Article : 159

Argentina: Panorama de la energía en 2015

BRAVO Victor BERSALLI Germàn

mars-18

Niveau de lecture : Facile

Rubrique : Histoire mondiale de l'énergie

Mots clés : Amérique Latine ; Energie nucléaire ; Energie renouvelable ; Pétrole

Chapeau de l'article

Junto a Brasil y México, la República Argentina es una de las tres mayores economías de América Latina. Teniendo en cuenta también su participación activa en varios acuerdos regionales como el Mercosur, los impactos de sus decisiones en el ámbito energético van más allá de sus fronteras. Agradecemos a la Fundación Bariloche por haber permitido la publicación de este artículo sin que las opiniones allí emitidas comprometan su responsabilidad.

Figure de couverture

Sommaire

1. Perspectiva general sobre la evolución de la matriz energética argentina 1970-2014 3
2. El petróleo, reducido a un tercio de la oferta energética 5
3. El gas natural, la espina dorsal de la matriz energética 9
4. El carbón mineral, un recurso casi olvidado. 12
5. Energía eléctrica: un difícil camino hacia la diversificación 14
6. La descarbonización de la matriz energética, las nuevas energías renovables y el dilema nuclear. 17
7. Bibliografia 21

Al igual que la mayoría de los países de la región, Argentina se replantea su avenir en lo que respecta a la oferta energética, una cuestión central por sus impactos sobre el desarrollo socio-económico del país pero también por sus efectos medioambientales. ¿El país debería continuar su desarrollo apoyándose casi exclusivamente en los hidrocarburos convencionales o no convencionales? En éste último caso, existe la posibilidad de explotar los recursos existentes en gas y petróleo de esquisto (ver: **Shale oil y shale gas in Argentina** o **Pétrole et gaz de schistes en Argentine**) asumiendo los riesgos que dichas técnicas representan (ver: **¿Por qué el fracking en Argentina?** ou **Pourquoi la fracturation hydraulique en Argentine ?**). Otra opción sería dejar de lado las energías fósiles altamente emisoras de CO^2 en favor de las energías renovables, desde la hidráulica a la biomasa, pasando por la solar y la eólica (Ver: **Argentine : la promotion des énergies renouvelables pour la production d'électricité**).

A fin de comprender las decisiones que deben tomar los responsables económicos y políticos, una visión general de la evolución de la matriz energética argentina resulta indispensable. ¿Cuáles son las principales fuentes de energía utilizadas? ¿Cómo se ha ido diversificando el balance energético a partir de una preponderancia casi total del petróleo? ¿Dichas evoluciones son susceptible de influenciar los modos de transición energética que elegirá Argentina?

1. Perspectiva general sobre la evolución de la matriz energética argentina 1970-2014

Desde hace décadas, los hidrocarburos líquidos y gaseosos han representado una parte substancial del consumo energético y en los últimos años sólo se ha logrado disminuir levemente su importancia. Es notable la participación del gas natural que desde la época de las privatizaciones (década de 1990) se ha convertido en la principal fuente energética (cuadro 1).

Cuadro 1 : Evolución de la matriz energética argentina: 1970/2014

AÑO	Petróleo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidroenergía	Nuclear	Biomasa	Eólica y solar	Total Oferta Primarias
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)		(KTEP)
1970	71,2	18,1	3,2	0,5	0	7	0,00	31879
1980	62	25,5	2,7	3,7	1,9	4,3	0,00	44224
1990	48,5	36,5	2,3	4	4,6	4,1	0,00	49325
2000	41,2	46,2	1,3	4,7	2,7	3,9	0,00	66588
2009	36,01	50,38	1,41	5,34	2,63	4,22	0,00	79012
2010	38,02	47,68	1,18	5,35	2,77	5,01	0,00	78579
2011	35,50	49,57	1,12	5,06	3,31	5,44	0,00	79666
2012	34,91	51,52	0,86	4,52	2,21	5,98	0,00	79138
2013	34,65	51,99	1,36	4,65	2,00	5,35	0,00	81115
2014	34,17	51,27	1,69	5,03	1,71	5,91	0,22	77408

Fuente: Elaboración Propia en base a los Balances Energéticos del Ministerio de Energía.

El gas natural ha sustituido parcialmente a los derivados del petróleo en prácticamente todos los sectores de consumo. En el residencial en una primera época junto al gas licuado de petróleo (GLP), desplazando al queroseno; en el transporte compitiendo con las naftas; en la industria reemplazando al fuel oil; en la generación de electricidad, no sólo al fuel oil y gas oil, sino convirtiéndose en el fundamento de las centrales térmicas en desmedro de la expansión de la hidráulica y nuclear.

El carbón mineral, cuyas reservas son importantes (durarían 640 años con los niveles de producción requeridos para la central térmica Río Turbio) aparece con una participación muy baja. El fracaso de la explotación del yacimiento de Río Turbio y la disponibilidad de los hidrocarburos gaseosos y líquidos prácticamente excluyó a este recurso de la matriz energética. Por otra parte, su aporte nunca fue significativo pues, a diferencia de los países centrales, Argentina pasó directamente de las biomasas (leña) a los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Además, este tipo de energía es fuertemente cuestionada por el elevado nivel de emisión de gases contaminantes.

