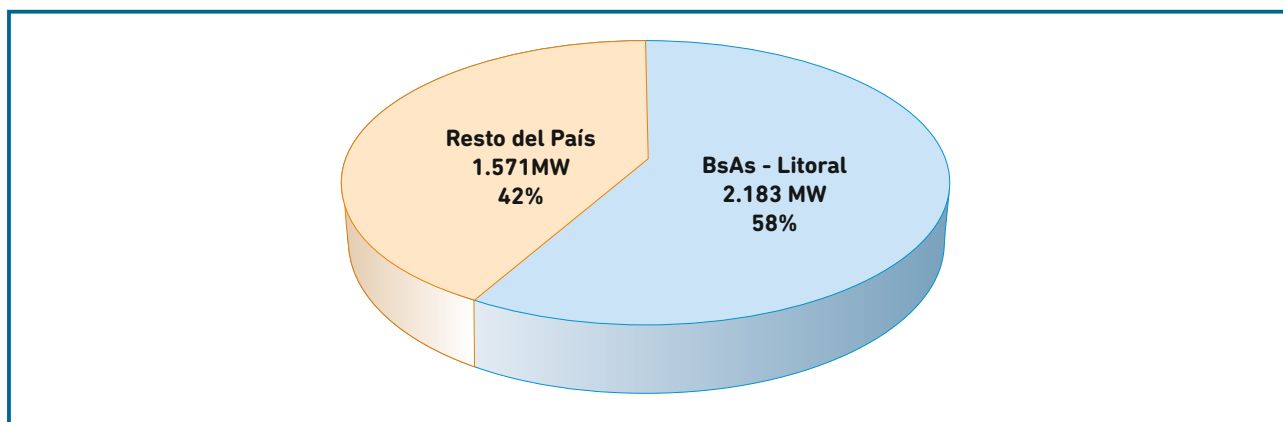


Figura 2. Potencia instalada en la región Buenos Aires-Litoral respecto del país. Año 1965

En cuanto a la auto-producción en la región, es difícil conocer con exactitud cuál era el valor de la potencia instalada. En su mayoría se trataba de pequeños grupos generadores distribuidos en gran número por toda la zona, careciéndose de estadísticas completas. Se ha realizado una estimación, extrapolando datos estadísticos disponibles hasta el año 1962, llegándose a que la potencia instalada³ de este tipo en 1965 sería del orden de 800 MW.

En el estudio citado se concluyó que era factible técnica y económicamente la decisión estratégica de la construcción de una central nuclear en esa región. Cabe destacar que dicho trabajo pudo ser realizado con recursos propios de la institución, evitando así la contratación de servicios de consultoría extranjeros.

Finalmente, en 1968 se inició la construcción de la primera central nuclear de potencia Atucha I. Ésta se encuentra emplazada sobre la margen derecha del Río Paraná de las Palmas, en la localidad de Lima,

1 Fuente: Secretaría de Energía: Serie histórica 1930-2006.

2 Fuente: Estudio de preinversión Central Nuclear para la zona de Buenos Aires - Litoral. Página 3,4

3 Fuente: Estudio de preinversión Central Nuclear para la provincia de Córdoba. Página 3,4

partido de Zárate, provincia de Buenos Aires, a 100 km de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Central Atucha I, con una potencia eléctrica de 357 MW, fue vinculada a la red de distribución eléctrica en 220 kV del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en el año 1974 alcanzando en 1975 el 15,33% de la generación en este sistema. Cabe aclarar que una gran parte de la generación eléctrica, en el país, no se encontraba ligada al SADI.

La instalación de la primera central nuclear en el país modificó la matriz eléctrica. En consecuencia en 1975, luego del primer año completo de operación de la central, la participación de la generación nuclear⁴ del país fue del 10%. Si bien la generación de esta fuente siguió incrementándose en el tiempo, creció de igual modo la generación total por lo que esta mejora no se vio reflejada en el porcentaje de participación nuclear.

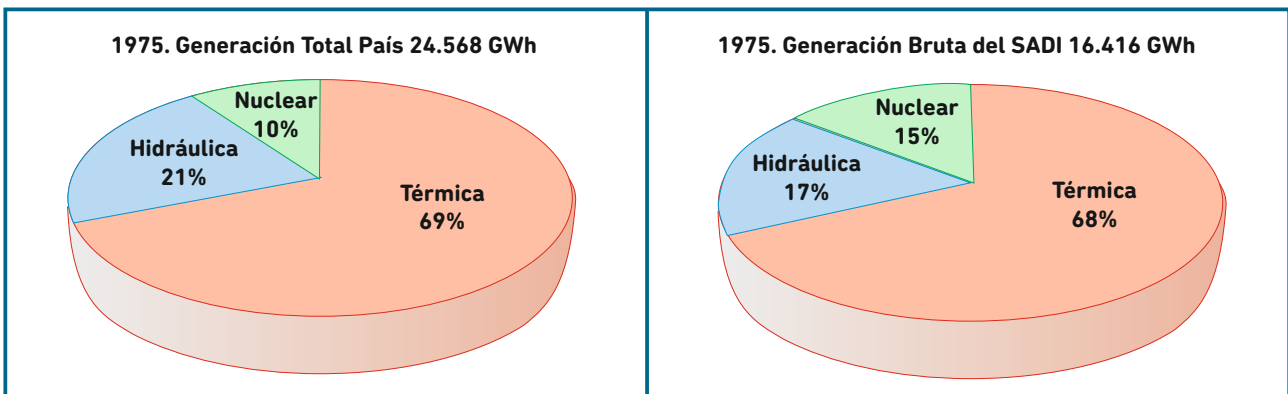


Figura 3. Participación de la nucleoelectricidad en la generación del total país y del SADI. Año 1975

Central Nuclear Embalse

El 6 de noviembre de 1967, a través del contrato suscripto la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) le encomendó a CNEA la ejecución del "Estudio de Preinversión de una Central Nuclear para el Suministro de Electricidad a la Provincia de Córdoba", siguiendo la misma metodología que el estudio realizado para Gran Buenos Aires - Litoral.

El trabajo fue realizado por un equipo de trabajo multidisciplinario en 1968, y consta de 8 capítulos y sus anexos, utilizando los últimos datos disponibles que correspondían al año 1967. El capítulo 3 "Mercado Eléctrico" es similar al descrito anteriormente y se agregó el capítulo 4 "Planificación del Sistema Eléctrico".



Situación del Sistema Eléctrico pre y post Embalse

Para el año 1967 la potencia instalada⁵ del SP del país era de 3856 MW. En el sistema predominaban las máquinas de generación térmica alimentadas con combustibles fósiles alcanzando un 89% de participación.

La provincia de Córdoba que en ese momento se estudiaba como destinataria de una nueva central nuclear tenía una capacidad instalada⁶ de 358 MW, es decir, el parque de generación cordobés representaba el 9% de la potencia instalada de la República Argentina y funcionaba en forma aislada, recién en 1980 se conecta la región al SADI.

A diferencia de lo que se veía a nivel país, la provincia de Córdoba contaba con una potencia instalada para generación eléctrica de origen térmico cercana al 50%, esto se debía a que ya para ese momento los recursos hídricos provinciales se hallaban aprovechados casi en su totalidad. A raíz de esta situación era necesario apelar a la generación térmica para satisfacer los requerimientos de un mercado en crecimiento.

⁴ Fuente: NA-SA.

⁵ Fuente: Secretaría de Energía: Serie histórica 1930-2006.

⁶ Fuente: Estudio de pre inversión. Central nuclear para la provincia de Córdoba. Volumen I

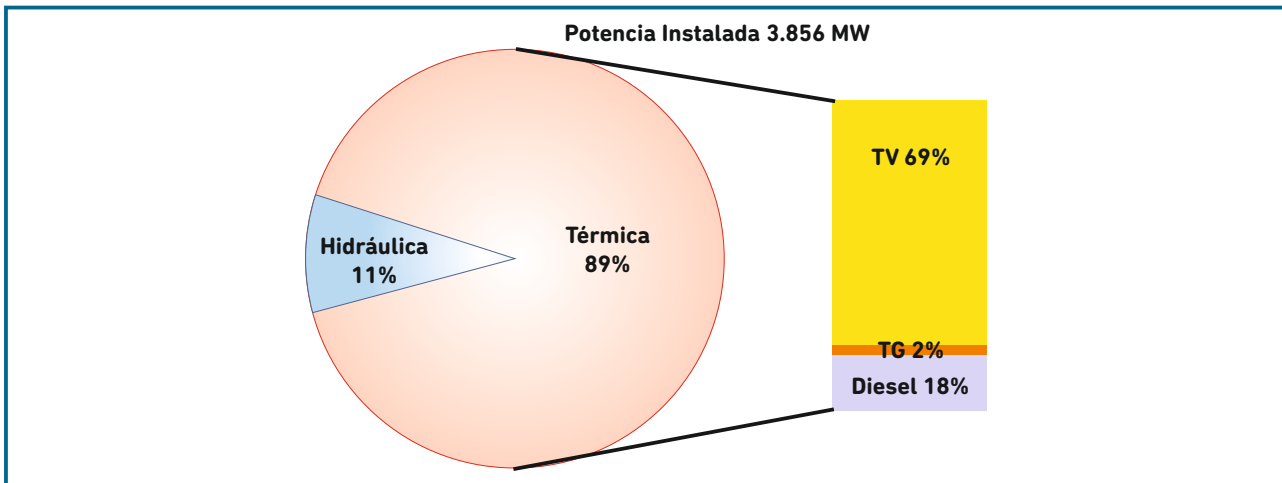


Figura 4. Potencia instalada en el SP del país. Año 1967
TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, DI: Motores diesel

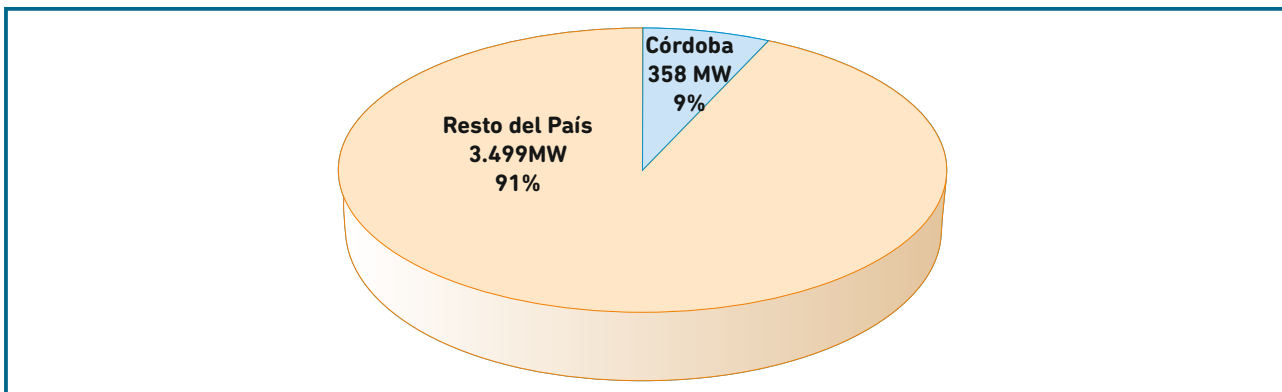


Figura 5. Participación de la potencia instalada en la Pcia. de Córdoba sobre el total país. Año 1967

Finalmente el 20 de enero de 1984 entró en servicio comercial la Central Nuclear Embalse, cronológicamente, la segunda central nuclear de nuestro país. La misma se encuentra situada en la costa sur del Embalse del Río Tercero, provincia de Córdoba, a aproximadamente 100 km de la ciudad de Córdoba, y a 700 km de la ciudad de Buenos Aires. Ésta central aporta, al parque del servicio público, 648 MW de potencia eléctrica bruta⁷.

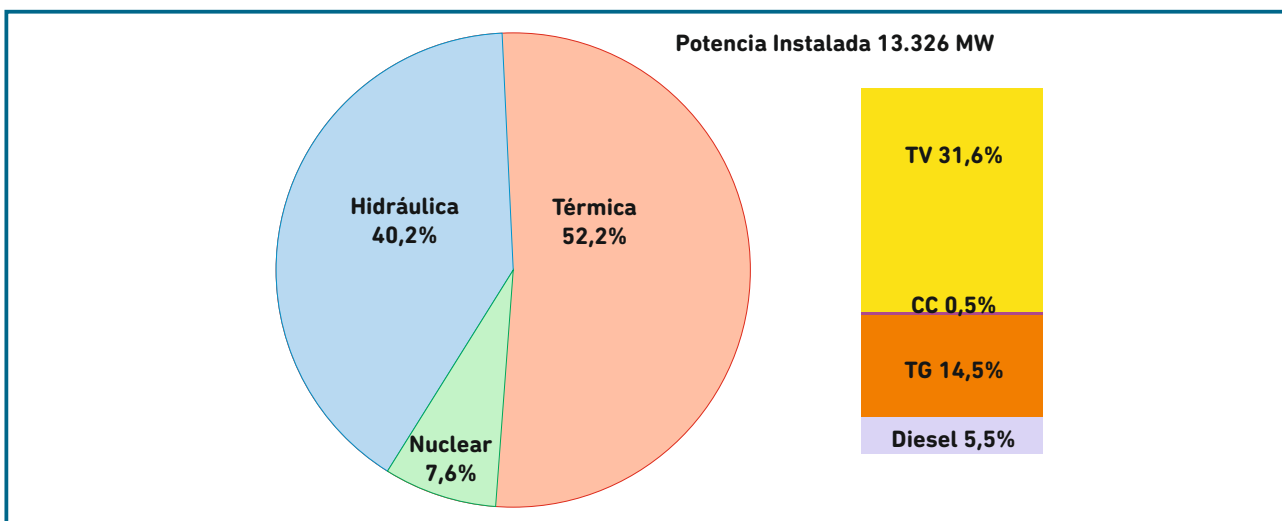


Figura 6. Potencia instalada por tecnologías en el SP del país. Año 1984
TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, DI: Motores diesel

7 Fuente: NA-SA

Como puede observarse en la Figura 6 en 1984 la potencia instalada en el país era de 13.326 MW, es decir, un 246% superior a la potencia instalada en 1967 (3.856 MW), fecha en la cual se realizó el estudio de preinversión.

Por otra parte, en este periodo, la capacidad hidráulica creció pasando del 11% al 40% de participación, mientras que la energía nuclear alcanzó un 8%. En cuanto a la potencia térmica se redujo el uso de motores diesel y comenzó a incrementarse el uso de turbinas de vapor y de gas.

Si analizamos la generación eléctrica del SADI, la participación de la energía hidráulica y nuclear se incrementó alcanzando un 46% y 15% respectivamente. En 1984 la generación bruta conectada⁸ al SADI fue de 30.658 GWh. Considerando el total país, la participación nucleoelectrica tenía el 11% para ese mismo año.

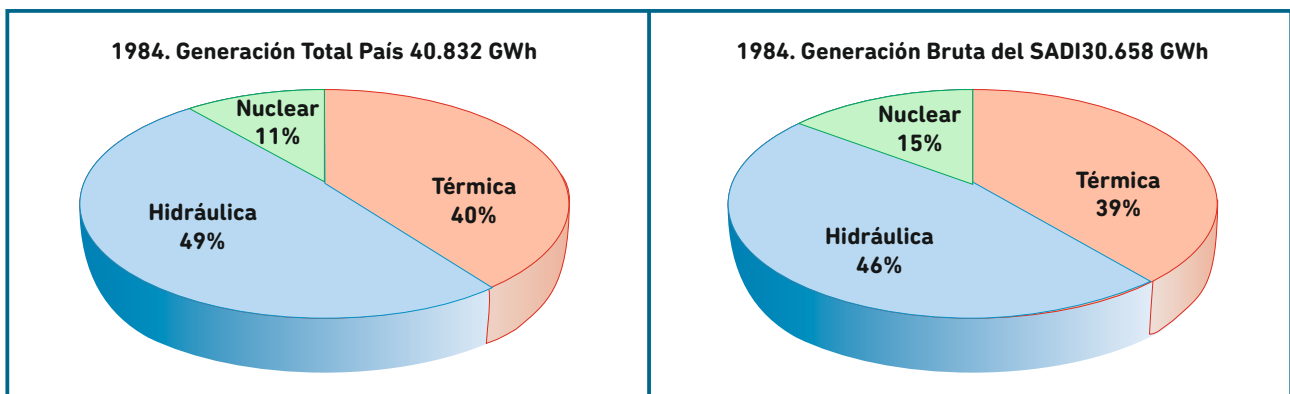


Figura 7. Participación en la generación bruta nacional del total país y del SADI por tecnología. Año 1984

Sin embargo el pico máximo de participación nuclear en la generación del SADI fue del 17% y ocurrió en 1991 cuando la energía nuclear aportó 7.771 GWh de los 45.669 GWh producidos en el país. En ese año, las centrales nucleares Atucha I y Embalse tuvieron altos factores de disponibilidad siendo del 93% y del 89% respectivamente. Por otra parte, hubo poca participación de energía hidráulica, debido que fue un año seco, la cual se compensó con energía de origen térmico alcanzando un 54%.

Central Nuclear Atucha II

En el caso de Atucha II, luego de un proceso en el que compitieron la Empresa AECL de Canadá (con un reactor Candu similar al de Embalse) y Siemens de Alemania (con un reactor PHWR similar a Atucha I pero del doble de tamaño) el Gobierno Nacional optó por la oferta de Siemens ya que incluía la construcción de una planta productora de agua pesada.

A mediados de 1980 se aprobó el Decreto 1337/1980 por el cual CNEA y la empresa alemana Siemens construirían una central nuclear de 745 MW de potencia eléctrica a instalarse en el mismo predio que Atucha I con un reactor del tipo de recipiente de presión alimentado con uranio natural y moderado con agua pesada. Casi simultáneamente se creó la Empresa Nuclear Argentina de Centrales Eléctricas (ENACE), en donde Siemens llegó a participar con un 25% de su capital social a través de Kraftwerk Union (KWU).

La obra debía estar finalizada en 1987, pero por problemas de financiamiento hacia fines de 1994 su avance había sido de sólo el 70%. El 30 de agosto de 1994, se aprobó el Decreto 1540, por el cual se divide la CNEA dejando en manos de Nucleoelectrica Argentina S.A. (NASA) la producción y comercialización de la energía eléctrica generada por Atucha I y Embalse y la finalización de la obra de la Atucha II pero suspendiendo las obras de esta última.

En ese momento, el gobierno trató de privatizar las centrales nucleares Atucha I y Embalse, aunque manteniendo el compromiso contractual de concluir con Atucha II. La oferta intento tomar forma mediante la creación de la empresa Genuar (Generación Nuclear Argentina) que fue precedida por la

⁸ Fuente: NA-SA

disolución de ENACE y la paralización, desde entonces, de la construcción de Atucha II. Paralelamente, Siemens se asoció con Framatone (de Francia) creando AREVA y luego se retiró de esta asociación abandonando el negocio nuclear en el mundo.

En el año 2004 se toma la decisión de retomar la obra de terminación y puesta en marcha de la central y se le encomienda a NASA negociar con Siemens el cierre de los contratos existentes, la entrega por parte de esta empresa de los planos y cálculos originales. Además NASA debía elaborar un nuevo plan de terminación de la obra.

Este plan incluía una Fase I el Relanzamiento del Proyecto (Organización, Recuperación de Infraestructura, Ingeniería y Contratos); una Fase II para las actividades de Construcción y Montaje y una Fase III (con una duración de 14 meses) para la puesta en marcha de la Central. Las tareas remanentes de diseño serían ejecutadas por Nucleoeléctrica Argentina SA en asociación con los recursos científicos y tecnológicos de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

El 23 de agosto del año 2006 a través de los anuncios de reactivación de la actividad nuclear, mediante el Decreto 1085, se relanza la obra y actualmente se encuentra en ejecución la Fase III, habiendo terminado las pruebas en frío, la primer prueba de presión y terminando de cargar el combustible nuclear. Una vez concluido esto se deben realizar aun tres pruebas a la presión y temperatura nominales de trabajo en la primera de ellas se generara vapor (de origen no nuclear) se enviara a la turbina y se producirá electricidad entregándola a la red (previa sincronización con la misma). Terminadas estas pruebas en caliente se deberá extraer la totalidad del agua desmineralizada del circuito primario y del moderador, secarlo y cargar el agua pesada en ambos circuitos. Luego se pondrá a crítico la central esperando que entre en operación comercial en el año 2014.

A continuación se presenta la potencia instalada proyectada al 2014, momento en el cual estaría operando Atucha II.

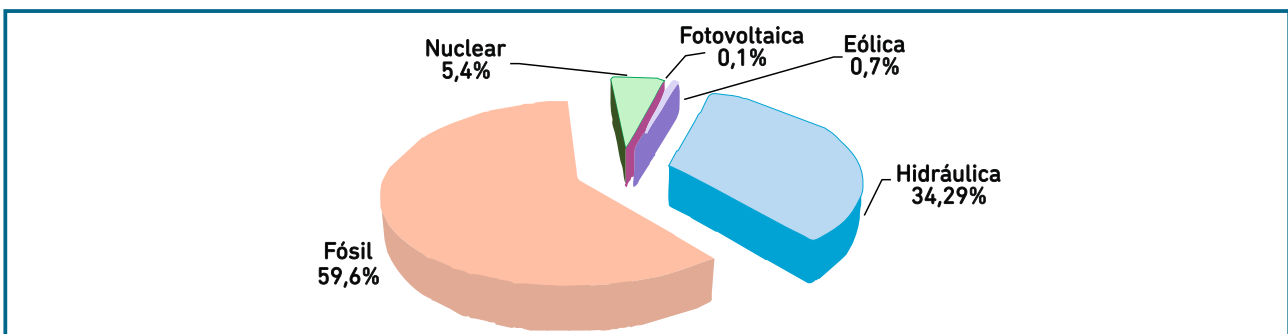


Figura 8. Potencia Instalada Proyectada al 2014 - 32359,4 Mw

Situación del Sistema Eléctrico pre IV Central Nuclear

Los trabajos de evaluación del sistema eléctrico y los estudios de incorporación de otras centrales nucleares se vienen realizando en CNEA con continuidad a efectos de asesorar al poder ejecutivo en el proceso de selección de tecnología, potencia y localización, para la IV Central. Es así que se han realizado numerosos trabajos con el modelo MESSAGE, evaluando la competitividad de las distintas fuentes energéticas, entre ellas la nuclear, como así también documentación técnica referida a los distintos reactores de potencia disponibles en el mercado, sus proveedores y las ventajas y desventajas técnicas, económicas y financieras de estas opciones.

Desde que se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica S.A. (CAMMESA) por el decreto 1192 del año 1992, el sistema eléctrico argentino está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Aislado. Actualmente, el SIN se encuentra dividido en siete regiones eléctricas, las cuales son: Cuyo, Comahue (COM), Noroeste argentino (NOA), Centro, Gran Buenos Aires-Buenos Aires-Litoral (GBA-BA-LI), Noreste argentino (NEA), Patagonia (PAT). La última región mencionada fue conectada al SIN el primero de marzo del año 2006.

El SIN a diciembre del 2009 poseía una capacidad instalada de 27.044 MWe (ver Tabla 1).

Al año 2009 la potencia instalada nuclear representaba el 4% de la potencia instalada total y su generación representó el 7% como puede apreciarse en la Figura 9.

Área	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	TOTAL
CENTRO	200	417	68	25	710	648	918	2.276
COM		578	741	21	1.340		4.647	5.987
CUYO	120	90	374		584		995	1.579
GB-LI-BA	3.857	969	5.413	123	10.362	357	945	11.664
NEA		26		100	126		2.280	2.406
NOA	261	893	828	87	2.069		210	2.279
PATAG		160	174		334		519	853
SIN	4.438	3.133	7.598	356	15.525	1.005	10.514	27.044
Porcentaje					57,40	3,72	38,88	

TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, DI: Motores diesel, TER: Térmica, NUC: Nuclear, FT: Fotovoltaica, EO: Eólica, HID: Hidráulica
Fuente: CAMMESA

Tabla 1. Potencia instalada en MWe a diciembre del año 2009

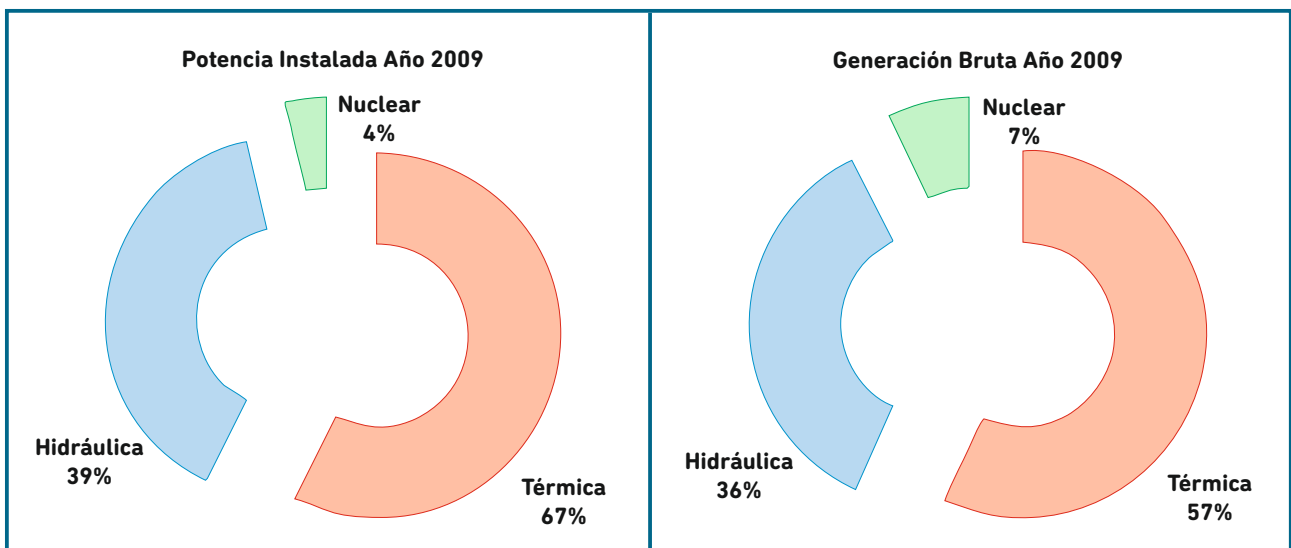


Figura 9. Potencia instalada y generación del SIN en el año 2009

Cuarta Central Nuclear

El 25 de noviembre de 2009 se sanciona la ley de Actividad Nuclear 26.566 promulgada de hecho el 17 de diciembre del mismo año. En su Artículo 1° -"Decláranse de interés nacional las actividades de diseño, construcción, licenciamiento, adquisición de bienes y servicios, montaje, puesta en marcha, marcha de prueba, recepción y puesta en servicio comercial, de una cuarta central de uno o dos módulos de energía de fuente nuclear a construirse en la República Argentina y todos los actos necesarios que permitan concretar la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, encomendando a Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) la materialización de los objetivos fijados en el presente artículo". En los artículos 16 y 17 se refiere al diseño, construcción y puesta en marcha del Prototipo de Reactor CAREM a construirse en la República Argentina.

