



Indicadores Sector Eléctrico de Argentina, Enero de 2014

Indicadores Sector Eléctrico de Argentina, Enero de 2014

Por Ricardo De Dicco

TABLA DE CONTENIDOS

Principales características del Sistema Eléctrico de Argentina y sus planes de expansión	3
Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista	12
Referencias Bibliográficas	18

Principales características del Sistema Eléctrico de Argentina y sus planes de expansión

El Sistema eléctrico de Argentina está conformado por usinas generadoras de electricidad, líneas eléctricas de alta y extra alta tensión, redes eléctricas de distribución y por diversos consumidores de electricidad. Dicho sistema no almacena energía eléctrica, lo cual significa que en todo momento la generación debe ser igual a la demanda o consumo del mercado, viéndose necesaria la exportación del excedente. Ya sea porque la demanda es superior a la generación o incluso si la generación es superior a la demanda pero se presentan problemas en el segmento de la distribución, emerge la necesidad de efectuar cortes de servicio para reducir el consumo y adecuarlo a la generación o a la distribución, según el problema que corresponda; en caso contrario se produce el colapso del sistema eléctrico.

Las usinas o centrales eléctricas son plantas que se encargan de producir energía eléctrica. Algunas de ellas se ubican en las proximidades de fuentes de energía primaria (yacimientos de hidrocarburos, ríos, lagos, etc.) y otras en cercanías de los centros de consumo (grandes aglomeraciones urbanas o parques industriales). En las usinas existen máquinas eléctricas llamadas generadores, que transforman la energía mecánica en electricidad. Estas máquinas deben ser movidas por otras, denominadas primarias, que pueden ser de combustión interna (motores diesel o turbinas de gas), centrales de vapor (de combustible fósil o nuclear), centrales hidráulicas y aerogeneradores (energía eólica). Existen diferentes tipos de centrales eléctricas, las cuales dependen de disímiles materias primas que son empleadas para la obtención de energía eléctrica, y se diferencian por la fuente de energía primaria que origina la transformación. En Argentina se emplean tres tipos de usinas para generación en gran escala: termoeléctricas, hidroeléctricas y nucleoeeléctricas.

Los generadores eléctricos se conectan entre sí y con los centros de consumo por medio de las redes de transporte y distribución. Las redes de transporte o transmisión consisten en sistemas de líneas de alta y extra alta tensión que transportan la electricidad desde los generadores hasta las aglomeraciones urbanas y parques industriales. Las redes de distribución son aquellas que se encargan de distribuir la electricidad desde los sistemas de líneas de media y baja tensión a los medidores de hogares (urbanos y rurales), comercios, fábricas, hospitales, escuelas, organismos públicos, ferrocarriles metropolitanos, alumbrado público, etc.

Todos estos elementos e instalaciones de transmisión, compensación y maniobra integran lo que se conoce como Sistema Argentino de Interconexión (SADI),¹ conformado por el Sistema de Transporte de Alta Tensión y por los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diferentes regiones eléctricas del país.

¹ SADI (Sistema Argentino de Interconexión): es el conjunto de sistemas y componentes que conforman el sistema eléctrico argentino, redes de extra alta, alta y media tensión, protecciones, playas transformadoras de tensión, etc.

Hasta Febrero de 2006 las regiones eléctricas que conforman el SADI se encontraban interconectadas entre sí, a excepción de la región Patagonia, que operaba en forma aislada en el Sistema Interconectado Patagónico (SIP), debido a la nula inversión por parte de las empresas privadas beneficiadas con la desregulación y privatización del sector eléctrico en 1992. Por lo tanto, en el SADI operaba el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en el SIP el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). A partir del 1º de Marzo de 2006, mediante inversiones realizadas por el Estado Nacional, se estableció la interconexión del MEMSP al MEM (por lo que ambos mercados conforman, a partir de entonces, un solo MEM, operando sobre el SADI), por medio de la Línea de Extra Alta Tensión (LEAT) de 500 kV que une la Estación Transformadora (ET) Choele Choel (norte de la provincia de Río Negro) con la nueva ET Puerto Madryn (norte de la provincia de Chubut), abarcando una distancia de 354 km. Para Junio de 2008 se había establecido el vínculo ET Puerto Madryn con la ET Pico Truncado (norte de la provincia de Santa Cruz) con 587 km de líneas eléctricas, y para 2013 se vincularon las siguientes localidades de la provincia de Santa Cruz: Pico Truncado (al norte) con Río Gallegos, Río Turbio y El Calafate (al sur), mediante más de 1.000 km de líneas eléctricas. Las obras en la Patagonia central y austral se extendieron a lo largo de 1.851 km, correspondiendo 1.461 km a LEAT 500 kV, 227 km a LAT 220 kV y 163 km a LAT 132 kV. Estas últimas obras beneficiaron a 270.000 ciudadanos de la provincia de Santa Cruz.

