OETEC
Infraestructura para el desarrollo

Indicadores Energéticos de Argentina, Enero de 2014

OETEC - CLICET
Área de Energía

Por Ricardo De Dicco
S. C. de Bariloche, Enero de 2014

Indicadores Energéticos de Argentina, Enero de 2014

Por *Ricardo De Dicco*

TABLA DE CONTENIDOS

Presentación 3

Balance Energético Nacional 4

Caracterización del Mercado Hidrocarburífero 11
Las cuencas sedimentarias productivas 13
Remanente de las reservas comprobadas, volúmenes de extracción, comercio exterior y pozos perforados de petróleo y gas natural 14
Capacidad instalada del parque de refinación, procesamiento de crudo, subproductos obtenidos y su comercialización..... 31
Demanda interna de gas natural por redes y expansión del sistema de transporte . 42

Caracterización del Sector Eléctrico 51
Principales características del Sistema Eléctrico de Argentina y sus planes de expansión..... 51
Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista 59

Referencias Bibliográficas 65

Presentación

El propósito de este informe es caracterizar el mercado ampliado de la energía de Argentina en la actualidad, y para ello se procederá al análisis de los principales indicadores energéticos correspondientes al año 2013 y su variación porcentual respecto al año anterior.

En algunos casos, como el del balance energético nacional y el del remanente de las reservas comprobadas de hidrocarburos que se abordan al comienzo del informe, todavía no han sido publicados oficialmente los datos de 2013, siendo analizados aquí los correspondientes al año 2012 y 2011, respectivamente.

Luego de abordar los temas mencionados precedentemente, se indagará sobre los volúmenes de producción de hidrocarburos y su comercio exterior, la perforación de pozos, los volúmenes de crudo procesado, los subproductos obtenidos de la refinación, la comercialización y comercio exterior de los combustibles líquidos, la demanda interna de gas natural y la expansión del correspondiente sistema de transporte. También se incluyen análisis sobre las concentraciones económicas del mercado hidrocarburífero. Y en un tercer capítulo se caracterizará el sistema eléctrico nacional y muy brevemente el mercado eléctrico mayorista.

Para este informe se recolectaron y procesaron, mayoritariamente, datos primarios y secundarios producidos por organismos públicos, y en menor medida datos secundarios producidos por el CLICET/OETEC y por empresas del sector energético.

Ricardo De Dicco. San Carlos de Bariloche, 25 de Enero de 2014.

Balance Energético Nacional

Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias. Por fuentes de energía primaria deberán entenderse aquellas que se obtienen de la naturaleza y que no han sufrido proceso alguno en centros de transformación, tales como: hidroenergía, combustibles nucleares, hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y carbón mineral), leña, bagazo, eólica, solar, geotermia, etc. Mientras que las fuentes de energía secundaria son aquellos productos energéticos que no pueden ser obtenidos de la naturaleza y que son el resultado de la manipulación del hombre en centros de transformación sobre las formas primarias de energía con el fin de que las mismas puedan satisfacer las necesidades del aparato productivo nacional: electricidad, gas distribuido por redes, gas de refinería, gas licuado, motonaftas, kerosene y aerokerosene, diesel-oil + gas-oil, fuel-oil, carbón residual, gas de coquería, gas de alto horno, coque de carbón, carbón de leña, no energéticos,[1] etc.

Entonces, cuando se estudia la oferta de energía, que es la disponible para el consumo de un país, deben distinguirse las siguientes variables: producción, importación, exportación + bunker,[2] variación de stock o inventario y energía no aprovechada. La oferta total de energía es aquella cantidad de energía primaria y secundaria disponible para cubrir las necesidades energéticas del país, tanto del consumo final de los sectores socioeconómicos, como del consumo propio del sector energético y de los centros de transformación.

Con respecto a la transformación, se hace referencia a la cantidad de flujos energéticos primarios y secundarios que ingresan al conjunto de centros de transformación, del cual resulta en energía secundaria; es decir, el cambio de transformación física o química de una fuente energética en otra por medio de los centros de transformación, de los cuales se obtienen productos energéticos. Los centros de transformación están constituidos por centrales eléctricas (hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleoeléctricas, eólicas y dispositivos fotovoltaicos) asociadas al Servicio Público y de Autoproducción, así como también por plantas de tratamiento de gas, refinerías de petróleo, centros de carboneras y centros de coquerías y altos hornos.

El consumo es aquella energía utilizada tanto por el sector energético como por los diferentes sectores socioeconómicos para satisfacer sus requerimientos. Pueden distinguirse dos tipos de consumo: propio y final. El consumo propio es aquella cantidad de energía que es utilizada por el sector energético con el fin de satisfacer requerimientos de los eslabones de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento. Mientras que el consumo final es aquel que abarca

[1] Los "no energéticos" son aquellas fuentes de energía secundaria que tienen contenido energético pero que no se utilizan para fines energéticos.
[2] "Bunker" representa aquellos combustibles líquidos derivados del petróleo que abastecen a barcos y aeronaves fuera de las fronteras del país. *"Por tal motivo, si bien no es una exportación, se lo agrega junto a estas, ya que desde el punto de vista energético, es como si lo fuera, restando a la Oferta Interna"* (Secretaría de Energía de la Nación).

todos los flujos energéticos agrupados, considerando los sectores socioeconómicos en que son consumidos. El consumo final se constituye en consumo final energético y consumo final no energético. El primero concierne a la cantidad total de productos primarios y secundarios empleados por todos los sectores de consumo en la satisfacción de sus necesidades energéticas; el segundo abarca los volúmenes de productos que son empleados con fines no energéticos en todos los sectores de consumo. En suma, el consumo final total se trata de la totalidad de la energía que se entrega a los sectores de consumo, tanto para usos energéticos, como no energéticos. Los sectores socioeconómicos de consumo que se analizan en el presente estudio son los siguientes: Residencial, Comercial/Público, Transporte, Agropecuario e Industrial.

A partir de estas definiciones conceptuales de la Secretaría de Energía de la Nación, se procederá a caracterizar brevemente las ofertas de energía primaria y secundaria, y el consumo final de energía de Argentina, según datos del Boletín Energético 2012.

Tabla 1. Oferta de energía primaria, año 2012 (en miles de toneladas equivalentes de petróleo y porcentajes)

Formas de Energía	Hidrocarburos			Uranio	Energía Hidráulica	Otras Fuentes	TOTAL
	Gas Natural	Petróleo	Carbón Mineral				
Producción	36.623,0	28.324,0	56,0	0,0	3.083,0	4.965,0	**73.051,0**
Importación	7.537,0	219,0	693,0	3.056,0	0,0	0,0	**11.505,0**
Variación de Stock	0,0	331,0	8,0	-1.220,0	0,0	0,0	**-881,0**
Oferta Total	**44.160,0**	**28.874,0**	**757,0**	**1.836,0**	**3.083,0**	**4.965,0**	**83.675,0**
Exportación y Bunker	-87,0	-3.080,0	-46,0	0,0	0,0	0,0	**-3.213,0**
No Aprovechado	-551,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**-551,0**
Pérdidas	-786,0	0,0	0,0	0,0	-31,0	0,0	**-817,0**
Ajustes	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**45,0**
OFERTA INTERNA	**42.781,0**	**25.794,0**	**711,0**	**1.836,0**	**3.052,0**	**4.965,0**	**79.139,0**
Part. %	54,1	32,6	0,9	2,3	3,9	6,2	**100,0**
Variación % 2012-2011	2,8	-2,5	-24,0	-34,0	-7,8	8,7	**-0,7**

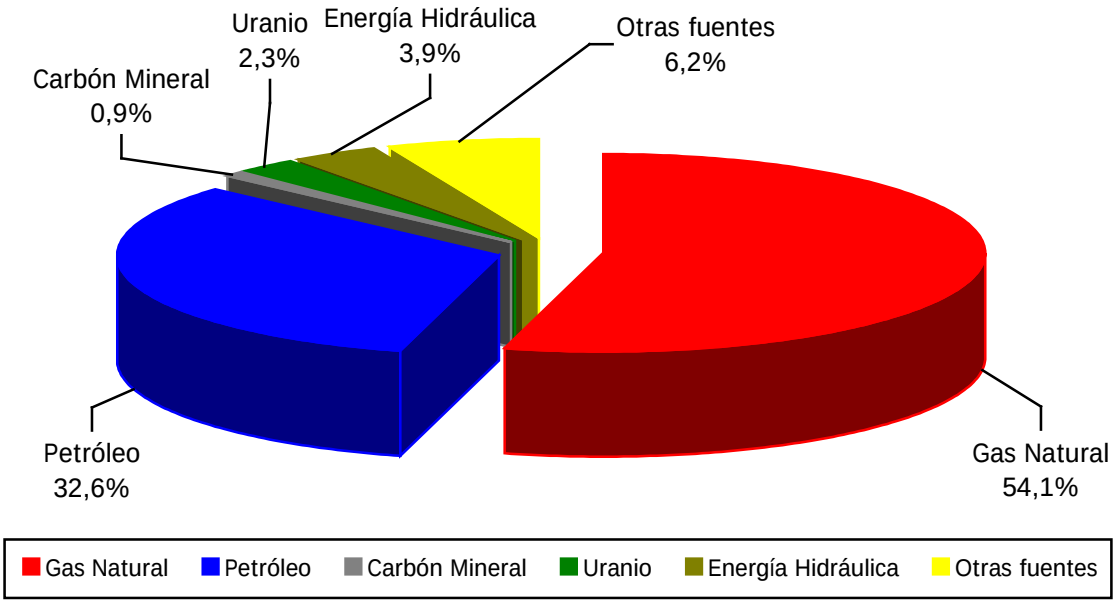
Fuente: elaboración propia en base a datos del Boletín Energético de Secretaría de Energía.

Durante el ejercicio anual 2012, según el Boletín Energético de la Secretaría de Energía de la Nación, la oferta total de energía primaria fue equivalente a 83,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), 1,1% menos que el año anterior, de los cuales el 88,2% correspondió a los hidrocarburos petróleo, gas natural y carbón mineral, recursos estratégicos y naturales no renovables, mientras que los energéticos alternativos explicaron el 11,8% restante. El 86,4% de la oferta total de energía primaria provino de la producción nacional y el 13,6% de la importación.

Al mercado interno (oferta interna) se destinaron 79,1 millones de TEP, 0,7% menos que el año anterior; 3,2 millones de TEP a exportación y bunker y 1,4 millones de TEP a energía no aprovechada, pérdidas y ajustes, que corresponden a la diferencia entre la oferta interna y la oferta total de energía primaria.

En la oferta interna de energía primaria los hidrocarburos participaron con el 87,6% de la misma: 54,1% gas natural, 32,6% petróleo y 0,9% carbón mineral; correspondiendo el resto a la participación del uranio (2,3%), de la hidroenergía (3,9%) y a otras formas de energía (6,2%).

Gráfico 1. Distribución porcentual de la oferta interna de energía primaria por formas de energía, año 2012 (en %)



Fuente: elaboración propia en base a datos del Boletín Energético de Secretaría de Energía de la Nación.

Con respecto a las fuentes de energía secundaria, la oferta total alcanzada en 2012 fue equivalente a 80,3 millones de TEP, representando 1,2% de incremento respecto al año anterior. Las participaciones de estas formas secundarias de energía fueron las siguientes: gas natural distribuido por redes 42,4%, electricidad 15,4%, diesel oil + gas oil 12,8%, motonaftas 7,1%, fuel oil 3,4%, gas licuado de petróleo (GLP) 3,3%,

biocombustibles 3%, gas de refinería y gas licuado de petróleo (GLP) 5,7%, kerosene y aerokerosene 1,8%, correspondiendo el resto a otras fuentes secundarias de energía. El 95,1% de los 80,3 millones de TEP de oferta total de energía secundaria provino de la producción nacional y el porcentaje restante de la importación.

Al mercado interno (oferta interna) se destinaron 76,1 millones de TEP, 5,4% más que el año anterior; 3 millones de TEP a exportación y bunker y 1,2 millones de TEP a energía no aprovechada, pérdidas y ajustes, que corresponden a la diferencia entre la oferta interna y la oferta total de energía secundaria.

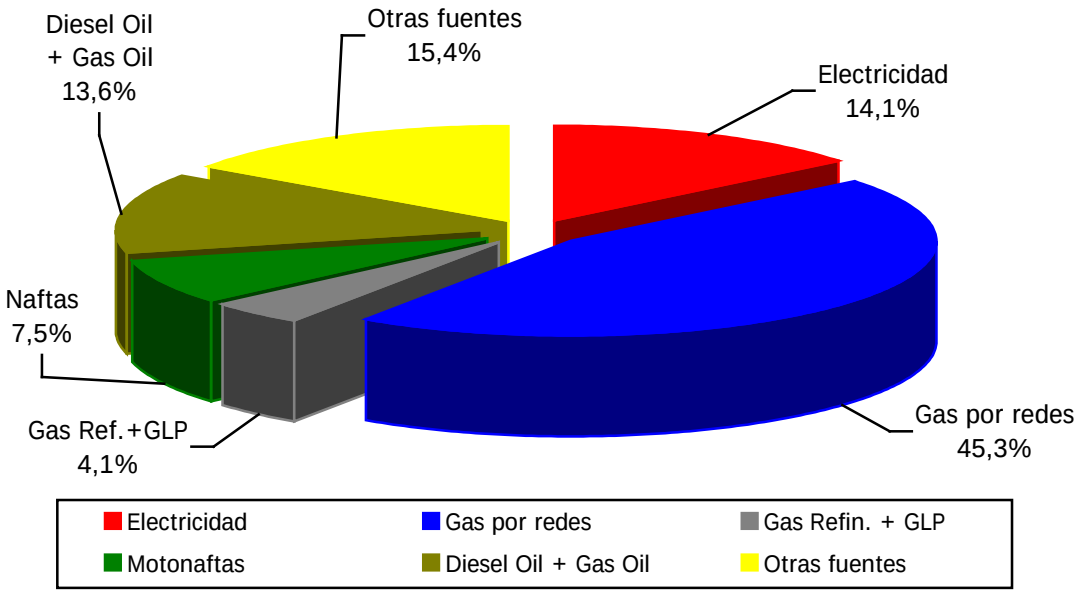
En la oferta interna de energía secundaria se observaron las siguientes participaciones: 45,3% gas distribuido por redes, 14,1% electricidad, 13,6% diesel oil + gas oil, 7,5% motonaftas, 4,1% gas de refinería + GLP y 15,4% las restantes formas de energía secundaria.

Tabla 2. Oferta de energía secundaria, año 2012 (en miles de TEP y porcentajes)

Formas de Energía	Electricidad	Gas distribuido por redes	Gas de refinería + GLP	Motonaftas	Diesel Oil + Gas Oil	Otras Fuentes	TOTAL
Producción	11.699,0	34.056,0	4.680,0	5.555,0	8.008,0	12.409,0	**76.407,0**
Importación	698,0	0,0	0,0	40,0	2.260,0	898,0	**3.896,0**
Variación de Stock	0,0	0,0	-112,0	79,0	51,0	-8,0	**10,0**
Oferta Total	**12.397,0**	**34.056,0**	**4.568,0**	**5.674,0**	**10.319,0**	**13.299,0**	**80.313,0**
Exportación y Bunker	-43,0	-53,0	-1.312,0	0,0	0,0	-1.603,0	**-3.011,0**
No Aprovechado	0,0	-199,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**-199,0**
Pérdidas	-1.586,0	-740,0	-133,0	0,0	0,0	0,0	**-2.459,0**
Ajustes	0,0	1.472,0	0,0	0,0	0,0	30,0	**1.502,0**
OFERTA INTERNA	**10.768,0**	**34.536,0**	**3.123,0**	**5.674,0**	**10.319,0**	**11.726,0**	**76.146,0**
Part. %	14,1	45,3	4,1	7,5	13,6	15,4	**100,0**
Variación % 2012-2011	3,6	7,1	48,6	-14,2	-1,0	12,1	**5,4**

Fuente: elaboración propia en base a datos del Boletín Energético de Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 2. Distribución porcentual de la oferta interna de energía secundaria por formas de energía, año 2012 (en %)



Fuente: elaboración propia en base a datos del Boletín Energético de Secretaría de Energía de la Nación.

El consumo final total resultante de las fuentes de energía primaria y secundaria en 2012, luego del proceso de transformación y del consumo propio de las empresas del sector energético, fue equivalente a 48,6 millones de TEP (se excluye consumo no energético), representando 0,8% de incremento respecto al año anterior.

En la Tabla 3 se observa la siguiente participación de los sectores económicos en el consumo final de energía por fuentes secundarias: 27,2% residencial, 8,7% comercial y público, 30,7% transporte, 6,6% agropecuario y 26,8% industria. Los energéticos de mayor consumo fueron el gas distribuido por redes (39,8%), la electricidad (21,7%), el diesel-oil + gas-oil (18,1%) y las naftas (10,4%).

Los sectores de mayor consumo del gas distribuido por redes fueron el Residencial (44,1%) y el Industrial (35,8%), y en menor medida el Transporte (12,2%) y el Comercial/Público (7,9%). En relación a la electricidad, los mayores consumidores fueron el sector Industrial (42,2%), el Residencial (32,2%) y el Comercial/Público (24,2%), con escasos consumos de los sectores Transporte y Agropecuario. La casi totalidad del consumo de diesel-oil + gas-oil correspondió a los sectores Trasporte (66,3%) y Agropecuario (32,1%), con escasos consumos de los sectores Comercial/Público e Industrial. La casi totalidad de las motonaftas fueron consumidas por el sector Transporte (97,9%). El kerosene y el aerokerosene fue consumido por los sectores Residencial (24,7%) y Transporte de aviación (75,3%), respectivamente. Los biocombustibles (bioetanol + biodiesel) fueron consumidos en su totalidad por el sector Transporte. El fuel oil fue consumido principalmente por la Industria (40%) y el Agro (27,4%). Mientras que el carbón residual, el gas de

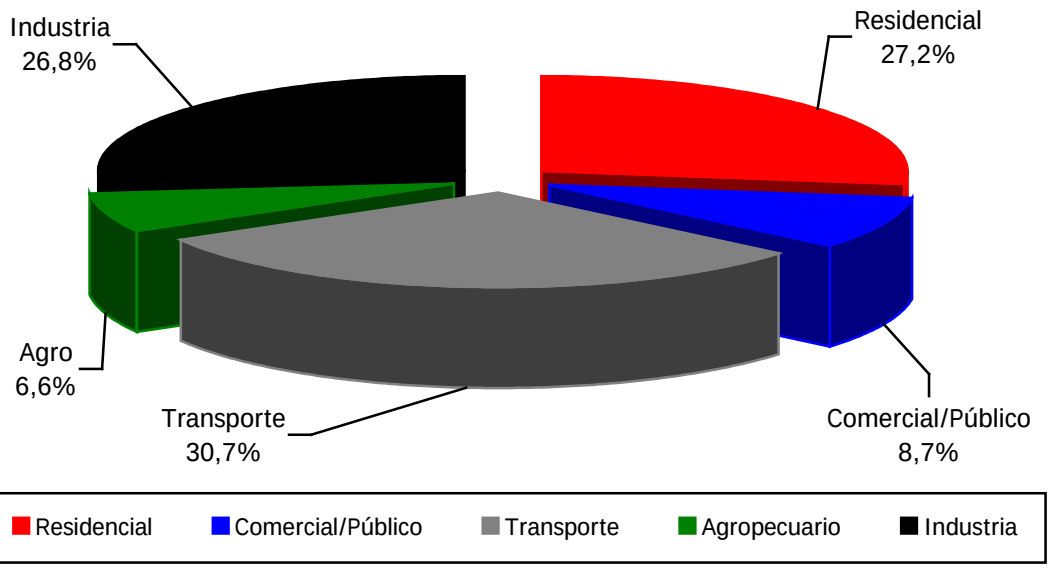
coquería, el gas de alto horno y el coque de carbón son de consumo exclusivo del sector Industrial.