Otra particularidad de Argentina entre sus pares de América Latina es el bajo peso relativo de la biomasa tradicional (leña y residuos agroindustriales principalmente). Este desplazamiento del consumo de leña, en especial a partir de los años 1940 y 1950 del siglo pasado tuvo bastante que ver con la política implementada por Gas del Estado en cuanto a la difusión del GLP en garrafas que convirtió a Argentina en pionero en este aspecto y abrió el camino a la difusión del gas natural a partir del gasoducto del Sur de los años 1950.

En síntesis, tanto a nivel de la matriz energética como de la matriz de generación eléctrica (cuadro 2) el gas natural aparecía en 2014 acaparando más del 50% de los respectivos consumos y en el primer caso, si se adicionaba el petróleo, puede afirmarse que Argentina era (y es) un país "hidrocarburo dependiente".

Cuadro 2 : Estructura de Generación de Energía Eléctrica entre 1970 y 2014 (%)

AÑO	CC	DI	TG	TV	HE	UN	EO	SOL	TOTAL GWh
1970	0	11,8	0	79,4	8,9	0	0	0	16799
1976	0	5	8,4	56,5	19,6	10,2	0	0	25309
1980	0	2,8	5,2	43,1	42,2	6,6	0	0	35687
1990	0	1	9,9	34,4	37,8	15,2	0	0	47822
2000	30,8	0,4	9,4	15,4	35	7,5	0	0	82286
2009	32,41	0,53	9,22	13,62	36,64	6,90	0,00	0,00	100
2010	35,69	1,00	8,22	12,70	34,87	5,80	0,00	0,00	100
2011	37,17	1,27	7,75	14,63	32,52	4,87	0,01	0,00	100
2012	41,30	1,39	8,28	14,75	29,18	4,70	0,28	0,01	100
2013	39,79	1,69	9,92	12,50	31,07	4,42	0,34	0,01	100
2014	38,90	1,66	9,25	13,66	30,99	4,01	0,47	0,01	100

Fuentes: 1970 a 2000: Ministerio de Energía 2009 a 2014: Anuarios de CAMMESA Donde: CC: Ciclos Combinados; DI: Grupos Diesel: TG: Turbinas de Gas; TV: Turbinas de Vapor; HE: Hidroelectricidad; UN: Energía Nuclear; EO: Aerogeneradores; SOL: Paneles Solares

Finalmente, en lo que respecta al autoabastecimiento energético total, el país había oscilado entre valores inferiores al 100%, que denotaban la necesidad de importar energía, entre las décadas 1970 y 1980 y valores superiores al 100% que evidenciaban superávit energético en las décadas del 1990 y 2000. En la década de 2010 se retrotrae a la situación inicial, en especial en el año 2014, con un claro aumente de las importaciones energéticas, especialmente gas. Esencialmente la evolución de la producción de gas natural y de petróleo explican estas oscilaciones en el grado de independencia energética. A mediados de los años 1980 la política ejecutada por las empresas estales, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Gas de Estado, basada en que Argentina debía conservar para las generaciones futuras posibles excedentes de hidrocarburos, se orientaba a alcanzar el autoabastecimiento energético manteniendo valores cercanos al 100%. Sin embargo, la privatización de esas empresas en los años 1990 modificó la mencionada política y las empresas privadas que compraron las estatales, ejecutaron una estrategia de corto plazo, incrementando al máximo la producción de hidrocarburos para, con los excedentes que exportaban, poder recuperar en el menor plazo posible las inversiones realizadas en la compra de las empresas estatales. En consecuencia, dejaron de explorar, cayeron las reservas y con ellas la producción. Así, el país bajó al 92% el nivel de su autoabastecimiento en el año 2014, con valores cercanos al 85% para el gas natural. La nacionalización del 51% de REPSOL –YPF para convertirla en YPF S.A. con cerca del 40% de las reservas no ha podido revertir la situación. Cabe aclarar que dicha situación de desinversión fue agravada en la década pasada por la falta de un cuadro reglamentario que permita tener una visión clara de mediano y largo plazo.

La reciente ola de inversiones en las nuevas energías renovables para la producción de electricidad debería contribuir a término a mejorar dicha situación deficitaria del balance de importaciones y exportaciones de energía. No obstante, también debe tenerse en cuenta el impacto de las importaciones de panales solares y otras tecnologías necesarias para las inversiones en renovables.

2. El petróleo, reducido a un tercio de la oferta energética

En el año 2013 en Argentina cincuenta y cinco empresas producían petróleo, siendo YPF la principal productora con el 37,2 % del total seguida por Pan American Energy con el 17,8%. Las cinco empresas siguientes aportaban el 25,5% y las 48 restantes acaparaban el 16,3%.