Entre otras obras de expansión del SADI podemos destacar:

- la interconexión San Juan-Mendoza, a través de 170 km en LEAT 500 kV y 5 km en LAT 220 kV (incluyendo 1 ET de maniobra y 1 ampliación), la cual permitió asegurar el abastecimiento de la provincia de San Juan y proveer una alternativa económica de abastecimiento a los desarrollos mineros en la zona cordillerana. Estas obras finalizaron en Junio de 2007 y beneficiaron a 700.000 ciudadanos de la provincia de San Juan.
- la interconexión Recreo-La Rioja, mediante 150 km en LEAT 500 kV y 40 km en LAT 132 kV (incluyendo 1 nueva ET de 500/132 kV y 1 ampliación), permitiendo asegurar el suministro eléctrico de la provincia de La Rioja, así como también proveer una alternativa económica de abastecimiento a los desarrollos mineros de la zona cordillerana. Estas obras finalizaron en Agosto de 2009 y beneficiaron a 330.000 ciudadanos de la provincia de La Rioja.
- la Tercera Línea de Yacretá, que se extendió a lo largo de 912 km en LEAT 500 kV (incluyendo 2 nuevas ET de 500 kV y 3 ampliaciones), finalizando las mismas en Mayo de 2008 y beneficiando a 13 millones de ciudadanos del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Esta obra permitió además transportar mayor energía producida en la represa hidroeléctrica binacional Yacretá (que en Febrero de 2011 alcanzó su cota máxima de 83 msnm y una potencia de 3.200 MW), aumentar el intercambio de energía con Brasil y vincular la nueva central termoeléctrica Manuel Belgrano, incrementando la seguridad del SADI.

- la interconexión NOA-NEA, por medio de 1.208 km en LEAT 500 kV (incluyendo 5 nuevas ET de 500/132 kV y 2 ampliaciones), permitiendo la integración eléctrica de las provincias del Noroeste Argentino (NOA) con las del Noreste Argentino (NEA), así como también la vinculación física con la totalidad del SADI. Estas obras finalizaron en Agosto de 2011 y beneficiaron a 6 millones de ciudadanos de 8 provincias.
- la interconexión Comahue-Cuyo, mediante 708 km en LEAT 500 kV (incluyendo 1 nueva ET de 500/220 kV y 2 ampliaciones), permitiendo suministrar energía de la provincia del Neuquén (en particular de las represas del Comahue) a las provincias de Mendoza, San Juan, Córdoba y Santa Fe. Estas obras finalizaron en Septiembre de 2011, beneficiando a 7 millones de ciudadanos de 4 provincias y al desarrollo industrial de las mismas.
- la interconexión Rosario Oeste-Río Coronda, a través de 65 km en LEAT 500 kV (incluyendo 2 ampliaciones de ET), se inició a fines de 2012 y se encuentra actualmente en ejecución, y la misma permitirá evacuar la generación de energía de la nueva central térmica Vuelta de Obligado, junto a la existente central térmica San Martín, en la provincia de Santa Fe.

En total se adicionaron entre 2004 y 2013 cerca de 5.200 km de líneas de alta y extra alta tensión y 9.257 MW de potencia instalada en el parque de generación, que representan incrementos de 61% y 52%, respectivamente, en relación al año 2003. En dicho período la demanda de electricidad aumentó 41% en las industrias, 125% en los comercios y 45% en los hogares.

El parque de generación de energía eléctrica del MEM-SADI se encuentra conformado por diferentes equipos de generación, y distribuido a lo largo y ancho del territorio nacional. Los equipos instalados en el SADI y que comercializan su generación de energía eléctrica en el MEM se clasifican aquí de acuerdo al recurso natural que utilizan: Térmico Fósil, Nuclear e Hidráulico. Ninguno de los demás equipos tecnológicos empleados en el país, como los aerogeneradores eólicos, solares y geotérmicos, se encuentran operando actualmente en el SADI, ya que lo hacen de forma aislada satisfaciendo necesidades de aglomeraciones urbanas o semi-urbanas que no están conectadas al sistema interconectado.