Tabla 3. Consumo final de energía por fuentes secundarias, año 2012 (en miles de toneladas equivalentes de petróleo y porcentajes)

Formas de Energía	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agro	Industria	CONSUMO TOTAL	
Electricidad	3.320,0	2.498,0	53,0	90,0	4.346,0	**10.307,0**	21,7
Gas distribuido por redes	8.326,0	1.483,0	2.312,0	0,0	6.764,0	**18.885,0**	39,8
GLP	883,0	147,0	0,0	147,0	294,0	**1.471,0**	3,1
Motonaftas	0,0	0,0	4.844,0	25,0	79,0	**4.948,0**	10,4
Kerosene y Aerokerosene	356,0	0,0	1.085,0	0,0	0,0	**1.441,0**	3,0
Diesel Oil y Gas Oil	0,0	78,0	5.677,0	2.745,0	63,0	**8.563,0**	18,1
Fuel Oil	0,0	13,0	18,00	26,0	38,0	**95,0**	0,2
Carbón residual	0,0	0,0	0,0	0,0	309,0	**309,0**	0,7
Gas de coquería	0,0	0,0	0,0	0,0	69,0	**69,0**	0,1
Gas de alto horno	0,0	0,0	0,0	0,0	84,0	**84,0**	0,2
Coque de carbón	0,0	0,0	0,0	0,0	51,0	**51,0**	0,1
Carbón de leña	264,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**264,0**	0,6
Bioetanol y Biodiesel	0,0	0,0	926,0	0,0	0,0	**926,0**	2,0
Subtotal	**13.149,0**	**4.219,0**	**14.915,0**	**3.033,0**	**12.097,0**	**47.413,0**	**100,0**
Energías Primaria + Secundaria	**13.244,0**	**4.237,0**	**14.915,0**	**3.187,0**	**13.003,0**	**48.586,0**	
Part. %	27,2	8,7	30,7	6,6	26,8	**100,0**	
V% 2012-2011	**6,0**	**10,4**	**-4,2**	**8,7**	**-3,0**	**0,8**	

Fuente: elaboración propia en base a datos del Boletín Energético de Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 3. Distribución porcentual de los sectores económicos en el consumo final de energía por fuentes secundarias, año 2012 (en %)



Fuente: elaboración propia en base a datos del Boletín Energético de Secretaría de Energía de la Nación.

Las únicas fuentes de energía primaria consumidas por los sectores socioeconómicos mencionados fueron la leña, el bagazo y "Otros Primarios", ya que el resto son destinadas a los centros de transformación, como fuera mencionado oportunamente.

Caracterización del Mercado Hidrocarburífero

El mercado hidrocarburífero se divide en cuatro segmentos: exploración y producción de hidrocarburos, transporte (de petróleo, gas natural y subproductos derivados), procesamiento de petróleo y tratamiento del gas, y, distribución y comercialización de los productos. Un quinto segmento corresponde a los disímiles procesos industriales de la petroquímica. Estos segmentos se agrupan en dos grandes áreas: upstream (exploración y extracción) y downstream (transporte, refinación de crudo, tratamiento del gas, distribución y comercialización).

El segmento de exploración corresponde a la búsqueda en tierra (onshore) o en aguas marinas (offshore), y posterior identificación de nuevos yacimientos de hidrocarburos (o a la expansión de la frontera productiva de yacimientos existentes). Inicialmente se lleva a cabo un análisis de la superficie terrena por medio del empleo de equipos de fotografía aérea a bordo de aeronaves o de instrumentos centros en el rango óptico o en el rango de las microondas a bordo de sistemas satelitales de observación de la Tierra, que sirven para la posterior elaboración de mapas. Luego se realizan investigaciones sísmicas, gravimétricas y magnéticas para la determinación del subsuelo, mediante vehículos terrestres, aeronaves, satélites de observación de la Tierra, teledetección en superficie y barcos (en áreas offshore). Estas investigaciones pueden presentar indicios de acumulación de depósitos de hidrocarburos, procediendo posteriormente a las perforaciones pertinentes a fin de obtener muestras representativas que confirmen la existencia de los mismos.

El segmento de explotación o producción corresponde a la extracción de hidrocarburos de los yacimientos (onshore u offshore) por medio de pozos perforados empleando diferentes métodos y tecnologías, dependiendo del estado del yacimiento o de la formación geológica. Los hidrocarburos extraídos luego son acondicionados para su transporte desde el yacimiento hasta las terminales de almacenamiento de crudo, plantas de procesamiento de petróleos y plantas de tratamiento del gas, a través de complejas redes de oleoductos y gasoductos, camiones cisterna y barcazas y buques petroleros.

El segmento de transporte de hidrocarburos comprende medios terrestres o marítimos, tales como cañerías, oleoductos (transporte de crudo desde boca de pozo hasta las plantas de procesamiento o de transferencia), poliductos (transporte de combustibles líquidos desde las refinerías hasta las plantas de transferencia) y gasoductos (transporte de gas natural desde boca de pozo hasta las refinerías, plantas de fraccionamiento o de transferencia), o a través de camiones cisterna, buques cisterna y ferrocarril. Con respecto a los combustibles pesados (como el fuel oil), estos se transportan por poliductos, mientras que los combustibles ligeros (naftas, GLP, etc.) se los transporta por camiones cisterna y ferrocarril. La infraestructura requerida está conformada por los siguientes elementos: los caños, los caminos de acceso y mantenimiento a los mismos, las estaciones de recepción, despacho y control, las estaciones compresoras de gas y las de bombeo de petróleo.

El segmento de procesamiento de crudos consiste inicialmente en el fraccionamiento por destilación del petróleo, cuyos cortes obtenidos se someten a operaciones de transformación molecular o a nuevos tratamientos físicos de separación de los componentes del petróleo, procesos químicos de conversión, mezclas, etc., requeridos para la elaboración de combustibles líquidos que serán comercializados en el mercado. Estos subproductos obtenidos o combustibles líquidos derivados (gasolinas, gasóleos, fueloil, GLP, kerosenes, aceites lubricantes, asfaltos, etc.) del procesamiento del petróleo en las plantas de refinación se distribuyen al mercado mediante poliductos, camiones cisterna, barcazas y barcos petroleros hasta las terminales de almacenamiento y/o hasta las bocas de expendio (estaciones de servicio) para su posterior comercialización, o a grandes consumidores específicos (petroquímica, industrias y centrales termoeléctricas, por ejemplo).

En relación al segmento de fraccionamiento o tratamiento del gas, éste consiste en la separación de hidrocarburos líquidos pesados o gas licuado de petróleo (GLP), que son el propano, el butano, el etano, el pentano y la gasolina natural (condensado), existentes en los yacimientos gasíferos, para luego ser envasados y comercializados en el mercado. El etano, el propano y el butano se pueden comercializar como combustibles envasados a los centros mayoristas (y estos a los puntos de venta) o como materias primas a las plantas de refinación y plantas petroquímicas, siendo las fracciones más pesadas de GLP empleadas como cortes en el blending de las gasolinas (naftas). El gas natural que arriba a las plantas de fraccionamiento o tratamiento, está compuesto en un 85% por metano, 5,5% por etano, 2,5% por propano, 1% por butano y pentano e hidrocarburos de mayor número de átomos de carbono, correspondiendo el resto a N_2, CO, CO_2 y H_2O.

Con respecto a la industria petroquímica, corresponde a la obtención de compuestos y sustancias químicas procedentes de la refinación de petróleo y del tratamiento del gas. Los subproductos petroquímicos e hidrocarburíferos que se derivan son el etileno (polietilenos de baja y de alta densidad, óxido de etileno, acetaldehído, cloruro de vinilo y acetato de vinilo), propileno (polipropileno, óxido de polipropileno y acrilonitrilo), fracción C_4 (butadieno) y benceno (estireno, fenol, ácido adípico, caprolactama, adiponitrilo y hexametilendiamina). Según su composición química y su estructura, se dividen en tres los grupos de productos petroquímicos: alifáticos (ácido acético, anhídrido acético, acetona, butadieno, alcohol etílico, cloruro etilíco, dicloruro de etileno, etilenglicol, etileno, formaldehído, alcohol isopropílico, alcohol metílico y propileno); aromáticos (benceno, tolueno, xileno, fenol y estireno); e; inorgánicos (azufre, amoníaco y los derivados tales como ácido nítrico, nitrato amónico, sulfato amónico, urea y negro de humo). Siendo los alifáticos los productos petroquímicos de mayor relevancia en volumen (más del 60% del total), los aromáticos corresponden a los de menor volumen, y los inorgánicos a los de menor valor económico.

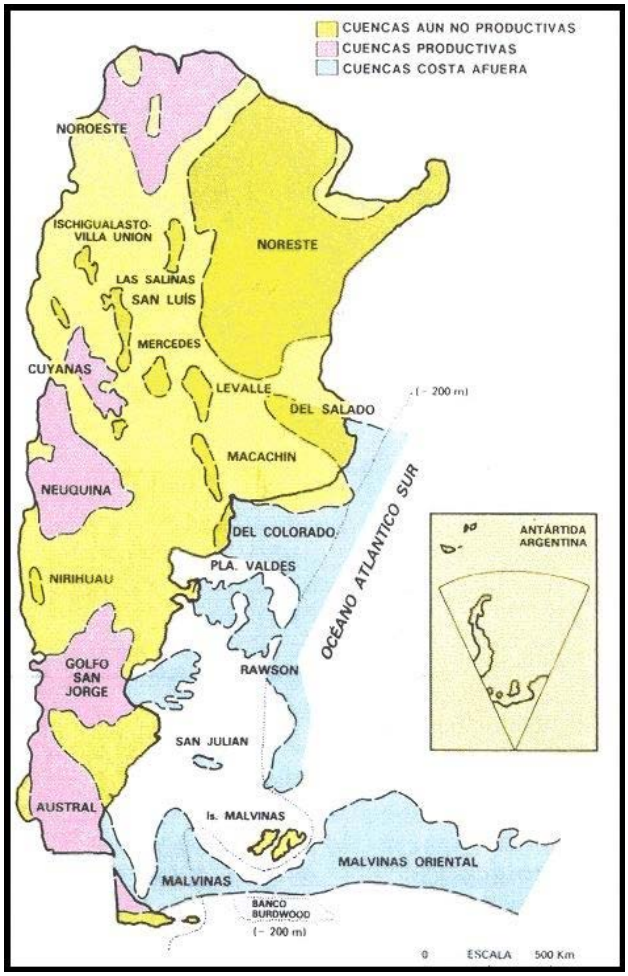
En los próximos apartados que siguen a continuación, indagaremos brevemente sobre los últimos registros oficiales del remanente de las reservas comprobadas de

hidrocarburos, volúmenes de producción, comercio exterior (exportaciones e importaciones), pozos perforados, capacidad instalada del parque de refinación, procesamiento de crudo, subproductos obtenidos y demanda de gas natural.

Las cuencas sedimentarias productivas

Las cuencas sedimentarias son amplias hondonadas que se encuentran en los zócalos donde las capas sedimentarias se han acumulado en capas concéntricas (las más recientes en el centro y las más antiguas hacia el exterior). En nuestro país se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km^2. Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km^2, y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 mts, de unos 400.000 km^2, cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Imagen 1. Cuencas sedimentarias de Argentina



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

En el presente las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros. En ese sentido, la actividad hidrocarburífera se lleva a cabo actualmente en las siguientes jurisdicciones provinciales: norte de Salta, sudeste de Jujuy y oeste de Formosa (Noroeste); norte de Mendoza (Cuyana); centro y norte de Neuquén, sur de Mendoza, norte de Río Negro y sudoeste de La Pampa (Neuquina); sur de Chubut, norte de Santa Cruz y áreas offshore de ambas (Golfo San Jorge); y; Tierra del Fuego, sur de Santa Cruz y áreas offshore de ambas que alcanzan las Islas Malvinas (Austral).

Remanente de las reservas comprobadas, volúmenes de extracción, comercio exterior y pozos perforados de petróleo y gas natural

Las reservas hidrocarburíferas son acumulaciones de hidrocarburos fluidos que contienen yacimientos naturales. El volumen de las reservas es calculado mediante procedimientos matemáticos basados en sus propiedades físicas. Las reservas probadas de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensado, líquidos de gas) y de gas natural, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten establecer con cierta exactitud la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería disponible demuestra si podrán ser extraídas en el futuro, de los yacimientos identificados, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Las reservas se clasifican en comprobadas y no comprobadas. Las reservas comprobadas (o probadas o certificadas) son aquellas cantidades de petróleo, gas natural o carbón mineral que, en base al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con un margen inferior al 10%. Sólo son comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo las actuales condiciones económicas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales. Es decir, la reserva de un yacimiento hidrocarburífero es una fracción del hidrocarburo original *in situ*, dado que no es posible extraer el total del energético existente, y el valor de esa fracción fluctúa entre un 15% y 60% del total del hidrocarburo existente. En ese sentido, se dirá que las reservas comprobadas o certificadas son el resultado de la obtención de ese valor.

En lo concerniente a las reservas no comprobadas, se subdividen en probables y posibles. Las reservas probables son aquellas que han sido descubiertas, pero no han sido medidas ni evaluadas; es decir, no certifican el valor de la variación mencionada existente en esa fracción (por tal motivo suele tomarse para el registro de reservas totales la sumatoria de las reservas comprobadas y del 50% de las reservas probables). Y las reservas posibles son aquellas que no se basan en información

científica, sino que se especula que "posiblemente" se encuentren cantidades determinadas de hidrocarburos.

La información disponible sobre las reservas comprobadas de hidrocarburos del país *"hasta el final de las concesiones"* (HFC), suministrada por la Secretaria de Energía de la Nación en su a actualización de Información Estadística de Hidrocarburos, corresponde al remanente registrado al 31/Dic/2011: 335,2 millones de m^3 de petróleo y 302.031 millones de m^3 de gas natural, observándose una variación porcentual respecto al remanente registrado a fines del año anterior de 0,3% en petróleo y una disminución de 9% en gas natural. Al 31 de Diciembre de 2011 se observa que el remanente de las reservas comprobadas de petróleo HFC habían registrado un leve aumento de 0,3% respecto al ejercicio anterior, mientras que el remanente de gas natural mostró una caída de 9% (Tabla 4a).

Tabla 4a. Distribución del remanente de las reservas comprobadas HFC de hidrocarburos por jurisdicciones al 31/Dic/2011 y variación porcentual respecto al remanente registrado a fines del año anterior (en millones de metros cúbicos y porcentajes)

Jurisdicciones	Reservas Comprobadas de Petróleo		Reservas Comprobadas de Gas Natural	
	Millones de m^3	Variación % 2011/2010	Millones de m^3	Variación % 2011/2010
Salta	3,2	-25,6	28.628	-23,1
Jujuy	0,1	0,0	23	-17,9
Formosa	0,6	-25,0	135	-25,0
Mendoza	39,3	45,6	7.038	-1,2
Neuquén	40,6	-8,1	124.190	-12,0
Río Negro	9,0	-23,1	4.785	16,8
La Pampa	6,6	-7,0	2.116	-43,0
Chubut	158,4	-1,4	33.108	2,8
Santa Cruz	70,1	-1,0	25.049	-5,8
Tierra del Fuego	3,8	-13,6	27.371	-11,6
Estado Nacional	3,5	12,9	49.589	1,9
TOTAL PAIS	**335,2**	**0,3**	**302.031**	**-9,0**

Fuente: elaboración propia en base a datos de Información Estadística de Hidrocarburos de Secretaría de Energía de la Nación.

Al nivel de extracción hidrocarburífera del año 2011, se observa un horizonte de vida de 10,3 años en petróleo y 6,6 años en gas natural (Tabla 4b). Los actuales planes de

inversión en ejecución desde 2012 tanto en formaciones geológicas de explotación convencional como no convencional, particularmente en las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, permitirán en pocos años incrementar significativamente el horizonte de vida de tales reservas.

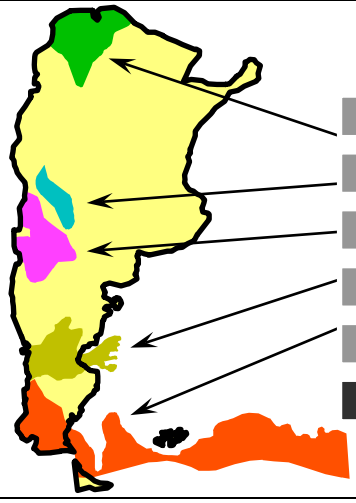
Tabla 4b. Coeficiente de las Reservas Comprobadas HFC / Extracción de Hidrocarburos al 31/Dic/2011 (en millones de metros cúbicos y años)

Hidrocarburos	**Reservas Comprobadas** (millones de m^3)	**Extracción** (millones de m^3)	**Horizonte de Vida** (años)
Petróleo	335,2	32,5	10,3
Gas Natural	302.031,0	45.526,2	6,6

Fuente: elaboración propia en base a datos de Información Estadística de Hidrocarburos de Secretaría de Energía de la Nación.

A continuación se presenta un gráfico con la distribución geográfica de las reservas comprobadas de hidrocarburos HFC por cuenca productiva:

Gráfico 4. Distribución geográfica del remanente de reservas comprobadas HFC de hidrocarburos, al 31/Dic/2011, por cuenca productiva (en porcentajes)



	RC HFC Petróleo %	RC HFC Gas %
NOROESTE	1,2	9,5
CUYANA	6,7	0,2
NEUQUINA	21,8	45,5
G. SAN JORGE	67,1	15,0
AUSTRAL	3,2	29,7
TOTAL	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de Información Estadística de Hidrocarburos de Secretaría de Energía de la Nación.

Con respecto a la clasificación de los tipos de petróleo crudo distribuidos en las cuencas productivas de Argentina, de acuerdo a su gravedad API, se identifican los "livianos" (con gravedades API entre 31,1 y 39,9), los "intermedios" (entre 22,3 y 31,0 grados API), y, en menor medida, los "pesados" (entre 10 y 22,2 grados API); no existen en el país reservas de petróleo extra-pesado (inferior a 10 grados API). En suma, alrededor del 38% del remanente de reservas comprobadas de petróleo al 31/12/2011 correspondía a petróleos "livianos", 53% a petróleos "intermedios", 2%

a petróleos "pesados" y 7% a gasolina natural. En relación a la extracción petrolera, el 39% corresponde a petróleos "livianos", 60% a petróleos "intermedios" y 1% a petróleos "pesados". API (American Petroleum Institute), es una unidad de medida estadounidense de densidad (la densidad es la relación entre el peso de un determinado volumen de muestra a una temperatura t y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura determinada), la cual describe que tan pesado o liviano es un determinado petróleo comparándolo con el agua. Cabe señalar que cuanto mayor es el grado API, menor es el contenido de azufre de un crudo, la viscosidad será leve y la tendencia aditiva escasa; por consiguiente, mayor será el porcentaje de destilados livianos y medios a obtener. En ese sentido, la formación del precio del barril de petróleo en boca de pozo está relacionado, entre otras, con esta característica, ya que a mayor valor °API, mayor es la proporción de crudo procesado en las refinerías y mayor la obtención de fracciones ligeras, como las gasolinas.