Esta ley también enuncia, en su artículo 6°, la construcción de una central nuclear de uno o dos módulos. En su momento se pensó en la construcción de dos módulos de 750MW cada uno con tecnología CANDU que iban a ser provistos por la empresa AECL, siguiendo la misma línea de PHWR que permitiría una mejor utilización de las capacidades locales disponibles al momento. Sin embargo, durante el Período 2009 - 2012 sucedieron una serie de imponderables que provocaron una demora en la toma de decisiones. La empresa canadiense AECL, constructora de los reactores CANDU (PHWR), presentó quiebra por lo que hubo que analizar nuevas alternativas de proveedores de centrales nucleares: distintos países y diferentes reactores, habiendo en algunos casos más de una tecnología por país o diferentes reactores para una misma tecnología. A tal fin se realizaron acuerdos y reuniones con

proveedores de China, Rusia, Francia, Japón, Corea, y EE.UU. (CNNC, Rosatom, Areva, KEPCO, Westinghouse, General Electric-Mitsubishi), que disponían de diferentes tecnologías: PWR y BWR.

En el año 2012 apareció en el mercado CANDU ENERGY, empresa que compró a AECL, abriéndose nuevamente entonces la posibilidad a esta empresa de participar de la licitación de la cuarta central nuclear compitiendo con los proveedores de las tecnologías anteriormente mencionadas.

El Sistema Argentino de Interconexión posee una capacidad instalada de 31.138,9 MWe a diciembre de 2012 (ver Tabla 2).

Al año 2012 la potencia instalada nuclear representaba el 3% y su generación representó el 5% como puede apreciarse en la Figura 10.

Área	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	FT	EO	HID	TOTAL
CENTRO	200,0	526,8	547,3	63,5	1.337,6	648,0			917,6	2.903,2
COM		207,9	1.282,5	73,3	1.563,7				4.704,7	6.268,4
CUYO	142,8	66,8	374,2		583,8		6,2		1.082,1	1.672,1
LI-BA	3.820,2	1.917,5	5984,0	395,7	12.117,4	357,0		0,3	945,0	13.419,7
NEA		59,0		242,3	301,3				2745,0	3.046,3
NOA	301,0	1001,0	829,2	257,4	2.388,6			25,2	217,2	2631,0
PATAG		160,0	188,1	25,0	373,1			86,3	518,8	978,2
Gen. móvil				220,0	220,0					220,0
SIN	4.464,0	3.939,0	9.205,3	1.277,2	18.885,5	1.005,0	6,2	111,8	11.130,4	31.138,9
Porcentaje					60,65	3,23	0,02	0,36	35,74	

TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, DI: Motores diesel, TER: Térmica, NUC: Nuclear, FT: Fotovoltaica, EO: Eólica, HID: Hidráulica
Fuente: CAMMESA

Tabla 2. Potencia instalada en MWe a diciembre del año 2012

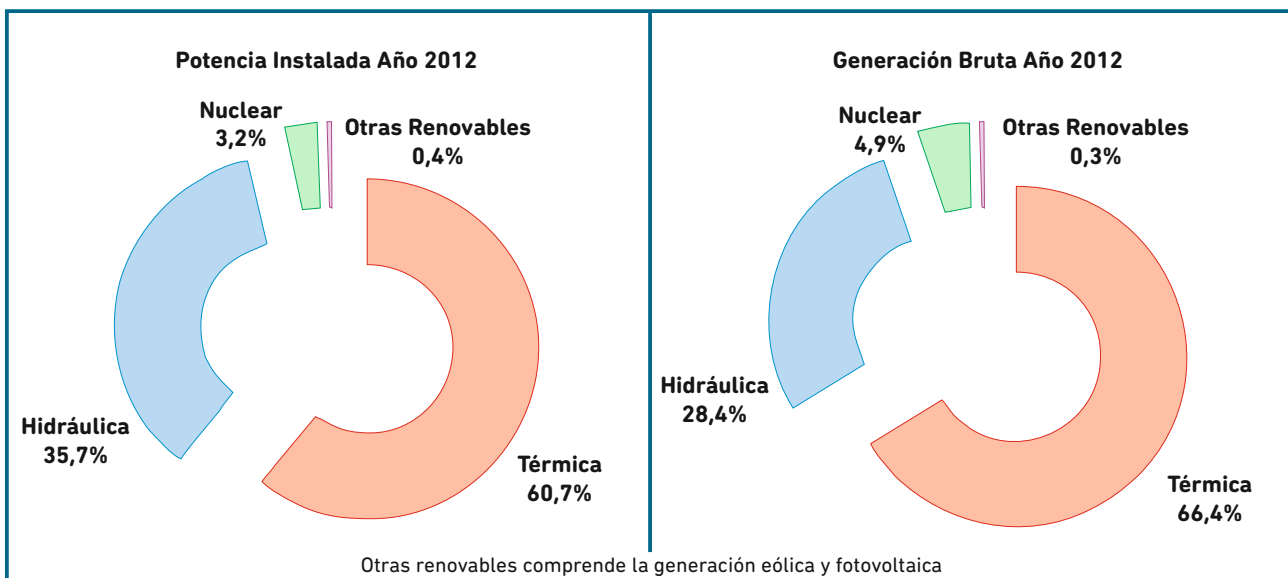


Figura 10. Potencia instalada y generación del SIN en el año 2012

Si se compara la potencia instalada de diciembre de 2009 con la de diciembre de 2012, se registra una diferencia total de 4095 MW, el detalle puede verse en la Tabla 3. En la Figura 11 se presenta la evolución de la potencia instalada por tecnología en el SADI entre los años 2009 y 2012. Se destaca que hubo incorporaciones en todas las regiones y una generación móvil adicional de 220 MW, lo cual se observa en la Figura 12.

Las regiones con mayor crecimiento en potencia instalada desde el año 2009 son Centro y NEA con un incremento total del 27,6% y del 26,6% respectivamente.

Área	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	FT	EO	HID	TOTAL
País	26,0	806,0	1.607,3	921,2	3.360,5	0	6,2	111,8	616,4	4.094,9

TV: Turbina de vapor, TG: Turbina de gas, CC: Ciclo combinado, DI: Motores diesel, TER: Térmica, NUC: Nuclear, FT: Fotovoltaica, EO: Eólica, HID: Hidráulica
Fuente: CAMMESA

Tabla 3. Diferencia de potencia instalada por tecnologías entre diciembre del 2009 y 2012

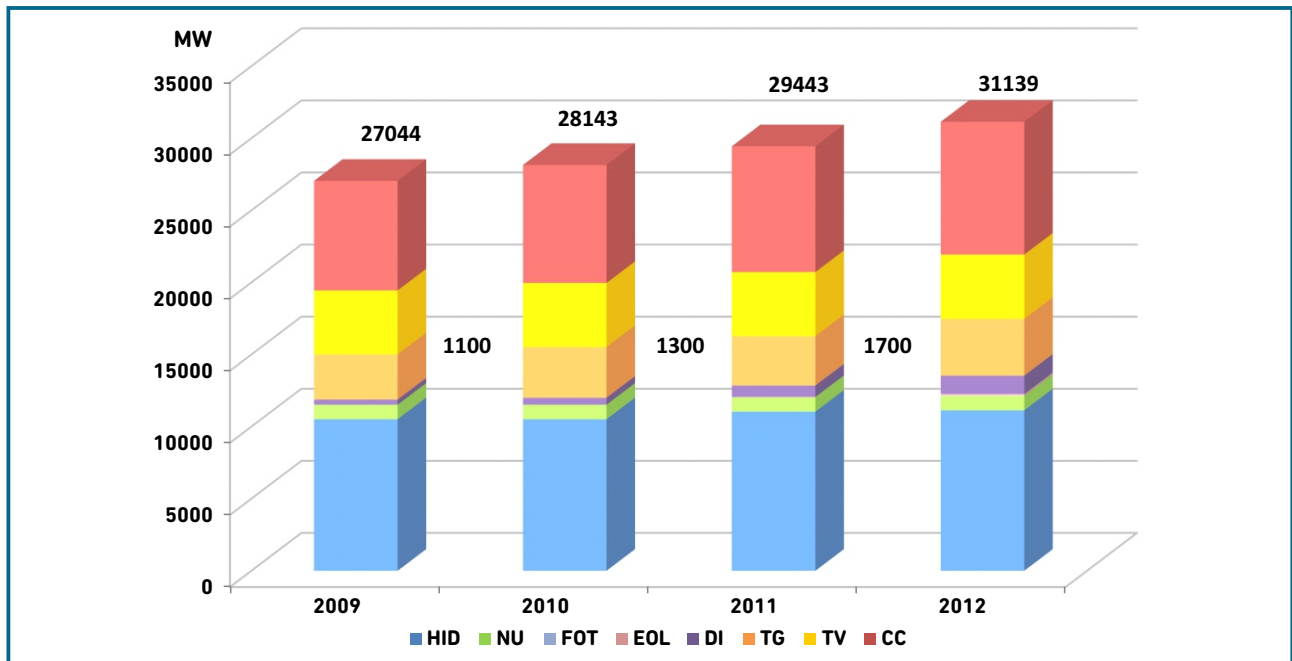


Figura 11. Evolución de la potencia instalada en el SADI entre los años 2009 y 2012

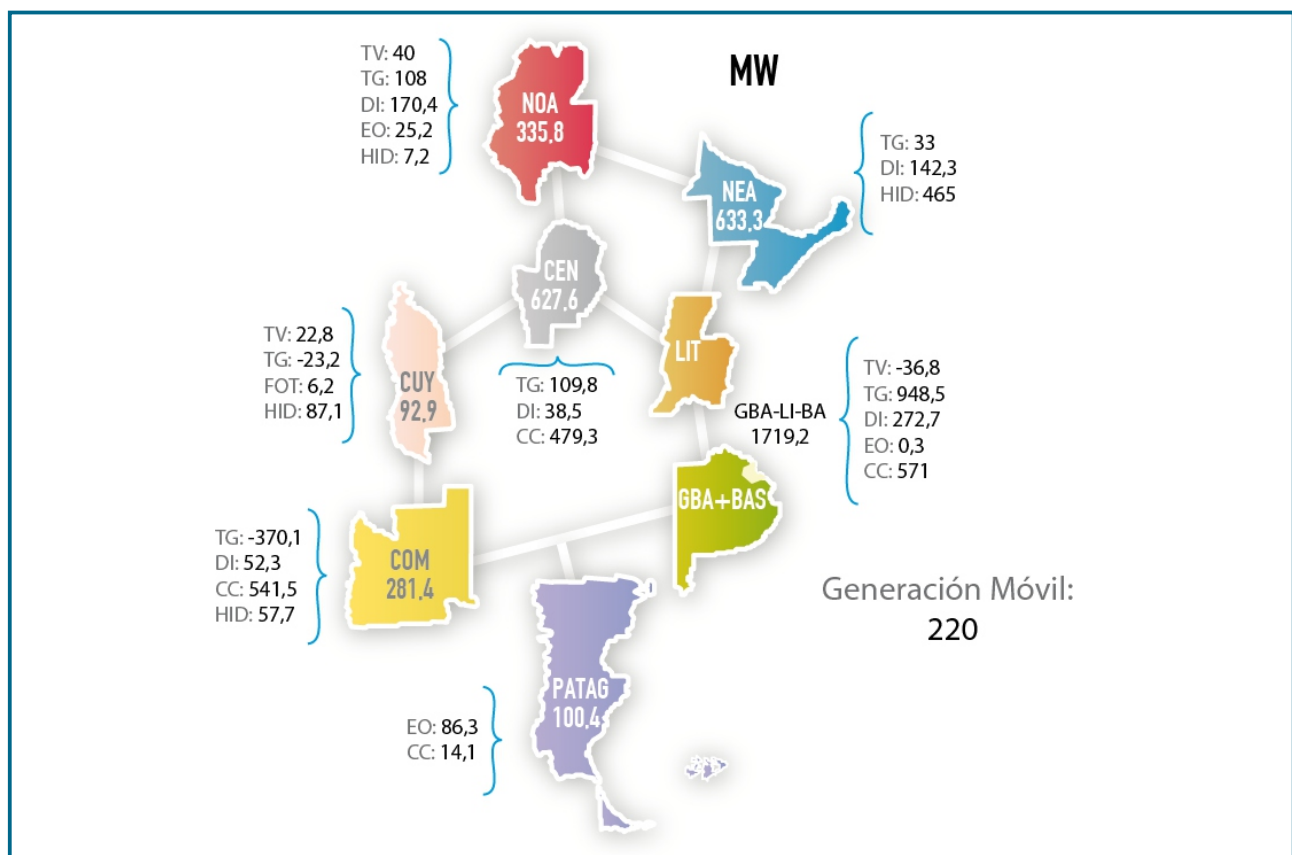


Figura 12. Incorporación de potencia por regiones de las diferentes tecnologías entre diciembre del 2009 y diciembre del año 2012

Como se observó en la Tabla 2 la potencia instalada nuclear hasta el momento es de 1.005 MWe, que equivale al 3,2% de participación en la matriz energética nacional, de los cuales 357 MWe corresponden a la Central Nuclear Atucha I y 648 MWe a la Central Nuclear Embalse. Cuando entre en operación comercial la Central Nuclear Atucha II la potencia alcanzará los 1.653 MWe, lo que elevará el porcentaje de participación de la tecnología nuclear en la matriz eléctrica del orden del 5% en potencia instalada.

Con respecto a la generación, cabe aclarar que inicialmente no se apreciará un incremento en la participación debido a que en el momento en que Atucha II esté operativa, saldrá temporalmente de servicio la Central Nuclear Embalse para completar las obras que permitirán su extensión de vida. Una vez que se encuentren generando las tres centrales y suponiendo un aumento del 5% de aumento en la generación total se estima una participación de la tecnología nuclear del 8%.

De llevarse a cabo la expansión nuclear prevista hasta el año 2030 (Portfolio de 4.500 MWe) se estima, según los escenarios de demanda previstos, que se alcanzarían porcentajes de participación del orden del 20% para la generación de origen nucleoelectrico.

Situación Internacional Nuclear 2012

A octubre de 2012 hay, en el mundo, 389 reactores nucleares en operación para la generación de energía eléctrica distribuidos en 30 países. En la Tabla 4 se muestra la cantidad de reactores, la potencia instalada y la generación nucleoelectrica por país.

Se puede observar que la mayor cantidad de centrales nucleares se encuentran en EE.UU. siendo éste el país con mayor potencia instalada de origen nuclear: 100.549 MWe lo que representa el 30,4% del total mundial.

Francia, con 58 reactores nucleares que totalizan 63.130 MWe instalados, es el segundo país con más centrales en operación y además el 77,7 % de la demanda eléctrica es cubierta por esta fuente de energía.

Rusia se posiciona en tercer lugar con 33 reactores nucleares con 23.643 MWe de capacidad, seguido por China con 24 reactores y 18.884 MWe, Corea del Sur con 23 reactores y 20.739 MWe, India con 20 reactores y 4.391 MWe, y Canadá con 19 reactores y 13.500 MWe.

Si bien India ocupa la quinta posición respecto al número de reactores, la capacidad instalada total es tan solo de 4.391 MWe. Esto se debe a que los reactores instalados en este país son en general de potencias menores a 300 MWe.

Por otra parte, Japón tiene 50 reactores en condiciones de operar de los cuales sólo 2 están en funcionamiento. Los 48 reactores restantes están en parada prolongada a la espera de la autorización para poder reiniciar la actividad. Con posterioridad al accidente de Fukushima, Japón detuvo la totalidad de sus reactores para someterlos a estudios de seguridad y condicionó su comienzo de operación a la autorización por parte de las autoridades locales donde éstos operaban. Si bien a la fecha la mayoría de estas centrales nucleares han obtenido la aprobación del Organismo Regulador Japonés sólo dos han obtenido la aprobación de las autoridades locales.

Cuando se analizan las centrales nucleares en operación, en función de tecnología nuclear utilizada se observa una clara tendencia a la producción de centrales nucleares que utilizan tecnología del tipo Reactores de Agua a Presión (PWR). El 64,3% de las centrales (250) a nivel mundial son de este tipo y en total suman una potencia de 233.194 MWe, es decir el 70,6 % de la potencia nuclear instalada.

Luego siguen los reactores de agua en ebullición (BWR) con 59 centrales en operación que representan un 15,2% del total. Esta tecnología, se encuentra principalmente afianzada en EE.UU., Japón, Suecia y Taiwán (China).

Los reactores nucleares tipo reactores de agua pesada a presión PHWR representan el 12,3% del total y los principales países en utilizar tecnología son Canadá, India, China y Corea del Sur. Argentina también posee reactores de este tipo.

Los reactores refrigerados con gas (GCR) actualmente son una exclusividad de Gran Bretaña que tienen 15 de este tipo y representan el 3,9% del total mundial.

De la misma manera Rusia con los reactores de grafito y agua liviana (LWGR) tiene 15 reactores de este tipo que también representa el 3,9 %.

Por último, los únicos dos reactores de reproducción rápidos que están en Rusia y China (FBR) representan el 0,5% del total.

País	Unidades		Capacidad Instalada		Generación (2011)		
	Cantidad	% Mundial	MWe	% Mundial	GWh	% Generación Nuclear Mundial	% de la Demanda Mundial
ARMENIA	1	0,3	375	0,1	2.356,84	0,1	33,2
ESLOVENIA	1	0,3	688	0,2	3.480,32	0,1	41,7
HOLANDA	1	0,3	482	0,1	3.917,24	0,2	3,6
IRAN	1	0,3	915	0,3	97,98	0,0	-
ARGENTINA	2	0,5	935	0,3	5.893,81	0,2	
BRASIL	2	0,5	1.884	0,6	14.794,74	0,6	3,2
BULGARIA	2	0,5	1.906	0,6	15.264,14	0,6	32,6
JAPÓN	2	0,5	2.181	0,7	156.182,14	6,2	18,1
MÉXICO	2	0,5	1.530	0,5	9.313,37	0,4	3,6
RUMANIA	2	0,5	1.300	0,4	10.810,98	0,4	19,0
SUDÁFRICA	2	0,5	1.860	0,6	12.938,54	0,5	5,2
PAKISTAN	3	0,8	725	0,2	3.843,42	0,2	3,8
ESLOVAQUIA	4	1,0	1.816	0,5	16.764,04	0,7	54,0
FINLANDIA	4	1,0	2.752	0,8	22.265,52	0,9	31,6
HUNGRÍA	4	1,0	1.889	0,6	14.706,92	0,6	43,2
SUIZA	5	1,3	3.308	1,0	25.693,89	1,0	40,8
REP. CHECA	6	1,5	3.766	1,1	26.695,64	1,1	33,0
BELGICA	7	1,8	5.927	1,8	45.942,28	1,8	54,0
ESPAÑA	8	2,1	7.560	2,3	55.121,12	2,2	19,5
ALEMANIA	9	2,3	12.068	3,7	102.311,20	4,1	17,8
SUECIA	10	2,6	9.408	2,8	58.098,43	2,3	39,6
UCRANIA	15	3,9	13.107	4,0	84.893,98	3,4	47,2
REINO UNIDO	16	4,1	9.243	2,8	62.658,05	2,5	17,8
CANADA	19	4,9	13.500	4,1	88.317,57	3,5	15,3
INDIA	20	5,1	4.391	1,3	28.947,67	1,1	3,7
COREA DEL SUR	23	5,9	20.739	6,3	147.763,46	5,9	34,6
CHINA	24	6,2	18.844	5,7	122.940,18	4,9	1,8
RUSIA	33	8,5	23.643	7,2	162.018,13	6,4	17,6
FRANCIA	58	14,9	63.130	19,1	423.509,48	16,8	77,7
EE.UU.	103	26,5	100.549	30,4	790.439,33	31,4	19,2
TOTAL	389		330.421		2.517.980,41		

Tabla 4. Países poseedores de tecnología nuclear para generación eléctrica

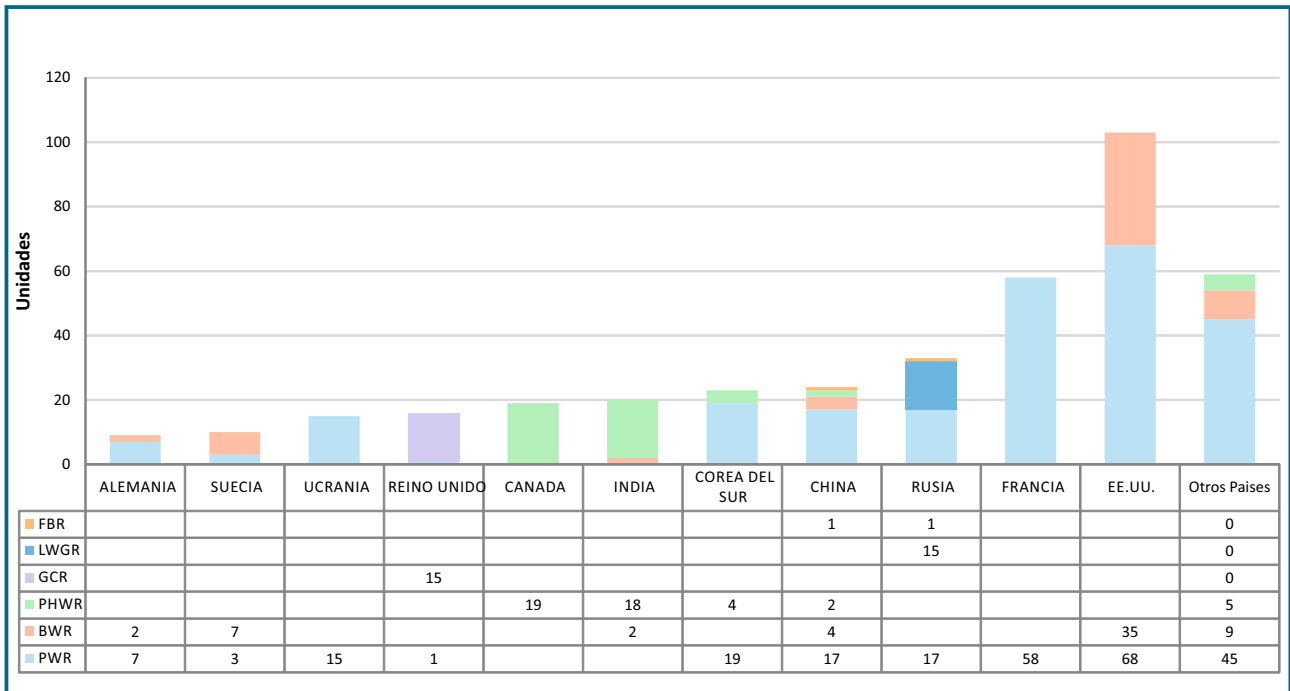


Figura 13. Centrales Nucleares instaladas por país

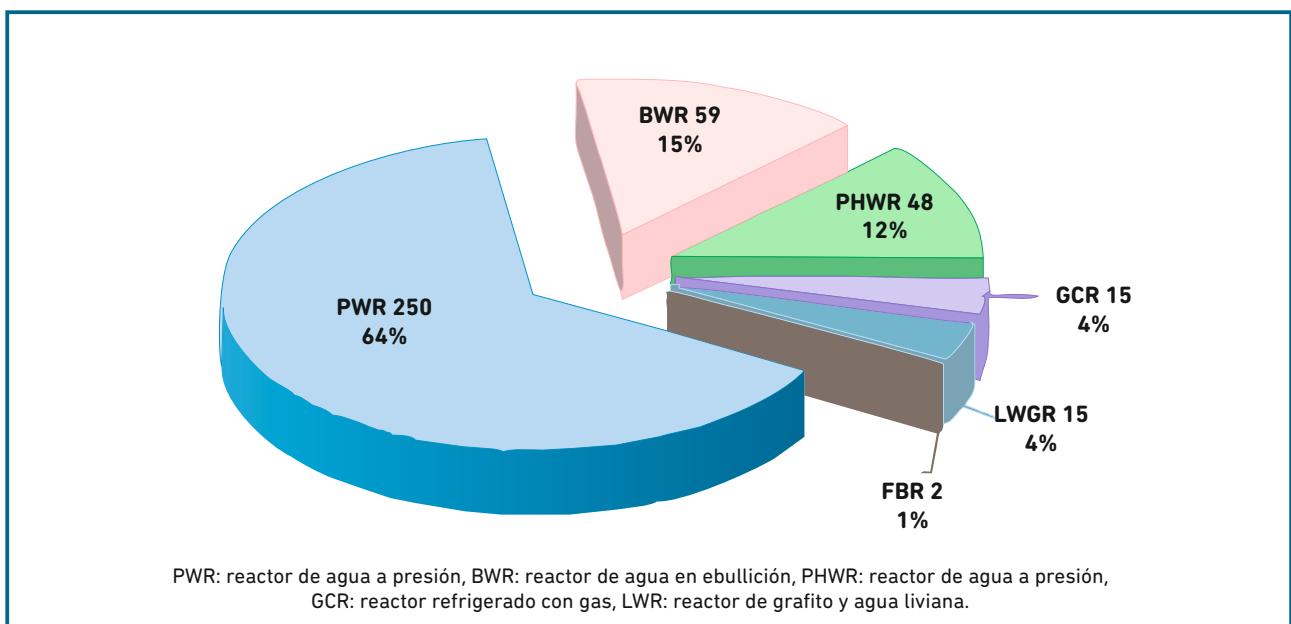


Figura 14. Centrales Nucleares instaladas en el mundo por tipo de tecnología

Prospectiva Nuclear Internacional

En la figura 15 se observan las centrales nucleares que entraron en operación desde 2003 a la fecha.

Los países de Europa del Este, encabezados por Rusia y los de Asia central y del este, han sido los principales países en construir centrales nucleares en los últimos diez años, y esta tendencia continúa, lo cual se observa en las centrales nucleares que iniciaron su construcción en los últimos 5 años.

Como se ve la Figura 16, en el año 2011 el inicio de construcciones disminuyó con respecto a 2010, como consecuencia de la revisión del diseño de los sistemas de seguridad de las centrales nucleares a raíz del accidente de la central nuclear de Fukushima y a la espera de señales políticas.

Esta tendencia se revirtió a partir del año 2012 con el aumento de la construcción de reactores nucleares respecto al año anterior, aunque sin superar los valores registrados para 2009 y 2010.