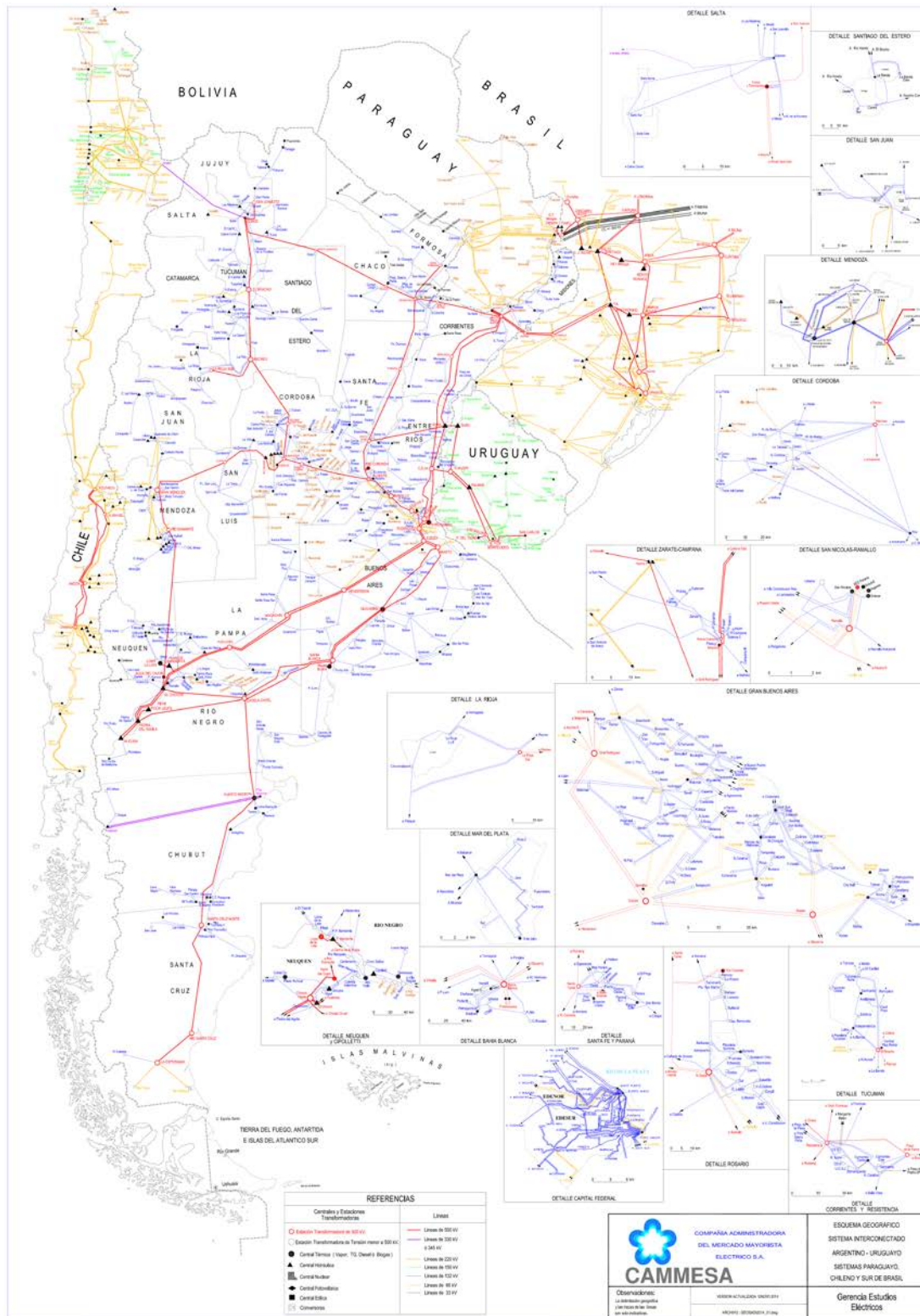
De los 9.257 MW de potencia instalada adicional en el parque de generación, 53,2% (4.926 MW) correspondieron a obras de inversiones públicas, 18% (1.667 MW) a obras de inversiones mixtas (pública más privada) y 28,8% (2.664 MW) a obras de inversiones privadas. El 52,4% de la potencia instalada adicional de inversiones públicas correspondió a equipos de generación térmica-fósil, 46,1% a turbinas de centrales hidroeléctricas y el 1,5% restante a equipos que emplean otras formas renovables de energía. El 100% de la potencia instalada adicional de inversiones mixtas correspondió a equipos de generación térmico-fósil. El 91,6% de la potencia instalada adicional de inversiones privadas correspondió a equipos de generación térmica-fósil y el 8,4% restante a equipos que emplean fuentes renovables de energía. Del total de la potencia instalada adicional (9.257 MW), el 72,3%

correspondió a equipos de generación térmica-fósil y el 27,7% restante a equipos que emplean formas renovables de energía (88,5% de estos corresponden a centrales hidroeléctricas).

Tabla 1. Obras finalizadas del parque generación por tipo de inversión, período 2004-2013			
Total MW incorporados	Tipo de inversión	MW incorporados	Obras
4.926	Pública	1.800	Finalización de obras en Represa Hidroeléctrica Binacional Yacyretá.
		1.185	Programa ENARSA Distribuida.
		560	Nueva Central Térmica Ensenada de Barragán.
		480	Nueva Central Térmica Pilar.
		350	Ampliación en Represa Hidroeléctrica Río Grande.
		280	Nueva Central Térmica Brigadier López.
		120	Nueva Represa Hidroeléctrica Los Caracoles.
		79	Ampliación en Central Térmica Villa Gesell.
		72	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.
1.667	Mixta	837	Nueva Central Térmica San Martín.
		830	Nueva Central Térmica Manuel Belgrano.
2.664	Privada	2.067	Ampliaciones, cierres de ciclo, recuperaciones y nuevas centrales térmicas.
		374	Programa Energía Plus.
		223	Programa GENREN de ENARSA.
TOTAL: 9.257	Fuente: elaboración propia en base a datos del CLICET y del Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal.		

Todas estas obras, que corresponden al Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, permitieron incorporar más de 2,5 millones de hogares al servicio público de electricidad por redes, lo que implica un aumento de 25,5% durante el período 2004-2013.

A continuación se presenta un esquema geográfico del Sistema Interconectado Argentino, en el cual se puede observar la expansión del SADI a lo largo y ancho del país (versión actualizada a Enero de 2014).



Fuente: CAMMESA.

En las siguientes tablas siguientes se presentan las obras actualmente en ejecución y las que están próximas a realizarse.

Con respecto a las obras actualmente en ejecución, que deberían sumar 3.888 MW de potencia instalada, el 40,8% de los MW a ser incorporados corresponden a inversiones públicas, 35,5% a inversiones mixtas y 23,7% a inversiones privadas. De ese total, 53,5% corresponden a equipos de generación térmico-fósil, 19,9% a reactores nucleoelectrónicos, y 26,6% restantes a centrales eléctricas que emplean formas renovables de energía. De los 1.585 MW a incorporar procedentes de la inversión pública, 48,7% corresponde a reactores nucleoelectrónicos, 44,2% a equipos de generación térmica-fósil, 3,8% a turbinas de centrales hidroeléctricas y el 3,3% restantes a equipos que emplean fuentes renovables de energía. El 100% de los 1.380 MW a incorporar procedentes de la inversión mixta corresponden a equipos de generación térmica-fósil. Y el 100% de los 923 MW a incorporar procedentes de la inversión privada corresponden a equipos de generación que emplean formas renovables de energía.