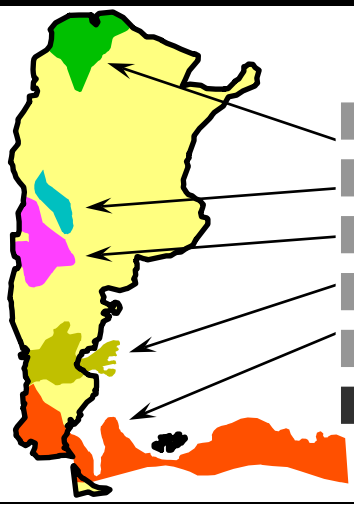
A continuación se abordará el análisis de la extracción de hidrocarburos y el comercio exterior (exportaciones e importaciones).

Tabla 5. Distribución de los volúmenes de extracción de hidrocarburos por jurisdicciones en 2013 y variación porcentual respecto al año anterior (en millones de metros cúbicos y porcentajes)

Jurisdicciones	Extracción de Petróleo			Extracción de Gas Natural		
	Millones de m^3	*Part. %*	Variación % 2013/2012	Millones de m^3	*Part. %*	Variación % 2013/2012
Salta	0,3	*1,1*	-11,3	3.228,3	*7,8*	-15,5
Jujuy	< 0,1	*0,0*	-22,2	4,1	*0,0*	-14,6
Formosa	0,1	*0,4*	-11,9	25,9	*0,1*	-3,4
Mendoza	4,4	*14,1*	-5,7	2.475,1	*5,9*	+5,0
Neuquén	6,2	*19,6*	-2,3	18.017,3	*43,3*	-7,4
Río Negro	2,4	*7,7*	-1,8	1.661,3	*4,0*	-0,1
La Pampa	1,5	*4,8*	-3,5	442,1	*1,1*	-0,4
Chubut	8,8	*27,8*	-0,8	3.370,5	*8,1*	-3,5
Santa Cruz	6,9	*21,9*	-0,8	3.930,1	*9,4*	-7,9
Tierra del Fuego	0,5	*1,7*	-10,8	3.500,3	*8,4*	-3,8
Estado Nacional	0,3	*0,8*	-12,7	4.946,5	*11,9*	-0,2
TOTAL PAIS	**31,6**	***100,0***	**-2,5**	**41.602,1**	***100,0***	**-5,7**

Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 5. Distribución geográfica de la extracción de hidrocarburos en 2013, por cuenca productiva (en porcentajes)



	Extracción Petróleo %	Extracción Gas %
NOROESTE	1,6	7,8
CUYANA	5,5	0,1
NEUQUINA	40,6	54,2
G. SAN JORGE	47,7	12,6
AUSTRAL	4,6	25,3
TOTAL	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación.

La extracción petrolera en 2013, de 31,6 millones de m^3 según los Reportes de Producción de la Secretaría de Energía de la Nación, declinó 2,5% en relación al año anterior, manteniendo la caída registrada casi sin interrupciones desde el año 1999 (el pico de extracción se alcanzó en 1998). Las provincias con mayores volúmenes de extracción petrolera en 2013 fueron Chubut (27,8%), Santa Cruz (21,9%), Neuquén (19,6%) y Mendoza (14,1%), concentrando estas cuatro jurisdicciones el 83,4% de la extracción de petróleo del país (Tabla 5). La producción de petróleo en las cinco cuencas productivas se distribuyó con las siguientes participaciones: 47,7% Golfo San Jorge, 40,6% Neuquina, 5,5% Cuyana, 4,6% Austral y 1,6% Noroeste (Gráfico 5).

La extracción gasífera de 2013, de 41.602,1 millones de m^3 según los Reportes de Producción de la Secretaría de Energía de la Nación, registró una declinación de 5,7% respecto al año anterior, manteniendo la caída manifestada casi sin interrupciones desde el año 2005 (el pico de extracción se alcanzó en 2004). Las jurisdicciones con mayores volúmenes de extracción gasífera en 2013 fueron Neuquén (43,3%), Estado Nacional (11,9%), Santa Cruz (9,4%), Tierra del Fuego (8,4%), Chubut (8,1%), Salta (7,8%) y Mendoza (5,9%), concentrando estas cinco jurisdicciones el 94,8% de la extracción de gas natural del país (Tabla 5). La producción gasífera en las cinco cuencas productivas se distribuyó con las siguientes participaciones: 54,2% Neuquina, 25,3% Austral, 12,6% Golfo San Jorge, 7,8% Noroeste y 0,1% Cuyana (Gráfico 5).

A continuación abordaremos brevemente un análisis sobre la concentración económica en la extracción de hidrocarburos del año 2013 y su variación porcentual respecto al año anterior por las principales empresas operadoras, según los Reportes de Producción de la Secretaría de Energía de la Nación (tablas 6 y 7).

En la extracción petrolera se observa que sólo cinco empresas concentran el 75,2% de la misma: 37,8% YPF, 17,7% Pan American Energy (PAE), 6,8% Sinopec, 6,5% Pluspetrol (sumando la participación de su filial Pluspetrol Energy, concentra 6,7%) y 6,4% Petrobras. En cuanto a los resultados obtenidos de las inversiones pertinentes, se observa que sólo YPF ha logrado revertir la tendencia declinante, registrando un incremento de 3,1% respecto al año anterior,[3] mientras que PAE, Sinopec, Pluspetrol y Petrobras declinaron 4%, 2,5%, 6,9% y 7,1%, respectivamente.

Tabla 6. Volúmenes de extracción de petróleo en 2013, participación de mercado y variación porcentual 2013-2012 por principales empresas operadoras (en metros cúbicos y porcentajes)

Empresa	Volumen	Part. mercado	V. % 2013-2012
YPF	11.943.904	37,8	+3,1
PAE	5.583.557	17,7	-4,0
Sinopec	2.138.644	6,8	-2,5
Pluspetrol	2.039.686	6,5	-6,9
Petrobras	2.027.278	6,4	-7,1
Restantes empresas	7.828.501	24,8	-7,0
TOTAL PAÍS	**31.561.570**	**100,0**	**-2,5**

Tabla 7. Volúmenes de extracción de gas natural en 2013, participación de mercado y variación porcentual 2013-2012 por principales empresas operadoras (en millones de metros cúbicos y %)

Empresa	Volumen	Part. mercado	V. % 2013-2012
Total Austral	12.329,3	29,6	-7,0
YPF	10.534,3	25,3	+2,0
PAE	4.747,5	11,4	-10,0
Petrobras	3.547,8	8,5	-11,0
Restantes empresas	10.443,2	25,1	-7,4
TOTAL PAÍS	**41.602,1**	**100,0**	**-5,7**

Fuente: elaboración propia en base a datos de Reportes de Producción de Secretaría de Energía.

[3] Según la nota de prensa de YPF fechada el 20 de Enero de 2014 (véase el siguiente enlace): http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/YPF-aument%C3%B3-la-producci%C3%B3n-anual-de-petr%C3%B3leo-y-gas.aspx la producción de petróleo y de gas natural aumentó 3,4% y 2,2%, respectivamente. La diferencia entre esta tasa de crecimiento respecto a la mencionada en nuestro informe (3,1% en petróleo y 2% en gas natural) responde a que YPF comparó los volúmenes diarios de ambos años y en nuestro caso se analizaron los volúmenes anuales publicados por los Reportes de producción de Secretaría de Energía de la Nación.

En la extracción gasífera sólo cuatro empresas concentran el 74,8% de la misma: 29,6% Total Austral, 25,3% YPF, 11,4% PAE y 8,5% Petrobras. Como en el caso de la producción petrolera, en la gasífera también se replican similares resultados, al observarse que únicamente YPF logró revertir la tendencia declinante, mostrando un aumento de 2% en relación al año anterior, mientras que Total Austral, PAE y Petrobras registraron las siguientes disminuciones: 7%, 10% y 11%, respectivamente.

Cabe destacar la reversión de la tendencia declinante interanual que la nueva gestión pública de YPF (iniciada en Abril de 2012) logró en la producción de hidrocarburos, resultado de las estratégicas inversiones en los yacimientos maduros y también en las formaciones geológicas de explotación no convencional (shale). *"Hoy, la compañía dispone de 65 equipos de perforación de nuevos pozos y 92 de workover (reparación de pozos) contra los 25 equipos de perforación y 49 de workover que YPF tenía en el 2011"*.[4]

En el caso de la producción petrolera de YPF, que en 2013 registró un incremento de 3,1% en relación al año anterior, durante el período 2003-2011 (Gráfico 6), que corresponde a la gestión de Repsol, se observó la siguiente declinación interanual sin precedentes:

-7,3% en 2011	-5,4% en 2006
-0,3% en 2010	-9,4% en 2005
-5,1% en 2009	-9,5% en 2004
-9,1% en 2008	-2,7% en 2003
-4,2 en 2007	

Con una primera recuperación en 2012 (casi 3%) debido al paro petrolero de 2011 superior a los 90 días,[5] consolidándose el crecimiento sin interrupciones en 2013.

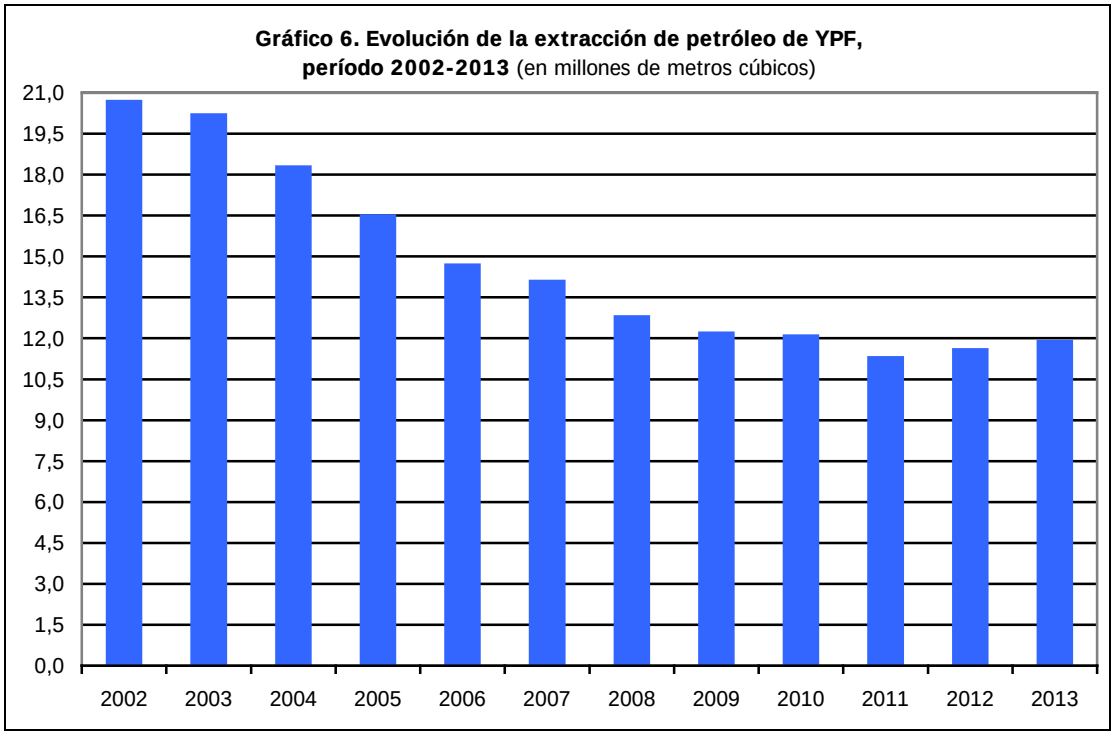
En el caso de la producción gasífera de YPF, que en 2013 registró un aumento de 2% en relación al año anterior, durante el período 2005-2012 (Gráfico 7) se observó la siguiente disminución interanual sin precedentes:

-2,6% en 2012	-6,6% en 2008
-9,6% en 2011	-0,6% en 2007
-4,9% en 2010	-4,9 en 2006
-10% en 2009	-9% en 2005

Registrando una fuerte recuperación en los últimos ocho meses de 2013.

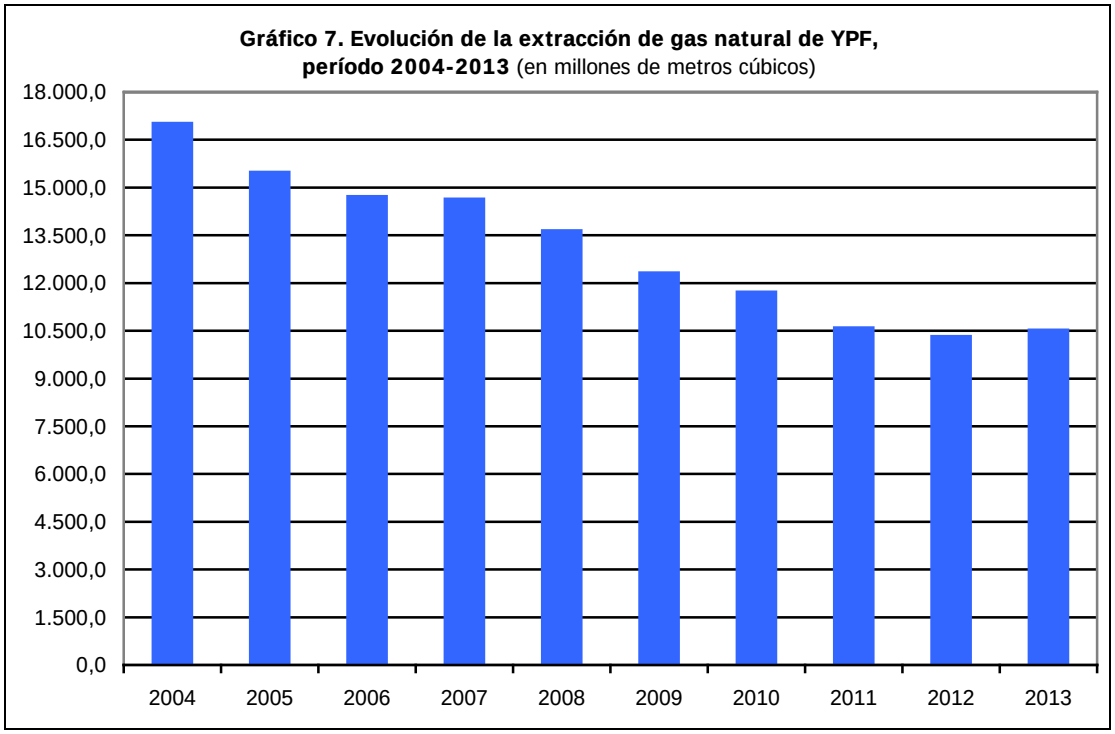
[4] http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/YPF-aument%C3%B3-la-producci%C3%B3n-anual-de-petr%C3%B3leo-y-gas.aspx
[5] Previo a ello el último crecimiento interanual de YPF se había registrado en el año 2002.

Desde el CLICET y OETEC-ID estimamos que las tendencias declinantes en la producción hidrocarburífera de las empresas en general comenzarán a revertirse positivamente en el transcurso de los próximos cuatro años, como resultado de los planes de inversión actualmente en ejecución y exigidos desde el momento de su creación en Agosto de 2012 por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que se desenvuelve en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, integrada por representantes de la mencionada Secretaría y de la Secretaría de Comercio Interior del citado Ministerio y de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.[6]



Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas (2002-2005) y Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación (2006-2013).

[6] http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/200000-204999/201564/norma.htm



Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas (2004 y 2005) y Reportes de Producción de Secretaría de Energía de la Nación (2006-2013).

A continuación se analizará brevemente el comercio exterior, que refiere a la exportación e importación de petróleo y de gas natural.

En lo concerniente al destino de la extracción petrolera de 2013, según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, el 94,7% fue entregado a los centros de transformación (refinerías) para la obtención de subproductos derivados con el fin de comercializarlos (principalmente en el mercado interno), mientras que el 5,3% restante de la producción de petróleo se destinó a la exportación. Estos volúmenes de exportación correspondieron en 82,7% al petróleo intermedio Escalante de la provincia del Chubut (cuenca Golfo San Jorge) y 17,3% a gasolina natural. El 100% de las exportaciones de petróleo fueron efectuadas por la empresa Pan American Energy, que destinó el 66,7% de las mismas a China, 21,9% a Chile y 11,4% a EE.UU. Mientras que las exportaciones de gasolina natural fueron realizadas a Brasil: 50,9% por Cía. Mega, 42,1% por Transportadora de Gas del Sur, 4,9% por Pan American Energy y 2,1% por Pan American Sur.

Con respecto a la importación de petróleo, históricamente la misma provino de Bolivia con el fin de llevar a cabo un procesamiento del crudo boliviano en la refinería de Campo Durán (provincia de Salta) para elaborar gasóleos que luego son exportados a dicho país. Sin embargo, a partir de 2014 y hasta 2015 regirá en carácter excepcional un procedimiento (Resolución 1/2014)[7] para la importación de petróleo liviano para procesarlo en el país con el propósito de obtener naftas,

[7] http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/225000-229999/225250/norma.htm

gasóleos, diesel oil y fueloil, esperándose lograr mediante este procedimiento sustituir las importaciones de los mencionados combustibles líquidos, particularmente de gasoil, diesel oil y fueloil.[8] Dicha optimización del parque de refinación reducirá el procesamiento de crudos intermedios como el Escalante (extraído de la cuenca del Golfo San Jorge, cuyo principal productor y exportador es PAE), permitiendo saldos exportables del mismo. Esta medida fue adoptada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

En lo concerniente al destino de la extracción gasífera, según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) el 99,8% correspondió al mercado interno y el 0,2% a la exportación (donde el 67% se destinó a Uruguay y 33% a Chile). Cabe destacar que las exportaciones comenzaron a declinar a partir del año 2004 y significativamente a partir del año 2007, debido a que el Ministerio de Planificación Federal, del cual depende la Secretaría de Energía de la Nación, en coincidencia con el respeto a la seguridad jurídica de los ciudadanos argentinos (leyes 17.319 y 24.076), resolvió exigir a las empresas satisfacer prioritariamente las necesidades de consumo gasífero del mercado interno, en detrimento de las exportaciones que sólo beneficiaban a empresas privadas, las cuales habían demostrado que las rentas extraordinarias internalizadas durante el auge de exportación gasífera (1997-2007) y los respectivos aumentos sistemáticos en las tarifas dolarizadas de gas por redes (1993-2000) no fueron destinadas a la expansión del sistema nacional de transporte troncal y al sistema de distribución, respectivamente, sino por el contrario el capital obtenido fue transferido al exterior y a la construcción de una decena de gasoductos de exportación que en su trayecto dentro del territorio nacional no abastecían a ninguna aglomeración urbana del país.

A continuación se presenta una tabla correspondiente al período de esplendor de la exportación de gas argentino (1997-2007), en comparación con la evolución de la producción gasífera y la demanda interna en igual período.