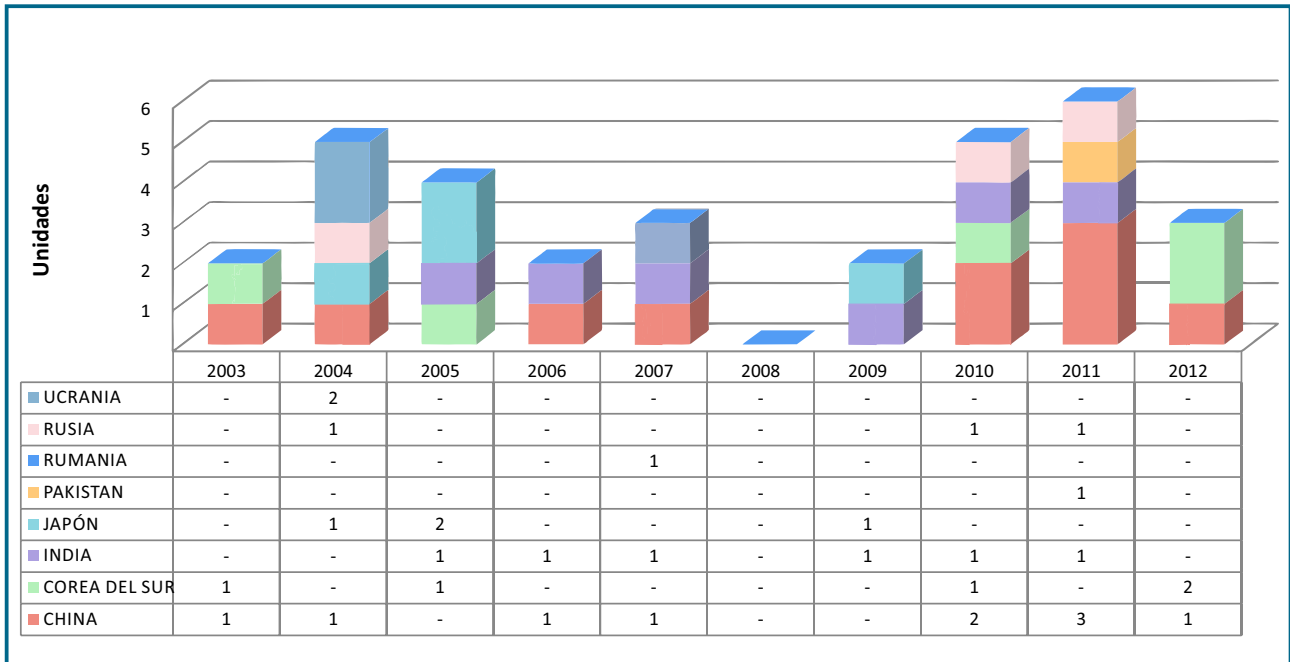


Figura 15. Centrales Nucleares conectadas en el mundo en los últimos 10 años

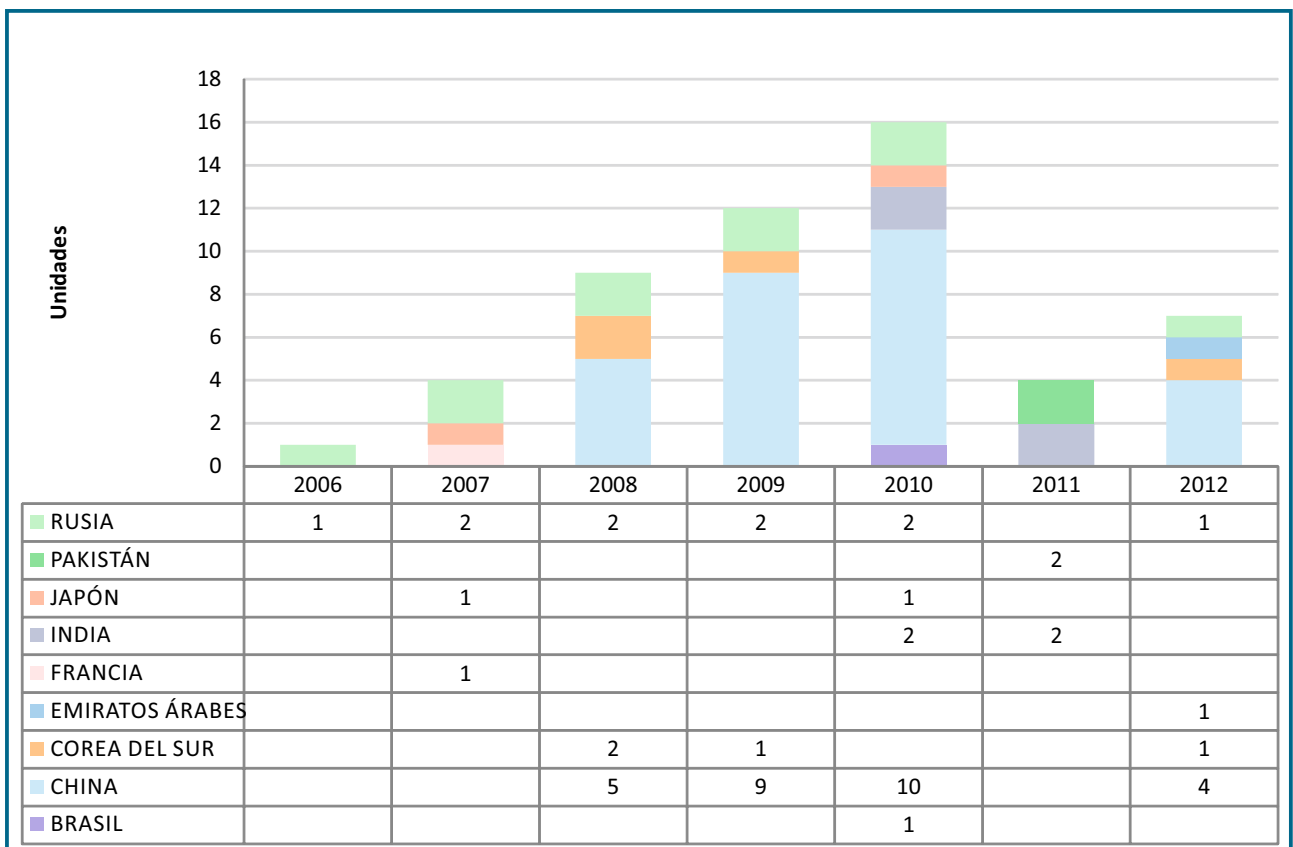


Figura 16. Centrales Nucleares que comenzaron su construcción en los últimos años

Como se explicó anteriormente, actualmente los países de Asia central y del este (China, Japón, Corea del Sur, son los principales impulsores del desarrollo de la energía nuclear. Rusia, también hace una apuesta fuerte en este sentido. Sin embargo, EE.UU. también tiene planeado la construcción de 20 reactores nucleares para cubrir la demanda energética como se muestra en la Figura 17.

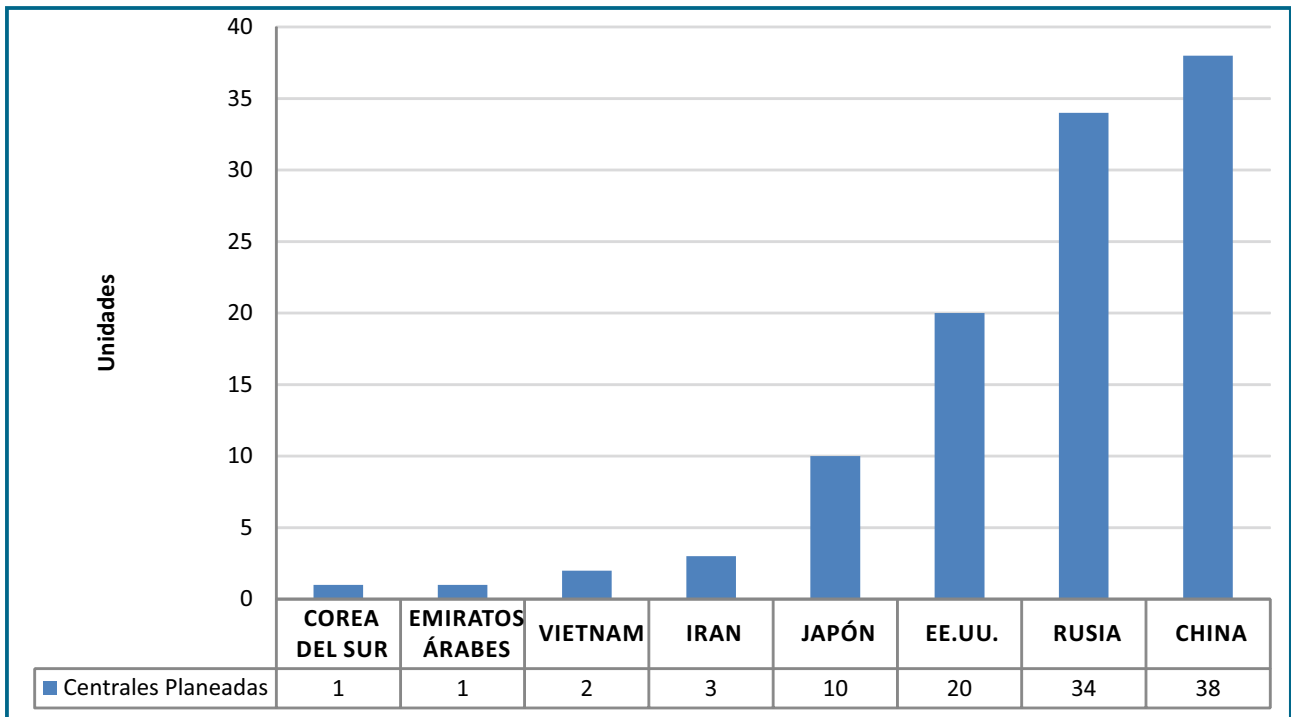


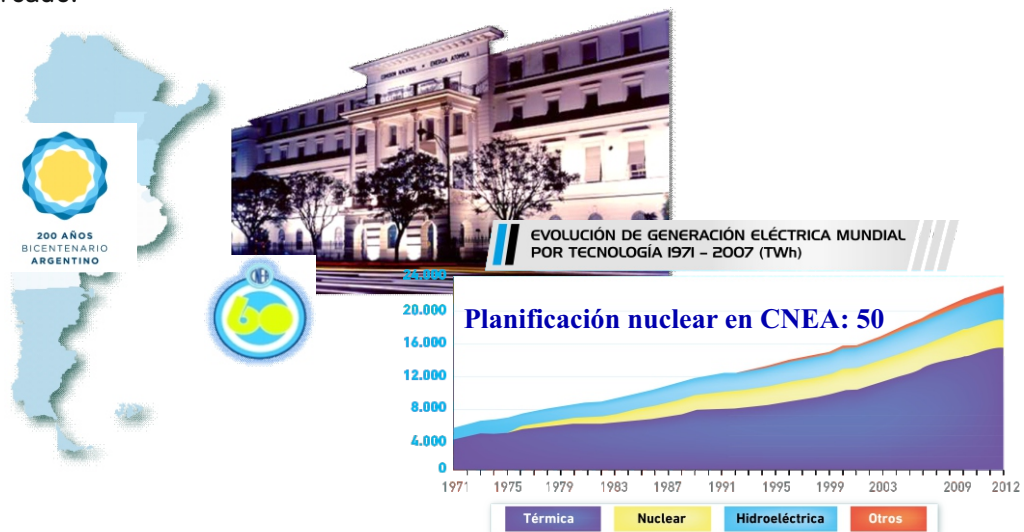
Figura 17. Centrales Nucleares planeadas para la construcción

Cabe destacar que la mayoría de los reactores nucleares actuales que se encuentran en operación en EE.UU. iniciaron sus operaciones en las décadas del 70 y 80 y se encuentran actualmente en la mitad de su vida útil. Por lo tanto, varios de los reactores planeados sustituirán a estas centrales en los próximos años.

Importancia de la Planificación Nuclear en CNEA

Como se pudo observar en el desarrollo del presente artículo, la Planificación Nuclear en CNEA se realiza desde hace aproximadamente 50 años. Considerando que hace muy poco se celebraron los 60 años de la Institución, coincidente con el bicentenario de la patria, se destaca que la actividad nuclear ocupa una porción muy importante en la vida de la Nación, ya que se ha desarrollado en más de un cuarto de su historia.

Se puede decir entonces, que la planificación en CNEA siempre fue considerada de importancia estratégica a los efectos de poder asesorar a las autoridades nacionales. Esta actividad intrínseca de la institución fue mantenida aún en épocas en que la planificación a nivel nacional fue reemplazada por las reglas del mercado.



Para ello fue muy importante la formación y herramientas (modelos ENPEP, WASP, MAED, MESSAGE, etc.) obtenidos del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) a través de los cursos y talleres de discusión al que los profesionales del sector han asistido.

La importancia de mantener e incrementar las capacidades en prospectiva nuclear en CNEA se fundamenta en que para asesorar a las autoridades se debe tener una visión global, en la cual se deben conocer diferentes factores tales como: el mercado eléctrico local, las redes de transmisión, las demandas locales y regionales, el conocimiento de las tecnologías, la competitividad de la nucleoelectricidad frente a otras tecnologías, los probables sitios de localización, el ciclo de combustible nacional, las características de los reactores nucleares que existen actualmente en el mercado y sus respectivos combustibles, la participación local y el seguimiento internacional del sector.

El conocimiento de las nuevas tecnologías y su disponibilidad en el tiempo permitirá realizar estudios prospectivos de largo plazo en la Argentina incorporando reactores avanzados en su ciclo de combustible, enmarcados en las actividades que se desarrollan en forma continua con OIEA.

Los beneficios intangibles de la planificación nuclear abarcan aspectos tales como la conservación del conocimiento, la capacitación de recursos humanos para un normal desenvolvimiento de esta actividad y también para colaborar en el adecuado abastecimiento energético del país, la elevación del nivel tecnológico y la mayor penetración y desarrollo de la industria nacional entre otros.

Comentarios Finales

Desde sus orígenes CNEA realiza actividades continuas relacionadas con la prospectiva nuclear y la planificación energética con el fin de evaluar la competitividad nuclear a nivel local, nacional e internacional. El análisis de los distintos escenarios considerados es la base para la planificación estratégica institucional.

Estas actividades se desarrollan dentro de la Subgerencia de Planificación Estratégica, integrada por 2 Divisiones, una de las cuales se dedica a la Prospectiva Nuclear y Planificación Energética, tal como se

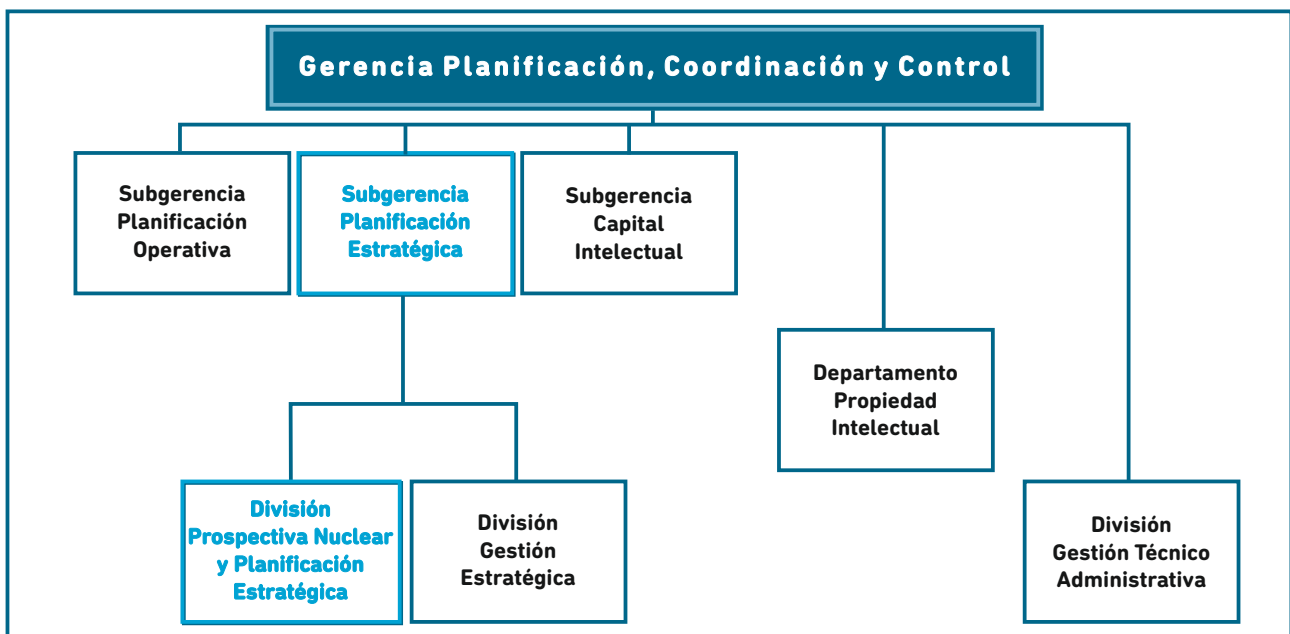


Figura 18. Organigrama de la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control

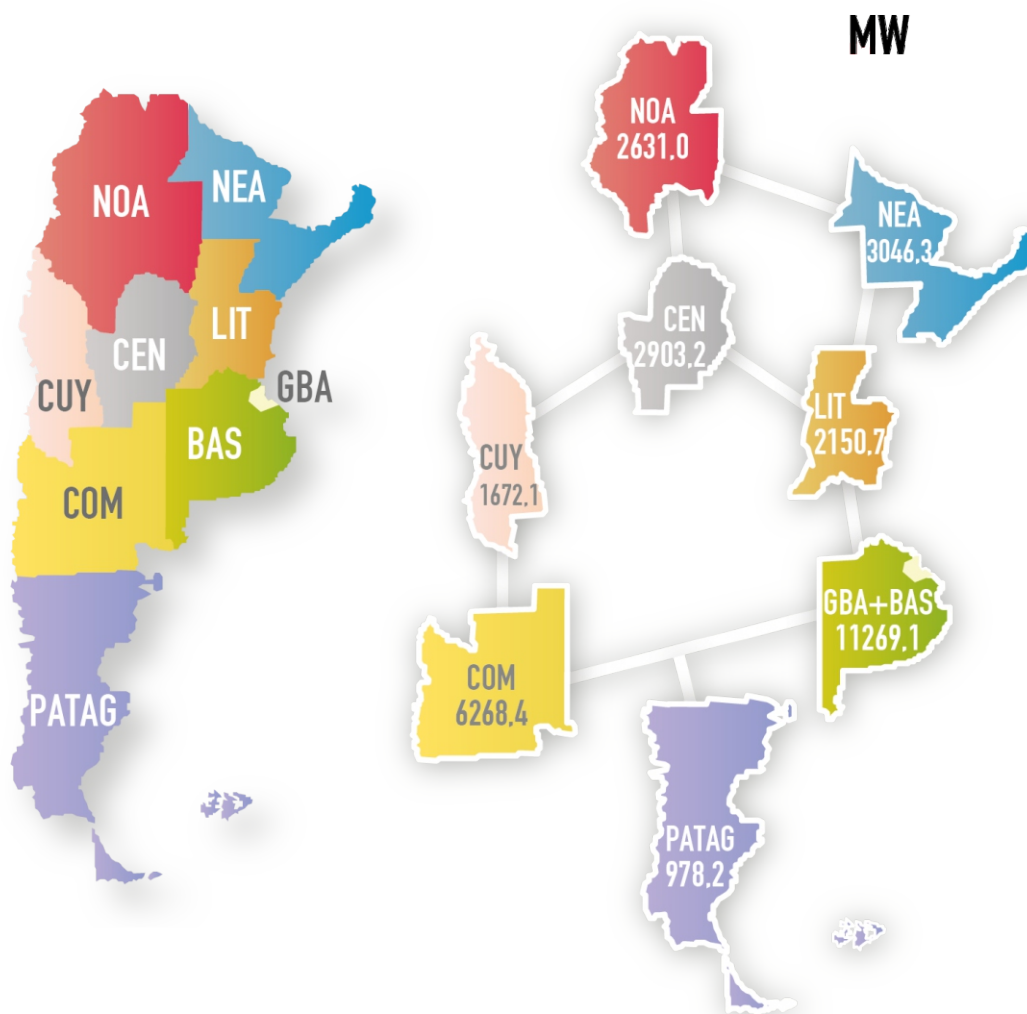
En la actualidad resulta indiscutible que la actividad nuclear requiere de un planeamiento a largo plazo, tanto para alcanzar los objetivos de desarrollo científico y tecnológico propios de su área de incumbencia como para contribuir con esos avances a mejorar la calidad de vida de la sociedad a través de una fuente de generación de electricidad segura confiable y económica.

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a la potencia instalada en MW, a diciembre de 2012.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2012, es de 31.138,9 MW, ésta incluye 220 MW de generación móvil, los cuales no tienen una ubicación fija sino que se desplazan de acuerdo con las necesidades regionales.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en tres tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (combinación de los tipos anteriores, donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (MD), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

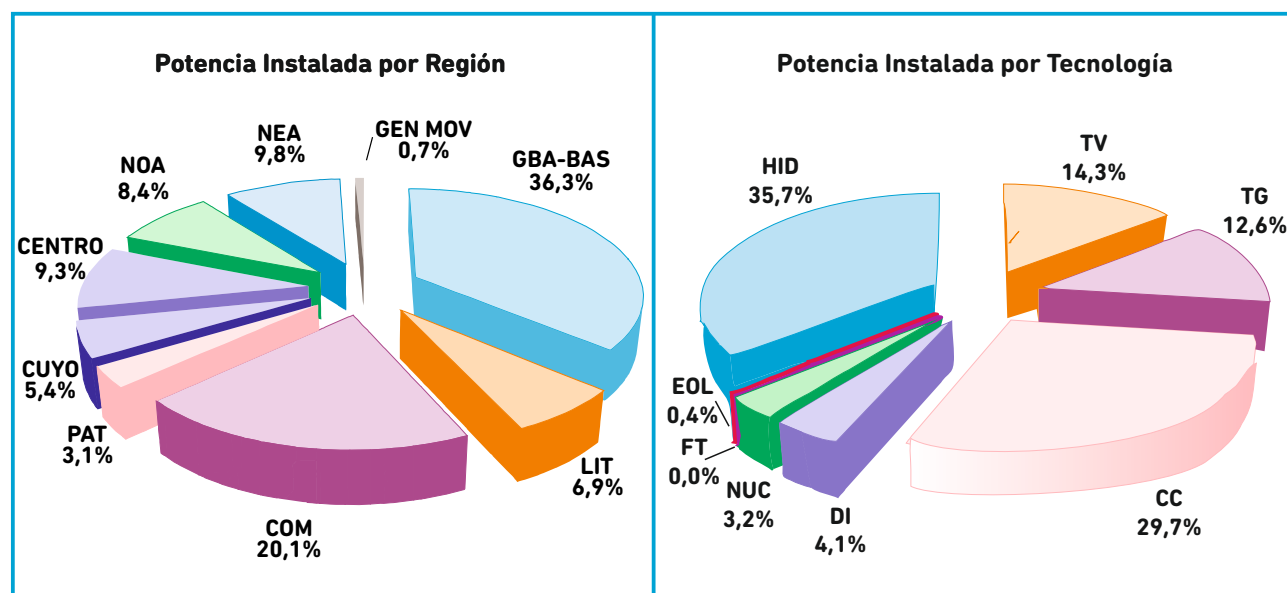
La tabla siguiente expone la potencia instalada en MW clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	SO	EO	HID	Total
CUYO	142,8	66,8	374,2		583,8		6,2		1.082,1	1.672,1
COMAHUE		207,9	1.282,5	73,3	1.563,7				4.704,7	6.268,4
NOA	301,0	1.001,0	829,2	257,4	2.388,6			25,2	217,2	2631,0
CENTRO	200,0	526,8	547,3	63,5	1.337,6	648,0			917,6	2.903,2
GBA - BAS	3.603,2	960,0	5139,0	181,0	9.927,0	357,0	0,0	0,3		1.0284,0
LIT	217,0	82,0	845,0	58,0	1.202,0				945,0	2147,0
NEA		59,0		242,3	301,3				2745,0	3.046,3
PAT		160,0	188,1	25,0	373,1			86,3	518,8	978,2
Generación móvil				220,0	220,0					220,0
Total	4.464,0	3939,5	9205,3	1.277,2	18.885,5	1.005,0	6,2	111,8	11.130,4	31.138,9
<i>Relación</i>		<i>%</i>			60,65	3,23	0,02	0,36	35,74	

En el segundo semestre de 2012 se incorporaron al SADI 572,3 MW, los cuales incluyen 220 MW de generación móvil. Las principales diferencias respecto de junio de 2012 son:

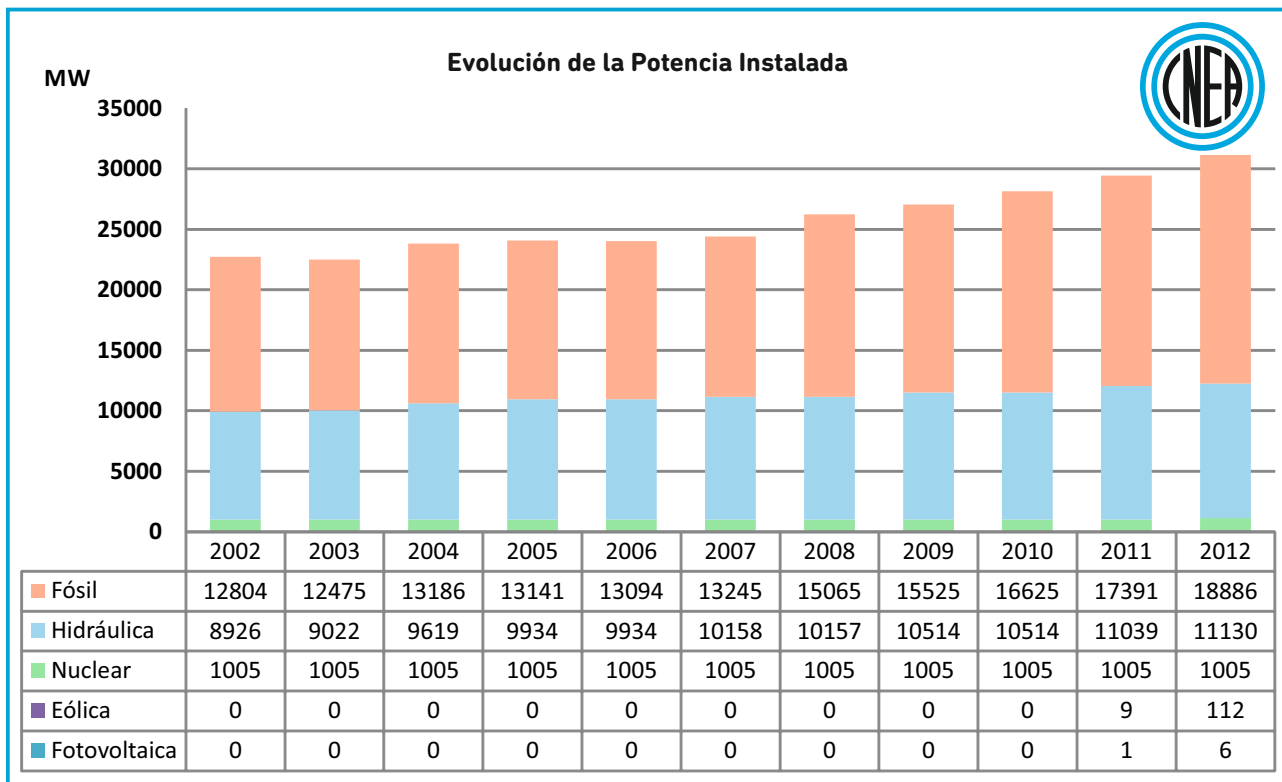
- En la región Centro (CEN) se ingresaron 10,8 MW de MD en la central térmica Levalle.
- En la región del Gran Buenos Aires - Litoral - Buenos Aires, se produjo la habilitación de operación de la TG de Brigadier López, totalizando una potencia de 280 MW. Además entró en operación comercial la Central Térmica (C.T.) Magdalena (ENARSA) con motores diesel, totalizando una potencia de 25 MW.
- En la región NOA se habilitó la operación precaria en el MEM de la Central Térmica San Miguel Norte III - Enarsa de la potencia adicional de los 6 motogeneradores, totalizando una potencia de 11,5 MW.
- C. T. UGA – El Huemul con motores diesel totalizando 25 MW.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías.