Tabla 2. Obras actualmente en ejecución			
Total MW a incorporar	Tipo de inversión	MW a incorporar	Obras
1.585	Pública	745	Finalización de obras y puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II.
		280	Nueva Central Térmica Río Turbio.
		280	Cierre ciclo combinado Central Térmica Ensenada de Barragán.
		140	Cierre ciclo combinado Central Térmica Brigadier López.
		60	Nueva Represa Hidroeléctrica Punta Negra.
		53	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.
		27	Nueva Central Nuclear CAREM-25.
1.380	Mixta	800	Nueva Central Térmica Vuelta de Obligado.
		580	Nueva Central Térmica Almirante Guillermo Brown.
923	Privada	923	Programa GENREN de ENARSA y otras iniciativas.
TOTAL: 3.888	Fuente: elaboración propia en base a datos del CLICET y del Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal.		

En relación a las obras planificadas para iniciarse próximamente, que se estima podrán incorporar 8.287 MW de potencia instalada, el 94,8% de los MW a ser incorporados corresponderían a inversiones públicas, 3,5% a inversiones mixtas y 1,7% a inversiones privadas. De ese total, 66,9% correspondería a turbinas de centrales hidroeléctricas, 18,3% a reactores nucleoelectricos y 14,8% a equipos de generación térmica-fósil. De los 7.855 MW a incorporar procedentes de la inversión pública, 70,5% corresponderían a turbinas de represas hidroeléctricas, 19,3% a reactores nucleoelectricos y 10,2% a equipos de generación térmica-fósil. El 100% de los 290 MW a incorporar procedentes de la inversión mixta corresponden a equipos de generación térmica-fósil, al igual que los 142 MW a incorporar provenientes de la inversión privada.

Tabla 3. Obras planificadas para iniciarse próximamente			
Total MW a incorporar	Tipo de inversión	MW a incorporar	Obras
7.855	Pública	1.480	Cuarta Central Nuclear "Atucha III".
		1.152	Represa Hidroeléctrica Binacional Garabí.
		1.140	Represa Hidroeléctrica Presidente Néstor Kirchner.
		1.048	Represa Hidroeléctrica Binacional Panambí.
		800	Central Térmica Manuel Belgrano II.
		637	Represa Hidroeléctrica Chihuido I.
		600	Represa Hidroeléctrica Gobernador Jorge Cepernic.
		483	Represa Hidroeléctrica Los Blancos.
		270	Represa Hidroeléctrica Aña Cuá.
		210	Represa Hidroeléctrica Portezuelo del Viento.
		35	Extensión de vida Central Nuclear Embalse.
290	Mixta	290	Cierre ciclo combinado Central Térmica Alte. Brown.
142	Privada	80	Cierre de TG Genelbita.
		62	Cierre de ciclo combinado Central Térmica Roca.
TOTAL: 8.287	Fuente: elaboración propia en base a datos del CLICET y del Plan Energético Nacional 2004-2019 del Ministerio de Planificación Federal.		

Ahora bien, el Estado Nacional posee participaciones en los segmentos generación y transporte troncal, mientras que en el segmento distribución se encuentra a cargo de empresas provinciales, privadas y cooperativas. Cabe señalar que las únicas concesiones para el servicio público de distribución de electricidad otorgadas por el Estado Nacional tras la privatización de SEGBA corresponden al AMBA (Edenor y Edesur) y La Plata (Edelap). En el segmento generación la participación del Estado Nacional se encuentra en el orden del 10% de la potencia instalada nominal unificada al SADI, mediante las dos centrales nucleares Atucha I y Embalse que en conjunto suman 1.011 MW (en el transcurso de 2014 se sumará Atucha II con 745 MW de potencia instalada) que opera Nucleoeléctrica Argentina S.A. y mediante las centrales térmicas Ensenada, Brigadier López y el Programa Energía Distribuida que en conjunto suman 2.025 MW (con los cierres de ciclo de Ensenada y Brigadier López para Octubre de 2014 y la construcción de las centrales Vuelta de Obligado, Guillermo Brown, Belgrano II y Río Turbio, junto a la central nuclear Atucha II, se sumarán 4.000 MW adicionales; es decir, el Estado Nacional alcanzará en un par de años controlar el 20% de la potencia instalada nominal unificada al SADI). En el segmento transmisión de energía el Estado Nacional posee participaciones accionarias en Transener y por medio de ésta en Transba.

A diferencia de los segmentos generación y transporte donde el Estado Nacional como se ha visto a efectuado compulsivas y estratégicas inversiones, en el segmento de distribución las empresas prestatarias del servicio público de distribución de energía han cometido numerosos incumplimientos contractuales por falta de inversiones. Por consiguiente, cada vez que se presentan situaciones meteorológicas como las de Diciembre de 2013 y Enero de 2014, con altos picos de demanda por las olas de calor, dicha saturación de demanda sobrecarga los transformadores y líneas de distribución (muy obsoletas desde hace muchos años) y, por consiguiente, se producen cortes en el suministro de energía a los usuarios. Por consiguiente, el 17 de Diciembre de 2013 el Ministerio de Planificación Federal *"dispuso que ante situaciones de contingencia climática, las distribuidoras Edenor y Edesur deberán contratar a las empresas y cooperativas vinculadas a la prestación del suministro eléctrico existentes para garantizar una pronta restitución de la energía. El control y monitoreo de esta medida estará a cargo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), según establece la resolución N° 1484/2013 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, en conjunto con la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del ministerio de Planificación"*.