Tabla 8. Evolución de los volúmenes exportados de gas natural en comparación con la oferta local y la demanda interna, período 1997-2007 (en millones de metros cúbicos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Producción	37.036,1	38,579,1	40.749,0	45.211,6	48.038,6	46.457,1	50.947,7	52.157,7	51.278,6	51.645,8	50.971,2
Demanda	26.930,0	27.260,3	30.174,9	31.238,3	28.787,0	27.989,3	30.764,3	33.472,7	34.823,7	36.419,4	38.447,8
Exportación	681,5	1.984,2	2.980,7	4.592,5	5.893,4	5.885,1	6.764,5	7.298,1	6.766,3	6.562,3	2.632,6

Fuente: elaboración propia en base a datos operativos del ENARGAS y a las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía de la Nación.

[8] http://www.prensa.argentina.ar/2014/01/17/47278-estabecen-procedimiento-para-importar-petroleo-crudo-liviano.php

Ahora bien, según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), los volúmenes exportados de gas natural durante el período 1997-2007 suman 52.041,2 millones de m^3, es decir, el equivalente al pico de producción anual registrado en 2004, o si se prefiere el equivalente a 1,2 veces la demanda anual de gas natural por redes del aparato productivo nacional en el presente (Tabla 8).

Más importante aún, esos volúmenes de gas natural exportados durante 10 años equivalen a 2 veces los volúmenes de gas natural importados de Bolivia durante el período 2004-2013, o a casi 3 veces los volúmenes de GNL importados durante el período 2008-2013. Por consiguiente, la exportación de gas argentino durante el período 1997-2007 fue equivalente a 1,2 veces los volúmenes importados de gas boliviano y de GNL; es decir, de haberse prohibido la exportación de gas natural, durante los últimos años el país se hubiera ahorrado varios miles de millones de dólares en importación de gas boliviano, GNL, diesel oil y fueloil. Sólo entre los años 2010 y 2013 el país se hubiera ahorrado US$ 14.365.709.073 de importación de gas boliviano (US$ 5.882,5 millones) y de GNL (US$ 8.483,2 millones). Dicho de otra forma, de haberse defendido durante los años '90 la seguridad jurídica de los ciudadanos argentinos, manifestada en las leyes 17.319 y 24.076 (prohíben la exportación de gas cuando el mercado interno está insatisfecho), se hubiera evitado que un pequeño grupo de empresas que se benefició con el 70% de libre disponibilidad de las divisas generadas por exportación de gas (a US$ 2 el millón de BTU), explotara irracionalmente nuestros yacimientos, que al día de hoy muestran un horizonte de vida inferior a los 7 años. En ese sentido, se tendría que haber exigido a las empresas invertir sus ganancias para ampliar la capacidad de transporte troncal y de distribución de gas por redes, en exploración (tanto en la adquisición de nuevas tecnologías de recuperación como en la ampliación de las fronteras productivas de yacimientos en explotación, en la búsqueda de nuevos yacimientos y en el desarrollo de formaciones shale) y en aumento sostenido de la producción gasífera mediante una explotación racional.

Con respecto a la importación de gas natural, como es sabido la misma proviene de Bolivia desde 2004, y desde 2008 comenzó a importarse gas natural licuado (GNL). Veamos a continuación brevemente cómo evolucionó la importación gasífera desde el año 2004 hasta el presente.

El Convenio Marco para la compra de gas natural y realización de proyectos de integración energética suscrito entre los gobiernos de Argentina y de Bolivia se llevó a cabo el 29 de Junio de 2006. Como resultado de ello, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios encargó a ENARSA la comercialización del gas natural de procedencia boliviana. Por consiguiente, las empresas públicas de Argentina, Energía Argentina S.A. (ENARSA), y de Bolivia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), firmaron en Octubre de ese año el contrato de compra-venta de gas natural.[9] Con una duración de 20 años a partir del 1ro de Enero de 2007

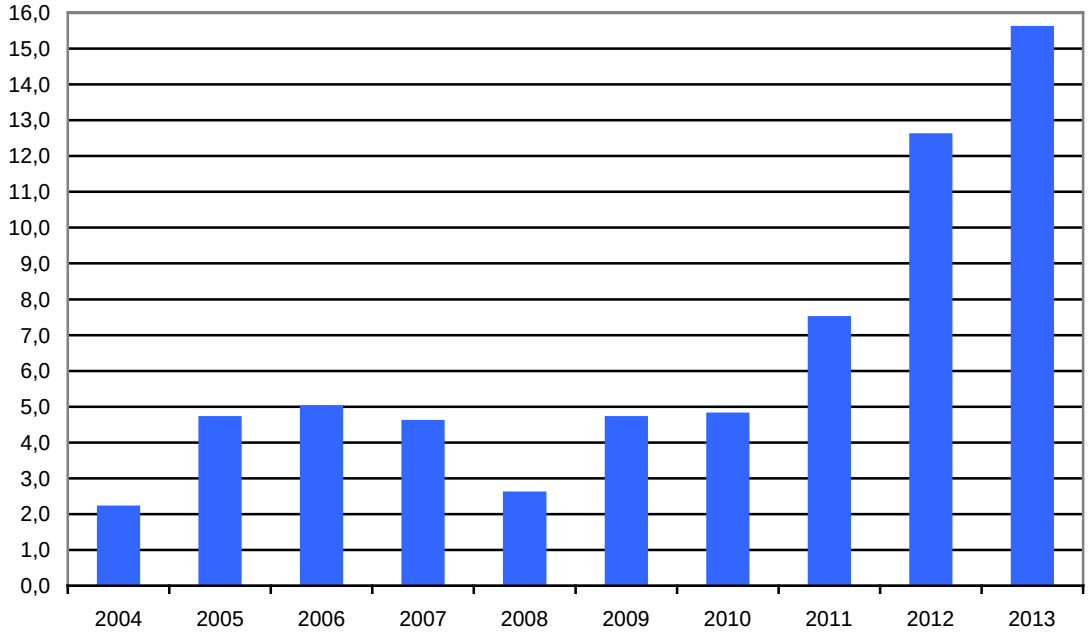
[9] En el siguiente enlace puede consultarse el *Contrato de Compra Venta de Gas Natural ENARSA-YPFB*: http://www.enarsa.com.ar/images/pdf/contrato_compra_venta_enarsa_ypfb.pdf

hasta el año 2027, establecía que en 2007 YPFB debía suministrar un mínimo de 4,6 millones de m^3/diarios, en los años 2008 y 2009 hasta 16 millones de m^3/diarios con un mínimo garantizado de 7,7 millones de m^3/diarios, siendo a partir de 2010 y hasta 2027, en función de las ampliaciones de la capacidad de transporte en ambos países, entregas totales por 27,7 millones de m^3/diarios.[10]

Sin embargo, YPFB no pudo cumplir con los compromisos asumidos en el mencionado contrato durante el período 2007-2009, debido principalmente a que la producción gasífera de Bolivia no alcanzó los volúmenes estimados, sumado a ello también la intención de cumplir por parte del gobierno boliviano con la satisfacción de las necesidades de su mercado doméstico y también con los compromisos de suministro de gas natural contratados por Brasil.

Por consiguiente, en Mayo de 2010 se llegó a un acuerdo mediante la suscripción de una Primera Adenda que posibilitaron que las entregas por parte de YPFB sean acordes a los volúmenes de gas natural pautados.[11]

Gráfico 8. Evolución de la importación de gas boliviano, período 2004-2013 (promedio en millones de metros cúbicos diarios)



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARSA, YPFB, Superintendencia de Hidrocarburos de Bolivia (SHB), Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (MHE) y Secretaría de Energía de Argentina (SE). Origen de los datos procesados: 2005-2007 SHB e YPFB; 2008 ENARSA (datos preliminares sin confirmación); 2009-2013 ENARSA, YPFB y MHE; 2004-2013 SE.

[10] Cabe señalar que Argentina firmó el acuerdo con Bolivia diez años después que Brasil. El contrato con Brasil, suscrito entre YPFB y Petrobras, fue firmado en 1996 y tiene una duración de 20 años a partir del año 1999 y por consiguiente finaliza en 2019, con posibilidad de prórroga.

[11] Véanse en el siguiente enlace los ítems relevantes de la Primera Adenda: http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/125-gas-de-bolivia

Como se puede observar en el Gráfico 8, los resultados de la Primera Adenda suscripta en 2010 y de la ratificación del cronograma acordado entre ambos países, permitieron incrementar los volúmenes de gas natural boliviano 56,3% en 2011 respecto a 2010, 65,3% en 2012 en relación a 2011 y 21,2% entre Enero y Septiembre de 2013 (15,03 millones de m^3/diarios en promedio) respecto a igual período del año anterior. Según Secretaría de Energía de la Nación en 2013 se importaron 15,6 millones de m^3/diarios de gas boliviano.

Cabe destacar que el 12 de Mayo de 2013 YPFB anunció que el remanente de las reservas comprobadas de gas natural de Bolivia registrado al 31 de Diciembre de 2012 aumentaron 11,2 TFC (trillones de pies cúbicos), lo que representa un incremento del 13,1% en relación al remanente registrado a fines de Diciembre de 2009 (9,9 TFC).[12] Esta información es muy relevante porque consolida el proyecto Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) y podría extender el horizonte de vida de operación del mismo mediante la importación de gas natural boliviano más allá del año 2027.

Con respecto a las inversiones vinculadas a la ampliación del sistema de transporte de gas importado de Bolivia, el 30 de Junio de 2011 los presidentes de Argentina y de Bolivia inauguraron el Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA),[13] el cual permitirá adicionar entre 7,7 y 11 millones de m3/día de gas natural, como proyecto previo y necesario para la construcción del GNEA, que inyectará al sistema 27,7 millones de m^3/día a partir del año 2017, con el objeto de beneficiar a más de 4 millones de ciudadanos que viven en el noreste de Salta, en las provincias de la región del NEA (Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones) y en el norte y centro de Santa Fe. Es la primera vez en más de 60 años que existe un proyecto real y que se encuentra en ejecución para construir un gasoducto que permita el acceso al gas natural por redes a los hogares, comercios e industrias de las provincias de la región del NEA. Todas estas obras forman parte del *Plan Energético Nacional 2004-2019* del Ministerio de Planificación Federal.

El GIJA tiene una longitud de 48 km (30 km del lado argentino y 18 del lado boliviano),[14] es la primera etapa del Proyecto GNEA y representó una inversión

[12] Véase al respecto el siguiente enlace de YPFB:
http://www.ypfb.gob.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=2712:reservas-cuantificadas-de-gas-natural-en-bolivia-suben-a-112-tcf-confirmo-villegas&catid=121:agencia-de-noticias&Itemid=196

[13] Véase al respecto: http://www.presidencia.gov.ar/informacion/actividad-oficial/25207-cristina-fernandez-y-evo-morales-inauguraron-el-gasoducto-juana-azurduy
Los presidentes suscribieron el acuerdo de integración energética el 26/03/2010:
http://www.presidencia.gov.ar/informacion/actividad-oficial/5862

[14] 30 km del lado argentino (provincia de Salta), desde la frontera con Bolivia hasta la planta compresora de Campo Durán, comprendiendo la construcción de un gasoducto de Ø30" de diámetro nominal, fabricado según norma API 5L X70, con un espesor de 8,12 mm. En territorio boliviano el gasoducto nace en las proximidades de Yacuiba y se extiende con una longitud de 18 km hasta la frontera argentina, siendo el diámetro nominal del sector boliviano de Ø32". Véase al respecto:
http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/126-gasoducto-juana-azurduy-de-padilla-gja

pública de casi AR$ 173 millones. Las obras demandaron 10 meses de trabajo. Según lo establecido por el Ministerio de Planificación Federal, en el transcurso de 2011 debía aportar al sistema 7,7 millones de m^3/día con picos de 10 millones de m^3/día para cubrir demanda cuando se presenten olas polares.

En Campo Durán, provincia de Salta, se emplazó la trampa receptora y la planta de separación y medición del gas importado de Bolivia, que posteriormente se inyecta al sistema de transporte de gas existente. La vinculación con el tramo boliviano se realiza a través de un bypass que vincula la trampa receptora en territorio boliviano con la trampa de lanzamiento en territorio argentino. En la progresiva del km 17 se encuentra la derivación para el futuro GNEA.[15]

Según ENARSA, a partir del mes de Julio de 2011 todos los volúmenes entregados por YPFB son recibidos a través del GIJA, el cual permite una recepción máxima de 16,6 millones de m^3/día. Se acordó para 2012 un aumento del transporte diario de gas natural superior al 35% con respecto al de 2011 (el aumentó superó el 56%), acorde con los compromisos asumidos por ambos países en la Adenda del contrato firmada el 26 de Mazo 2010.

Según el Ministerio de Planificación Federal, el cronograma establecido prevé que a partir del 1º de Enero de 2012 se reciban 11,6 millones de m^3/día,[16] en 2013 se deberían recibir hasta un máximo de 19,2 millones de m^3/día[17] y a partir de 2017 alcanzar el máximo de 27,7 millones de m^3/día, siendo esta última etapa la correspondiente a la finalización del Proyecto GNEA. En 2012 y en el período Enero-Septiembre de 2013 se alcanzaron en promedio 11,82 y 15,03 millones de m^3/día, respectivamente;[18] aunque según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación en los años 2012 y 2013 se registraron en promedio 12,6 y 15,6 millones de m^3/día de importación de gas boliviano adquiridos por las empresas argentinas ENARSA e YPF a la boliviana YPFB.

Ahora bien, las obras de construcción, operación y mantenimiento del GNEA, así como también la prestación del servicio público de transporte y comercialización del gas natural (por 35 años), se encuentran a cargo de ENARSA por Decreto 1136/2010.[19] En ese sentido está prevista la construcción de 4.131 km de cañerías

[15] Por medio de dos válvulas de Ø24". En el lado Argentino, el gasoducto opera a una presión de 75,5 kg/cm^2, mientras en el lado Boliviano la presión de operación es de 98 kg/cm^2. Véase al respecto: http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/126-gasoducto-juana-azurduy-de-padilla-gja

[16] Véase al respecto la siguiente nota de prensa del MinPlan (19/08/2011): http://www.minplan.gob.ar/notas/1595-argentina-y-bolivia-ratifican-cronograma-acordado-el-envio-gas

[17] Véase al respecto las siguientes notas de prensa del MinPlan (del 12/10/2012 y del 30/03/2013): http://www.minplan.gob.ar/notas/3471-el-ministro-recibio-al-presidente-la-empresa-boliviana-ypfb http://www.minplan.gob.ar/notas/3931-recurren-supuestos-especialistas-que-nos-dejaban-luz

[18] Véase al respecto el *Boletín Estadístico Gestión Enero - Septiembre de 2013* de YPFB: http://www.ypfb.gob.bo/documentos/documentos/separatas/BOLETIN%20TERCER%20TRIMESTRE%20261113.pdf

[19] Decreto 1136/2010: http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/170000-174999/170349/norma.htm

(1.448 km de gasoducto troncal y el resto derivaciones a localidades próximas a su trazado) y 8 plantas compresoras, con el propósito de abastecer a 165 aglomeraciones urbanas de las provincias de Salta, Santa Fe y de las cuatro provincias de la región del NEA, satisfaciendo principalmente las necesidades de los sectores residencial e industrial. Se trata de la obra más importante de expansión del sistema nacional de transporte de gas natural, ya que permitirá disminuir la situación de atraso relativo que históricamente caracterizó en términos económicos a las provincias del NEA.

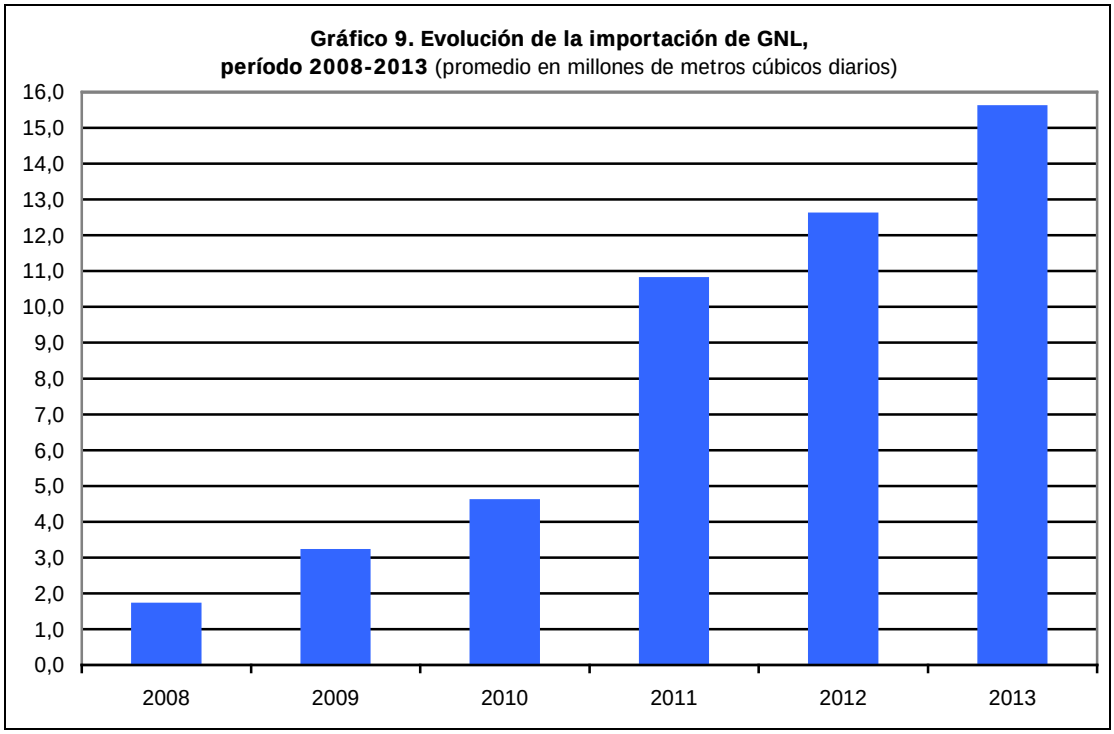
La inversión pública para la ejecución total del proyecto GNEA se estima en aproximadamente AR$ 25.000 millones (US$ 3.600 millones aproximadamente, según cotización actual). A fines de Marzo de 2013 el Ministerio de Planificación Federal anunció la recepción de seis ofertas para la construcción de los primeros tres tramos del GNEA, correspondiente a 797 km del trazado del gasoducto troncal que tendrá, como fuera mencionado, un total de 1.448 km. El costo de esta obra fue estimado en AR$ 3.982 millones.[20]

Con respecto a la importación de gas natural licuado (GNL), a comienzos de 2008 el Gobierno Nacional inauguró las instalaciones de regasificación de GNL en Bahía Blanca, siendo ENARSA la encargada del proyecto y la compradora de GNL, e YPF a cargo del suministro a ENARSA del GNL y como responsable de las operaciones. El proyecto de regasificación de GNL de Argentina fue la primera experiencia de comercialización de GNL en América del Sur, por delante de Brasil, quien comenzó a operar sus proyectos de regasificación off-shore en Octubre de 2008. El proyecto argentino fue constituido a partir de la presentación por parte de YPF al Gobierno Nacional de la instalación de un buque regasificador de GNL amarrado a puerto para su posterior suministro de gas al sistema de gasoductos troncales. La operación inicialmente fue diseñada para operar durante 120 días, es decir durante los meses de menor temperatura en el hemisferio sur (de Mayo a Septiembre).

Con respecto a los volúmenes importados de GNL, datos de la Secretaría de Energía de la Nación señalan que en 2013 aumentaron 23,8% en relación al año anterior, pasando de 12,6 a 15,6 millones de m^3/día (volúmenes promedio).