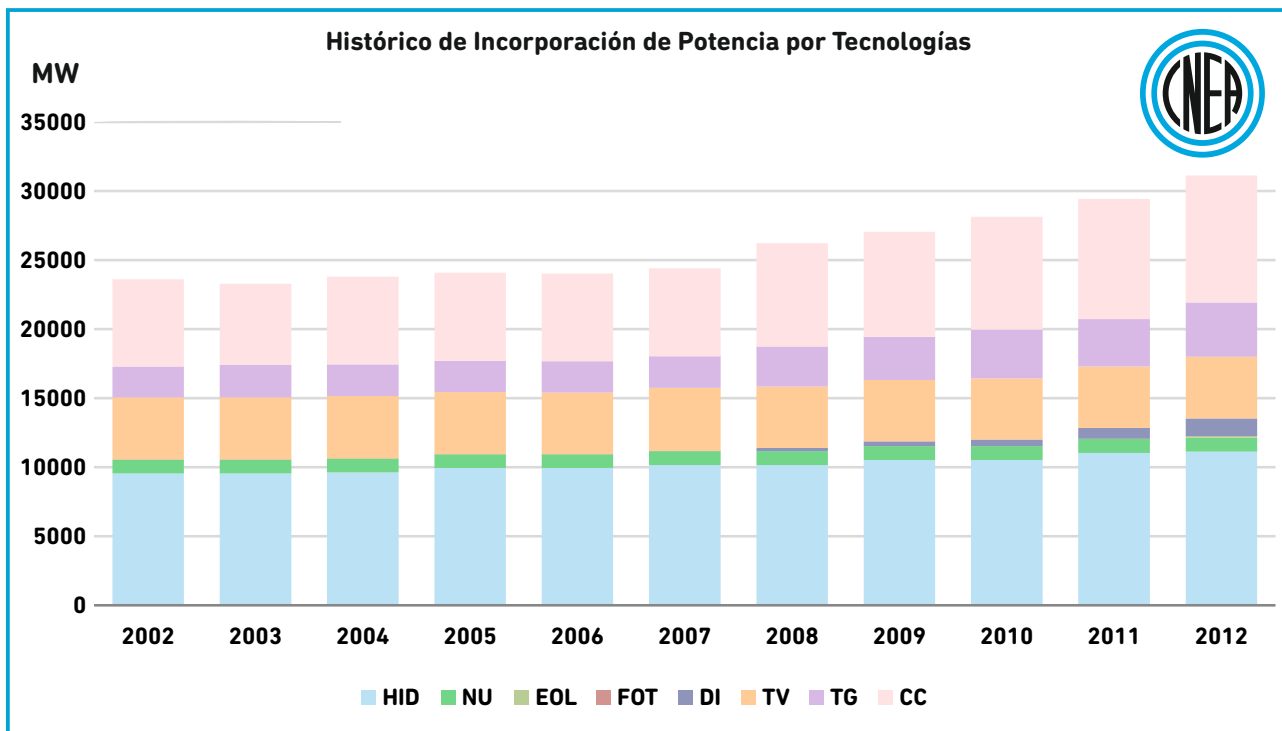


Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La más importante de ellas es la eólica con aproximadamente 28 MWe.

Evolución de la Potencia Instalada

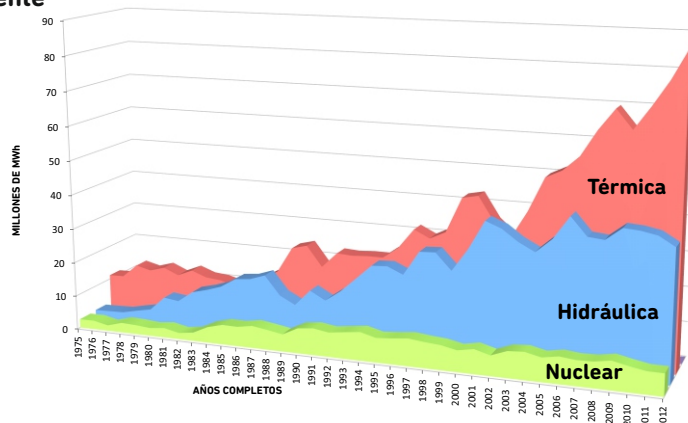


Histórico de Incorporación de Potencia por Tecnologías



Generación de Energía Eléctrica

Sistema Argentino de Interconexión (SADI) Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente



*Nota: La generación de Otras renovables, como ser la eólica y la fotovoltaica, que comenzó a partir del año 2011 con un valor de 13.100 MWh y subió a 350.100 MWh para el año 2012, por la magnitud no es visible en el gráfico.

Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica MWh	%	Hidráulica MWh	%	Nuclear MWh	%	REN MWh	%	Total MWh
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85			43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02			45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78			47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55			52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30			57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79			59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65			64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	1,50			69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47			71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33			76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47			82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33			84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49			77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02			83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59			91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08			96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10			108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56			110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36			115.716.688
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,9	8.161.669	7,11			114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011	78.876.400	62,98	39.977.700	31,92	6.370.904	5,09	13.100		125.238.104
2012	87.538.100	66,54	37.307.200	28,36	6.361.168	4,84	350.100	0,27	131.556.568
Total	1.283.017.143	54,05	867.359.834	36,54	223.100.717	9,40	363.200	0,02	2.373.840.894

Generación Nucleoelectrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino. Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada por CNA I MWh	Energía Bruta Generada por CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA I-CNE MWh	CNA I-CNE Factor de Disponibilidad Total en el SADI %
1990	59,75	95,69	1.868.571	5.411.627	7.280.198	82,92
1991	92,58	89,37	2.895.226	4.876.010	7.771.236	90,51
1992	75,96	84,24	2.382.000	4.698.633	7.080.633	81,30
1993	81,86	90,43	2.560.205	5.133.946	7.694.151	87,39
1994	86,03	97,68	2.690.435	5.544.518	8.234.953	93,54
1995	91,08	74,32	2.848.210	4.218.529	7.066.739	80,27
1996	69,78	92,60	2.188.238	5.271.070	7.459.308	84,50
1997	92,74	89,14	2.900.396	5.060.203	7.960.599	90,42
1998	80,95	86,72	2.531.503	4.921.325	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07	1.490.158	5.615.818	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21	1.787.473	4.389.617	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	1.521.612	5.537.026	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	1.077.094	4.743.720	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	2.152.220	5.414.069	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	2.903.329	4.965.274	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	2.132.622	4.724.404	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	2.231.018	5.459.891	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	2.891.410	4.325.818	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	2.638.118	4.722.270	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	2.554.541	5.607.128	8.161.669	92,73
2010	94,64	68,55	2.959.589	4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	68,55	2.479.958	3.890.946	6.370.904	72,37
2012	84,42	65,24	2.647.423	3.713.745	6.361.168	72,06

Nota: desde el año 2011 la Central Nuclear Embalse ha reducido su capacidad al 80% a fines de realizar tareas de preparación para la extensión de su vida útil.

Picos de Potencia



Durante el segundo semestre de 2012, no se registraron nuevos picos de potencia superior, siendo el último pico de potencia el registrado el día 16 de febrero, con un valor de 21.949 MW.

En la oportunidad en que tuvo lugar el pico de demanda, ésta fue abastecida de la siguiente manera, según información de CAMMESA.

Jueves 16-02-2012 hora: 15:10

Generación Nuclear	859
Generación Térmica	12.407
Generación Hidráulica	8.664
Generación Total	21.930
Importación de Paraguay	19
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	21.949
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1.383

Temperatura promedio GBA + Litoral

33,9 °C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	120	0	120
CC	0	0	0
DI	464	0	464
Total	584	01	584

Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por combustible	Maquinas F/S por mantenimiento programado	Por Problemas en Maq. F/S	Por Problemas en Maq. E/S	Total
TV	101	251	421	586	1.359
TG	51	205	1.616	343	2.215
CC	0	0	458	859	1.317
Total	152	456	2.495	1.788	4.891

Generación Hidráulica

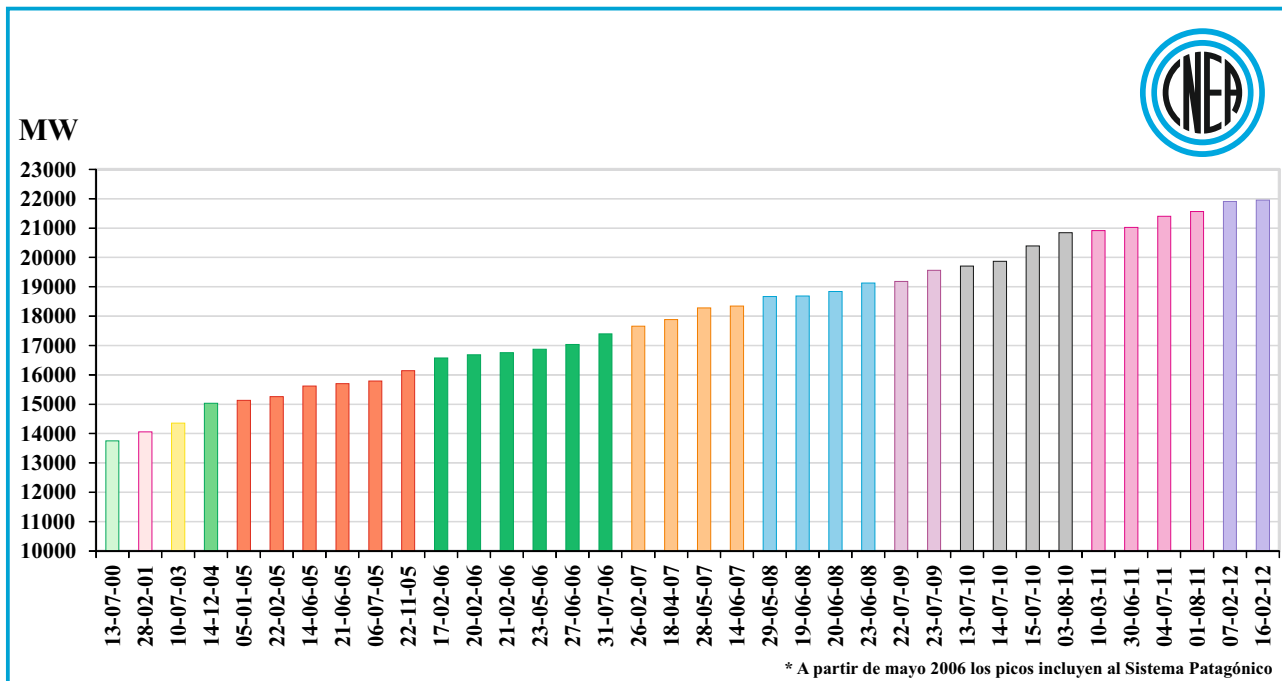
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C.CABRA CORRAL	0	C.YACYRETA	270
C.F.AMEGHINO	0	C.FUTALEUFU	118
Total	0	Total	733

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

C.N.EMBALSE	124
Total	124

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde dicha fecha hasta el 1 de marzo del año 2006, los valores corresponden al SADI, sin incluir al Sistema Patagónico aislado. A partir de mayo del año 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye el Sistema Patagónico, luego de su vinculación eléctrica.



Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

Generación Distribuida: ingresos previstos de 90 MW en: Alte. Brown 5 MW, Miramar II 20 MW.

Equipamiento Modelado (entrada en servicio estimada): Central Nuclear Atucha II, diciembre de 2013.

Costo Variable de Producción

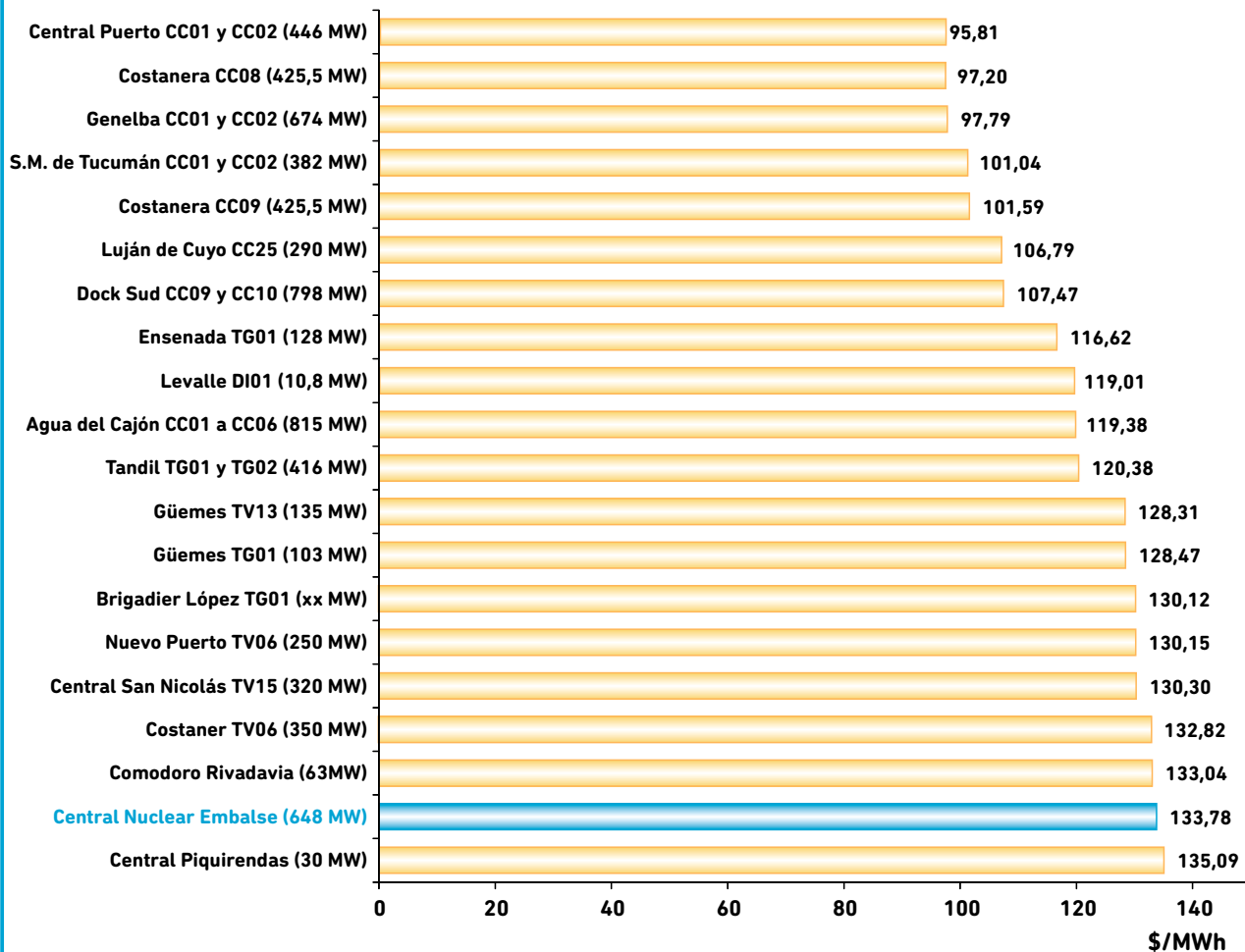
Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objeto de ello es abastecer la demanda minimizando el costo de producción sumado al de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía NO Suministrada.

La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconocen como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobrecostos transitorios de despacho” es un prorrateo de este sobrecosto entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las primeras unidades luego de considerar las centrales hidráulicas de base.

**Orden de Despacho Térmico
Diciembre 2012**


En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA. Es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los CC por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de lo que es en realidad.

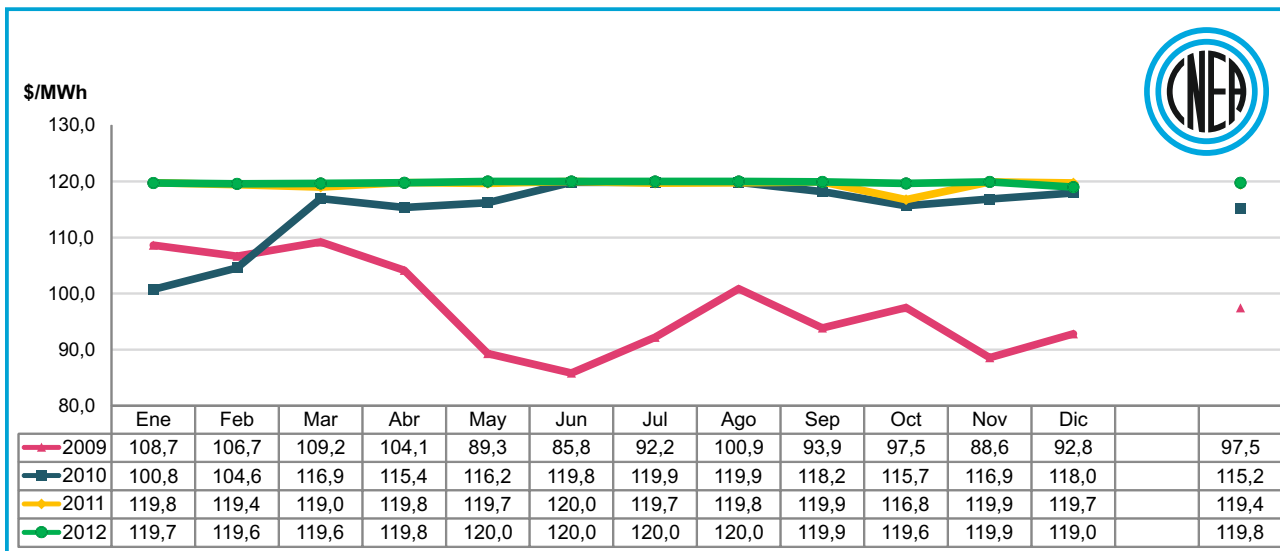
Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores con sus respectivos factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último ha tenido pequeñas variaciones en estos últimos años por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida por CAMMESA para con los agentes generadores, que se ha saldado parcialmente a través de mecanismos como el FONINVEMEM, por el que se han construido las centrales de General Belgrano y San Martín.

Evolución de los Precios



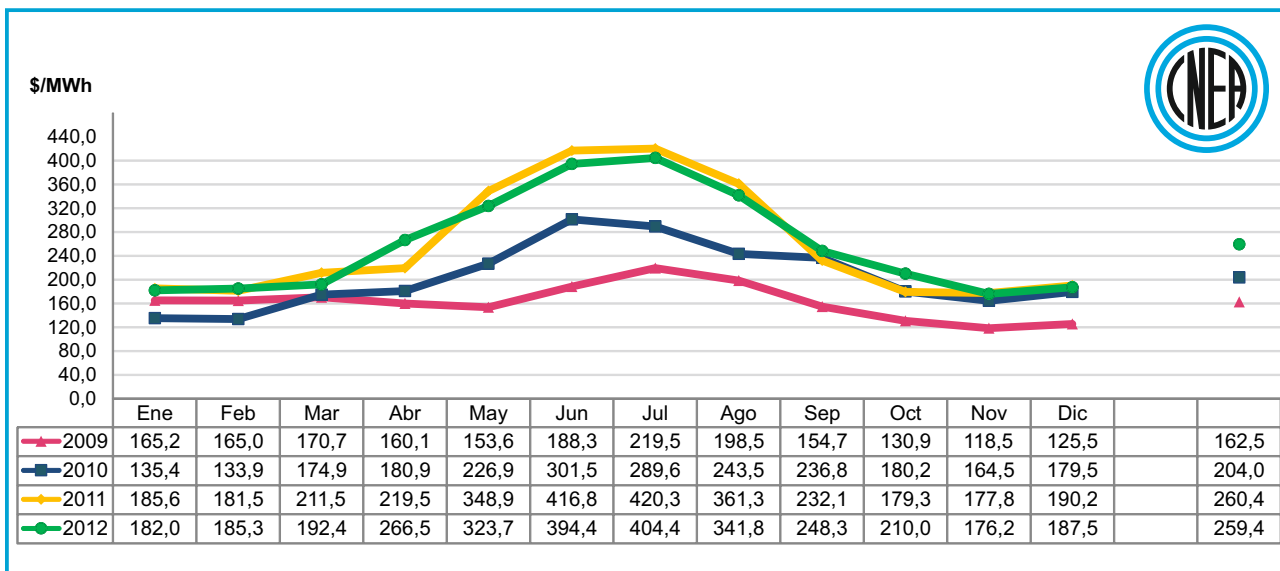
Se indica a continuación la evolución del precio en pesos de la energía en el mercado spot durante los últimos cuatro años.



Precio de la energía en el MEM para el período 2009 – 2012

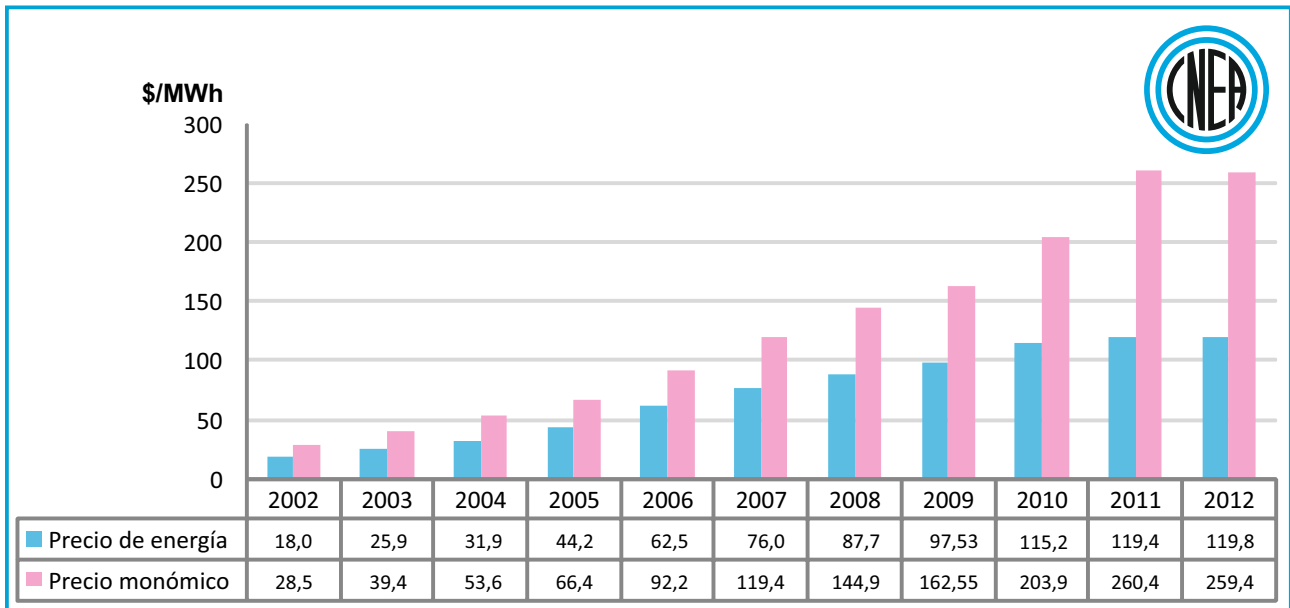
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos de los informes mensuales de CAMMESA.

A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde 2009 hasta 2012.

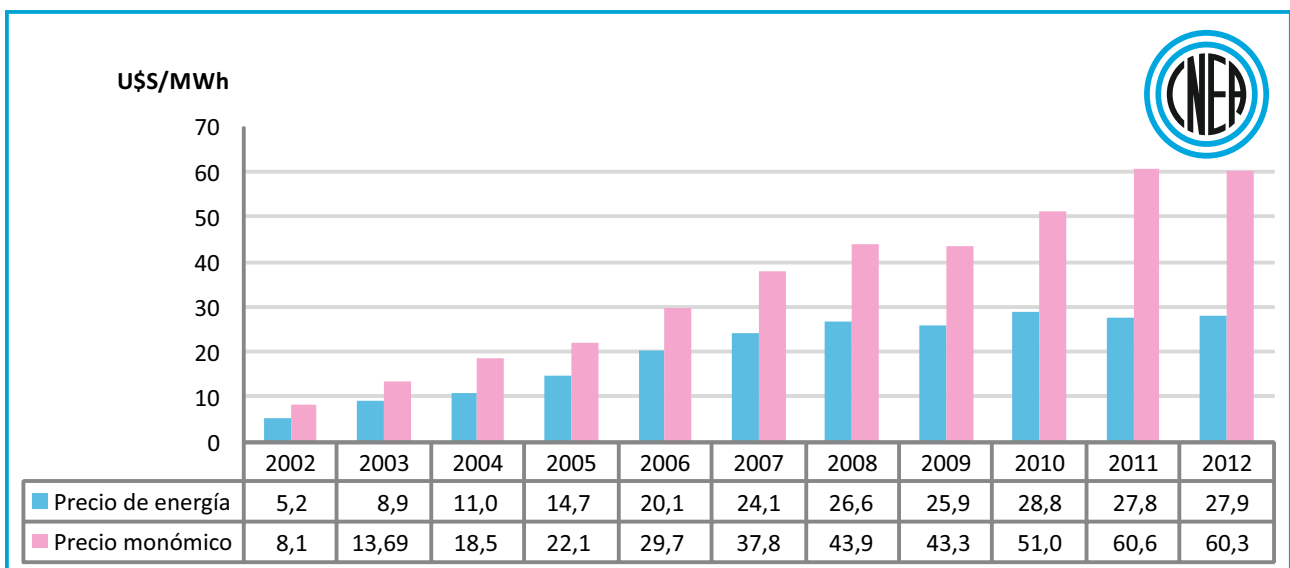


Precio Monómico en el MEM para el período 2009 – 2012

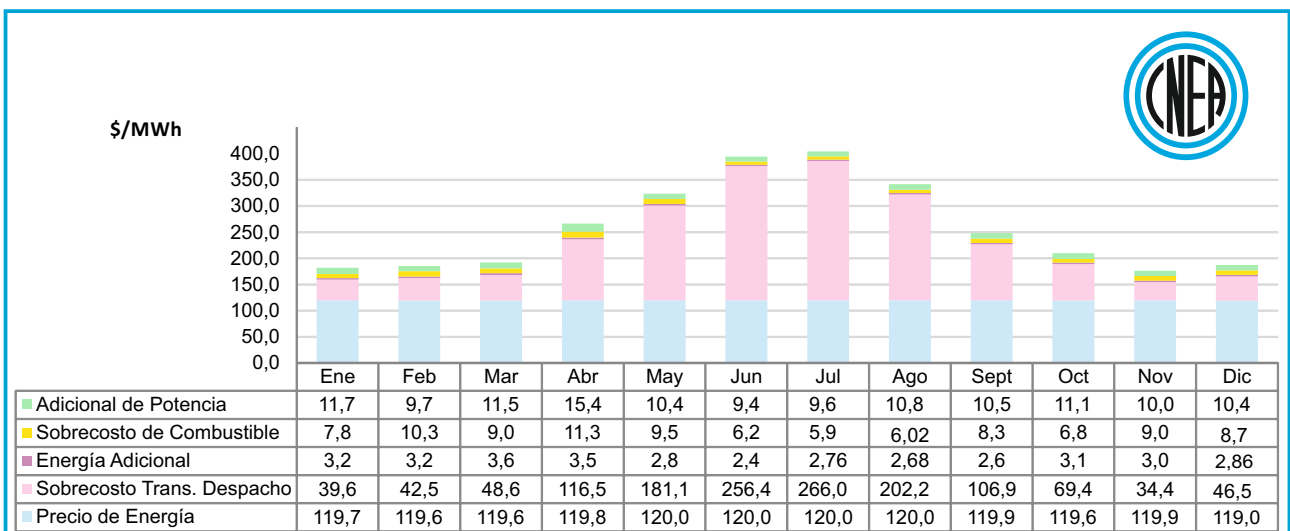
A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico de la misma desde el año 2000. Luego se presentan los ítems que se suman al precio de la energía de mercado para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA, tanto sea para el año 2012 como su evolución entre julio del año 2010 y diciembre de 2012.