Los lobistas de las empresas prestatarias del servicio público de distribución eléctrica del AMBA arguyen que la falta de inversiones producida durante los últimos 11 años por parte de las mismas son resultado del congelamiento tarifario. Sin embargo, cabe señalar que la dolarización e indexación de las tarifas eléctricas según la evolución de los precios estadounidenses desde la privatización del sector eléctrico en 1992 hasta la sanción de la Ley N° 25.561 en 2002 resultaron violatorias de la Ley N° 24.065 (marco regulatorio del sector eléctrico) y de la Ley N° 23.928 (de Convertibilidad); y, por consiguiente, permitieron a las empresas del segmento de

distribución de energía eléctrica internalizar ganancias extraordinarias que en ningún momento fueron invertidas en nueva infraestructura y desarrollo tecnológico, sino más bien transferidas al exterior; al mismo tiempo que extorsionaban al Estado con la amenaza mafiosa de producir apagones si no se redolarizaban las tarifas (desde 2002 hasta el presente). Un excelente informe de investigación al respecto se encuentra en el libro de Daniel Azpiazu y Martín Schorr publicado en 2003 por Siglo XXI: *“Crónica de una sumisión anunciada. Las renegociaciones con las empresas privatizadas bajo la Administración Duhalde”*.

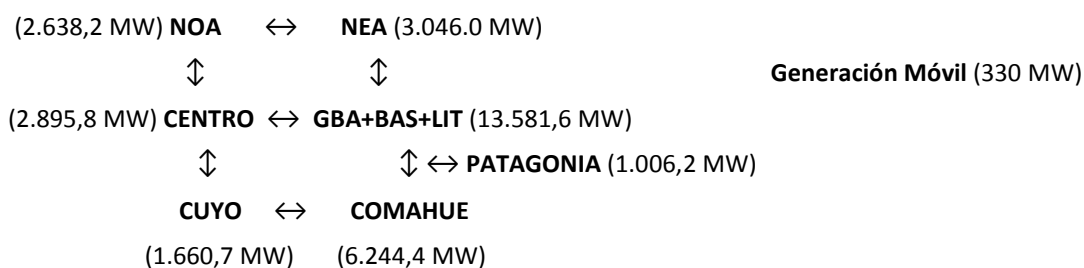
Cabe destacar que, según el Ministerio de Planificación Federal, el gasto de luz y gas por redes en los hogares pasó a representar del 20% en 2003 a menos del 3% del salario promedio mensual y que el consumo energético residencial per cápita se duplicó. Gracias a la expansión y crecimiento sostenido del aparato productivo nacional desde la implementación del modelo de crecimiento económico con inclusión social instaurado en 2003, la demanda de electricidad y de gas natural de los usuarios residenciales aumentó 141% y 79%, respectivamente. No sólo Argentina posee las tarifas de servicios públicos de electricidad y gas natural para usuarios residenciales más baratas de la región sudamericana, sino también que en nuestro país se registraron los mayores incrementos en el consumo: 329% más que en Brasil, 184% más que en Chile y 174% más que en Uruguay, por ejemplo.

Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista

Según la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), la potencia efectiva bruta total instalada (nominal) al 31 de Diciembre de 2013 en el MEM-SADI era de 31.402 MWe, donde el 60,9% correspondió a equipos de generación térmica-fósil, 35,3% a centrales hidroeléctricas, 3,2% a centrales nucleoeeléctricas y 0,5% restante a equipos que emplean otras formas renovables de energía (95,3% eólica y 4,7% solar fotovoltaica). El parque de generación de energía eléctrica del país se distribuye en siete regiones que se encuentran interconectadas (Tierra del Fuego es la única provincia excluida del MEM-SADI):

- GBA+BAS+LIT (GBA: AMBA + BA: Buenos Aires + LIT: Santa Fe y Entre Ríos).
- NEA (Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones).
- NOA (Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja).
- CENTRO (Córdoba y San Luis).
- CUYO (Mendoza y San Juan).
- COMAHUE (Neuquén, Río Negro y La Pampa).
- PATAGONIA (Chubut y Santa Cruz).

Las vinculaciones existentes al 31/Dic/2013 entre las regiones eléctricas son las siguientes:



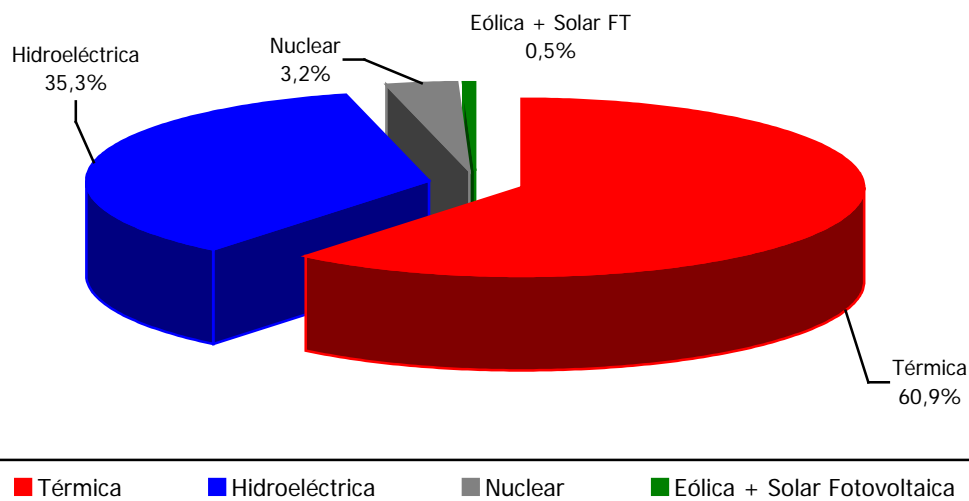
En efecto, la distribución porcentual de la potencia instalada nominal unificada al SADI por regiones eléctricas al 31 de Diciembre de 2013 era la siguiente: 43,2% GBA+BA+LIT, 19,9% Comahue, 9,7% NEA, 9,2% Centro, 8,4% NOA, 5,3% Cuyo y 3,2% Patagonia, más 1,1% de equipos de generación móvil.