Véanse también al respecto los enlaces correspondientes a los decretos 267/2007 y 805/2007:
Decreto 267/2007: http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=126702
Decreto 805/2007: http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=129576

[20] http://www.minplan.gob.ar/notas/3924-anuncian-licitacion-3-tramos-del-gasoducto-del-noreste



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENARSA y de la Secretaría de Energía de la Nación.

Las razones que motivaron la construcción de facilidades portuarias para operar buques regasificadores de GNL, primero en Bahía Blanca (2008), luego en Escobar (2011), radicaron en la necesidad de aumentar la oferta de gas natural a nivel nacional durante los períodos de mayor consumo (particularmente durante los meses de invierno), y reducir las importaciones de combustibles líquidos derivados del petróleo (fuel oil y gasoil) destinados al abastecimiento de las centrales termoeléctricas en operación. También ambas facilidades portuarias sirven de opciones de contingencia ante hipotéticos incumplimientos en el futuro por parte de Bolivia en el suministro de gas natural. Lamentablemente la gestión de Repsol en YPF optó por esta propuesta que sólo beneficiaba al grupo económico extranjero (que además de aportar los buques, compraba el GNL a su filial de Trinidad & Tobago), en lugar de realizar inversiones en exploración y para aumentar la producción de los yacimientos maduros, sin olvidar mencionar la estratégica inversión que Repsol se perdió de llevar a cabo en la formación geológica Vaca Muerta, entre otras.

A continuación se indagará brevemente sobre la cantidad de pozos terminados y en perforación de hidrocarburos y de los metros perforados entre Enero y Noviembre de 2013 (al 21 de Enero de 2014 no fueron publicados los datos de Diciembre) en relación a igual período del año anterior, según datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de la Nación (tablas 9, 10 y 11, respectivamente).

Con respecto a los pozos terminados (Tabla 9), en el período analizado se registró un total de 1.201 pozos, cuya cantidad representa 6,6% de aumento en relación a igual período del año anterior, de los cuales 81,4% correspondieron a pozos de

explotación, 5,9% a pozos de exploración, 4,7% a pozos de avanzada y el resto a pozos que brindan servicios a los anteriores. La cantidad de pozos de explotación se incrementó 11,9%, correspondiendo el 92,1% a productivos de petróleo, 7,3% a productivos de gas y 0,6% a improductivos. La cantidad de pozos de exploración declinó 25,3%, siendo el 56,3% de estos productivos de petróleo, 22,5% productivos de gas y 21,2% improductivos. La cantidad de pozos de avanzada descendió 53,8%, de los cuales 86% eran productivos de petróleo, 8,8% productivos de gas y 5,2% improductivos. La cantidad de pozos al servicio de los anteriores declinó 2,1%. Cabe destacar que de los 978 pozos terminados de explotación, 56,2% correspondieron a YPF, 10,8% Pan American Energy, 8,4% Sinopec, 5,2% Pluspetrol, 4,3% Petrobras y el resto a otras empresas. De los 71 pozos terminados de exploración, 23,9% correspondieron a YPF, 15,5% Petroquímica Comodoro Rivadavia, 12,7% Total Austral, 9,9% Americas Petrogas, siguiéndole Pluspetrol, Chevron y O&G con 5,6% cada una, y el resto a otras empresas. De los 57 pozos terminados de avanzada, 45,6% correspondieron a YPF, 14% Sinopec, 12,3% Americas Petrogas, 8,8% Pan American Energy, 8,8% Pluspetrol y el resto a otras empresas.

Tabla 9. Cantidad de pozos terminados de explotación, exploración, avanzada y servicio durante el período Enero-Noviembre de 2013 y variación % respecto igual período al año anterior

Concepto	Productivo de Petróleo	Productivo de Gas Natural	Improductivo	TOTAL	Variación % 2013-2012
Explotación	901	71	6	**978**	**11,9**
Exploración	40	16	15	**71**	**-25,3**
Avanzada	49	5	3	**57**	**-53,8**
Servicio	n/a	n/a	n/a	**95**	**-2,1**
TOTAL	**990**	**92**	**24**	**1.201**	**6,6**

Fuente: elaboración propia en base a las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación.

En relación a los pozos en perforación (Tabla 10), en el período analizado se registró un total de 1.208 pozos, que representa 49,1% de incremento respecto a igual período del año anterior, de los cuales 78,1% correspondieron a pozos de explotación, 9,9% a pozos de exploración, 3,8% a pozos de avanzada y 8,1% a pozos al servicio de los anteriores. La cantidad de pozos de explotación aumentó 52,8%, la de pozos de exploración se incrementó 8,1%, la de pozos de avanzada ascendió 27,8% y la de pozos al servicio de estos registró un incremento de 117,8%.

Tabla 10. Cantidad de pozos en perforación de explotación, exploración, avanzada y servicio durante el período Enero-Noviembre 2013 y variación % respecto igual período al año anterior

Concepto	Explotación	Exploración	Avanzada	Servicio	TOTAL
Ene-Nov/2013	944	120	46	98	1.208
V% 2013-2012	52,8	8,1	27,8	117,8	**49,1**

Fuente: elaboración propia en base a las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación.

En lo concerniente a los metros perforados (Tabla 11), en el período abordado se registraron casi 2,8 millones de metros, de los cuales 80,4% correspondieron a pozos de explotación, 6,6% a pozos de exploración, 4,9% a pozos de avanzada y 8,1% a pozos de servicio.

Tabla 11. Cantidad de metros perforados de explotación, exploración, avanzada y servicio durante el período Enero-Noviembre 2013 y variación % respecto igual período al año anterior

Concepto	Explotación	Exploración	Avanzada	Servicio	TOTAL
Ene-Nov/2013	2.244.890	185.539	135.416	225.957	2.791.802
V% 2013-2012	15,4	-20,1	-7,4	33,0	**12,0**

Fuente: elaboración propia en base a las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación.

Capacidad instalada del parque de refinación, procesamiento de crudo, subproductos obtenidos y su comercialización

La capacidad instalada de procesamiento de petróleo en Argentina es de aproximadamente 100.000 m^3/diarios (628.980 barriles/diarios), concentrándose el 98% de la misma en ocho refinerías pertenecientes a seis empresas. YPF posee tres refinerías propias, con las cuales concentra el 51,2% de la capacidad instalada (30% La Plata, 17,2% Luján de Cuyo y 4% Plaza Huincul), el resto de las empresas poseen una sola refinería, con las siguientes participaciones: 15,9% Shell, 13,8% AXION (ex Esso), 8% Oil Combustibles, 4,9% Petrobras, 4,2% Refinor, correspondiendo el 2% restante a otras 16 empresas. Es decir, sólo tres empresas concentran el 80,9% de la capacidad instalada de refinación de crudo. A continuación se presenta un listado de las principales ocho refinerías:

- **La Plata** (Buenos Aires). YPF, capacidad instalada: 30.050 m^3/d.[21]
- **Luján de Cuyo** (Mendoza). YPF, capacidad instalada: 17.175 m^3/d.[22]
- **Plaza Huincul** (Neuquén). YPF, capacidad instalada: 3.975 m^3/d.[23]
- **Campo Durán** (Salta). Refinor, capacidad instalada: 4.200 m^3/d.[24]
- **San Lorenzo** (Santa Fe). Oil Combustibles, capacidad instalada: 8.000 m^3/d.[25]
- **Bahía Blanca** (Buenos Aires). Petrobras, capacidad instalada: 4.850 m^3/d.[26]
- **Campana** (Buenos Aires). AXION, capacidad instalada: 13.800 m^3/d.[27]
- **Dock Sud** (Buenos Aires). Shell, capacidad instalada: 15.900 m^3/d.[28]

El grupo de las restantes empresas está conformado por 16 pequeñas destilerías, que suman en conjunto una capacidad instalada de 2.050 m^3/diarios aproximadamente. El 80% de esa capacidad lo concentran 3 de estas empresas: RHASA (capacidad: 500 m^3/d, alquilada por ENARSA), New American Oil (capacidad: 240 m^3/d) y Refinería Neuquina (capacidad: 900 m^3/d, controlada por Petrolera Argentina SA, perteneciente al Grupo Más Energía); la primera ubicada en Campana (Buenos Aires) y las dos últimas están localizadas en Plaza Huincul (Neuquén).

[21] Construida por YPF Sociedad del Estado e inaugurada en 1925. Fue privatizada parcialmente en 1992 y totalmente en 1999. YPF fue intervenida por el Estado Nacional el 16/04/2012; con la promulgación de la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera el 04/05/2012, el Estado Argentino pasó a controlar el 51% del capital accionario de YPF.
[22] Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1940.
[23] Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1975.
[24] Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1962. Fue privatizada en 1992/1999, quedando bajo propiedad de Refinor S.A. El 50% de las acciones de Refinor pertenecen a YPF, 21,5% a Pluspetrol y 28,5% a Petrobras; siendo Petrobras el operador de esta refinería.
[25] Construida por YPF S.E. e inaugurada en 1938. Fue privatizada en 1992, pasando a manos de Pecom Energía (Grupo Pérez Companc). Vendida a Petrobras a comienzos de la década del 2000. En Mayo de 2010 la refinería, junto a su planta fluvial y red de comercialización de combustibles asociada fue vendida a Oil Combustibles S.A., 100% propiedad del Grupo Indalo, perteneciente a Cristóbal López. Dicha transferencia de activos se efectivizó en Mayo de 2011.
[26] Construida por Ricardo Eliçabe en 1926, perteneció a la empresa argentina Isaura hasta el año 1994, cuando ésta se fusionó con Astra y CGC, conformando EG3. Ésta última vendió sus activos a YPF S.A. a fines de la década de 1990. Poco tiempo después, en el año 2000, YPF S.A. y Petrobras intercambiaron activos, pasando ésta refinería bajo la titularidad de Petrobras.
[27] Construida por la West Indian Oil Co. (denominada así Esso Argentina a comienzos del siglo XX) e inaugurada en 1911. Luego de 100 años de operar la refinería de Campana con la marca Esso, Bridas Corp. concretó en Septiembre de 2012 la adquisición de los activos de la refinería de ExxonMobil; véase al respecto: http://www.axionenergy.com **AXION Energy**, una empresa controlada por Bridas Corp., quedó a cargo de la gestión de los activos de la marca Esso de ExxonMobil. Cabe recordar que desde el año 2010 el capital societario de Bridas Corp. está conformado en partes iguales por Bridas Energy Holdings Ltd. y por la compañía petrolera china CNOOC International Ltd.
[28] Construida por Shell e inaugurada en 1931; desde entonces propietaria de la misma.

Tabla 12. Capacidad instalada de procesamiento de petróleo por empresa en m^3/diarios en 2013							
YPF	**Shell**	**AXION** (ex Esso)	**Oil Comb.**	**Petrobras**	**Refinor**	**Resto**	**TOTAL**
51.200	15.900	13.800	8.000	4.850	4.200	2.050	**100.000**
51,2%	*15,9%*	*13,8%*	*8,0%*	*4,9%*	*4,2%*	*2,0%*	***100,0%***
Fuente: elaboración propia en base a datos de las empresas del sector.							

Todas las instalaciones complejas e integradas de procesamiento de petróleo fueron construidas por YPF Sociedad del Estado (las refinerías de La Plata, Lujan de Cuyo, Plaza Huincul, San Lorenzo, Bahía Blanca y Campo Durán), a excepción de las refinerías de Shell en Dock Sud y AXION Energy (ex Esso) en Campana.

Desde la privatización de YPF en 1992 no se han registrado inversiones en la construcción de nuevas plantas, y sólo se han observado escasos esfuerzos por incrementar la capacidad de refinación de las instalaciones existentes. Entre las inversiones llevadas a cabo en el parque de procesamiento de crudo, destacamos las efectuadas por YPF y Petrobras, más la comprometida por AXION Energy.

- YPF. Con respecto a la refinería de Luján de Cuyo, según el documento 20-F del año 2011 de YPF, en Noviembre de 2010 se puso en marcha el nuevo horno Topping III, con el objeto de mejorar la eficiencia energética de la unidad al reemplazar con este horno los tres existentes de diseño obsoleto, lográndose un incremento de 400 m^3/diarios en la capacidad instalada de procesamiento de crudos, que pasó de 16.775 m^3/diarios a 17.175 m3/diarios. Otros dos proyectos se llevaron a cabo en 2012 y 2013, siendo uno de ellos correspondiente a la instalación de una unidad de hidrotratamiento de gasoil de 2.640 m^3/diarios, proveniente de Filipinas con un reactor construido en Argentina, siendo la misma adquirida en 2010; mientras que el otro corresponde a la construcción de una unidad de hidrotratamiento de naftas, cuya ingeniería de detalle fue realizada en 2010.[29] En lo concerniente a la refinería de La Plata, en Agosto de 2012 se puso en marcha la nueva planta de hidrodesulfuración de gasoil, mediante una inversión de AR$ 1.400 millones. Esta nueva unidad permitirá elaborar 1.750 millones de litros anuales de gasoil (4.800 m^3/diarios) con bajo contenido de azufre (esta inversión representa la de mayor magnitud efectuada en los últimos quince años en el segmento de refinación del país). La nueva unidad incluyó la incorporación de un reactor procedente de la India.[30] Cabe señalar que el 2 de Abril de 2013 se produjo un incendio en la

[29] Véanse al respecto los enlaces del *Informe Anual 2010* de YPF y del documento *20-F 2011* de YPF: http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/InfoEconomicoFinanciera/Informe%20Anual/Informe_Anual_2010.pdf y http://www.ypf.com/enu/InversoresAccionistas/InfoEconomicoFinanciera/YPF%20Informes20f/YPF%202011%20-%2020F.pdf (pág. 58).

[30] http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Inauguraci%C3%B3n-de-planta-en-La-Plata.aspx

refinería de La Plata ocasionado por el temporal que devastó las localidades de La Plata, Berisso y Ensenada, afectando temporalmente su capacidad de procesamiento por los daños presentados en la unidad de Coke A y en menor medida en el Topping C. Para fines de Mayo de ese año el Topping C quedó plenamente operativo; respecto a la nueva planta de coke, la empresa decidió acelerar las obras, cuya inversión fue estimada en US$ 800 millones.

- Petrobras. Durante los años 2005 y 2006 efectuó un revamping en la refinería de San Lorenzo, que posibilitó incrementar en 30% la capacidad instalada de procesamiento de petróleo, pasando de 5.000 a 8.000 m^3/diarios (recordemos que esta refinería fue vendida a Oil Combustibles en 2010, efectivizándose la operación en Mayo de 2011). Durante los años siguientes se efectuaron otras inversiones de importancia, tales como el revamping de destilación para procesamiento de crudos pesados en las refinerías de San Lorenzo y de Bahía Blanca, así como también en ésta última se puso en marcha la unidad de recuperación de azufre y además se realizaron modificaciones que permitieron que la unidad de hidrotratamiento y reformado de naftas alcance el 100% de su capacidad de diseño.[31]
- AXION Energy (ex Esso). AXION Energy anunció en 2012 un plan de inversiones en la refinería de Campana con el objeto de incrementar en 50% su actual elaboración de naftas y en 60% la de gasóleos (desconocemos el monto y cronograma del plan de inversiones).[32]

A continuación indagaremos sobre los volúmenes procesados y el factor de utilización de las principales seis empresas de refinación en 2013 (Tabla 13).

Con respecto a los volúmenes procesados, se observa que YPF concentró el 54,3% del petróleo refinado, seguido por Shell y AXION con 16,5% cada una, Petrobras con 5,6%, Oil Combustibles con 5,4% y Refinor con 1,7%. En la variación porcentual respecto al año anterior, se observa que YPF declinó en 3,9% el volumen de crudo procesado, debido al incendio ocasionado por el temporal de Abril de 2013 que afectó parte de su infraestructura, como fuera mencionado precedentemente. Por consiguiente, la refinería de La Plata declinó 11,5%, mientras que los complejos industriales de refinación de Luján de Cuyo y de Plaza Huincul incrementaron en 6,8% y 4,2%, respectivamente, sus volúmenes de procesamiento. En relación a las demás empresas, Shell aumentó 7,2%, AXION y Petrobras disminuyeron apenas 0,7% y 0,2%, respectivamente, Oil Combustibles y Refinor descendieron 4,4% y 12,8%, respectivamente.

En relación al factor de utilización de la capacidad instalada por cada una de estas seis principales empresas refinadoras, se observa que YPF tuvo un factor de 86,2% (77,6% La Plata, 98,5% Luján de Cuyo y 98,3% Plaza Huincul), Shell 84,2%, AXION

[31] Véase el siguiente enlace:
http://www.petrobras.com.ar/Petrobras/Internet_Institucional/Espanol/Financiera/Estados_Financ/Documentos/NOTASPESAcompaginado1.pdf
[32] http://www.axionenergy.com

97,1%, Oil Combustibles 54,5%, Petrobras 94,2% y Refinor 32,5%; destacándose las refinerías de YPF ubicadas en Luján de Cuyo (Mendoza) y en Plaza Huincul (Neuquén), por el mayor aprovechamiento de su capacidad instalada. El factor de utilización promedio de estas seis empresas en conjunto fue de 83%; es decir, una capacidad ociosa de 16.626 millones de m^3/diarios (el equivalente a una refinería mediano-grande de Argentina).

Tabla 13. Capacidad instalada de procesamiento de petróleo (en m^3/diarios), volumen procesado (en m^3/diarios), participación de mercado y factor de utilización (en %) de las seis principales empresas del parque de refinación de petróleo, año 2013

Empresas	YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Oil Combust.	Petrobras	Refinor	TOTAL
Capacidad	51.200	15.900	13.800	8.000	4.850	4.200	**97.950**
Volumen procesado	44.155	13.385	13.398	4.363	4.568	1.365	**81.324**
Part. %	54,3	16,5	16,5	5,4	5,6	1,7	**100,0**
Factor de utilización	86,2	84,2	97,1	54,5	94,2	32,5	**83,0**

Nota: se excluyó el volumen procesado de crudo importado (procedente de Bolivia), ya que el mismo es importado por Refinor con el fin de elaborar gasoil que luego se exportó a Bolivia.

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

En términos generales, las empresas ante la caída de la producción de crudos livianos desde hace década y media (por falta de inversiones), en lugar de invertir (como hizo la nueva gestión pública de YPF en el último año y medio) para aumentar significativamente su producción, o en su defecto procesar crudos intermedios de la cuenca del Golfo San Jorge (de menor rendimiento), optaron por importar aquellos combustibles líquidos que requerían para cubrir la diferencia entre la oferta propia y la demanda del mercado interno. Ello significa, posiblemente, que no se les ocurrió o no les interesó importar crudos livianos, que son mucho más baratos que importar combustibles derivados. Esto fue evaluado por el Gobierno Nacional, aplicando hace pocos días la normativa pertinente que fuera mencionada páginas atrás en el presente informe.