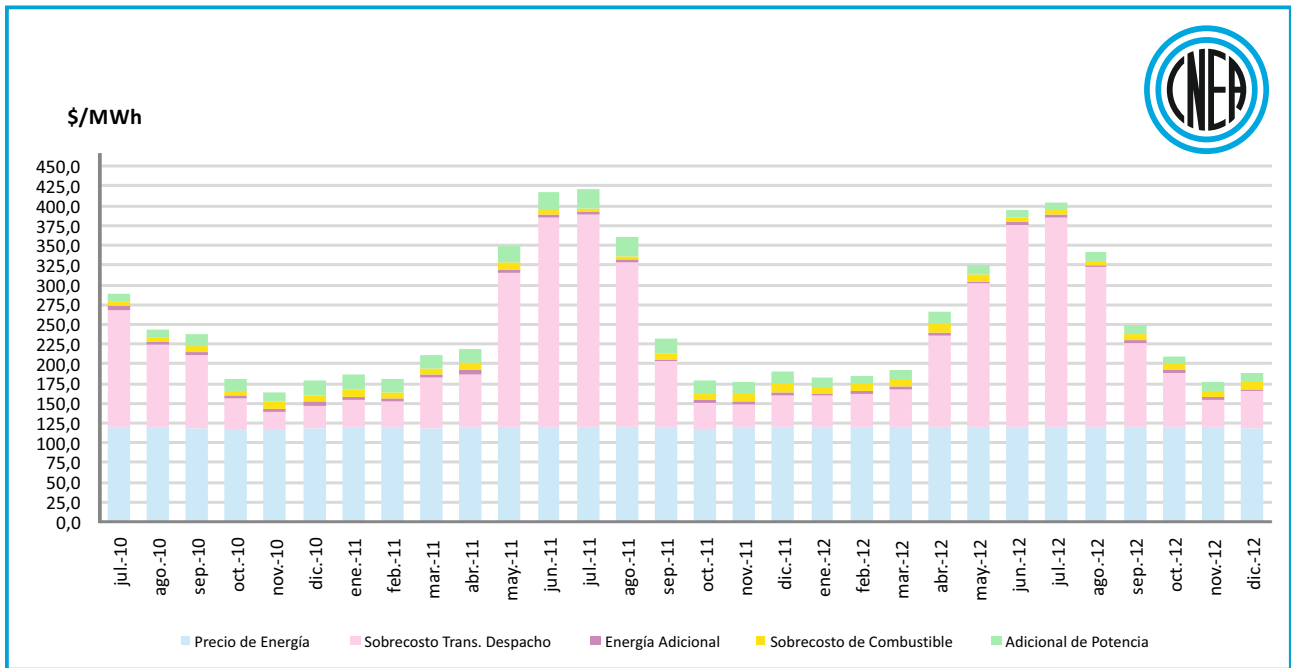
Precios Medios Anuales



Precios Medios Anuales



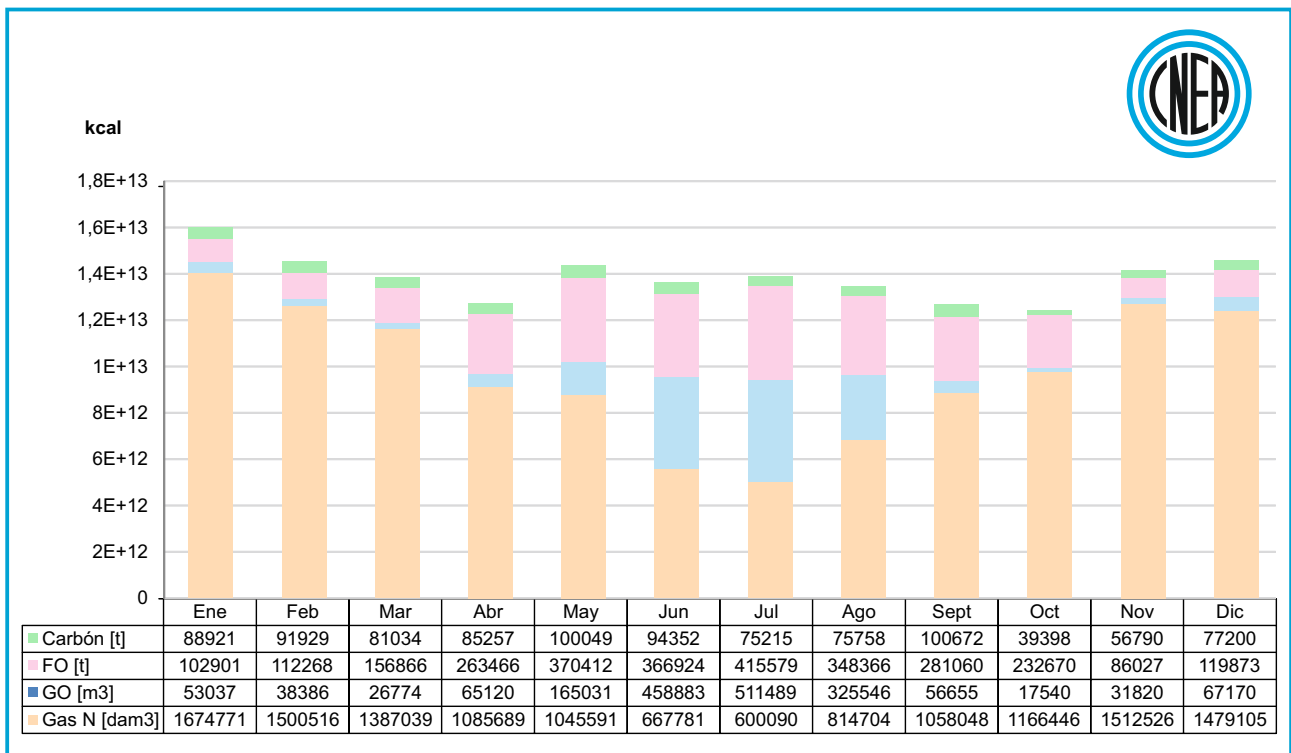
Composición del precio monómico año 2012



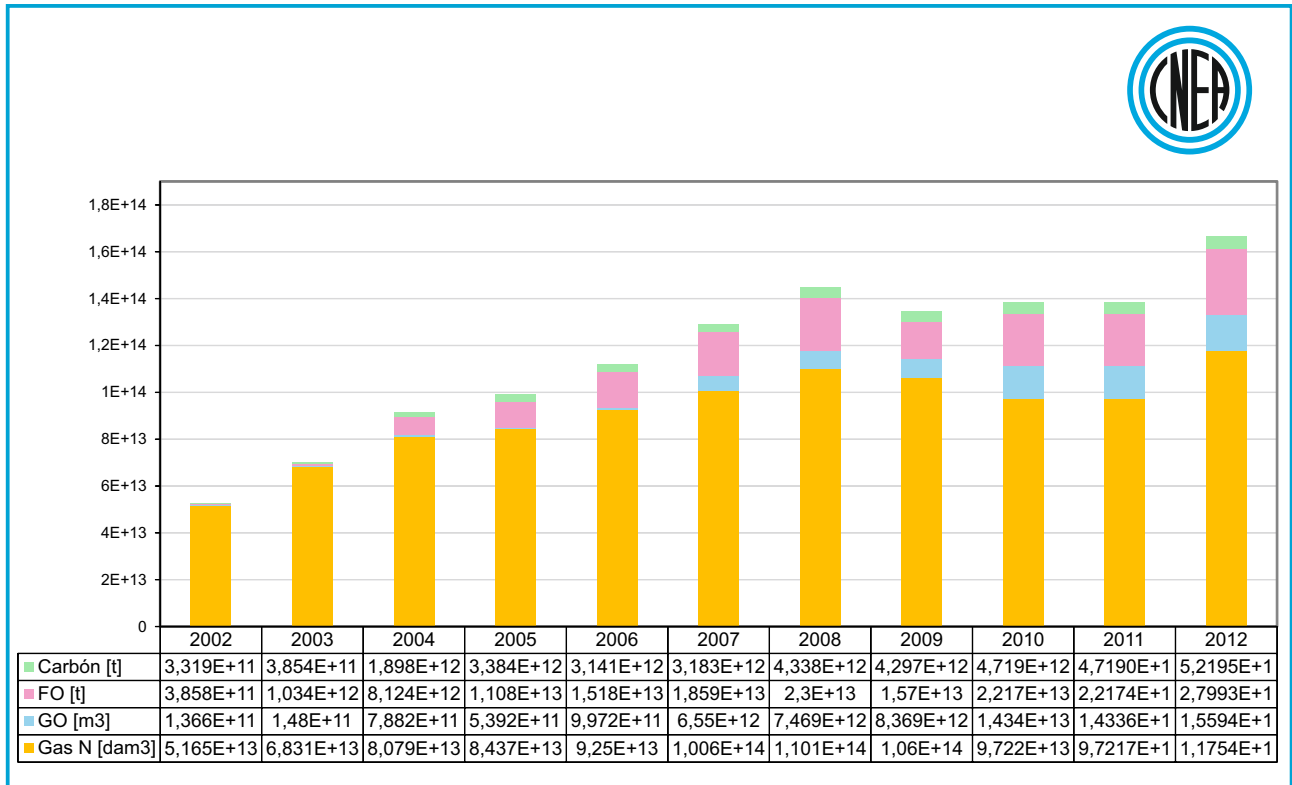
Composición del Precio Monómico

Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el año 2012 y el histórico para los años 2002 a 2012. En el gráfico se utilizan unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra el consumo en unidades físicas.

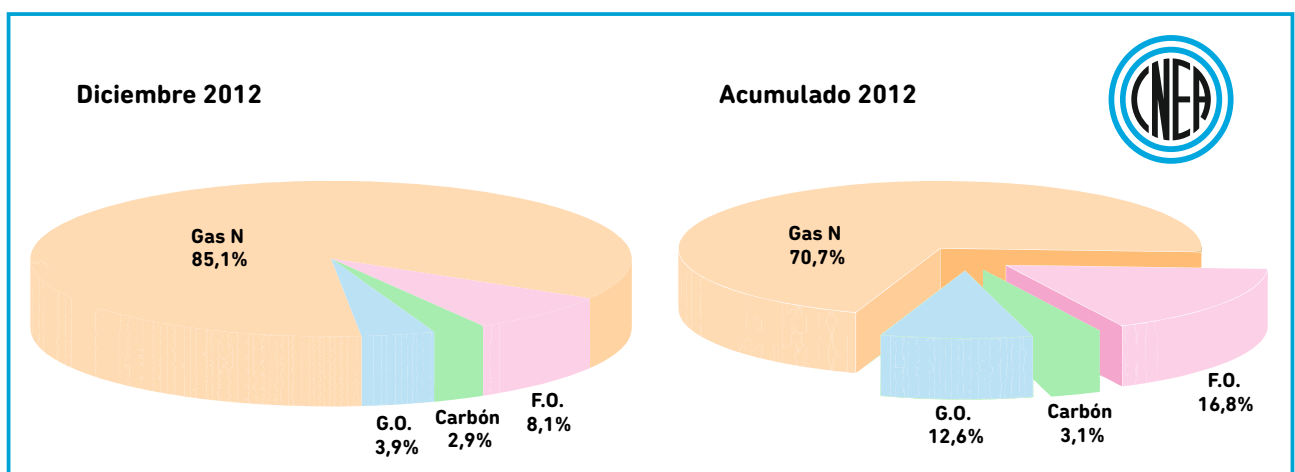


Consumo de combustibles en el MEM año 2012



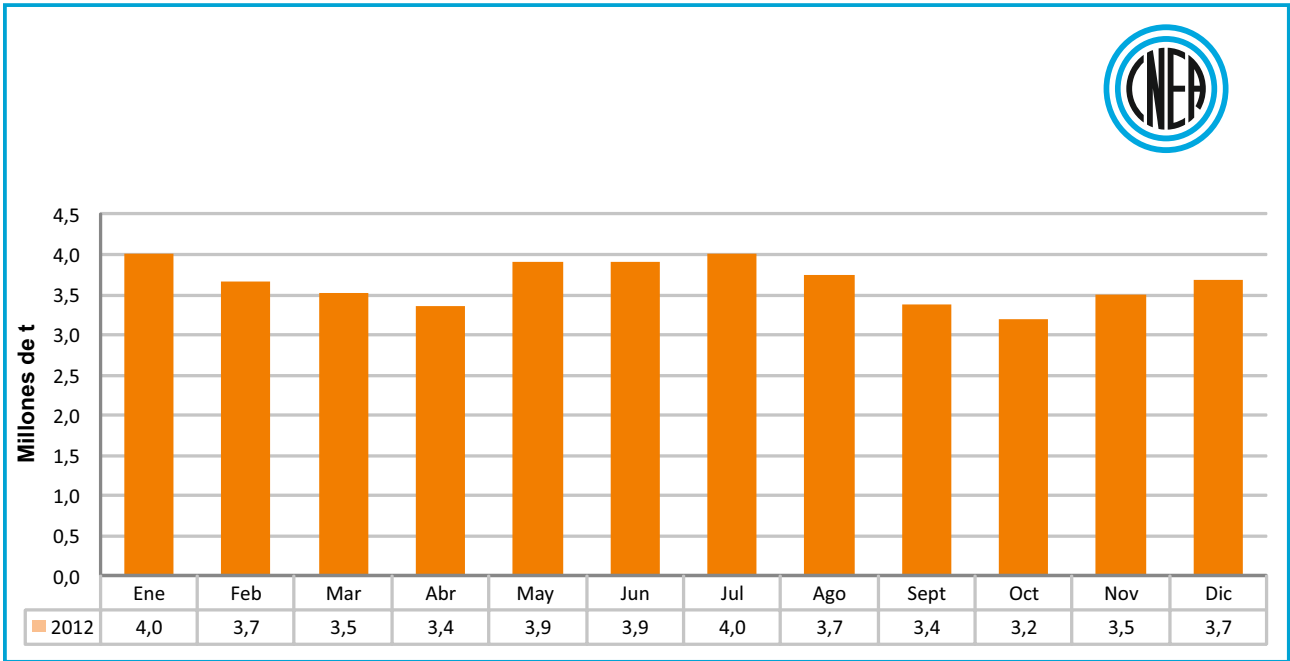
Consumo de Combustibles en el MEM período 2002 - 2012

En el siguiente gráfico en el diagrama de la izquierda se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en diciembre del año 2012 y en el de la derecha el acumulado durante el año 2012, en unidades equivalentes (energía).

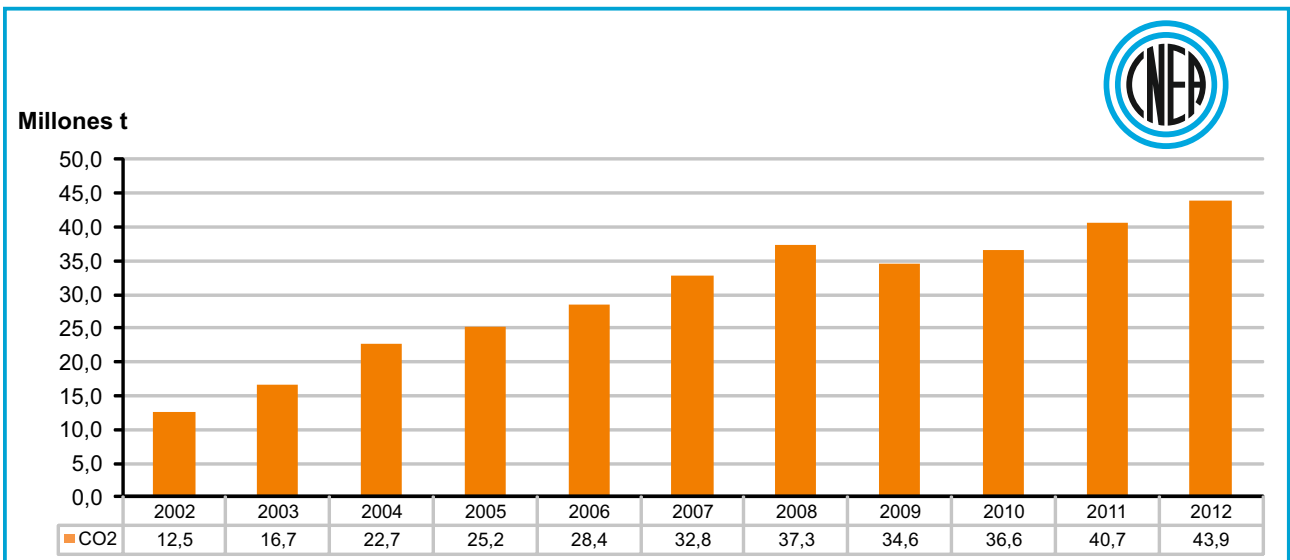


Consumo de Combustibles Fósiles

Posteriormente se puede observar en el gráfico que figura a continuación del anterior las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante el año 2012 y el histórico desde el año 2002 al 2012.



Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional



Evolución de las Emisiones CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional



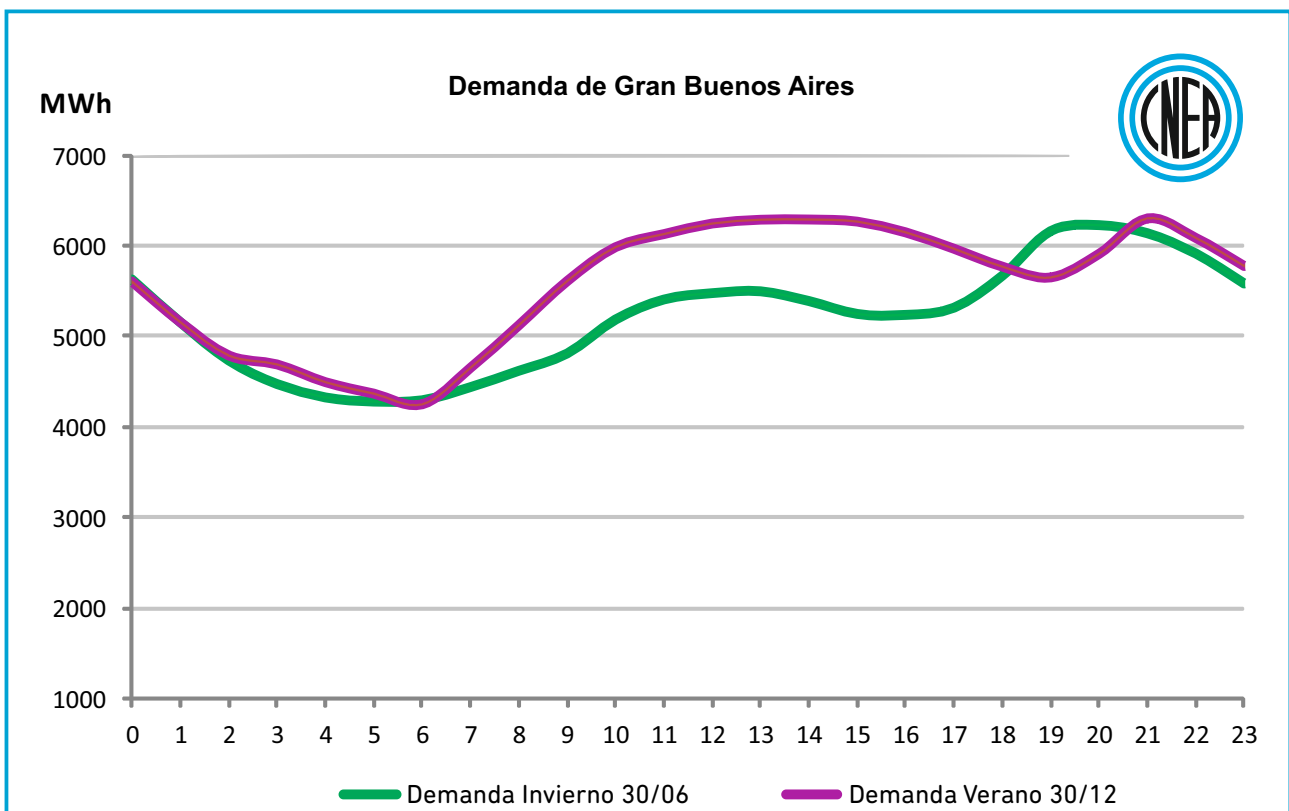
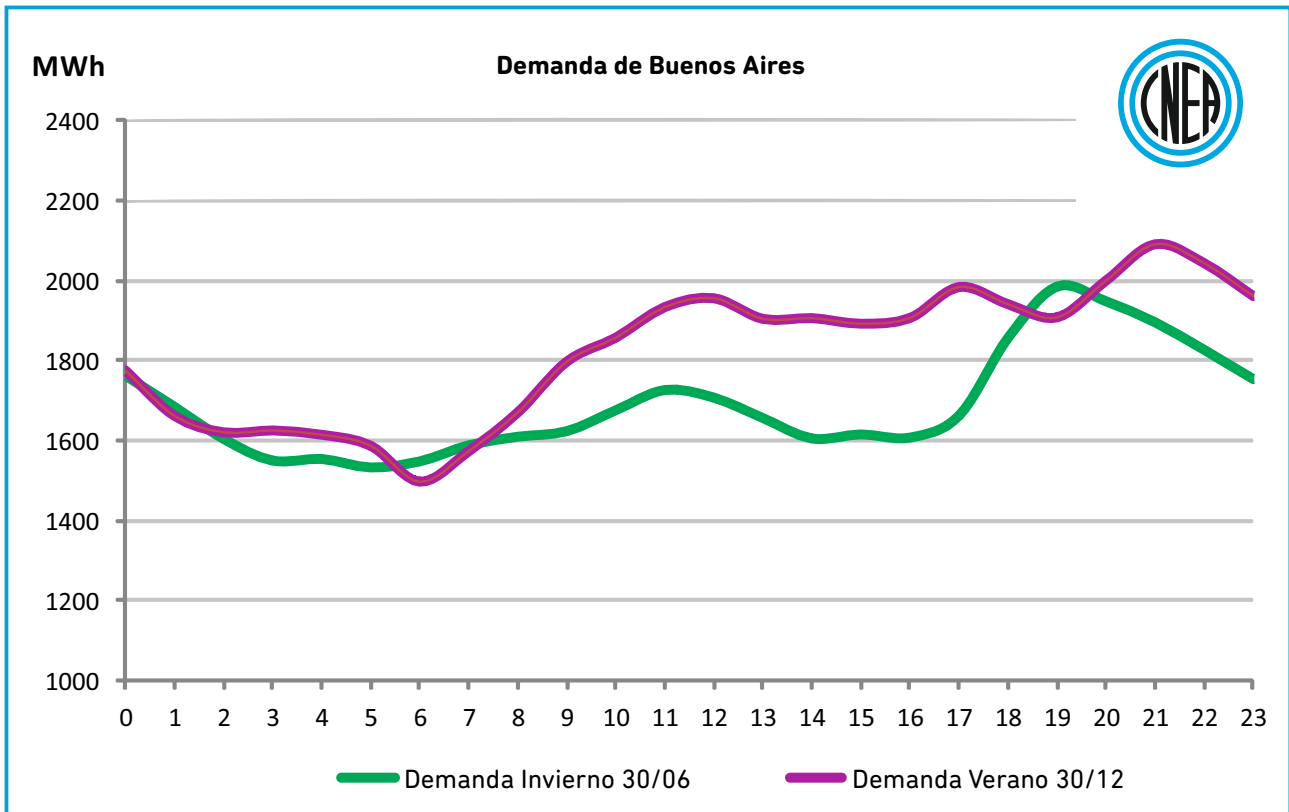
Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del Informe Eléctrico 2010 de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010, y de líneas de transmisión de ADEERA y CAMMESA.

Región Gran Buenos Aires-Buenos Aires

La región de GBA-BA está integrada por todos los partidos que componen la provincia de Buenos Aires, la cual según el Censo 2010 posee del orden 18.490.000 habitantes (47% de la población total de Argentina), distribuidos en 307.774 km² (11% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2010 se consumieron 50.420.000 MWh, lo que representa un 52,3% del total del país.

Demanda de Buenos Aires

A continuación se muestra la demanda de Buenos Aires y Gran Buenos Aires durante un día típico laborable de verano y de invierno.



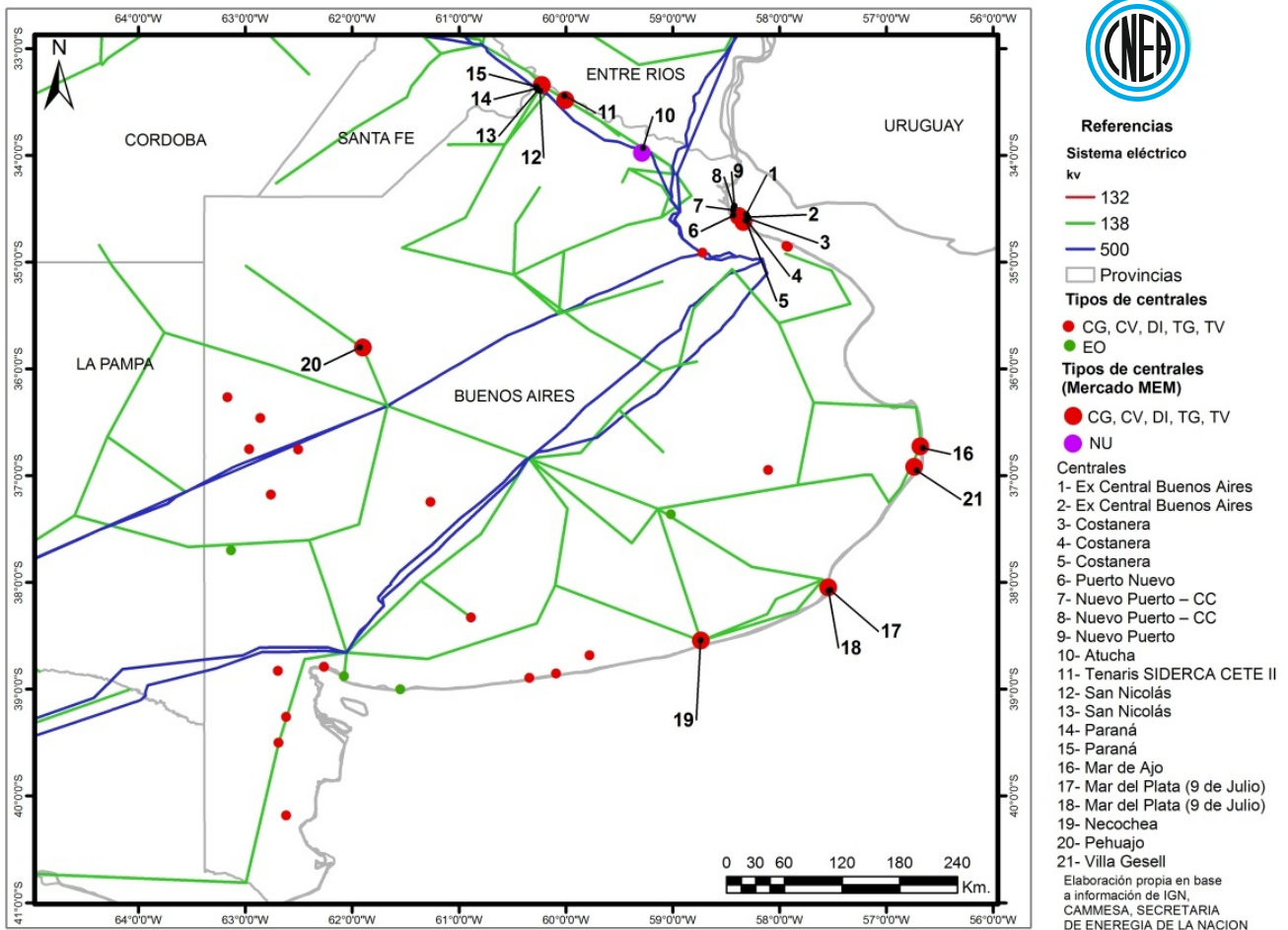
Potencia Instalada Gran Buenos Aires-Buenos Aires

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región Gran Buenos Aires-Buenos Aires es de 11.269,1 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de ellas.