En la Tabla 4 se detalla la potencia instalada nominal unificada al SADI por equipos de generación y regiones eléctricas al 31 de Diciembre de 2013; y en el Gráfico 1 se presenta la distribución porcentual de esa potencia instalada para igual fecha:

Tabla 4. Potencia instalada nominal unificada al SADI por equipos de generación al 31 de Diciembre de 2013 y variación porcentual respecto a los años 2012 y 2003 (en MWe instalados y %)

Área	TV	TG	CC	DI	TER	NU	FT	EO	HID	TOTAL
CENTRO	200,0	510,8	547,3	71,8	1.329,9	648,0	-	-	917,6	2.895,5
COMAHUE	-	207,9	1.282,5	73,3	1.563,7	-	-	-	4.680,7	6.244,4
CUYO	120,0	89,6	374,2	-	583,8	-	6,2	-	1.070,7	1.660,7
GBA-BA-LIT	3.820,2	2.045,5	5.984,0	423,6	12.273,3	363,0	-	0,3	945,0	13.581,6
NEA	-	59,0	-	242,3	301,0	-	-	-	2.745,0	3.046,0
NOA	301,0	1.001,0	829,2	262,6	2.393,8	-	2,0	25,2	217,2	2.638,2
PATAGONIA	-	160,0	188,1	-	348,1	-	-	139,3	518,8	1.006,2
G. MÓVIL	-	-	-	330,0	330,0	-	-	-	-	330,0
TOTAL MWe	4.441,0	4.073,8	9.205,3	1.403,6	19.123,9	1.011,0	8,2	164,8	11.095,0	31.402,6
TOTAL %	14,1	13,0	29,3	4,5	60,9	3,2	<0,1	0,5	35,3	100,0
Variación Porcentual 2013-2012					1,8	0,6	<i>n/a</i>	47,1	-0,5	1,1
Variación Porcentual 2013-2003					44,5	0,6	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	16,3	32,1

Gráfico 1. Distribución porcentual de la potencia instalada unificada al SADI por equipos de generación al 31/12/2013 (en %)

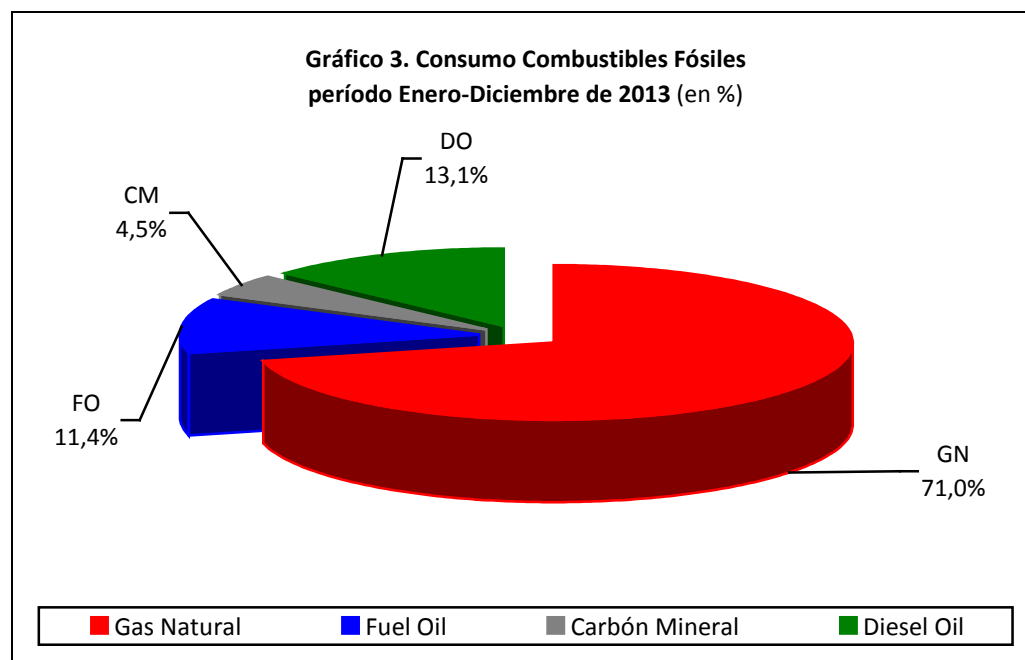
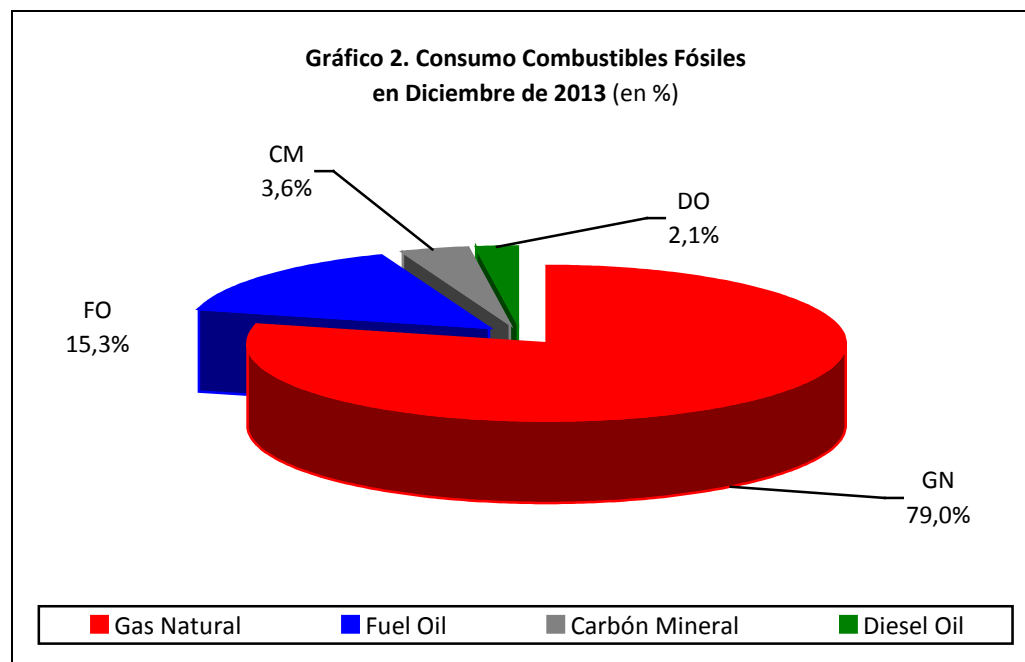