Ahora bien, el procesamiento incluye los siguientes crudos: San Sebastián (Tierra del Fuego), Cuenca Marina (Tierra del Fuego), Cerro Redondo/Santa Cruz/María Inés (sur de Santa Cruz), Cañadón Seco (norte de Santa Cruz), Escalante (Chubut), Cuenca Neuquina/Rincón de los Sauces (Neuquén, Río Negro, La Pampa y sur de Mendoza), Mendoza (norte de Mendoza), Jujuy, Salta, Palmar Largo (Formosa), Petróleo Importado (de Bolivia) y gasolina natural. Veamos a continuación el tipo de crudos procesados:

- Cuenca Austral: son todos livianos (mayoritariamente de 40° a 52° API).
- Cuenca Golfo San Jorge: casi todos son intermedios (por ejemplo: Escalante 24° API; Cañadón Seco 26° API). Sólo un yacimiento posee crudos pesados (20,7° API en la provincia de Chubut, concesión Bella Vista Oeste).
- Cuenca Neuquina: la mayoría son livianos (34,7° a 37° API; ejemplo: Medanito y Rincón de los Sauces: 36° API), y un par son pesados (21,1° API en el sur de Mendoza, concesiones Cerro Fortunoso y Chihuido de la Sierra Negra, ambas operadas por YPF, más otro de 17,6° API).
- Cuenca Cuyana: la mayoría son intermedios (28° API), y al menos uno es liviano (32° API).
- Cuenca NOA: son todos livianos (40° a 59° API).

En lo concerniente a la elaboración de combustibles líquidos en 2013 respecto al año anterior, YPF registró una caída de 2,1%, debido al siniestro ocurrido en la refinería de La Plata en Abril de ese año, como fuera mencionado oportunamente. Mientras que en La Plata la elaboración de combustibles líquidos declinaba 8,2%, en las refinerías de Luján de Cuyo y de Plaza Huincul se incrementaba en 6,4% y 5,1%, respectivamente. Las demás empresas de este grupo de 6 registró las siguientes variaciones: Shell aumentó 3,9%, AXION disminuyó 1%, Oil Combustibles ascendió 1,9%, y Petrobras y Refinor incrementaron sólo 0,7% y 0,1%, respectivamente.

Los principales subproductos obtenidos de la refinación de petróleo que analizaremos aquí son: naftas (súper y ultra), gas oil (común y ultra), aerokerosene, fuel oil, butano y propano, los cuales fueron seleccionados tanto por su volumen de producción como por su impacto en la demanda del aparato productivo nacional.

A continuación analizaremos los datos que se presentan en la Tabla 14, correspondientes al año 2013:[33]

- Nafta Súper: 5.780,6 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 56,3%, Shell 17,6%, AXION 14,8%, Oil Combustibles 5,9%, Petrobras 5,6%, Refinor 2,8% y restantes empresas 0,5%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 9,2% (10,8% La Plata, 8,7% Luján de Cuyo y -2,5% Plaza Huincul), Shell 0,4%, AXION 6,1%, Oil Combustibles 5,5%, Petrobras 3,5% y Refinor 47,4%.
- Nafta Ultra: 1.709,3 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 55,5%, Shell 24,52%, AXION 11,2%, Petrobras 5,9%, Oil Combustibles 2,4%, Refinor 0,5% y restantes empresas <0,1%. Con respecto al año 2012, la variación

[33] El butano y el propano son GLP que se obtienen del fraccionamiento o tratamiento del gas natural (en las plantas de tratamiento de gas y también por destilación de petróleo en las refinerías), los cuales son envasados en garrafas y tubos, respectivamente, que en el mercado interno son comercializados por medio de los centros mayoristas en puntos de venta que están ubicados en aglomeraciones urbanas o en lugares de éstas que carecen parcial o totalmente de provisión de gas natural distribuido por redes.

porcentual registrada es la siguiente: YPF -11,5% (-25,1% La Plata, 8,1% Luján de Cuyo y 20,8% Plaza Huincul), Shell 5,3%, AXION 12,2%, Petrobras 23,6, Oil Combustibles 5,4% y Refinor -4,6%.

- Gasóleos (Común + Ultra): 11.680,8 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 58%, AXION 14,8%, Shell 12,4%, Oil Combustibles 5,9%, Petrobras 5,6%, Refinor 2,8% y restantes empresas 0,5%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -3,8% (-18,4% La Plata, 8% Lujan de Cuyo y 11,5% Plaza Huincul), AXION -3,9%, Shell -1,7%, Oil Combustibles 5,7%, Petrobras 10,7% y Refinor -3,7%.
- Aerokerosene: 1.669,7 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 56,3%, AXION 23% y Shell 20,7%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -7,8% (-11,6% La Plata, 2,8% Luján de Cuyo y -4,5% Plaza Huincul), AXION 0,2% y Shell 24,1%.
- Fuel Oil: 2.335,7 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 38,6%, Shell 29%, AXION 18,8%, Petrobras 5%, Oil Combustibles 4,1%, Refinor 1,9% y restantes empresas 2,6%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 2,4% (sólo fue elaborado en el Complejo Industrial de Refinación La Plata), Shell -14,9%, AXION 14,8%, Petrobras 19,2%, Oil Combustibles -27,5% y Refinor -13,8%.
- Butano: 585,8 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 50,1%, AXION 17,8%, Petrobras 12,3%, Shell 7,9%, Refinor 3,1% y restantes empresas 8,8% (Oil Combustibles 0%). Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 7,7% (3,8% La Plata y 26,3% Luján de Cuyo; Plaza Huincul no elabora este producto), AXION -4,4%, Petrobras 15,9%, Shell 23,2% y Refinor 3,5%.
- Propano: 472,8 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 66,4%, AXION 13,8%, Shell 11,1%, Petrobras 2,5%, Refinor 0,9% y restantes empresas 5,3% (Oil Combustibles 0%). Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -2,7% (-4% La Plata y -1,1% Luján de Cuyo; Plaza Huincul no elabora este producto), AXION -5,3%, Shell -9,2%, Petrobras -17,5% y Refinor -23,1%.

Tabla 14. Volúmenes de los principales subproductos obtenidos por las refinerías en 2013 y participaciones de mercado (en miles de m^3, miles de toneladas y porcentajes según corresponda)

Subproductos	YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Petrobras	Oil Comb.	Refinor	Resto	TOTAL
Aeroker. Jet (miles de m^3)	940,5	345,8	383,4	-	-	-	-	**1.669,7**
	56,3%	*20,7*	*23,0*	-	-	-	-	***100,0 %***
Gasoil Común y Ultra (miles de m^3)	6.773,1	1.449,9	1.724,4	651,6	684,9	329,8	67,1	**11.680,8**
	58,0	*12,4*	*14,8*	*5,6*	*5,9*	*2,8*	*0,5*	***100,0 %***
Nafta Súper (miles de m^3)	3.096,3	1.015,1	875,8	369,1	268,5	146,6	9,2	**5.780,6**
	53,6	*17,6*	*15,2*	*6,4*	*4,6*	*2,5*	*0,1*	***100,0 %***
Nafta Ultra (miles de m^3)	948,7	419,6	190,6	100,7	41,0	8,2	0,5	**1.709,3**
	55,5	*24,5*	*11,2*	*5,9*	*2,4*	*0,5*	-	***100,0 %***
Fuel oil (miles de ton.)	902,7	677,4	439,3	116,8	94,7	44,7	60,1	**2.335,7**
	38,6	*29,0*	*18,8*	*5,0*	*4,1*	*1,9*	*2,6*	***100,0 %***
Butano (miles de ton.)	293,5	46,0	104,1	72,3	-	18,3	51,6	**585,8**
	50,1	*7,9*	*17,8*	*12,3*	-	*3,1*	*8,8*	***100,0 %***
Propano (miles de ton.)	313,8	52,5	65,2	11,8	-	4,3	25,2	**472,8**
	66,4	*11,1*	*13,8*	*2,5*	-	*0,9*	*5,3*	***100,0 %***

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

En lo concerniente a la comercialización de combustibles líquidos, según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, en 2013 se registró un incremento de 4% respecto al año anterior. En el caso de YPF se observa que aumentó sus ventas en 3,5% (algunas ventas de subproductos derivados fueron afectadas por el siniestro ocurrido en Abril de 2013 en la refinería La Plata); las demás empresas del grupo de 6 registraron las siguientes variaciones porcentuales: Shell 6,7%, AXION 5,2%, Petrobras 1,3%, Oil Combustibles 4% y Refinor 6,8%.

A continuación se presenta una tabla con los volúmenes comercializados en el mercado interno de los combustibles líquidos citados en la tabla anterior.

Tabla 15. Volúmenes de los principales combustibles líquidos comercializados en el mercado interno en 2013 y participaciones de mercado (en miles de m^3, miles de toneladas y % según corresponda)

Subproductos	YPF	Shell	AXION (ex Esso)	Petrobras	Oil Comb.	Refinor	Resto	TOTAL
Aeroker. Jet (miles de m^3)	926,4	345,5	368,9	-	-	-	-	**1.640,8**
	56,5%	*21,0%*	*22,5%*	-	-	-	-	***100,0 %***
Gasoil Común y Ultra (miles de m^3)	7.871,5	1.816,7	2.063,4	715,7	689,6	207,1	385,9	**13.749,9**
	57,2%	*13,2%*	*15,0%*	*5,2%*	*5,0%*	*1,5%*	*2,8%*	***100,0 %***
Nafta Súper (miles de m^3)	3.307,5	1.062,6	866,7	376,1	264,8	139,6	71,2	**6.088,5**
	54,3%	*17,5%*	*14,2%*	*6,2%*	*4,3%*	*2,3%*	*1,2%*	***100,0 %***
Nafta Ultra (miles de m^3)	1.146,5	452,4	205,4	92,9	42,0	8,1	6,5	**1.953,8**
	58,7%	*23,2%*	*10,5%*	*4,8%*	*2,1%*	*0,4%*	*0,3%*	***100,0 %***
Fuel oil (miles de ton.)	718,0	587,6	404,3	96,1	86,0	41,4	46,1	**1.979,5**
	36,3%	*29,7%*	*20,4%*	*4,9%*	*4,3%*	*2,1%*	*2,3%*	***100,0 %***
Butano (miles de ton.)	294,2	24,6	52,3	41,5	-	58,3	208,1	**679,0**
	43,3%	*3,6%*	*7,7%*	*6,1%*	-	*8,6%*	*30,6%*	***100,0 %***
Propano (miles de ton.)	137,7	46,6	56,7	10,3	-	212,5	233,4	**697,2**
	19,8%	*6,7%*	*8,1%*	*1,5%*	-	*30,5%*	*33,5%*	***100,0 %***

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

- Nafta Súper: 6.088,5 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 54,3%, Shell 17,5%, AXION 14,2%, Petrobras 6,2%, Oil Combustibles 4,3%, Refinor 2,3% y restantes empresas 1,2%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 12,2%, Shell 4,9%, AXION 10,8%, Petrobras -0,6%, Oil Combustibles 6,3% y Refinor 41%.
- Nafta Ultra: 1.953,8 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 58,7%, Shell 23,2%, AXION 10,5%, Petrobras 4,8%, Oil Combustibles 2,1%, Refinor 0,4% y restantes empresas 0,3%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 2,4%, Shell 13%, AXION 21,8%, Petrobras 10,9%, Oil Combustibles 9,4% y Refinor -4,7%.
- Gasóleos (Común + Ultra): 13.749,9 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 57,2%, AXION 15%, Shell 13,2%, Petrobras 5,2%, Oil Combustibles 5%, Refinor 1,5% y restantes empresas 2,8%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 1,5%, AXION 4,3%, Shell 4,4%, Petrobras -0,7%, Oil Combustibles 4,7% y Refinor -11,2%.

- Aerokerosene: 1.640,8 miles de m^3; participaciones de mercado: YPF 56,5%, AXION 22,5% y Shell 21%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF 0%, AXION -1,3% y Shell 7,4%.
- Fuel Oil: 1.979,5 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 36,3%, Shell 29,7%, AXION 20,4%, Petrobras 4,9%, Oil Combustibles 4,3%, Refinor 2,1% y restantes empresas 2,3%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -1,5%, Shell -21,2%, AXION 4,3%, Petrobras 35,4%, Oil Combustibles -19,8% y Refinor -11,5%.
- Butano: 679,0 miles de toneladas; participaciones de mercado: YPF 43,3%, Refinor 8,6%, AXION 7,7%, Petrobras 6,1%, Shell 3,6% y restantes empresas 30,6%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: YPF -2,8%, Refinor 40,1%, AXION 7,2%, Petrobras 1,5% y Shell 6%.
- Propano: 697,2 miles de toneladas; participaciones de mercado: Refinor 30,5%, YPF 19,8%, AXION 8,1%, Shell 6,7%, Petrobras 1,5% y restantes empresas 33,5%. Con respecto al año 2012, la variación porcentual registrada es la siguiente: Refinor 31,7%, YPF -18,7%, AXION 93,5%, Shell -6,8% y Petrobras -22,6%.

Con respecto al comercio exterior, según las Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, en 2013 los combustibles líquidos de mayor importación fueron los gasóleos (común y ultra) y las naftas (súper y ultra), cuyas cifras se presentan en la Tabla 16 (a, b y c, respectivamente).

- El volumen importado de gasóleos aumentó 80% respecto al año anterior, y su costo casi 72%. El mismo representó el 17,7% del volumen comercializado en el mercado interno. El 52% de la importación la efectuó YPF (debido al incendio de su refinería de La Plata), 16,3% Shell, 11,7% Petrolera del Cono Sur, 10,8% AXION, 6% Petrobras y 3,3% restantes empresas.
- El volumen importado de nafta súper aumentó significativamente porque en 2012 las operaciones de importación fueron muy pequeñas. El mismo representó menos del 1% del volumen comercializado en el mercado interno. El 65,8% de la importación lo efectuó Shell, 21,2% Petrobras y 13% AXION.
- El volumen importado de nafta ultra aumentó significativamente porque el año anterior las operaciones de importación fueron muy bajas. El mismo representó 12,6% del volumen comercializado en el mercado interno. El 98% de la importación lo efectuó YPF y 2% AXION.

Tabla 16a. Volúmenes de importación de gasóleos (común + ultra) y montos por empresas correspondientes al año 2013 y variación porcentual respecto al año anterior

Empresa	Part. %	Cantidad (m^3)	V% 2013-2012	Monto (US$)	V% 2013-2012
YPF	52,0	1.261.586	53,2	1.011.601.914	43,5
Shell	16,3	394.435	60,9	335.135.004	51,5
Petrolera del Cono Sur	11,7	283.484	1.088,1	236.763.970	1.820,8
AXION	10,8	263.197	86,4	220.986.346	77,5
Petrobras	6,0	144.693	25,7	116.268.537	25,1
Resto	3,3	79.697	No efectuaron importaciones en 2012	66.390.024	-
TOTAL	**100,0**	**2.427.092**	**80,0**	**1.987.145.795**	**71,9%**

Tabla 16b. Volúmenes de importación de nafta súper y montos por empresas correspondientes al año 2013 y variación porcentual respecto al año anterior

Empresa	Part. %	Cantidad (m^3)	V% 2013-2012	Monto (US$)	V% 2013-2012
Shell	65,8	86.605	7.974	77.023.082	9.087.505
Petrobras	21,2	27.929	No efectuó importaciones en 2012	20.949.181	-
AXION	13,0	17.165	No efectuó importaciones en 2012	16.333.403	-
TOTAL	**100,0**	**131.699**	**1.551,6**	**114.305.665**	**1.157,8**

Tabla 16c. Volúmenes de importación de nafta ultra y montos por empresas correspondientes al año 2013 y variación porcentual respecto al año anterior

Empresa	Part. %	Cantidad (m^3)	V% 2013-2012	Monto (US$)	V% 2013-2012
YPF	98,0	242.071	44.988	195.866.979	37.164.264
AXION	2,0	4.951	No efectuó importaciones en 2012	4.751.013	-
TOTAL	**100,0**	**247.022**	**449,1**	**200.617.992**	**439,8**

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Tablas Dinámicas de Secretaría de Energía.

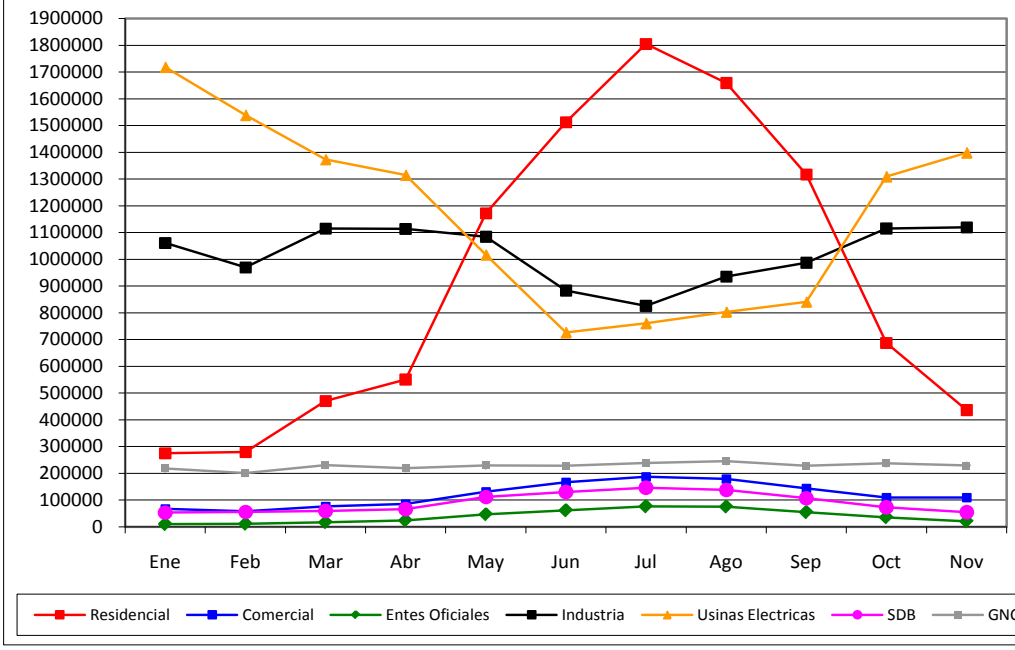
Demanda interna de gas natural por redes y expansión del sistema de transporte

Según los datos operativos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), la demanda interna de gas natural entre Enero y Noviembre de 2013 fue de 39.444,3 millones de m^3, registrando un aumento de 2,8% en relación a igual período del año anterior. Los principales incrementos se registraron en los subdistribuidores (12,2%), las industrias (5,5%), los usuarios residenciales (5%) y los comercios (3,8%), mientras que los organismos públicos aumentaron 1%, y las centrales térmicas y el gas natural comprimido (GNC) disminuyeron 0,9% y 1,4%, respectivamente. Los principales usuarios consumidores fueron las centrales térmicas (32,5%), las industrias (28,4%) y los residenciales (25,8%), mientras que el GNC, los comercios, los SDB y los entes oficiales participaron con 6,4%, 3,3%, 2,5% y 1,1%, respectivamente (Tabla 17).

Tabla 17. Gas natural entregado mensualmente y consumido por tipos de usuarios entre Enero y Noviembre de 2013 y variación porcentual respecto al año anterior (en millones de m^3 de 9.300 kcal y porcentajes según corresponda)

	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Térmicas	SDB	GNC	TOTAL
VOLUMEN	10.169,6	1.316,5	433,6	11.212,8	12.803,2	998,9	2.509,6	**39.444,3**
PARTIC. %	25,8	3,3	1,1	28,4	32,5	2,5	6,4	**100,0**
V% 13-12	5,0	3,8	1,0	5,5	-0,9	12,2	-1,4	**2,8**

Gráfico 10. Demanda de gas natural en el mercado interno por tipo de usuario, Enero-Noviembre de 2013 (en miles de m^3)



Fuente: elaboración propia en base a datos operativos del ENARGAS.