Empresa	Central	Tecnología	Combustible	Combustible Alternativo	Potencia Instalada (MW)
C.COSTA ATLÁNTICA (EX ESEBAG)	NECOCHEA	TV	GN	FO	204,0
	MAR DE AJO	TG	GN	GO	30,0
	MAR DEL PLATA	TV,TG	GN	GO,FO	176,9
	VILLA GESELL	TG	GN	GO	125,0
CENTRAL DIQUE S.A.	DIQUE	TG	GN	GO	55,0
CENTRAL DOCK SUD	DOCK SUD	TG	GN	GO	869,5
CENTRAL PIEDRABUENA S.A.	BAHIA BLANCA	TV	GN	FO	620,0
CENTRAL PUERTO S.A.	NUEVO PUERTO	TV,CC	GN	FO,GO	1188,0
	PUERTO NUEVO	TV	GN	FO	589,0
ECOENERGÍA	ECOENERG CERRI	TV	GN	FO	13,2
EDEA GENERACIÓN	SAN CLEM. TUYU	DI	GO		14,0
ENARSA	LAS ARMAS	TG	GN	GO	33,7
	ARRECIFES ENARS	DI	GO		20,0
	BRIGADIER LÓPEZ	TG	GN	GO	280,0
	BRAGADO	TG	GN	GO	50,0,0
	CERES ENARSA	DI	GO		18,0
	COLÓN Bs.As.	DI	GO		15,0
	CAPITÁN SARMIENTO	DI	GO		5,0
	ENSE. BARRAGAN	TG	GN	GO	567,0
	JUNÍN	DI	GO		19,6
	LINCOLN	DI	GO		15,0
	LOBOS ENARSA	DI	GO		15,7
	LA PLATA	DI	GO		40,4
	MAGDALENA	DI	GO		25,0
	MATHEU	TG	GN	GO	40,0
	MIRAMAR I ENARS	DI	GO		20,0
	OLAVARR DELIVER	TG	GN	GO	38,8
	PEHUAJÓ	DI	GO		18,9
	PINAMAR	TG	GN	GO	20,5
	REALICÓ	DI	GO		24,0
	REM ESCAL ENARS	DI	GO		25,0
SALTO Bs.As.	DI	GO		22,5	
SAN MIGUEL NORTE III	DI	GO		11,5	
S. MARTÍN N ENAR	DI	GO		5,1	
VILLEGAS ENARSA	DI	GO		23,5	
ENDESA COSTANERA S.A.	COSTANERA	TV,CC	GN	FO,GO	1982,0
	BUENOS AIRES	CC	GN		321,6
GENELBA PETROBRAS	C.T. GENELBA	TG,CC	GN	GO	838,2
NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA S.A.	ATUCHA	PHWR	Uranio levemente enriquecido		357,0
SEA ENERGY PARQUE EÓLICO	NECOCHEA EÓLICO	EO			0,3
SIDERCA S.A. (EX ARGENER GEN.PAR)	CO. ARGENER	TG	GN	GO	163,3
C.T. AES PARANÁ	PARANA	CC			845,3
C.TÉRMICA SAN NICOLÁS	SAN NICOLÁS	TV,TG	GN	GO	675,0
TERMOELÉCTRICA M.BELGRANO S.A.	GRAL BELGRANO	CC	GN		847,6

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2012. CAMMESA

Centrales de Generación de Buenos Aires
República Argentina. 2012



Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER y TRANSBA.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

Empresa	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDESUR	3.309	15.985	7.346	1.139
EDENOR	4.367	25.123	10.468	1.279
EDELAP	5.780	5.433	2.970	267
EDEN	109.141	7.268	10.238	327
EDES	76.259	2.953	2.733	0
EDEA	105.438	5.094	6.492	52

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2011 ADEERA

EDENOR: Empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía Norte S.A.- atiende parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y partidos del Gran Buenos Aires. Escobar, General Las Heras, General Rodríguez, General San Martín, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Malvinas Argentinas, Marcos Paz, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, San Miguel, Tigre, Tres de Febrero y Vicente

López.

EDESUR: Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.- atiende parte de CABA y partidos del Gran Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente. Concesionada en Agosto de 1992.

EDELAP: Empresa de Energía La Plata, atiende Partidos de Gran Buenos Aires: Berisso, Brandsen, Ensenada, La Plata, Magdalena y Punta Indio.

EDEA: Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.- Atiende Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Adolfo González Chávez, Ayacucho, Azul, Balcarce, Benito Juárez, Berazategui, Castelli, Chascomús, Coronel Brandsen, Dolores, General Alvarado, General Alvear, General Belgrano, General Guido, General Juan Madariaga, General Lavalle, General Paz, General Pueyrredón, Las Flores, Lobería, Maipú, Mar Chiquita, Municipio de la Costa, Necochea, Olavarría, Pila, Pinamar, Punta Indio, Rauch, San Cayetano, Tandil, Tapalqué, Tordillo, Tres Arroyos y Villa Gesell. En algunos casos hay abastecimiento en partidos de GBA, como se puede ver en algunos nombres repetidos.

EDES: Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.-Atiende Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Adolfo Alsina, Bahía Blanca, Cnel de Marina L. Rosales, Coronel Dorrego, Coronel Pringles, Coronel Suárez, General Lamadrid, Guaminí, Laprida, Monte Hermoso, Patagones, Puán, Saavedra, Tornquist y Villarino.

EDEN: Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.-Atiende Partidos de la Provincia de Buenos Aires: 25 de Mayo, 9 de Julio, Alberti, Arrecifes, Baradero, Bolívar, Bragado, Campana, Cañuelas, Capitán Sarmiento, Carlos Casares, Carlos Tejedor, Carmen de Areco, Chacabuco, Chivilcoy, Colón, Daireaux, Escobar, Exaltación de la Cruz, Florentino Ameghino, General Arenales, General Las Heras, General Pinto, General Viamonte, General Villegas, Hipólito Irigoyen, Junín, Leandro N. Alem, Lincoln, Lobos, Luján, Mercedes, Monte, Navarro, Pehuajó, Pellegrini, Pergamino, Ramallo, Rivadavia, Rojas, Roque Pérez, Saladillo, Salto, San Andrés de Giles, San Antonio de Areco, San Nicolás, San Pedro, Suipacha, Trenque Lauquen, Tres Lomas y Zárate.

El listado de **Cooperativas de la Provincia de Buenos Aires**, operando como distribuidoras del MEM es el siguiente:

En el área de EDEN: Carmen de Areco, Chacabuco, Colón, Luján, Monte, Moreno, Pergamino, Ramallo, Rivadavia, Rojas, Saladillo, Salto, San Pedro, Trenque Lauquen y, Zárate. Y como distribuidor menor la Cooperativa de Piedritas.

En el área de EDES: Coronel Dorrego, Pigüé, Coronel Pringles, Punta Alta y Puán.

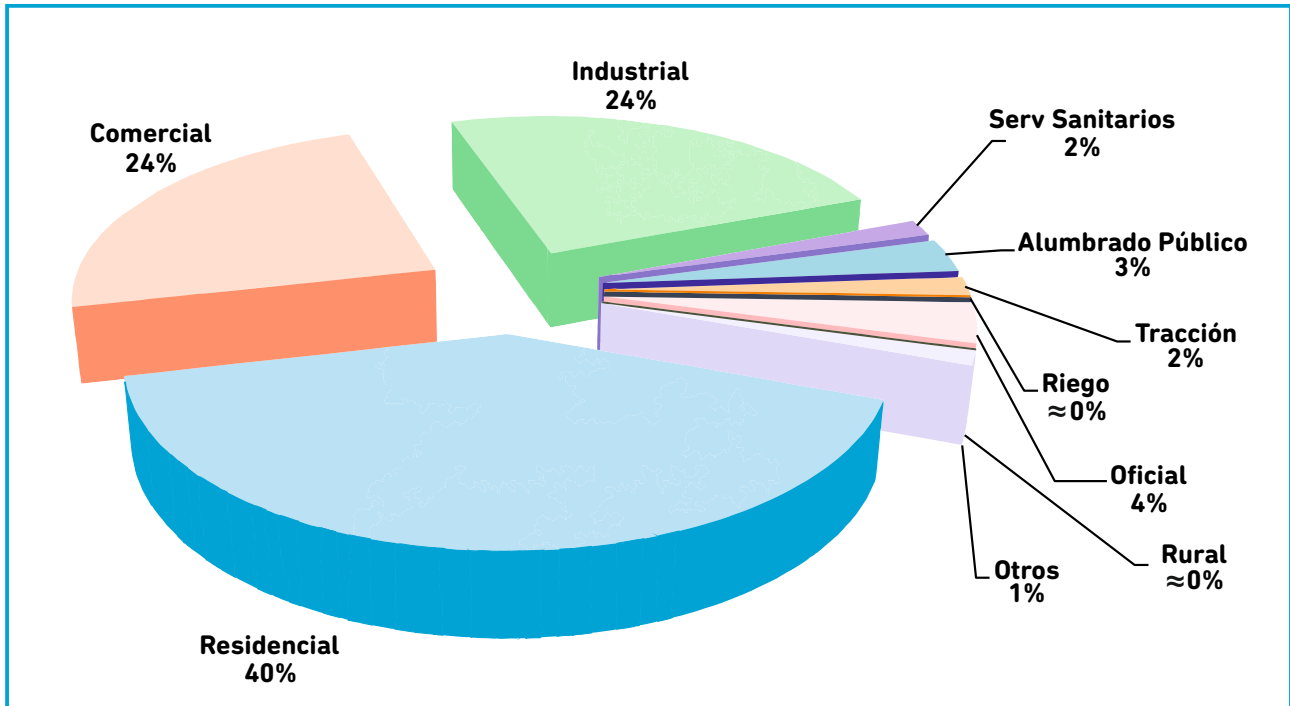
En el área de EDEA: Azul, Barker, Castelli, Lezama, Las Flores, Necochea, Olavarría, Ranchos, San Bernardo, Tandil, Tres Arroyos y Villa Gesell.

Las restantes Cooperativas de la Provincia de Buenos Aires, compran su energía en bloque a las distribuidoras provinciales y atienden su mercado.

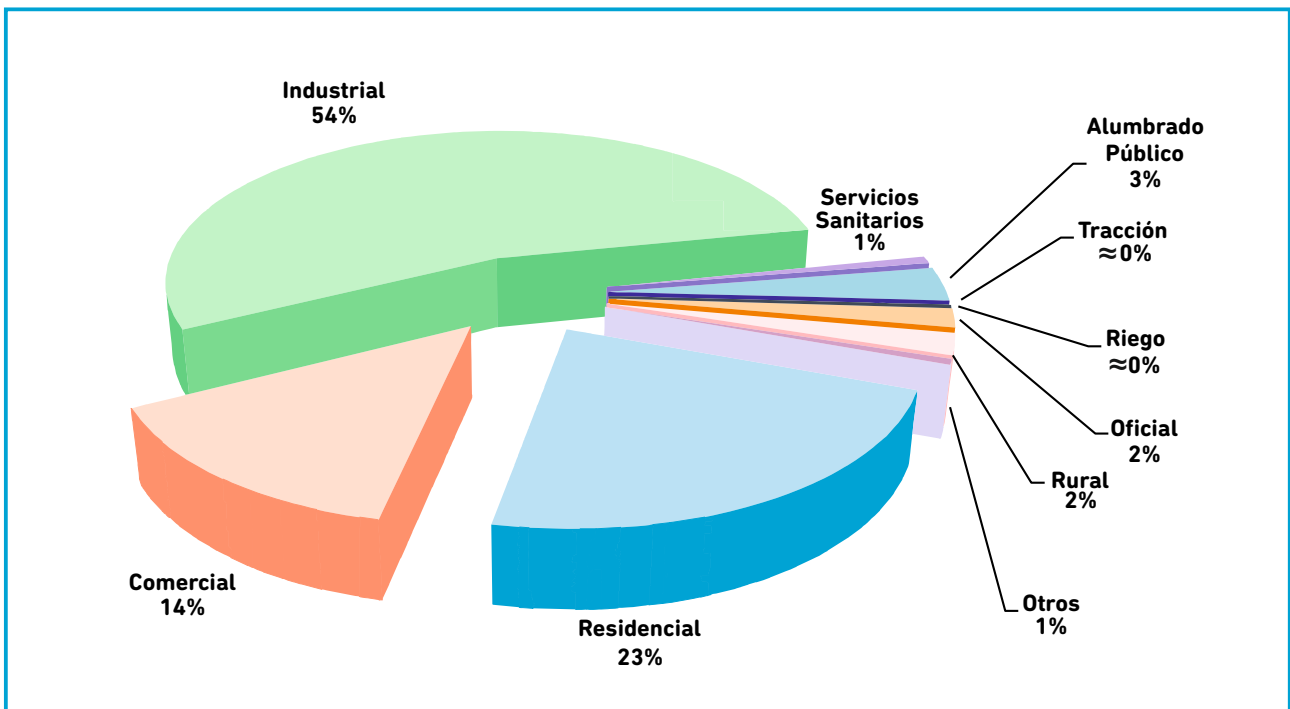
Consumo eléctrico

El consumo de la provincia en el año 2010 fue de 50.420.000 MWh. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica, según los sectores de consumo, de la provincia de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires, conformado por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y los 14 partidos cercanos a la ciudad, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos	
	Buenos Aires	Gran Buenos Aires
Residencial	2.735.609	15.510.539
Comercial	1.724.440	9.067.971
Industrial	6.557.385	9.362.803
Servicios Sanitarios	86.134	605.4838
Alumbrado Público	411.250	1.240.816
Tracción	0	668.115
Riego	7.887	0
Oficial	229.463	1.424.418
Rural	258.228	1.962
Otros	68.904	517.853
Total	12.079.298	38.399.959



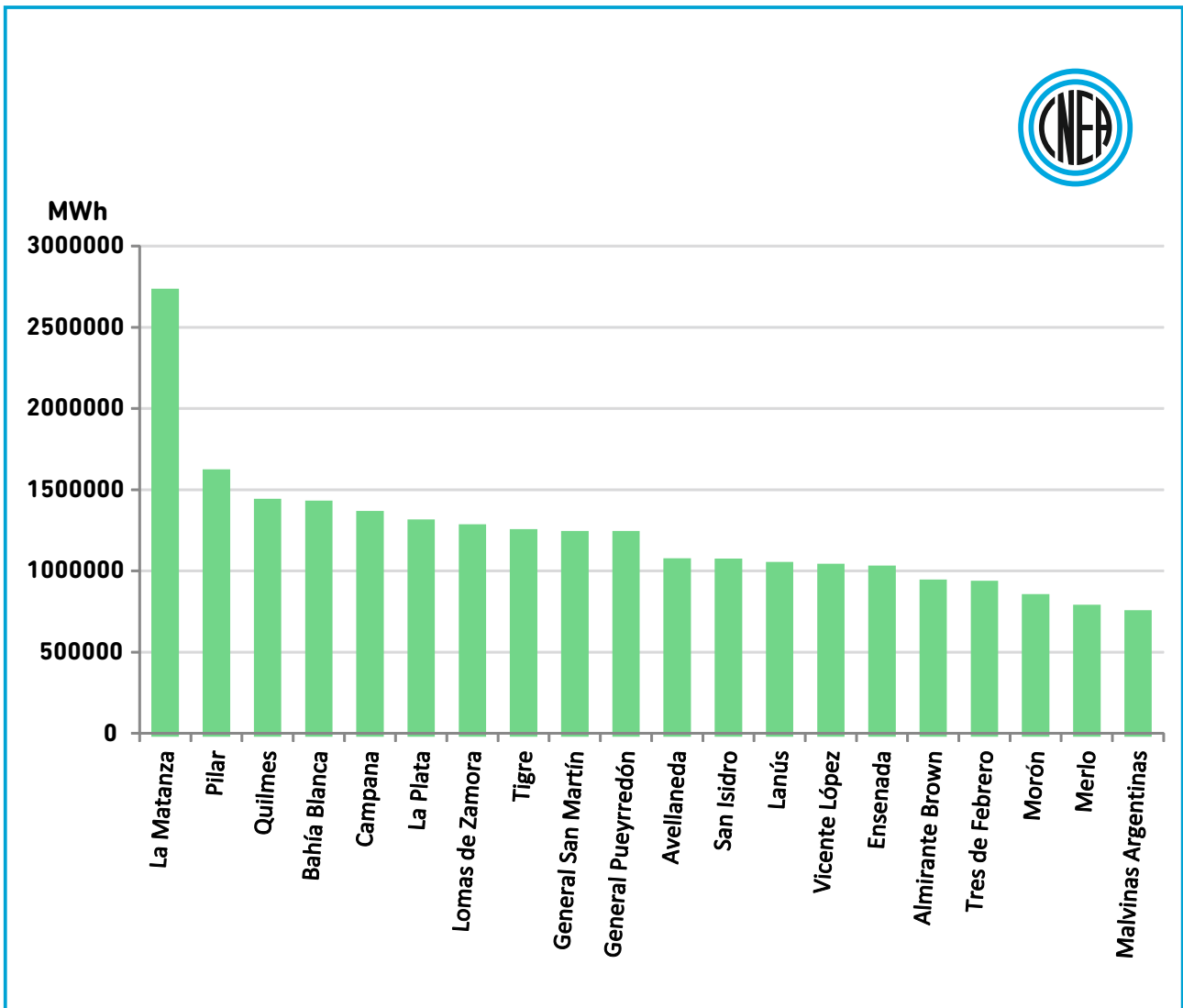
Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Gran Buenos Aires. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Buenos Aires. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

La Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) tiene un consumo 12.079.298 MWh. El consumo de la provincia de Buenos Aires por su parte es de 38.841.700 MWh

A continuación se presentan los 20 partidos de la provincia de Buenos Aires con mayor consumo de electricidad.



Demanda eléctrica regional de los 20 partidos más consumidores de energía eléctrica de Buenos Aires. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

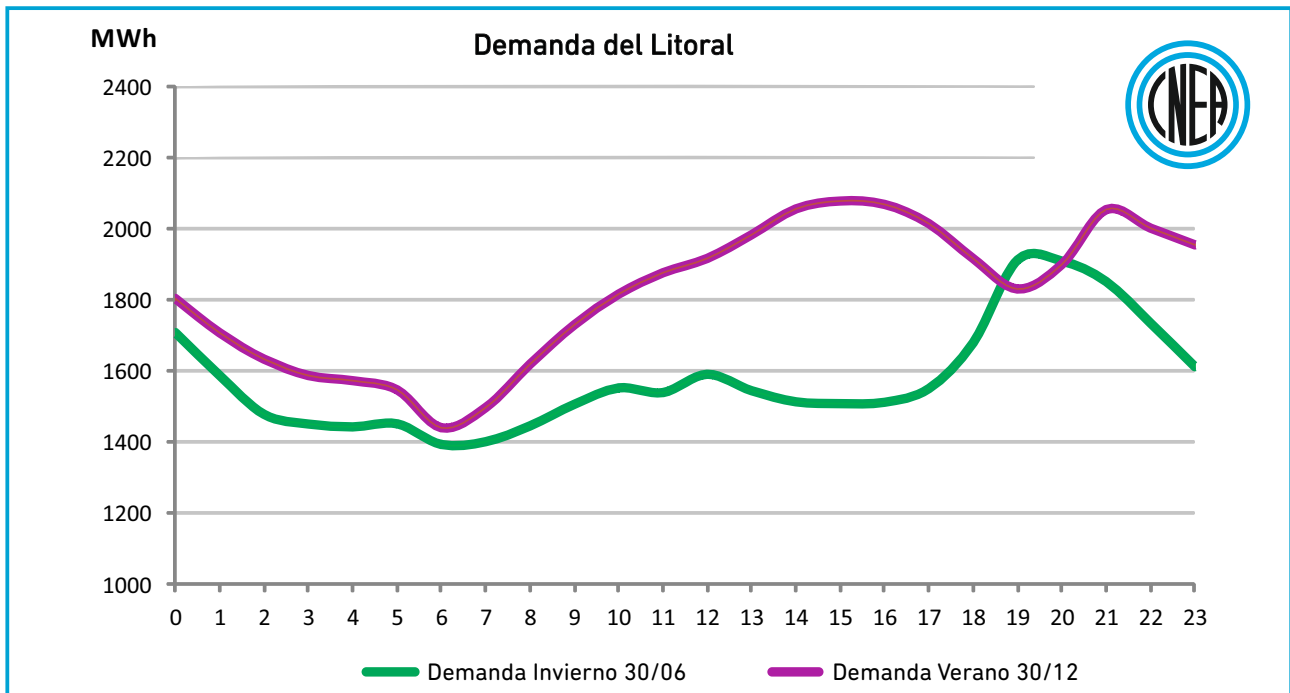
El mayor consumo eléctrico de Buenos Aires corresponde a lo demandado por el partido de La Matanza con un 7,0%, le sigue el partido de Pilar con el 4,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,01% y 3,7% de la electricidad generada.

Región Litoral

La región del Litoral está integrada por las provincias de Entre Ríos y Santa Fe, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.437.036 habitantes (11,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 211.788 km² (7,6% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2010 se consumieron 11.747.123 MWh, un 12,2% del total del país.

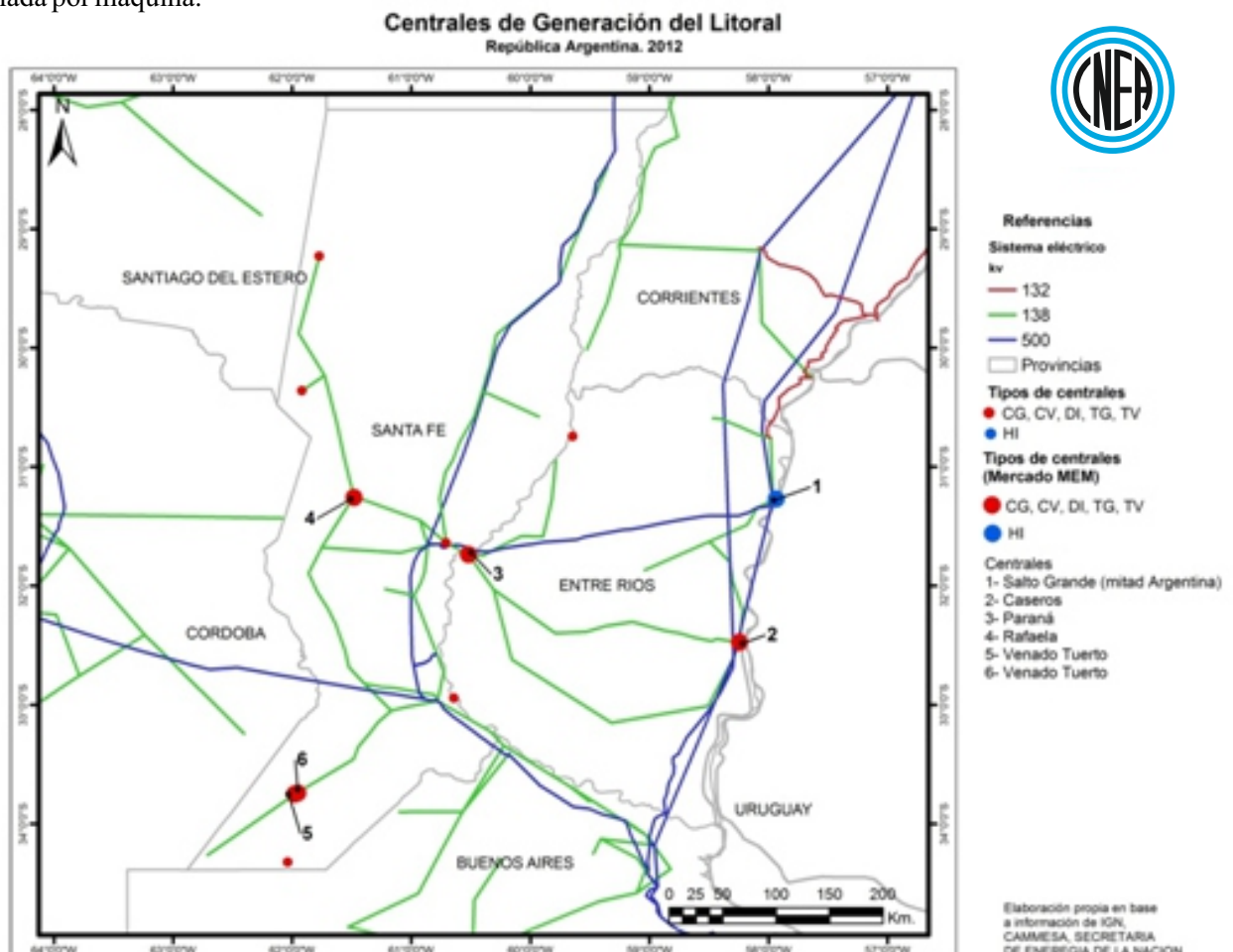
Demanda del Litoral

A continuación se muestra la demanda de la región de Litoral durante un día típico laborable de verano y de invierno.



Potencia Instalada Litoral

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región del Litoral es de 2.150,7 MW. A continuación, en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de las centrales de generación del Litoral y en la tabla se detalla la potencia instalada por máquina.



Empresa	Central	Tecnología	Combustible	Combustible Alternativo	Potencia Instalada (MW)
TERMOELE. JOSÉ SAN MARTÍN S.A	CT TIMBUES	TV	GN	FO	849,0
C.TÉRMICA SORRENTO	SORRENTO	TG	GN	-	217,0
ENARSA	CONCEP. URUGUAY	DI	GO	-	41,8
	PARANÁ DELIVERY	DI	GO	-	40,0
	RAFAELA				19,2
	VIALE E. RÍOS	TG	GN	-	10,0
	V. TUERTO DELIVERY				19,2
EPE SANTA FE GENERACIÓN	VENADO TUERTO				9,1
CTMSG	SALTO GRANDE	Embalse Semanal			945,0

Fuente: Informe Mensual diciembre de 2012. CAMMESA

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

Empresa	Área [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
ENERSA	56.287	8.185	12.370	1.110
EPESF	133.696	17.745	29.910	2.190

La empresa distribuidora en Entre Ríos se denomina: Energía de Entre Ríos S. A., y atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: Colón, Concordia, Diamante, Federación, Federal, Feliciano, Gualaguay, Gualaguaychú, Islas del Ibicuy, La Paz, Nogoyá, Paraná, San Salvador, Tala, Uruguay, Victoria y Villaguay.