Nota: las tecnologías instaladas en las centrales térmico-fósil (TER) son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC) y motores diesel (DI). También participan centrales nucleares (NU), equipos eólicos (EO), solar fotovoltaicos (FT) y represas hidroeléctricas (HID). "G. Móvil" significa "Generación Móvil" de equipos DI.

Fuente: elaboración propia en base a datos del CLICET y de CAMMESA.

En la variación porcentual respecto a igual mes del año anterior (Tabla 4), se observa un incremento de 1,1%, mientras que en la variación porcentual respecto al año 2003, se observa un aumento de 32,1% de la potencia instalada total.

En los gráficos 2 y 3 que se presentan a continuación, se observa la relación entre los combustibles fósiles consumidos por las centrales termoeléctricas en el mes de Diciembre y en el acumulado Enero-Diciembre de 2013:



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

El record de potencia máxima bruta generada en 2013, según CAMMESA, se registró el 23 de Diciembre a las 14.20 hs, correspondiendo 23.794 MW; observándose una variación porcentual de 13,7% respecto al record registrado en igual mes del año anterior, y de 11,7% en relación al récord del año 2012.

El último parte de CAMMESA recolectado para el presente informe, señala:

"El 20/01/2014 fue superado el máximo histórico de POTENCIA para día hábil del SADI, correspondiendo 24.034 MW a las 15:05.

El 23/01/2014 fue superado el máximo histórico de ENERGÍA del SADI para día hábil, correspondiendo 507,6 GWh.

El 18/01/2014 fueron superados los máximos históricos de POTENCIA y ENERGÍA del SADI para día Sábado, correspondiendo 21.866 MW a las 15:00 y 477,9 GWh respectivamente".

A continuación se presenta una tabla con la evolución mensual de la máxima generación bruta en horas pico (no incluye exportaciones o abastecimiento por exportaciones):

Tabla 5. Evolución mensual de la máxima generación bruta en horas pico, años 2012 y 2013 (MW y %)												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2013 MEM	21.982	22.169	19.523	18.443	20.035	21.270	22.552	21.773	21.711	19.484	20.436	23.794
2012 MEM	21.309	21.949	20.095	18.264	18.472	20.978	20.912	19.995	18.626	17.834	20.991	20.921
V% 2013-2012	3,2	1,0	-2,8	1,0	8,5	1,4	7,8	8,9	16,6	9,3	-2,6	13,7

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La Tabla 6 corresponde al balance de energía neto acumulado de los años 2012 y 2013 y la variación porcentual entre ambos.

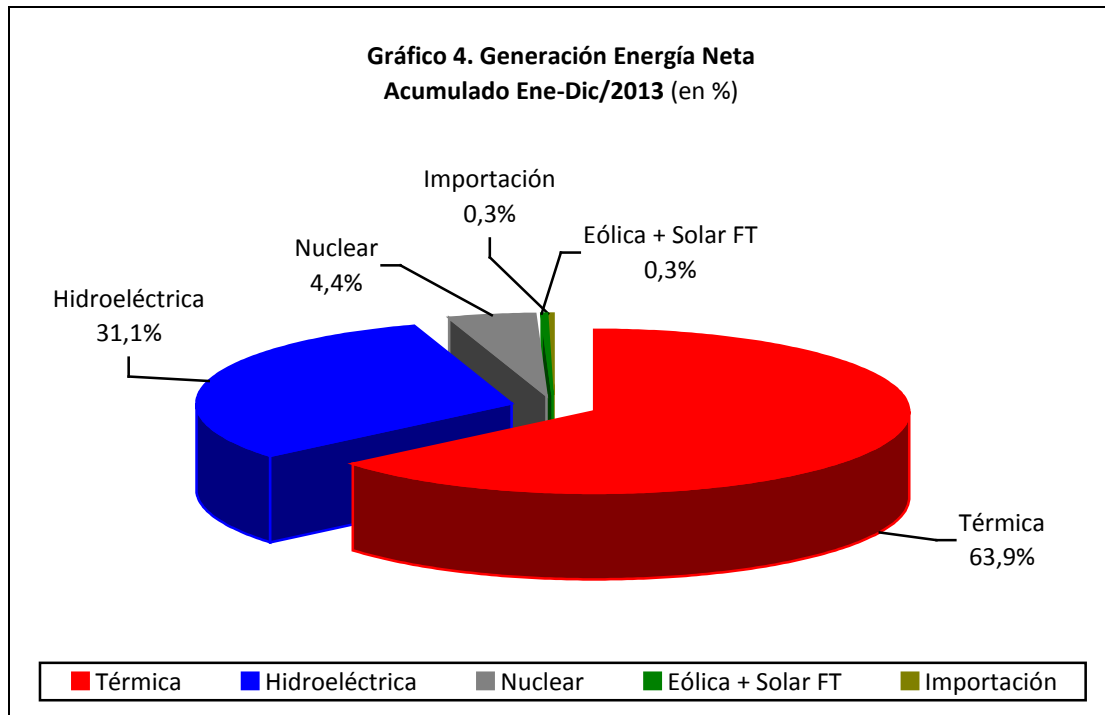
En la misma se observa que la generación total aumentó 3,1% y la demanda de los agentes 3,2% en 2013 respecto al año anterior. La importación y la exportación disminuyeron 2,9% y 19%, respectivamente, en 2013 respecto al año anterior. En relación al aporte de los equipos de generación, la térmica-fósil aumentó sólo 0,4%, la nuclear declinó 2,9%, mientras que la hidráulica, la eólica y la solar fotovoltaica incrementaron en 10%, 28,3% y 85,6%, respectivamente, en 2013 respecto al año anterior. En ambos años no se produjeron racionamientos por tensión, mientras que en relación a los racionamientos por cortes, en 2012 representaron <0,1% y en 2013 no se registraron.