Ahora bien, la oferta total de gas natural en 2013 fue de aproximadamente 53.000 millones de m^3, de los cuales 78,5% procedió de la oferta local y 21,5% de la importación. El consumo de ese volumen se distribuyó aproximadamente de la siguiente manera: 24% en los yacimientos, 26% en las centrales térmicas, 22% en las industrias, 20% en los usuarios residenciales, 5% en el transporte automotor (GNC), 3% en los comercios y organismos públicos, y cerca del 0,1% destinado a la exportación.

Con respecto a los precios del gas, según datos del CLICET para Julio de 2013, el precio local era de US$ 2,1 el millón de BTU el precio local (las industrias pagaban en promedio US$ 3,4 el millón de BTU),[34] y los de importación eran de US$ 10,4 por millón de BTU el gas boliviano y US$ 16 por millón de BTU el GNL.

En relación a la administración del despacho nacional de gas natural, en invierno y en otoño el control de despacho de gas se efectúa diariamente y se realiza mediante controles de presión de, al menos, dos veces al día:

- Días de invierno u otoño que por su severidad podría presentarse riesgo de disminución de *line pack* (gas acumulado en gasoducto), se procede así: el consumo prioritario es el residencial, comercial y GNC, y a estos usuarios nunca se les corta el servicio por razones de Seguridad Nacional. Cubierto este consumo la prioridad es el consumo industrial contratado en firme. Cubierto este consumo lo que queda se distribuye entre las usinas termoeléctricas. El consumo industrial contratado interrumpible es el que se corta. Se debe tener en cuenta que las industrias contratan en forma interrumpible parte de su consumo para ahorrarse el costo de contratar en firme. Tendría que ser de extrema severidad climática en un día en particular como para establecer un nivel de interrupción de suministro superior.
- Días de invierno u Otoño en que hay severidad climática pero sin riesgo de disminución de *line pack*, se procede así: el consumo prioritario es el residencial, comercial y GNC, y a estos usuarios nunca se les corta el servicio. Cubierto este consumo, la prioridad es el consumo industrial contratado en firme. Cubierto este consumo, lo que queda se distribuye entre las centrales termoeléctricas. El remanente se distribuye entre el consumo industrial contratado interrumpible.
- Resto de días de invierno u Otoño donde no hay riesgo de disminución de *line pack*, se procede así: prácticamente no hay cortes, salvo en alguna zona puntual donde sea muy severo el clima y a los efectos de mantener la presión en los caños.

[34] No obstante, cuando en un día se le informa la interrupción la parte de su servicio interrumpible y la industria no respeta la medida, únicamente por ese volumen que consumieron no autorizado y que debieron suspender lo pagan a valor de GNL (16 US$ MM/BTU).

En lo concerniente a la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la Secretaría de Energía de la Nación (dependiente del citado Ministerio), la empresa pública ENARSA, la empresa Emgasud S.A. (ahora GENNEIA S.A.) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), acordaron años atrás la realización de las obras de infraestructura pertinentes con el objeto de consolidar la provisión de gas natural en el país.

Habiéndose concluido las obras de la denominada Ampliación 2004-2005, que permitieron incorporar al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural 4,7 millones de m^3/diarios de capacidad, se encuentra en ejecución la Ampliación de la Capacidad de Transporte 2006-2013, el proyecto de infraestructura para gas natural más ambicioso de las últimas décadas. Este proyecto integral incluye la instalación, a lo largo y ancho del país, de casi 3.150 km de cañerías de gran diámetro, el incremento de aproximadamente 263.000 HP de potencia de compresión en 17 plantas compresoras y la ejecución de numerosas obras complementarias para readaptar el sistema existente. Esta obra debe ser destacada por su relevancia estratégica a los fines de brindar un adecuado respaldo al proceso de crecimiento y desarrollo nacional desde la consolidación de la matriz energética. En ese sentido, una vez finalizada, la Ampliación permitirá un aumento de la capacidad de transporte nacional de 25,9 millones de m^3/diarios, lo que significa que un solo proyecto ampliará en 20% el total de la capacidad de transporte nacional existente antes de su inicio.

La Tabla 18 exhibe un resumen de las obras contenidas en la Ampliación 2006-2013, distinguiendo las mismas por sistema (Norte y Sur) y tipo de obra (loops y plantas compresoras):

Tabla 18. Ampliación de la capacidad de transporte de gas 2006-2013 por sistema y tipo de obra

Sistema	**Loops** (km)	**Potencia** (HP)	**Capacidad de transporte adicional** (m^3/día)	**Sobre gasoducto**
Norte	1.945	55.900	15.238.782	
			10.403.623	*Norte*
			4.835.159	*Centro Oeste*
Sur	1.204	207.000	10.703.497	
			745.257	*Neuba II*
			9.958.240	*San Martín*
TOTAL	**3.149**	**262.900**	**25.942.279**	

Nota: no se tuvieron en cuenta los dos traslados de 4.700 HP a PC Río Colorado y el de 12.700 HP a PC Moy Aike.

Fuente: Plan Energético Nacional del Ministerio de Planificación Federal.

Entre las obras de mayor relevancia, podemos destacar:

- Gasoducto submarino que cruza el Estrecho de Magallanes, denominado Gasoducto Transmagallánico, inaugurado en Marzo de 2010, con una capacidad de transporte de 18 millones de m^3/diarios, con una extensión de obra de 37,7 km de gasoducto de 24".
- Ampliación Gasoducto Loop Regional Sur, proyecto acordado entre el Ministerio de Planificación Federal, la Secretaría de Energía de la Nación, el ENARGAS, y las empresas ENARSA y Emgasud S.A. (ahora GENNEIA).
- Gasoducto de Integración Juana Azurduy para la importación de gas boliviano, que oportunamente fue caracterizado en el presente informe, inaugurado en Junio de 2011, con una capacidad de transporte de 17,6 millones de m^3/diarios.
- Gasoducto del Noreste Argentino, también caracterizado oportunamente en el presente informe, que tendrá una extensión de 4.131 km (1.448 km de gasoducto de 24" + 2.683 km de gasoductos de derivación), que proveerá de gas natural a las provincias del NEA (Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones), norte de Salta y centro y norte de Santa Fe, y beneficiará a más de 3,4 millones de ciudadanos de 6 provincias.
- Programa Gas Plus, que promueve la inversión en nuevos yacimientos, especialmente bajo las formas no convencionales como el shale gas y el tight gas. En el año 2012 se incorporaron a la producción gasífera alrededor de 12 millones de m^3/diarios (en 2009 y 2011 se inyectaron 3,6 y 9,8 millones de m^3/diarios, respectivamente), en particular procedentes de las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. 66 proyectos fueron aprobados y se estima incorporar unos 160.000 millones de m^3 de reservas de gas.
- Planta de Inyección Propano Aire (PIPA). Con el objeto de sumar esfuerzos para enfrentar los picos de consumo de gas natural el Ministerio de Planificación Federal decidió desarrollar el proyecto PIPA en el partido bonaerense de Esteban Echeverria. En 2008 ENARSA e YPF firmaron un contrato, en el marco del Programa Energía Total, para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y despacho de la PIPA, con capacidad para 1,5 millones de m^3/día de gas sintético (9.300 kcal/m^3), para beneficiar a 500.000 ciudadanos. Las obras de diseño, construcción y puesta en marcha fueron encargadas por ENARSA a YPF, culminaron fines de 2009 y demandaron una inversión pública de US$ 29 millones. Entre Mayo y mediados de Octubre de 2010 las tareas de operación, mantenimiento y despacho de la planta también fueron encargadas por ENARSA a YPF. Desde mediados de Octubre de 2010 ENARSA se encuentra a cargo de la operación y mantenimiento de la PIPA. Las normas de calidad y seguridad son exigidas por el ENARGAS y la Secretaría de Energía de la Nación. La PIPA produce gas

natural sintético, resultado de la mezcla de propano vaporizado y aire en porcentajes aproximados de 60% y 40%, respectivamente, a fin de ser inyectado en el anillo de media presión de la Capital Federal y en el Conurbano Bonaerense. De esta forma, la PIPA complementa la inyección de gas natural desde el sistema de transporte troncal siendo importante su empleo durante los picos de demanda en épocas invernales. La PIPA se encuentra vinculada mediante un propanoducto a las instalaciones de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP), propiedad de YPF, ubicadas en Dock Sud (partido de Avellaneda, provincia de Buenos Aires). El propano debe tener una calidad tal que permita cumplir, una vez producida la mezcla, con los parámetros de calidad exigidos por la regulación del sistema de gas natural argentino. Dicha calidad de propano se obtiene exclusivamente a partir del propano extraído del gas natural, procesado en Bahía Blanca siendo transportado hasta Dock Sud en un buque arrendado por ENARSA específicamente para este propósito.

- Proyectos de regasificación de GNL (Bahía Blanca y Escobar), los cuales fueron caracterizados oportunamente en el presente informe.

De manera complementaria a las expansiones sobre el sistema de transporte, se han desarrollado numerosos proyectos de expansión de los sistemas de distribución a lo largo y ancho del país con aportes del Estado Nacional. Desde el año 2006 se han desarrollado 23 obras de gasoductos de distribución de gran magnitud en 13 provincias, lo cual supone la instalación de algo más de 1.000 km de cañería troncal y 450.000 metros de redes de distribución para beneficiar a más de 238.000 usuarios. Los principales proyectos de distribución que se realizaron que aún continúan desarrollándose son:

- Gasoducto Fueguino, que beneficia a 44.000 usuarios de la provincia de Tierra del Fuego.
- Gasoducto Cordillerano, que beneficia a 77.300 usuarios de las provincias de Río Negro y Neuquén.
- Gasoducto Patagónico, que beneficia a 8.500 usuarios de 13 localidades de la provincia del Chubut.
- Gasoducto de Interconexión entre los gasoductos Cordillerano Patagónico y troncal San Martín, para anillar a la cuenca Neuquina con las cuencas más australes de gas.
- Gasoducto Chumbita-La Rioja, que también comprende la instalación de una planta compresora en ejecución, para beneficiar a 15.000 usuarios.
- Gasoducto del Oeste, que beneficia a 1.300 usuarios de la provincia de La Pampa.
- Gasoducto de Daireaux, que beneficia a 4.400 usuarios de esta localidad bonaerense.

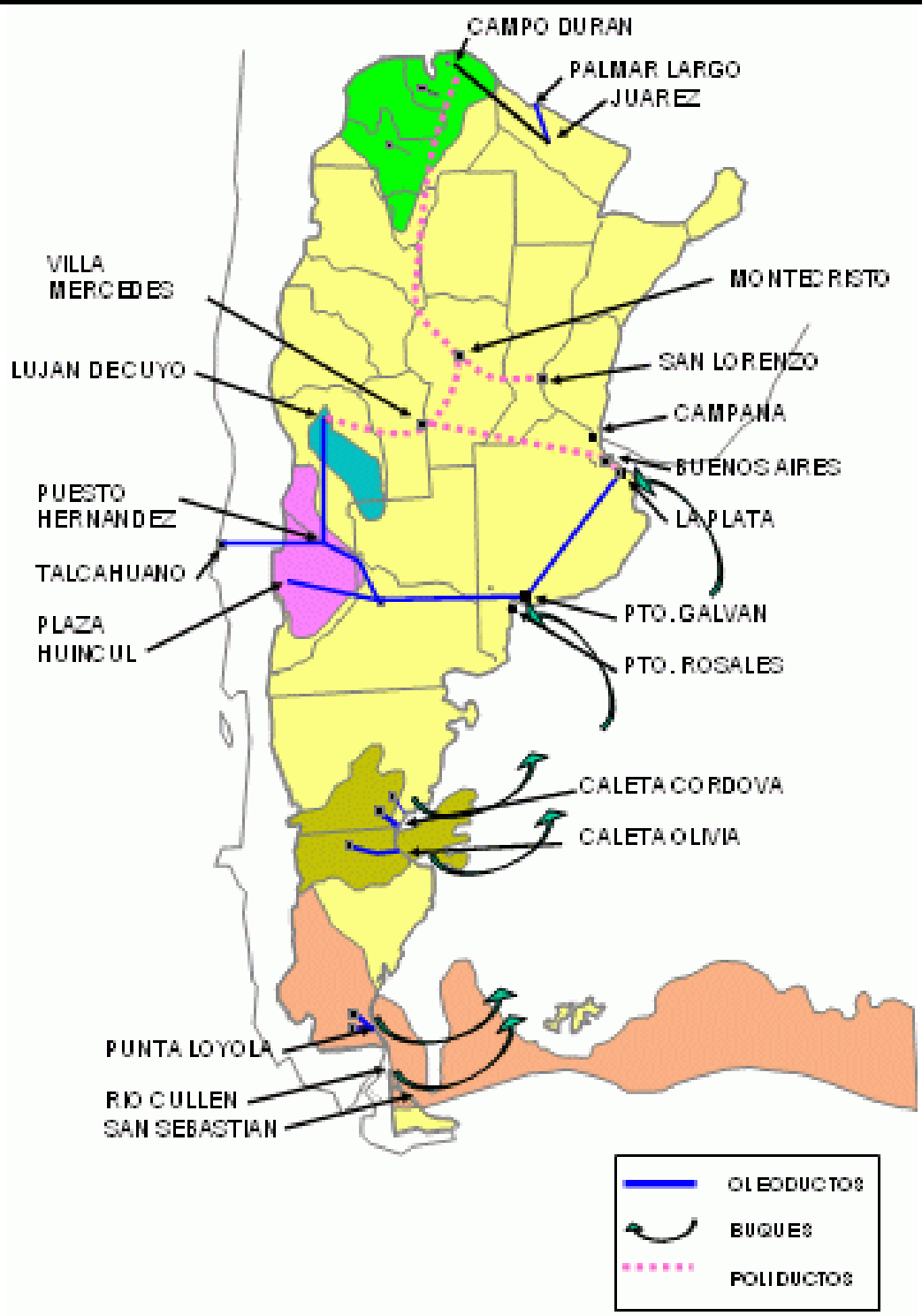
- Gasoducto de Arrecifes-Salto en la provincia de Buenos Aires.
- Gasoducto La Madrid, que beneficia a 2.400 usuarios de esta localidad bonaerense.
- Gasoducto Miraflores-La Quiaca, que beneficia a 1.440 usuarios de la provincia de Jujuy.
- Proyecto de Integración Neuquén-Río Negro (San Patricio del Chañar y otras), que incorpora a 8.100 usuarios adicionales.
- Sistema Ruta 8 en la provincia de Córdoba, que incorpora a 6.500 usuarios.
- Sistema Mendoza-San Juan, que incluye la instalación de una planta compresora y beneficia a 80.700 usuarios.
- Sistema de Distribución de la provincia de Santa Cruz, que beneficia a 11.000 usuarios.
- Ampliación Conesa-Viedma, que beneficia a 3.800 usuarios adicionales de la provincia de Río Negro.
- Ciudad de Tartagal, 50.000 metros de redes habilitadas, que benefician a 3.700 usuarios de la provincia de Salta.

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 millones de hogares al servicio público de gas natural por redes, lo que implica un aumento de 33,7% durante en el período 2004-2013.

A continuación se presenta un anexo de mapas de transporte de hidrocarburos.

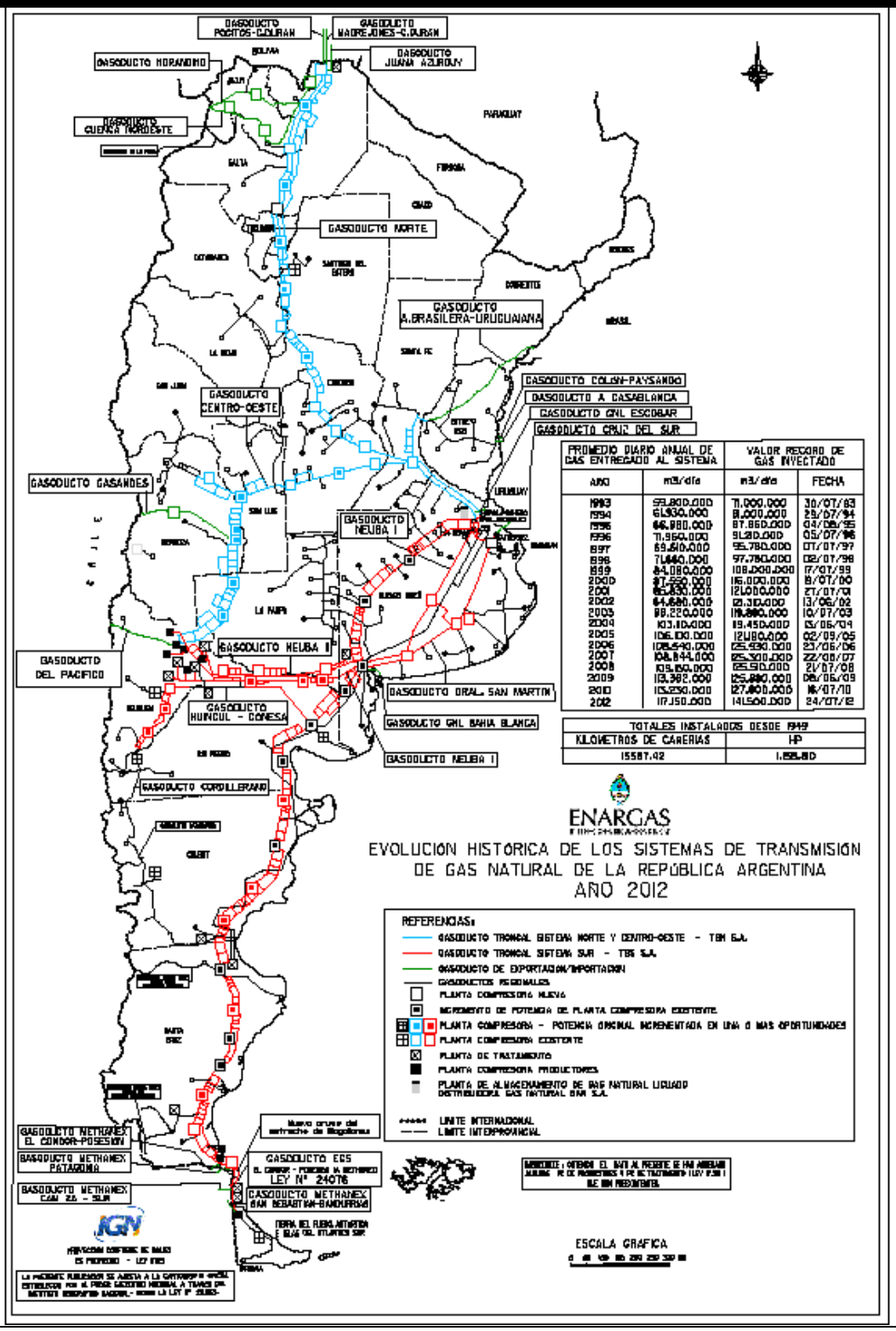
Anexo: Mapas del Transporte de Hidrocarburos en Argentina