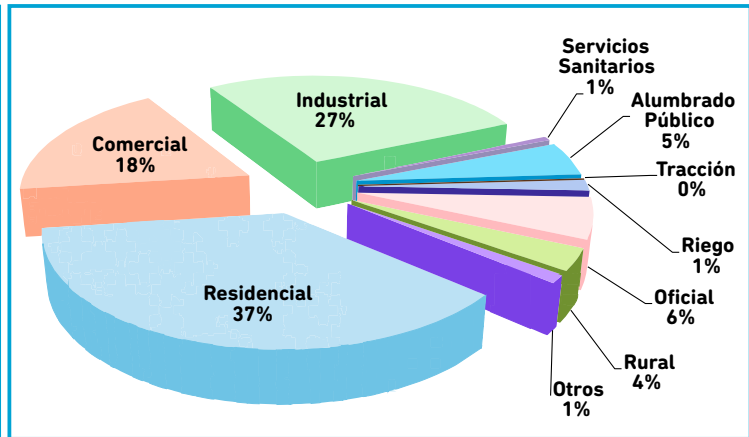
Las Cooperativas de Concordia y de Gualaguaychú compran su energía al Mercado Eléctrico Mayorista como Distribuidoras.

La distribuidora en la provincia de Santa Fe, Empresa Provincial de Energía de Santa Fe, atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: 9 de Julio, Belgrano, Caseros, Castellanos, Constitución, Garay, General López, General Obligado, Iriondo, La Capital, Las Colonias, Rosario, San Cristóbal, San Javier, San Jerónimo, San Justo, San Lorenzo, San Martín y Vera.

Entre Ríos

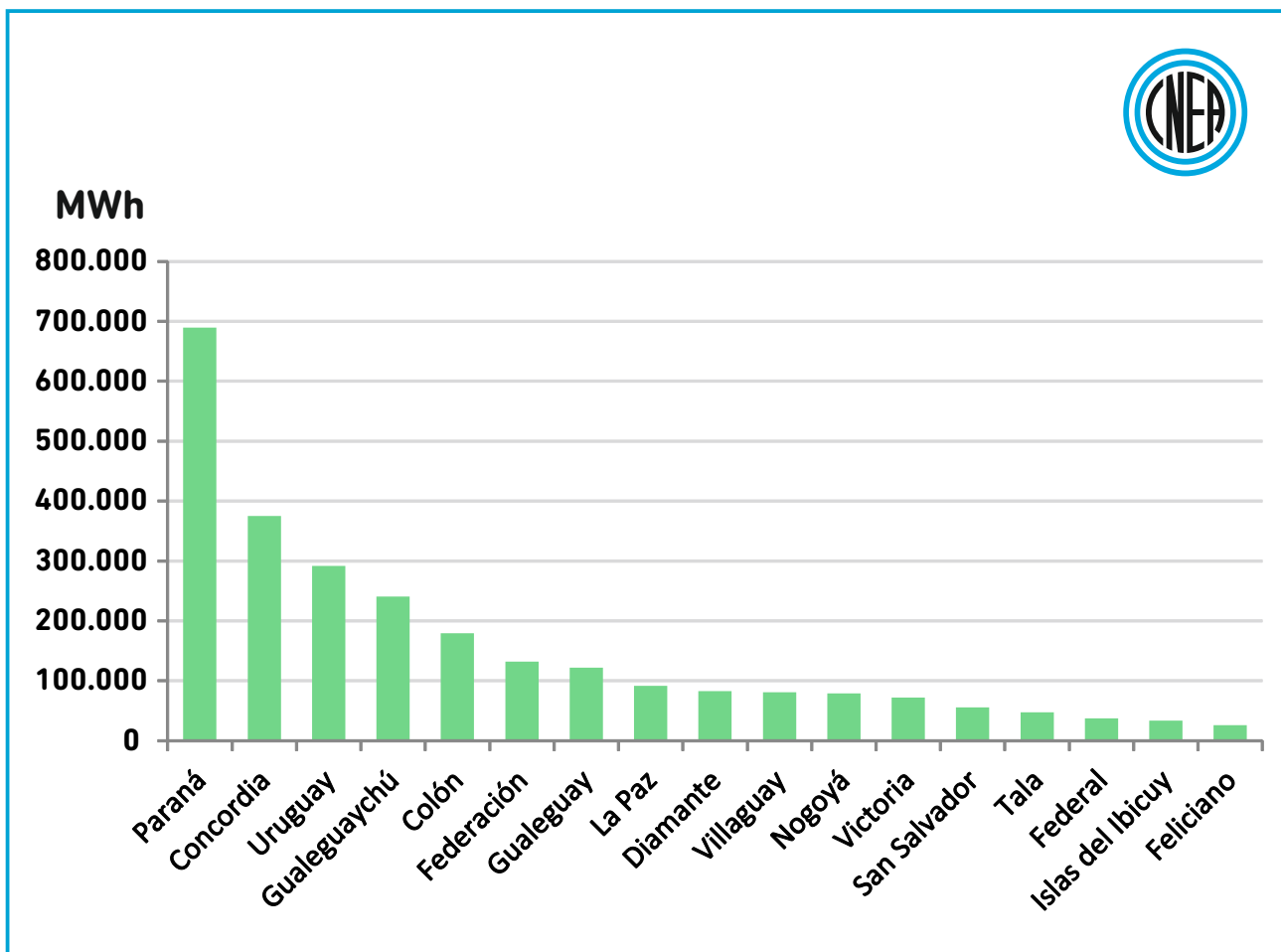
El consumo de la provincia, en el año 2010, fue de 2.429.891 MWh, que corresponde a un 20,7% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Entre Ríos según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	908.713
Comercial	438.876
Industrial	655.123
Servicios Sanitarios	13.501
Alumbrado Público	127.780
Tracción	0
Riego	27.005
Oficial	147.727
Rural	83.605
Otros	27.560
Total	2.429.891



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Entre Ríos. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Entre Ríos desagregado por departamentos.



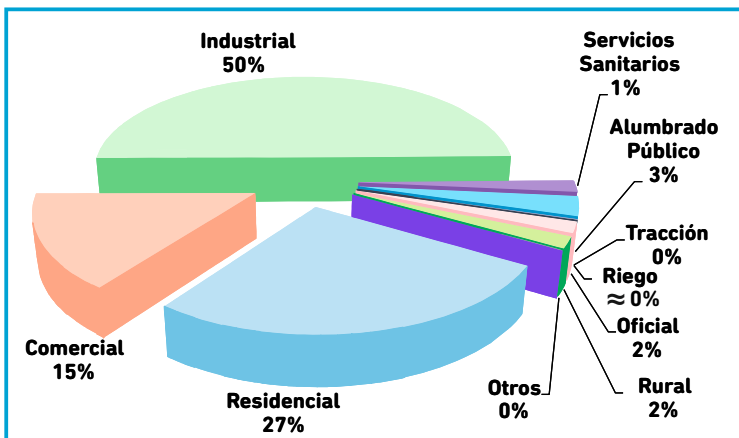
Demanda eléctrica [MWh] regional de Entre Ríos. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

El mayor consumo eléctrico de Entre Ríos corresponde a lo demandado por el departamento de Paraná con un 27,5%, le sigue el departamento de Concordia con el 14,9%, el departamento Uruguay con el 11,5%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,5% y 9,4% de la electricidad generada.

Santa Fe

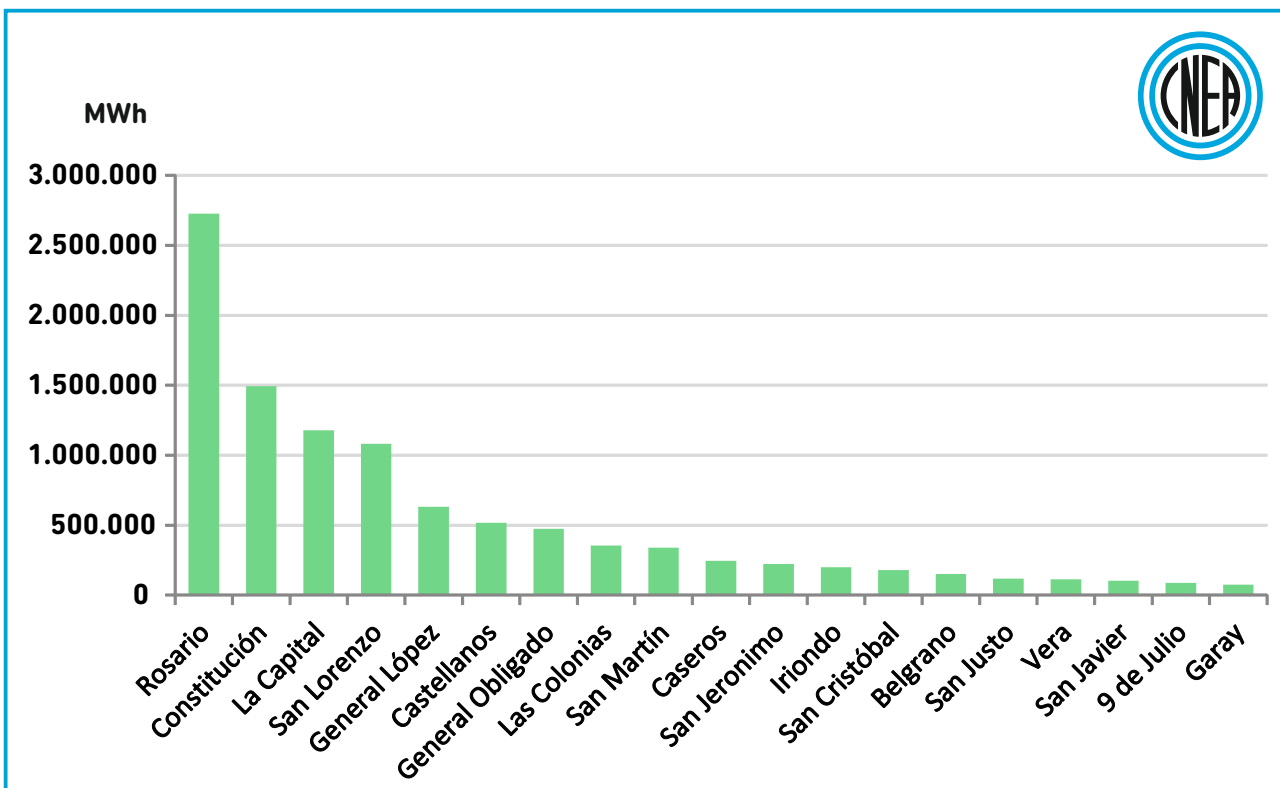
El consumo de la provincia en el año 2010 fue de 9.317.232 MWh, que corresponde a un 79,3% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Fe según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.499.685
Comercial	1.378.146
Industrial	4.638.640
Servicios Sanitarios	162.216
Alumbrado Público	287.436
Tracción	0
Riego	10.873
Oficial	164.112
Rural	171.735
Otros	4.389
Total	9.317.232



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Santa Fe. Año 2010. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Fe desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Santa Fe. Año 2010. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

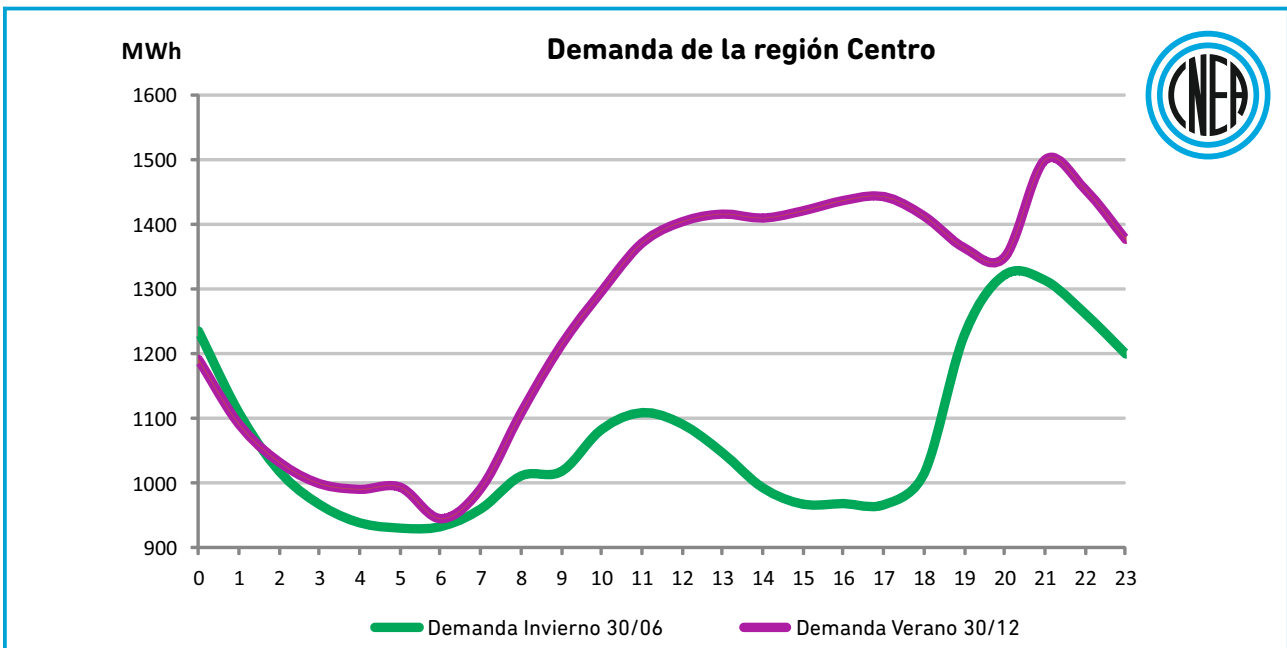
El mayor consumo eléctrico de Santa Fe corresponde a lo demandado por el departamento de Rosario con un 28,7%, le sigue el departamento de Constitución con el 15,5%, después el departamento La Capital con el 12,1%, San Lorenzo con el 11,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y el 6,2% de la electricidad generada.

Región Centro

La región de Centro está integrada por la provincia de Córdoba y San Luis, la cual según el Censo 2010 posee del orden 3.736.000 habitantes (9,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 242.069 km (8,7% del país). En cuanto al servicio eléctrico en el transcurso del año 2010 se consumieron 8.134.329 MWh, lo que representa un 8,4% del total del país.

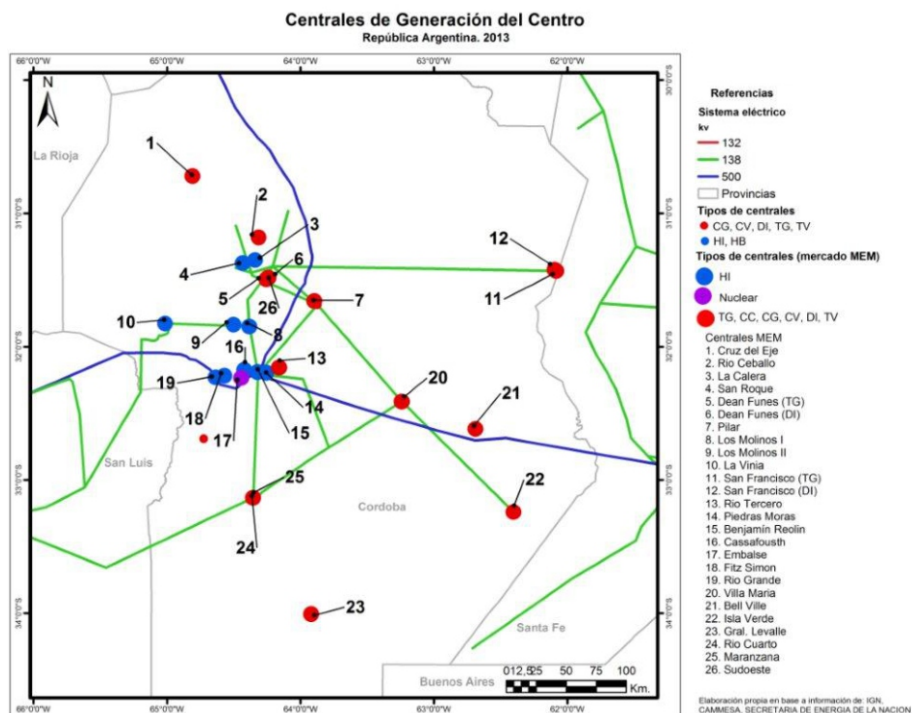
Demanda

A continuación se muestra la demanda de la región del Centro durante un día típico laborable de verano y de invierno.



Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NU) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región Centro es de 2903,2 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de ellas.



Empresa	Central	Tecnología	Combustible	Combustible Alternativo	Potencia Instalada (MW)
ENARSA	BELL VILLE	DI	-	-	15,6
	ISLA VERDE	DI	-	-	19,9
EPEC	PILAR	TV,CC	-	-	679,3
	VILLA MARÍA	TG	-	-	48,0
	LEVALLE	TG,DI	-	-	80,3
	DEAN FUNES	TG,DI	-	-	35,1
	SUD OESTE	TG	-	-	100,0
	RÍO CUARTO	TG	-	-	32,0
	SAN FRANCISCO	TG	-	-	39,0
	S.FRANC.2	DI	-	-	11,7
	EPEC				
	CASSAFOUSTH	HI	-	-	16,2
	BENJAMÍN REOLÍN	HI	-	-	33,0
	LA VINIA	HI	-	-	16,0
	SAN ROQUE	HI	-	-	24,0
	FITZ SIM ON	HI	-	-	10,5
	LOS MOLINOS	HI	-	-	52,0
	LOS MOLINOS 2	HI	-	-	4,5
	CRUZ DEL EJE	HI	-	-	1,1
	LA CALERA	HI	-	-	4,0
	PIEDRAS MORAS	HI	-	-	6,3
	RÍO GRANDE	HI	-	-	750,0
R.CEBALLOS	DI	-	-	2,4	
EPEC					
GEN.MEDITERRÁNEA (CONT.PLUS)	MARANZANA	TG,CC	-	-	248,0
GENERADORA CORDOBA S.A.	RIO TERCERO	TG	-	-	26,3
NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA S.A.	EMBALSE	NU	-	-	648,0

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son las siguientes.

EMPRESA	Área [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEC	165.321	15.675	4.485	4.899
EDESAL	76.750	5.116	6.978	646

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2010 ADEERA

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), es distribuidora de energía eléctrica y atiende el mercado propio y vende energía en bloque a cooperativas de servicio público de distribución. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Calamuchita, Capital, Colón, Cruz del Eje, General Roca, General San Martín, Ischillín, Juárez Celman, Marcos Juárez, Minas, Pocho, Pres. Roque Sáenz Peña, Punilla, Río Cuarto, Río Primero, Río Seco, Río Segundo, San Alberto, San Javier, San Justo, Santa María, Sobremonte, Tercero Arriba, Totoral, Tulumba y Unión.

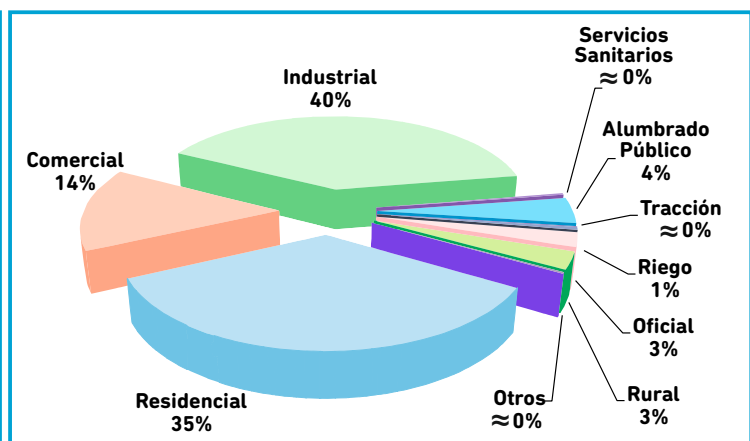
La Empresa Distribuidora de Electricidad San Luis S.A. (EDESAL S.A.) cubre los servicios de distribución de energía, no existiendo en la provincia cooperativas de distribución de energía eléctrica. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Ayacucho, Belgrano, Chacabuco, Coronel Pringles, General Pedernera, Gobernador Dupuy, Junín, La Capital y Libertador General San Martín.

Consumo eléctrico por provincias

Córdoba

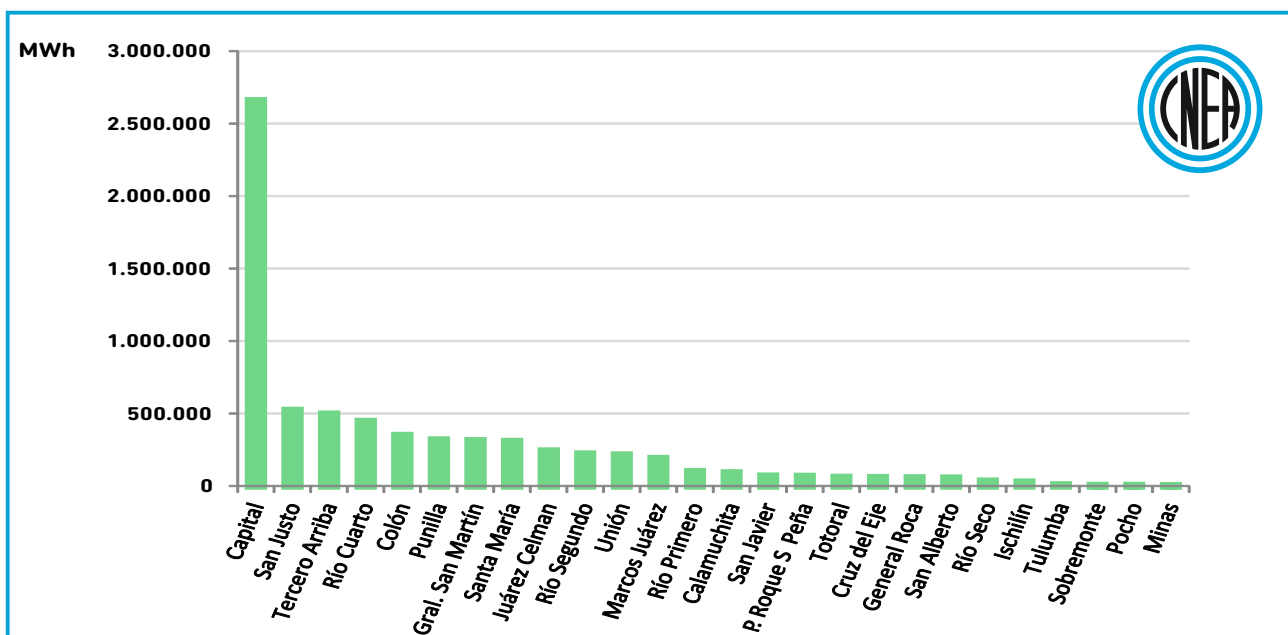
El consumo de la provincia en el año 2010 fue de 6.879.543 MWh, que corresponde a un 84,6% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Córdoba según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	2.394.655
Comercial	995.588
Industrial	2.734.180
Servicios Sanitarios	19.389
Alumbrado Público	305.679
Tracción	579
Riego	36.035
Oficial	170.954
Rural	205.814
Otros	16.670
Total	6.879.543



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Córdoba. Año 2010. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Córdoba desagregado por departamentos.



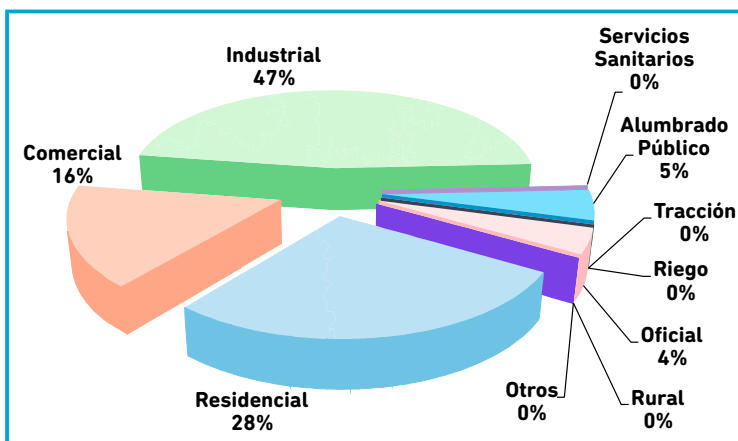
Demanda eléctrica [MWh] regional de Córdoba. Año 2010. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de Córdoba corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 38,6%, le sigue el departamento de San Justo con el 7,6%, el departamento de Tercero Arriba con el 7,2%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 6,5% de la electricidad generada.

San Luis

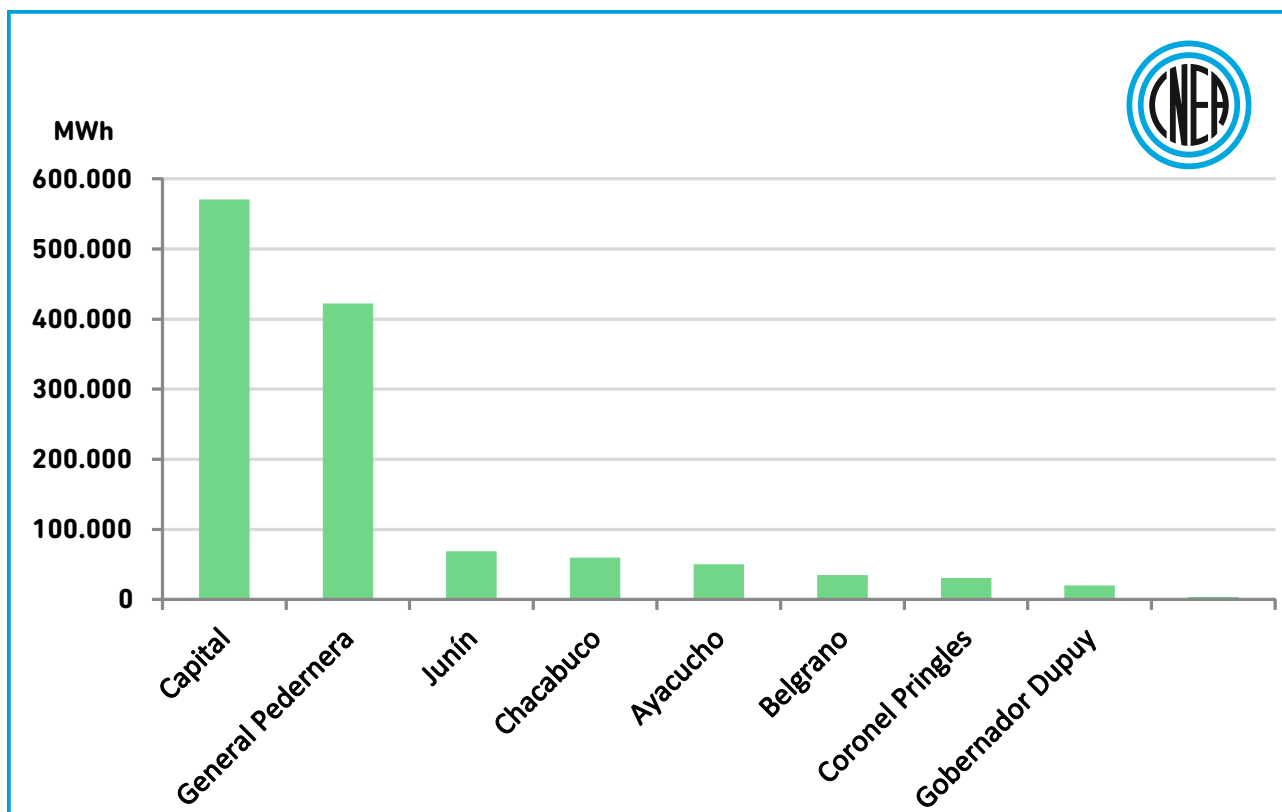
El consumo de la provincia en el año 2010 fue de 1.254.787 MWh, que corresponde a un 15,4% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Luis según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	346.801
Comercial	205.947
Industrial	588.217
Servicios Sanitarios	0
Alumbrado Público	62.273
Tracción	0
Riego	0
Oficial	51.549
Rural	0
Otros	0
Total	1.254.787



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de San Luis. Año 2010. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de San Luis desagregado por departamentos.