Tabla 6. Balance de energía neto acumulado de los años 2012 y 2013 y variación porcentual (en GWh y porcentajes según corresponda)

	Acumulado Ene-Dic/2012	Acumulado Ene-Dic/2013	Variación Porcentual 2013-2012
GENERACIÓN			
Térmica	82.508,0	82.837,1	0,4
Hidráulica	36.614,5	40.287,9	10,0
Nuclear	5.904,5	5.731,6	-2,9
Eólica	348,2	446,6	28,3
Solar Fotovoltaica	8,1	15,0	85,6
Importación	422,8	342,3	-19,0
TOTAL GENERACIÓN	125.806,0	129.660,4	3,1
DEMANDA			
Demanda Agentes	121.322,4	125.166,9	3,2
Exportación	349,2	2,2	-99,4
Bombeo	718,0	492,3	-31,4
Pérdidas Red	3.416,5	3.999,0	17,0
TOTAL DEMANDA	125.806,0	129.660,4	3,1
Racionamiento Tensión	0,0	0,0	-
Racionamiento Cortes	2,9	0,0	-100,0
TOTAL REQUERIDO	125.806,0	129.660,4	3,1

Fuente: CAMMESA.

El Gráfico 4 que se presenta en la siguiente página corresponde a la distribución porcentual de la oferta de generación de energía neta en el año 2013.



Ricardo De Dicco. San Carlos de Bariloche, 20 de Enero de 2014.

Referencias Bibliográficas

Bernal, Federico y Ricardo De Dicco (2013). *Resultados del Plan Energético Nacional 2004-2019*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

CAMMESA (2012 y 2013). *Informes Mensuales*. Buenos Aires. Datos actualizados a Diciembre/2013 (consultados el 18/01/2014).

De Dicco, Ricardo (2014). *Indicadores Energéticos de Argentina, Enero de 2014*. Documento de Trabajo del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2013). *Avances del Plan Energético Nacional 2004-2019*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2011). *Inversiones en el sector eléctrico de Argentina, período 2003-2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2006). *2010, ¿odisea energética? Petróleo y Crisis*. Editorial Capital Intelectual, colección "Claves para Todos". Buenos Aires.

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (2013). *Plan Energético Nacional 2004-2019*. Buenos Aires. Datos actualizados a Noviembre/2013.

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ricardo De Dicco

- Es especialista en Economía de la Energía y en Infraestructura y Planificación Energética del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador.
- Especialista en Tecnología Nuclear y en Teledetección Satelital del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT).
- Se desempeñó entre 1991 y 2001 como consultor internacional en Tecnologías de la Información y de las Telecomunicaciones Satelitales.
- A partir de 2002 inició sus actividades de docencia e investigación científica sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina en el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO (Universidad del Salvador), desde 2005 en la Universidad de Buenos Aires, a partir de 2006 como Director de Investigación Científico-Técnica del CLICeT, desde 2008 es miembro del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Energética Nacional (OPTE) de Argentina, desde 2011 consultor externo de la Gerencia General de INVAP Sociedad del Estado y desde 2013 es Director del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Coordinador de la Comisión de Energía Nuclear Metalúrgica de la Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA).
- También brindó servicios de consultoría a PDVSA Argentina S.A. y de asesoramiento a organismos públicos e internacionales, como ser la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación, el H. Senado de la provincia de Buenos Aires, el Ministerio de Educación de la Nación, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la Organización de Naciones Unidas.
- Ha participado como expositor en numerosos seminarios y congresos nacionales e internacionales sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina.
- Es autor de más de un centenar de informes de investigación y artículos de opinión publicados en instituciones académicas y medios de prensa del país y extranjeros.
- Entre sus últimas publicaciones, se destacan: *"2010, ¿Odisea Energética? Petróleo y Crisis"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2006), co-autor de *"La Cuestión Energética en la Argentina"* (FCE-UBA y ACARA, Buenos Aires, 2006), de *"L'Argentine après la débâcle. Itinéraire d'une recomposition inédite"* (Michel Houdiard Editeur, París, 2007) y de *"Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2008).

Correo electrónico: cliket@gmail.com



OETEC

Infraestructura para el desarrollo

<http://www.oetec.org>
oetecid@gmail.com