Transporte de Petróleo Crudo y de Subproductos Derivados



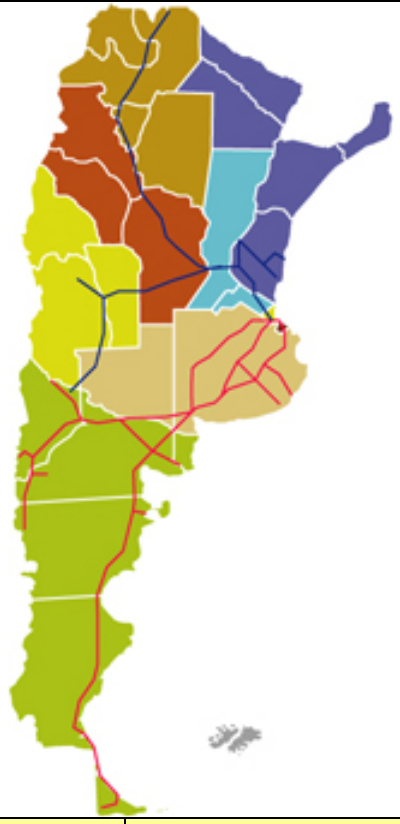
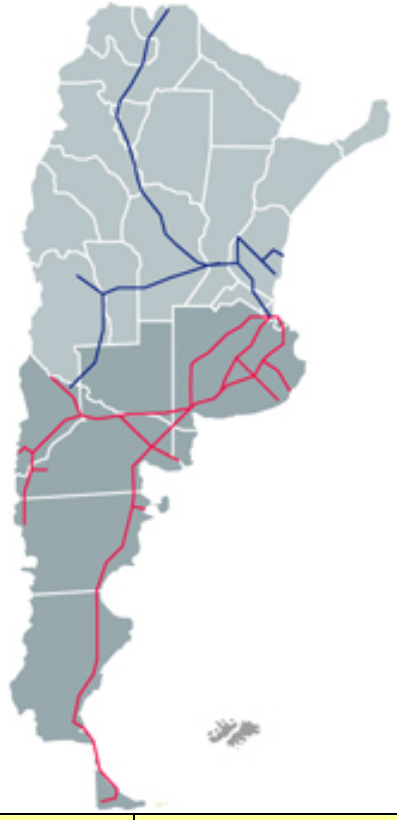
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

Gasoductos troncales y regionales de abastecimiento del mercado interno, de exportación (a Chile, Brasil y Uruguay) y de importación (de Bolivia), Marzo de 2012



Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Sistema de Transporte y Distribución Troncal de Gas Natural del mercado argentino

Prestatarias del Servicio Público de Distribución		Prestatarias del Servicio Público de Transporte	
			
Distribuidoras	**Jurisdicciones**	**Transportistas**	**Cuencas / Destinos**
Gasnor S.A.	Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.	Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS)	Transporte gas natural de las cuencas NOA y Cuyana para las distribuidoras Gasnor, Gasnea, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana y Litoral Gas.
Gasnea S.A.	Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y Entre Ríos (solo esta ultima esta conectada al sistema troncal de gasoductos).		
Distribuidora del Gas del Centro S.A.	Catamarca, La Rioja y Córdoba.		
Litoral Gas S.A.	Santa Fe y noreste de Buenos Aires.	Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN)	Transporte gas natural de las cuencas Austral, Golfo de San Jorge y Neuquina para las distribuidoras Camuzzi Gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeana, Distribuidora de Gas Cuyana, Metrogas y Gas Natural BAN.
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.	San Juan, Mendoza y San Luis.		
Gas Natural BAN S.A.	Norte y oeste del Conurbano Bonaerense.		
Metrogas S.A.	Ciudad de Buenos Aires y Sur del Conurbano Bonaerense.		
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	La Pampa y Buenos Aires.		
Camuzzi Gas del Sur S.A.	Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y extremo sur de Buenos Aires.		

Fuente: ENARGAS.

Caracterización del Sector Eléctrico

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 nucleoeléctricas.

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),[35]

[35] 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.

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.

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 Yacyretá, 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 Yacyretá (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).

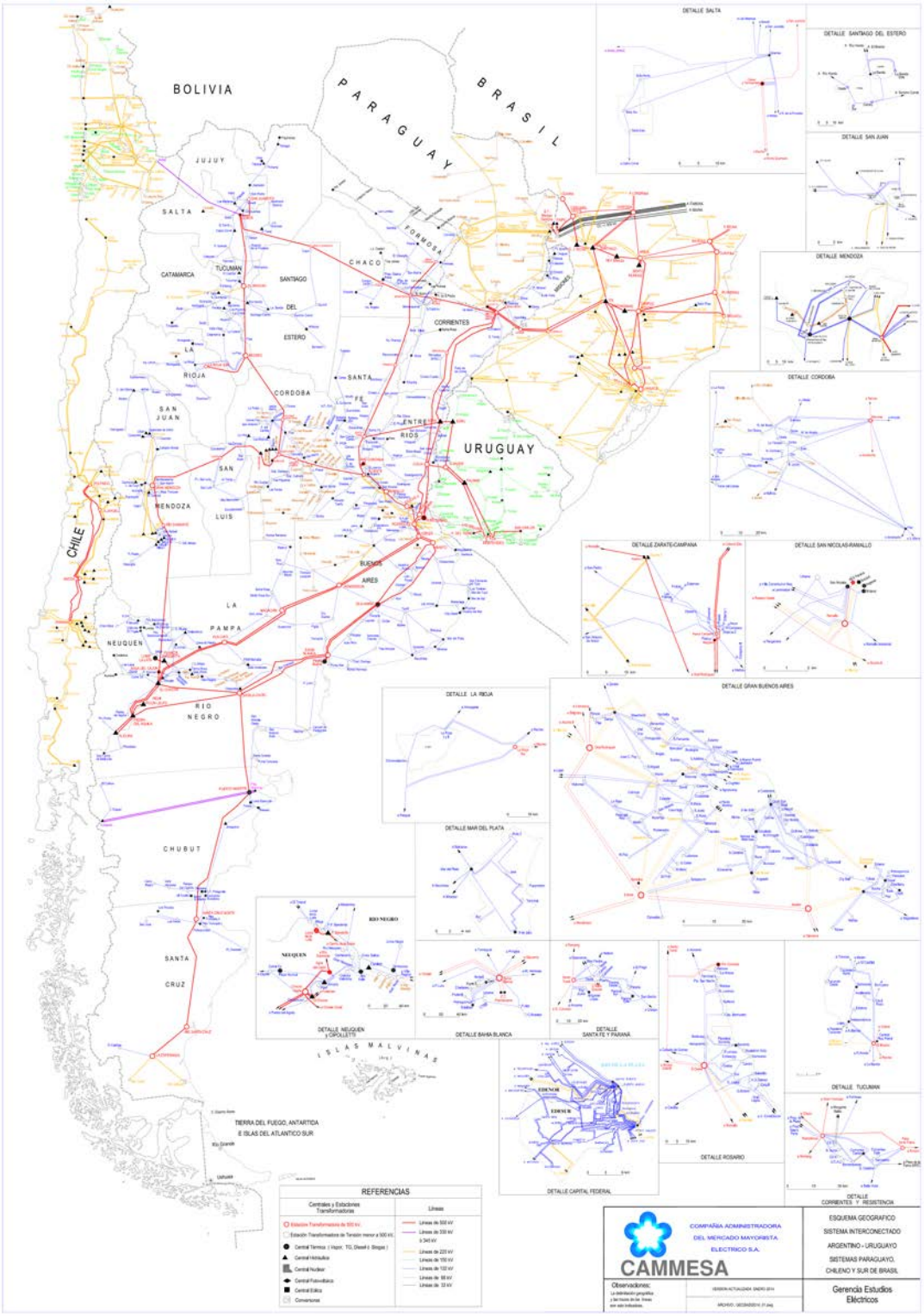
Tabla 19a. Obras finalizadas del parque generación por tipo de inversión, período 2004-2013

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 en el cual se puede observar la expansión del SADI a lo largo y ancho del país.

Esquema geográfico del Sistema Interconectado Argentino, los sistemas uruguayo, paraguayo, chileno y del sur de Brasil, versión actualizada a Enero de 2014



Fuente: CAMMESA.

En las siguientes tablas 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 nucleoeléctricos, 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 nucleoeléctricos, 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 19b. 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 nucleoeléctricos 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 nucleoeléctricos 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 19c. 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 Nº 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 públicas 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 nucleoeléctricas 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 (AMBA + Buenos Aires + 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:

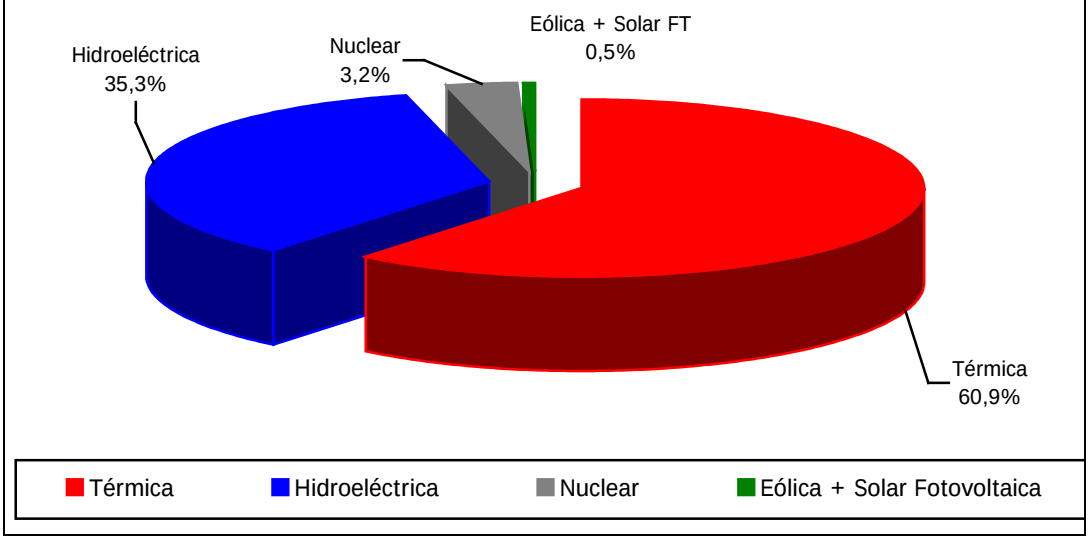
(2.638,2 MW) **NOA** ↔ **NEA** (3.046.0 MW)
↕ ↕ **Generación Móvil** (330 MW)
(2.895,8 MW) **CENTRO** ↔ **GBA+BAS+LIT** (13.581,6 MW)
↕ ↕ ↔ **PATAGONIA** (1.006,2 MW)
CUYO ↔ **COMAHUE**
(1.660,7 MW) (6.244,4 MW)

En la Tabla 20 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 11 se presenta la distribución porcentual de esa potencia instalada para igual fecha:

Tabla 20. 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 MW 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***	*n/a*	***47,1***	***-0,5***	***1,1***
Variación Porcentual 2013-2003					***44,5***	***0,6***	*n/a*	*n/a*	***16,3***	***32,1***

Gráfico 11. 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 20), 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 12 y 13 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:

Gráfico 12. Consumo Combustibles Fósiles en Diciembre de 2013 (en %)

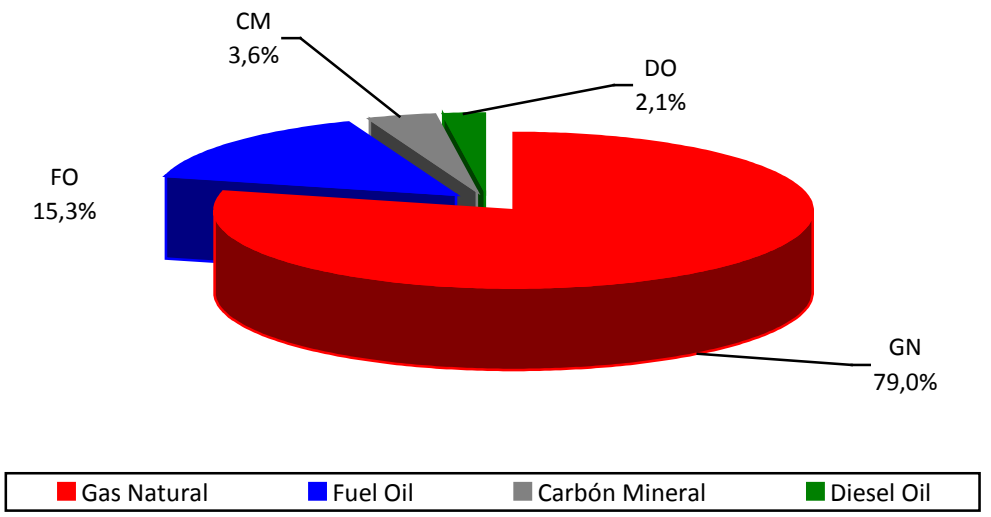
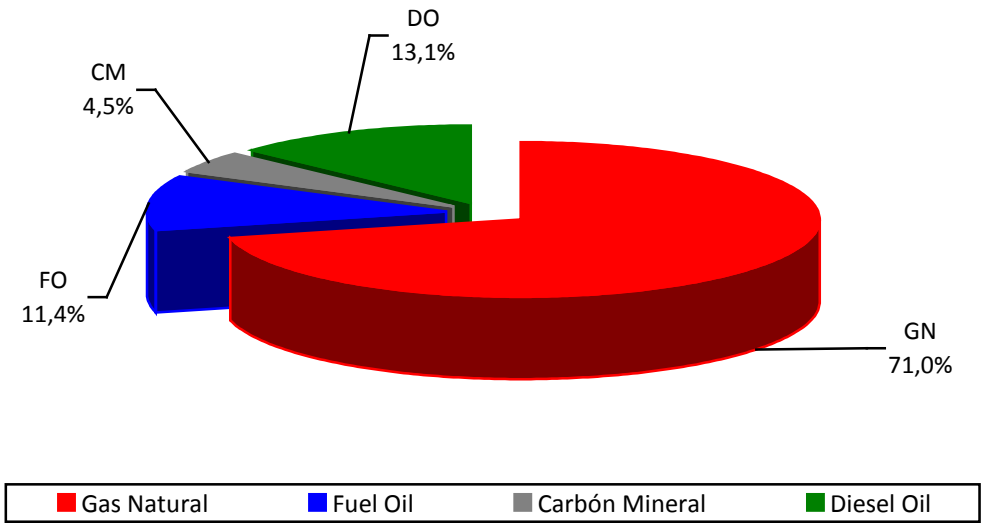


Gráfico 13. Consumo Combustibles Fósiles período Enero-Diciembre de 2013 (en %)



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 21. 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 22 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.

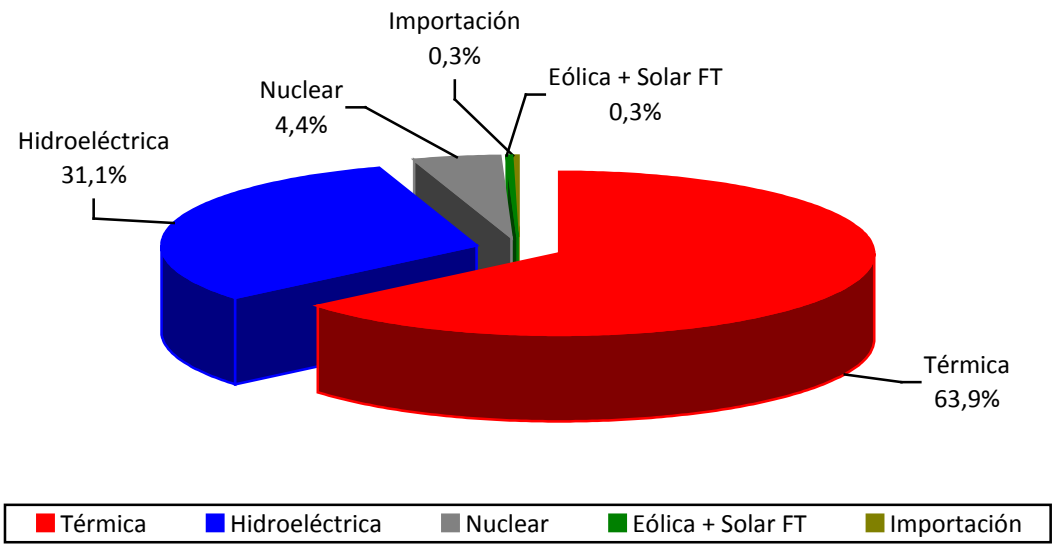
Tabla 22. Balance de energía neto acumulado de los años 2012 y 2013 y variación porcentual (en GWh y porcentajes según corresponda)

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

Gráfico 14. Generación Energía Neta
Acumulado Ene-Dic/2013 (en %)



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

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.

Bernal, Federico y Ricardo De Dicco (2011). *Importación de gas natural boliviano y de GNL, período 2008-2010*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

Bernal, Federico, Ricardo De Dicco y Lucas Schneider (2011). *Proyectos de Regasificación de GNL en Bahía Blanca y en Escobar*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

Bernal, Federico, Ricardo De Dicco y Lucas Schneider (2010). *Análisis comparativo de los Proyectos de Regasificación de GNL en América Latina: los casos de Argentina, Brasil y Chile*. 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 Sector Eléctrico 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). San Carlos de Bariloche.

De Dicco, Ricardo (2014). *Indicadores Upstream de Hidrocarburos 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). San Carlos de Bariloche.

De Dicco, Ricardo (2014). *Indicadores Downstream de Hidrocarburos 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). San Carlos de Bariloche.

De Dicco, Ricardo (2014). *Balance Energético Nacional 2012*. Documento de Trabajo del Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). San Carlos de Bariloche.

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.

De Dicco, Ricardo (2013). *Diagnóstico y perspectivas del parque de refinación de petróleo de Argentina 2012*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2013). *Resultados del primer año de la nueva gestión pública de YPF*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2012). *Indicadores Energéticos de Argentina 2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). 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 (2011). *Inversiones en el sector hidrocarburífero de Argentina, período 2003-2011*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2008). *La producción gasífera de Bolivia, período 2005-2007*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2008). *Indicadores Energéticos de Argentina 2007*. 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.

De Dicco, Ricardo y Federico Bernal (2014). *Diagnóstico y perspectivas del parque de refinación de petróleo de Argentina, Enero de 2014*. Documento de Trabajo del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET). Buenos Aires.

ENARGAS (1997-2013). *Datos operativos de transporte y distribución*. Buenos Aires. Datos actualizados a Noviembre/2013.

ENARSA (2013). *Informe de Gestión 2012*. Buenos Aires.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2013). *Anuario Estadístico Gestión 2012*. Santa Cruz de la Sierra.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2012). *Anuario Estadístico Gestión 2011*. Santa Cruz de la Sierra.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2011). *Anuario Estadístico Gestión 2010*. Santa Cruz de la Sierra.

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

Secretaría de Energía de la Nación (2006-2013). *Reportes de Producción*. Buenos Aires. Datos actualizados al 20/01/2013.

Secretaría de Energía de la Nación (1996-2013). *Tablas Dinámicas*. Buenos Aires. Datos actualizados al 27/12/2013 (upstream) y 24/01/2014 (downstream).

Secretaría de Energía de la Nación (2011 y 2012). *Balances Energéticos*. Buenos Aires. Datos actualizados a Diciembre/2013.

Secretaría de Energía de la Nación (2010 y 2011). *Información Estadística de Reservas*. Buenos Aires. Datos actualizados a Agosto/2012.
YPFB (2013). *Boletín Estadístico Gestión Enero-Septiembre 2013*. La Paz.

YPFB (2013). *Boletín Estadístico Gestión 2012*. La Paz.

YPFB (2012). *Boletín Estadístico Gestión 2011*. La Paz.

YPFB (2011). *Boletín Estadístico Gestión 2010*. La Paz.

YPFB (2010). *Boletín Estadístico Gestión 2009*. La Paz.

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: clicet@gmail.com

OETEC

Infraestructura para el desarrollo

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