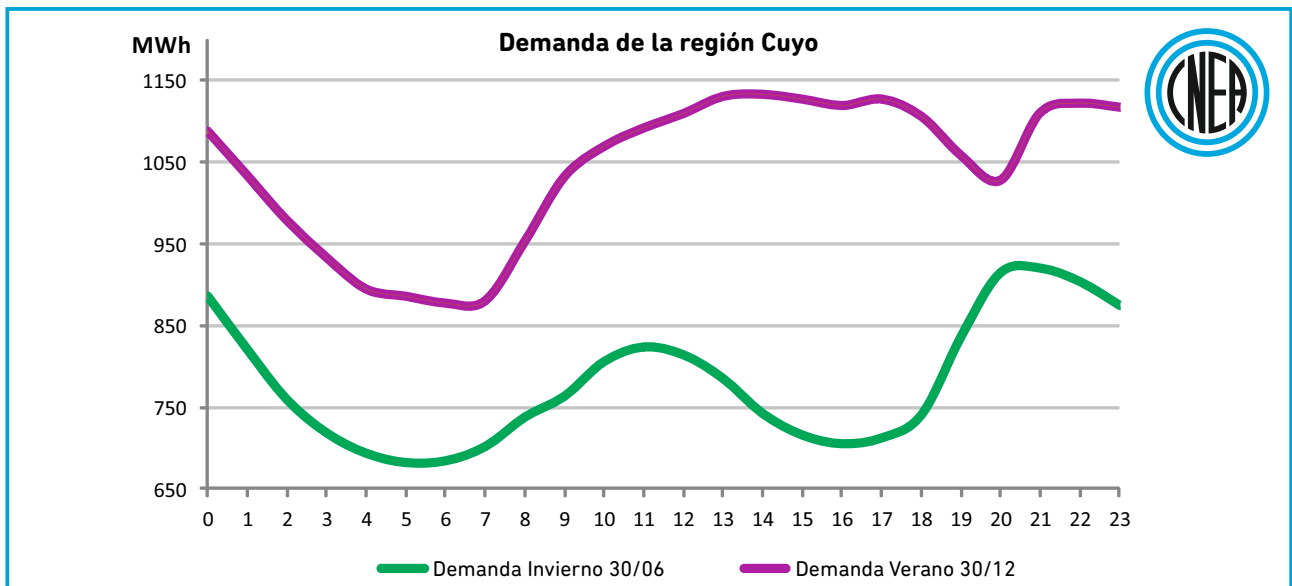
Demanda eléctrica [MWh] regional de San Luis. Año 2010. Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

Como puede observarse el mayor consumo eléctrico de San Luis corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 45,4%, le sigue el departamento de General Pedernera con el 33,6%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2% y 5,4% de la electricidad generada.

Región Cuyo

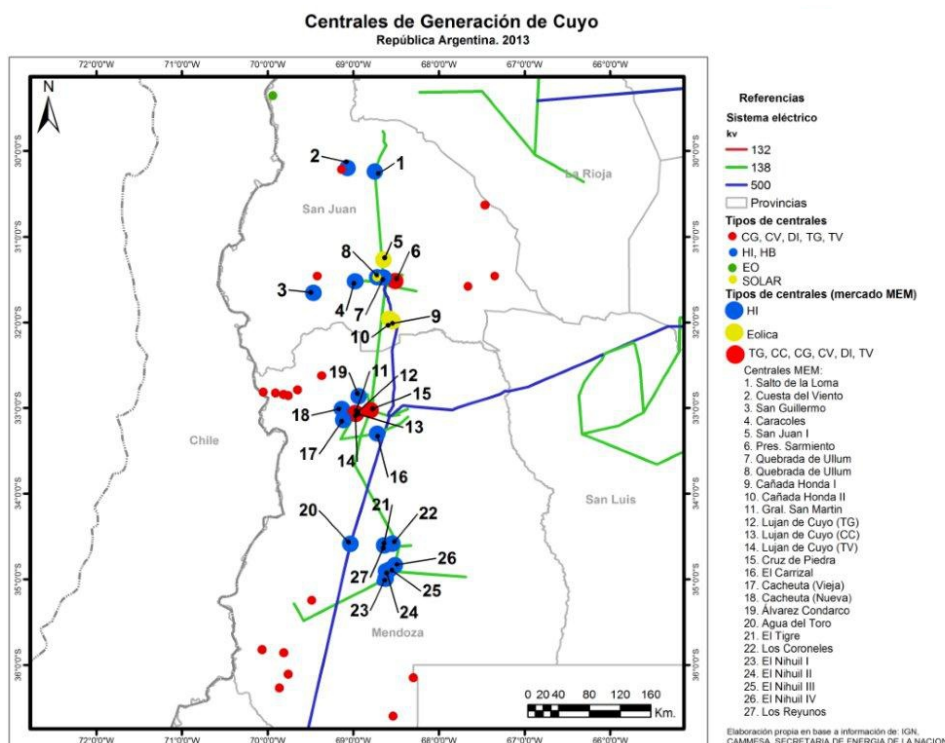
La región de Cuyo está integrada por la provincia de Mendoza y San Juan, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 2.422.037 habitantes (6,2% de la población total de Argentina), distribuidos en 238.478 km² (8,61% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2010 se consumieron 6.434.533 MWh, un 6,7% del total del país.

A continuación se muestra la demanda de la región durante un día típico laborable de verano y de invierno.



Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada unificada al SADI en la región CUYO es de 1.648 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indican con el número de referencia la ubicación de cada una de ellas.



Empresa	Central	Tecnología	Combustible	Combustible Alternativo	Potencia Instalada (MW)
C. TÉRMICAS MENDOZA S.A.	LUJÁN DE CUYO	TV, TG,CC	GN	GO	539,8
	CRUZ DE PIEDRA	TG	GN	GO	14,0
CONSORCIO POTRERILLOS	C.H.CACHEUTA	HI	-	-	120,0
	C.H.CACHEUTA VI	HI	-	-	9,0
	CH CARRIZAL	HI	-	-	17,0
	C.H. A.CONDARCO	HI	-	-	61,0
ENARSA	C.HOND 2 FOTOVO	FT	-	-	3,0
	C.HOND 1 FOTOVO	FT	-	-	2,0
EPSE	CARACOLES	HI	-	-	121,4
	CTA. DEL VIENTO	HI	-	-	10,6
	S.JUAN I FOTOVO	FT	-	-	1,2
	QUEBRADA ULLUM	HI	-	-	45,0
GENERADORA ELÉCTRICA MENDOZA S.A.	CH LOS CORONELES	HI	-	-	6,6
	CH SAN MARTÍN	HI	-	-	6,5
H. DIAMANTE S.A.	AGUA DEL TORO	HI	-	-	150,0
	LOS REYUNOS	HI	-	-	224,0
	EL TIGRE	HI	-	-	14,0
HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES S.A.	NIHUIL 1	HI	-	-	72,0
	NIHUIL 2	HI	-	-	110,0
	NIHUIL 3	HI	-	-	42,0
HIDROELÉCTRICA NIHUIL IV (EMSE S.E.)	NIHUIL 4	HI	-	-	18,0
HIDROTÉRMICA SAN JUAN	SARMIENTO SJ	TG	GN	GO	30,0
	ULLUM	HI	-	-	42,0
SIEyE	SALTO D LA LOMA	HI	-	-	-
	MCH S. GUILLERMO	HI	-	-	-

Transporte del Polo Energético

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER y las de media por DISTROCUYO.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son las siguientes.

Empresa	Área [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDESTE	36.668	947	3.151	338
EDEMSA	109.908	10.537	6.913	876
ESJ	85.226	4.465,0	4.169	53

Fuente: Datos característicos de las empresas. Año 2010 ADEERA.

Empresa Distribuidora del Este de Mendoza S.A. (EDESTE S.A.): atiende mercado propio y vende energía en bloque a cooperativas de servicio público de distribución, en los departamentos que se citan a continuación: San Martín, Junín, Santa Rosa, La Paz y General Alvear.

Cooperativa de Godoy Cruz: que abastece en su totalidad al departamento homónimo, compra su energía como distribuidora en el MEM. Las restantes Cooperativas del este de Mendoza compran su energía en bloque a EDESTESA. En particular hay tres cooperativas que compran su energía a EDESTE y abastecen el Departamento de Rivadavia. Ellas son Medrano, Rivadavia y Rural Sud Río Tunuyán.

Empresa Distribuidora de Energía Mendoza S.A. (EDEMSA.): es concesionaria del mercado metropolitano en Mendoza desde Junio de 1998. No existen Cooperativas de distribución de energía eléctrica en esta área de concesión. Los departamentos atendidos se citan a continuación: Capital, San Rafael, Guaymallén, Las Heras, Luján de Cuyo, Maipú, San Carlos, Tunuyán, Tupungato, Lavalle y Malargüe.

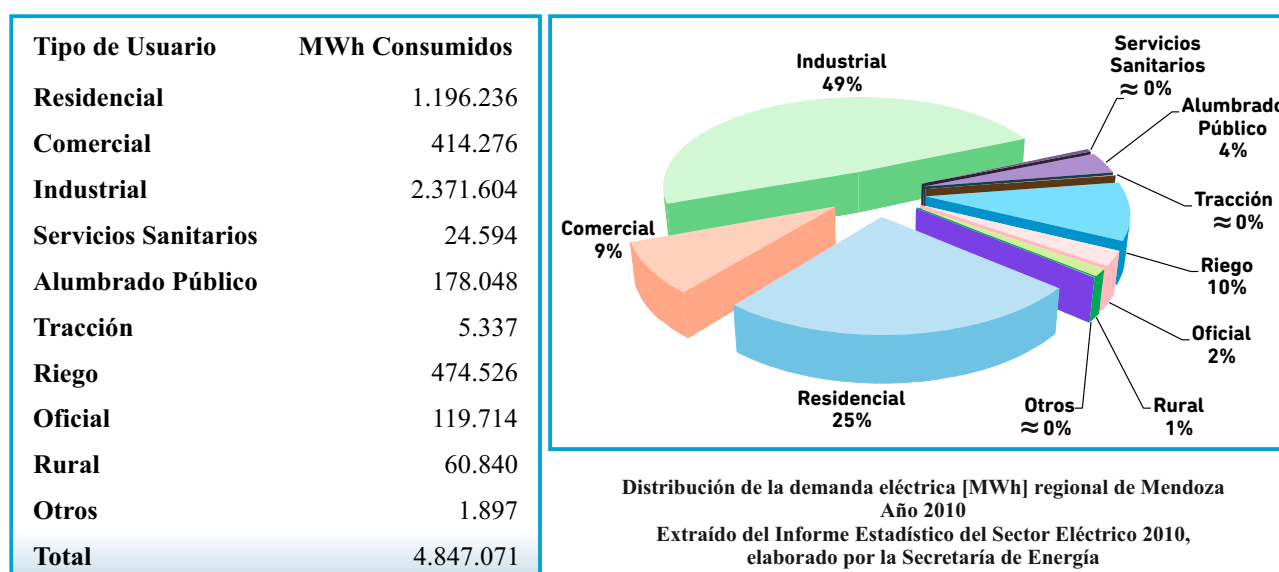
Energía San Juan (ESJ): distribuidora que atiende el mercado propio en los departamentos de la provincia que se citan a continuación: 25 de Mayo, 9 de Julio, Albardón, Angaco, Calingasta, Capital, Caucete, Chimbas, Iglesia, Jáchal, Pocito, Rawson, Rivadavia, San Martín, Santa Lucía, Sarmiento, Ullum, Valle Fértil y Zonda.

Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A (DECSA): (ex Cooperativa de Caucete), desde diciembre de 2003, compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, como Distribuidora, y es la única que abastece el departamento del mismo nombre.

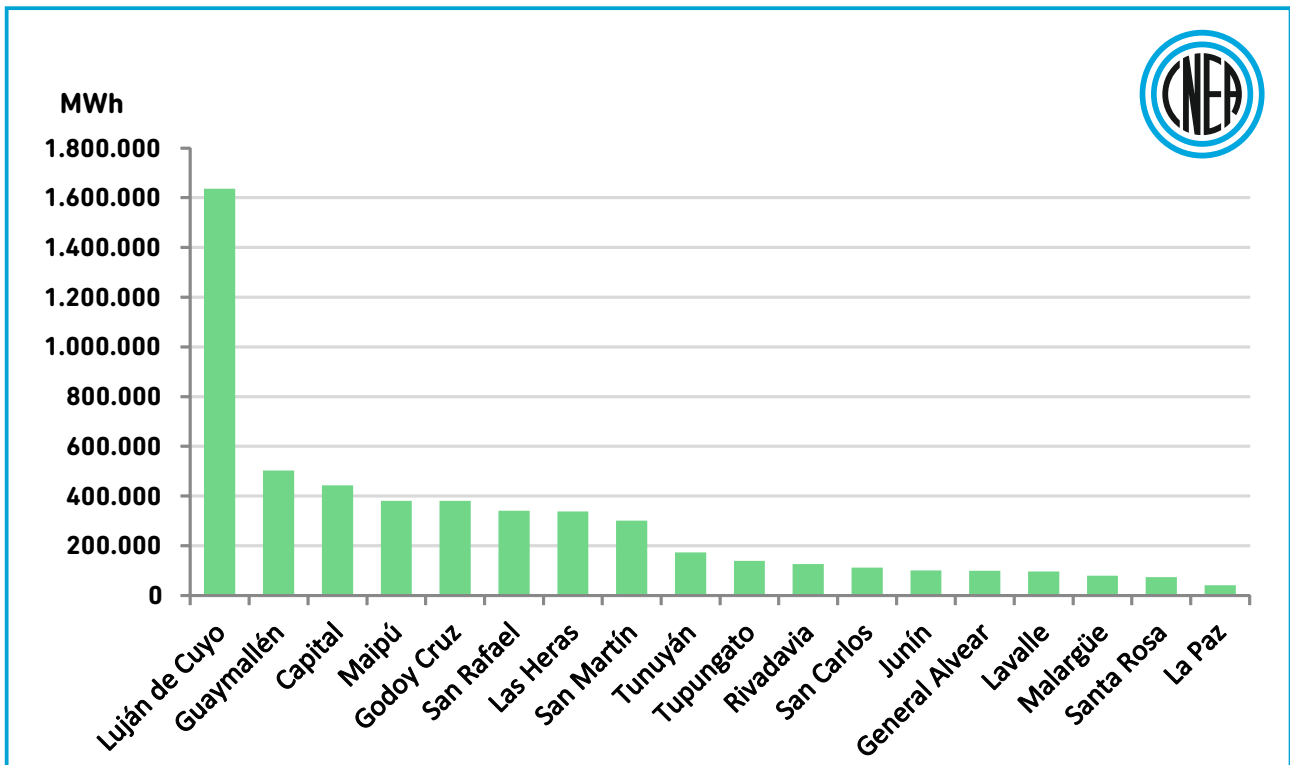
Consumo Eléctrico por Provincias

Mendoza

El consumo de la provincia en el año 2010 fue de 4.847.071 MWh, que corresponde a un 75,3% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 20109, elaborado por la Secretaría de Energía.



Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Mendoza desagregado por departamentos.



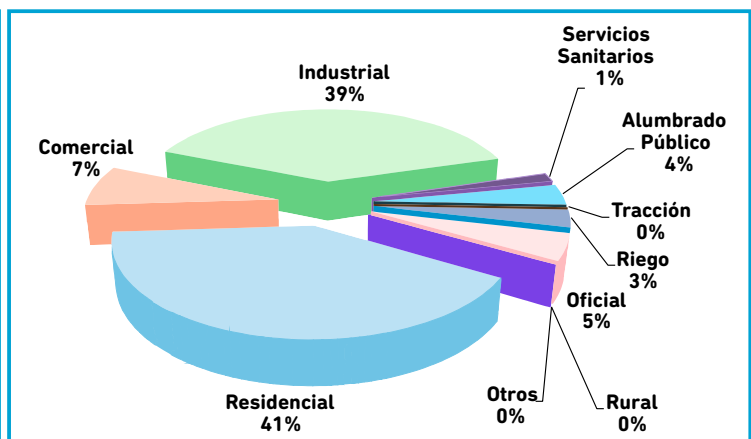
Demanda eléctrica [MWh] regional de Mendoza. Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía

El mayor consumo eléctrico de Mendoza corresponde a lo demandado por el departamento de Luján de Cuyo con un 33,2%, le sigue el departamento de Guaymallén con el 9,8%, el departamento Capital con el 8,6% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y 7,3% de la electricidad generada.

San Juan

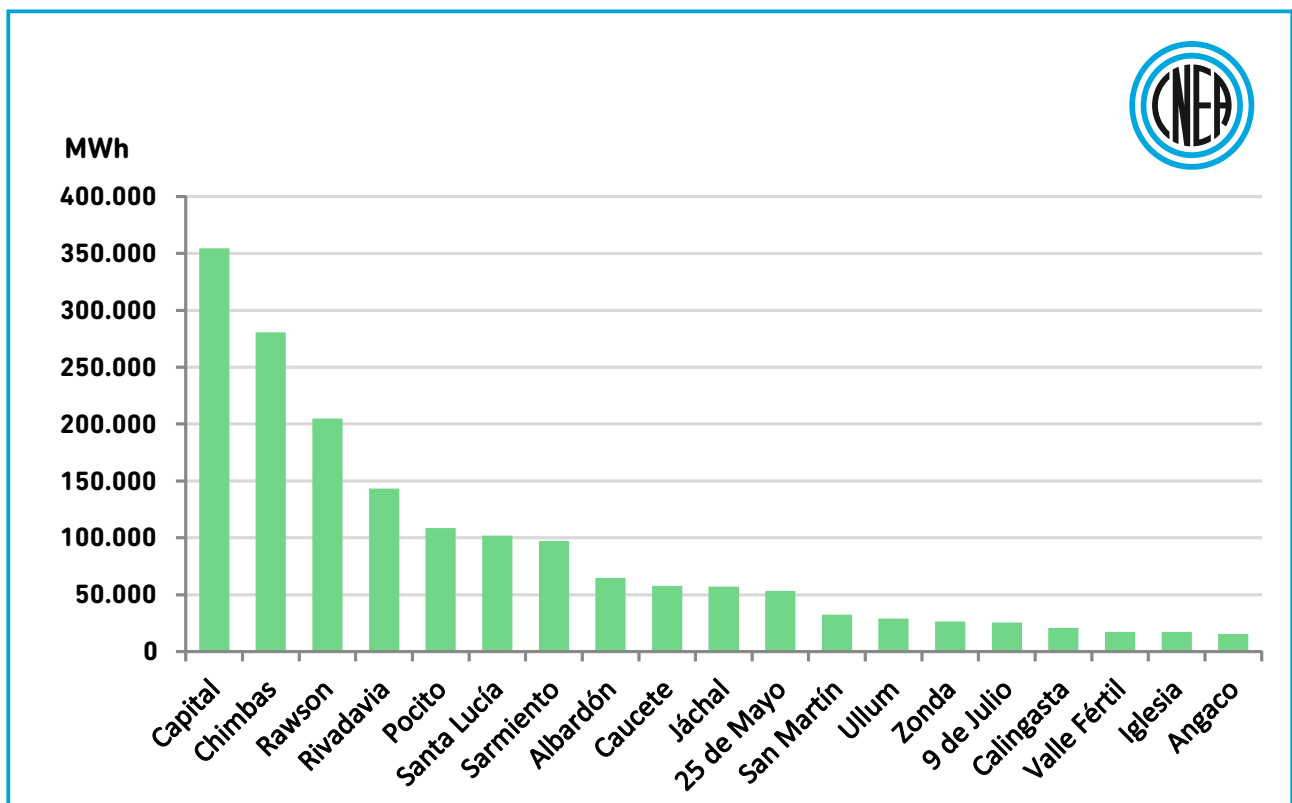
El consumo de la provincia en el año 2010 fue de 1.587.461 MWh, que corresponde a un 24,7% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Juan según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

Tipo de usuario	MWh Consumidos
Residencial	645.723
Comercial	114.338
Industrial	621.309
Servicios Sanitarios	25.048
Alumbrado Público	58.405
Tracción	0
Riego	48.619
Oficial	74.019
Rural	0
Otros	0
Total	1.587.461



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de San Juan
 Año 2010
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010,
 elaborado por la Secretaría de Energía

Luego, a continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de San Juan desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica [MWh] regional de San Juan. Año 2010
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2010, elaborado por la Secretaría de Energía.

El mayor consumo eléctrico de San Juan corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 21,9%, le sigue el departamento de Chimbas con el 17,3%, el departamento de Rawson con el 12,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 8,6% de la electricidad generada.

Noticias



Se Inició la Carga de Combustible en el Reactor de Atucha II

Con la presencia del Ministro de Planificación Federal Julio De Vido en la Central Nuclear Atucha II, comenzó la carga de elementos combustibles en el reactor.

Se trata de una tarea estratégica para la puesta en marcha de la planta. El trabajo implica cargar en el interior del reactor los 451 elementos combustibles que constituyen el primer núcleo de la central. Estas piezas han sido producidas íntegramente en el país y contienen 85 toneladas de uranio.

En esta planta, donde hoy se dio un paso más hacia la puesta en marcha en junio del 2013, De Vido recordó que desde el 2004 a la fecha "cuando el ex presidente Néstor Kirchner reactivó la construcción de Atucha II, se llevan invertidos 13.000 millones de pesos".

Agregó que en el 2013 se invertirán entre "1200 y 1300 millones de pesos" en esta central atómica Atucha II, en la localidad bonaerense de Lima.

Una vez puesta en marcha la central derivará 700 megavatios a la oferta energética, lo que será un "aporte importantísimo", dado que la demanda promedio argentina es de 17.500 megavatios y en los días de más calor, de lo que va del 2012, se llegó a 22.000 megavatios.

Este hito se suma a otros trabajos destacados, como la carga de agua desmineralizada para la prueba de presión de los sistemas del circuito primario del reactor y del moderador que se inició en octubre.

Entre febrero y abril de 2013 se hará una prueba de la central en caliente con vapor de origen no nuclear, que incluirá la sincronización con la red nacional. Finalmente, se retirará el total del agua liviana del sistema, se procederá a su secado, y se cargará con 600 toneladas de agua pesada producida en la Planta de Arroyito, Provincia de Neuquén.

Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios/Noticias - 14 de diciembre de 2012

Construcción de Tres Nuevos Reactores Chinos ha Comenzado desde el Anuncio del País en Octubre que sólo Aprobaría un "Pequeño Número" de los Proyectos en cada uno de los Próximos Cinco Años

El primer concreto ha sido derramado en Fuqing unidad 4, en la provincia de Fujian, y Yangjiang unidad 4, en la provincia de Guangdong, ambos CPR-1000 de 1080 MWe. Además, se ha iniciado en la provincia de Shandong, la construcción del proyecto Shandong Shidaowan HTR-PM, una demostración de un reactor de alta temperatura refrigerado por gas.

Apenas unos días después del accidente de Fukushima en Japón en marzo de 2011, el Consejo de Estado de China decidió suspender las autorizaciones y licencias para nuevos reactores hasta que tome lugar un plan de seguridad y que hubiese garantía de que las instalaciones existentes fueran adecuadamente diseñadas, situadas, protegidas y gestionadas. También suspendió los trabajos en cuatro unidades aprobadas - Fuqing unidades 4, 5 y 6, y la unidad de Yangjiang 4 - que debían comenzar su construcción en 2011. El proyecto Shandong Shidaowan HTR-PM, aunque listo para el primer concreto, también se retrasó. La generación de energía continuó en los reactores en operación en el momento, al igual que la construcción de las 25 unidades luego aprobadas. Dos de ellos han concluido y entraron en funcionamiento, con lo que el número total de reactores nucleares de potencia en China se elevó a 15.

Sin embargo, el 24 de octubre de 2012, el primer ministro Wen Jiabao anunció que China "volverá a la construcción normal de nuevas centrales nucleares, sobre la base de un avance constante y de una manera ordenada". Oficialmente, para el período 2011-15, el 12° Plan Quinquenal pedirá aprobación para un "pequeño número" de proyectos nucleares cada año luego de una discusión completa.

Se entiende que sólo los sitios costeros se aprobarán en el período del 12° plan, lo cual significa una reprogramación importante para los proyectos tierra adentro en Taohuajiang, Xianning y Pengze, para

los cuales se había previsto anteriormente el inicio de su construcción antes de 2015.

La nueva construcción comienza en China con un número total de 29 unidades bajo construcción con una capacidad combinada de 30.000 MWe.

Fuente: Word Nuclear News - 13 de diciembre de 2012

Petrobras Anunció un Importante Hallazgo de Petróleo y Gas en Santa Cruz

El nuevo yacimiento se encuentra en el área norte de la Concesión de Explotación Puesto Peter, ubicada en la provincia patagónica. Es el segundo descubrimiento de la empresa en 2012.

El hallazgo de hidrocarburos en la Formación Springhill, a una profundidad de 3255 metros, ocurrió durante la perforación del pozo exploratorio Estancia Campos x-1, situado, aproximadamente, a 140 kilómetros al noroeste de la ciudad de Río Gallegos.

Resultados preliminares de las pruebas realizadas indican la presencia de gas y petróleo, éste último de 57° API, aproximadamente, con una estimativa de reservas para el yacimiento descubierto de unos 11 millones de barriles de petróleo equivalente.

Estancia Campos es el segundo descubrimiento en la concesión Puesto Peter, que ya posee otro yacimiento en la zona centro y sur de la misma, con una producción diaria de 78 metros cúbicos de petróleo y 240.000 metros cúbicos de gas de la Formación Magallanes, a una profundidad de 1.800 metros.

Petrobras Argentina es la operadora de la Unión Transitoria de Empresas para la explotación de los hidrocarburos de la concesión, conformada, además, por Compañía General de Combustibles S.A., con una participación de 71% y 29%, respectivamente.

Se trata del segundo descubrimiento anunciado por Petrobras en 2012 y en la provincia de Santa Cruz. En junio se anunció el éxito del pozo La Cancha x-1 situado en la concesión Agua Fresca.

Fuente: Infobae.com - 12 de noviembre de 2012