YPF fue la primera empresa petrolera estatal de “Occidente”, creada por el gobierno argentino en el año 1922. Se mantuvo estatal hasta 1992, año en el que comenzó su privatización que fue total en 1999, cuando pasó a manos de REPSOL. Argentina se autoabastecía de hidrocarburos desde el año 1980 y la política era de tipo conservacionista. Es decir, se pensaba en asegurar en lo posible el abastecimiento de las generaciones futuras en el mediano y largo plazo. Con la privatización de YPF cambió esta concepción y REPSOL explotó intensamente las reservas comprobadas de hidrocarburos, convirtiendo a Argentina en un país exportador de estos energéticos. Llegó a exportarse hasta el 40% de la producción, en un período donde los precios del petróleo no superaban los 12 U$S el barril. Dicha sociedad quería recuperar lo más rápido posible lo invertido en la compra de YPF. Lamentablemente dejó de explorar para reponer las reservas extraídas (mientras YPF fue estatal perforaba entre 130 y 150 pozos de exploración por año mientras que REPSOL bajó la cantidad a 20-30) y usufrutuó los descubrimientos de YPF.

Desde 2003, la producción total de petróleo disminuye (cuadro 3); la caída de la producción primaria ha sido parcialmente compensada por la producción secundaria. Esta disminución proviene del estancamiento de las reservas comprobadas (cuadro 4) y del número de pozos de desarrollo, a pesar de un leve aumento de la cantidad de pozos explorados (los mismos han pasado de 29 en 2004 a 83 en 2013).

La consecuencia de esta política ha sido la caída de los saldos exportables de crudo con el consiguiente deterioro de la balanza comercial de este energético. Las exportaciones de petróleo crudo han bajado de 10,1 a 2,3 millones de m^3 entre 2004 y 2013, mientras que las importaciones pasaron de 0,4 a 0,55 millones de m^3.

Cuadro 3 : Producción de petróleo (m^3)

Años	Producción Primaria	Producción Secundaria	Producción total de petróleo
2004	25.743.916	14.908.165	40.652.081
2005	24.400.459	14.231.748	38.632.207
2006	24.085.422	14.184.483	38.269.905
2007	22.348.866	14.960.716	37.309.582
2008	21.963.212	14.684.669	36.647.881
2009	21.650.111	14.604.460	36.254.571
2010	20.965.728	14.463.481	35.429.209
2011	19.594.547	13.731.209	33.325.756
2012	20.052.929	13.096.884	33.149.813
2013	19.218.886	13.139.470	32.358.356
2014	18.418.319	13.466.503	31.884.822

Fuente: SIPG, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Cuadro 4 : Reservas comprobadas de petróleo (en miles de m^3)

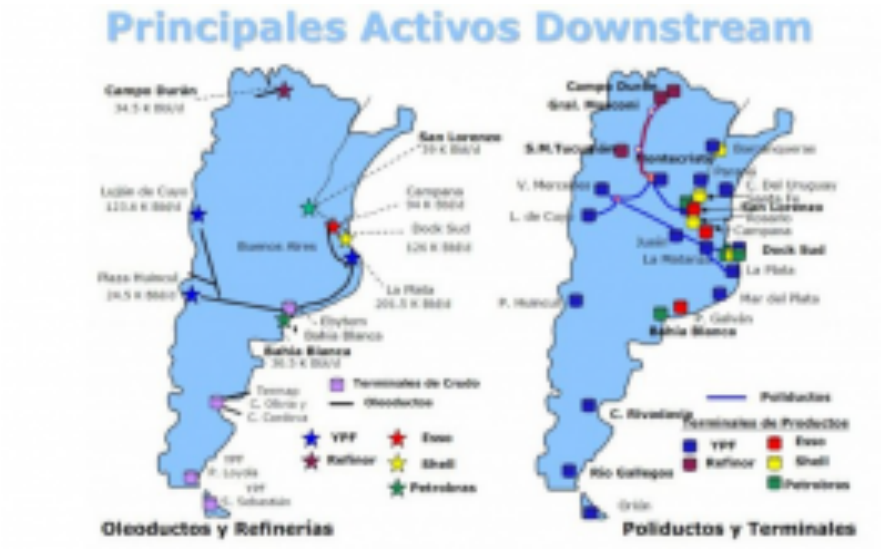
Cuenca	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austral	19.193	19.280	14.788	14.538	15.464	14.559	13.650	13.451	12.943	12.648	13.559
Cuyana	28.877	27.765	27.783	24.926	25.153	26.279	33.618	33.543	33.056	23.915	22.480
Golfo San Jorge	195.871	188.116	179.294	252.190	248.903	247.835	244.422	253.758	257.969	251.824	251.163
Neuquina	161.780	147.597	118.045	111.976	117.798	105.236	100.316	94.262	84.913	81.224	78.604
Noroeste	19.301	11.168	9.154	7.633	8.596	6.783	7.290	6.308	5.115	4.676	4.568
TOTAL	**425.022**	**393.926**	**349.064**	**411.263**	**415.914**	**400.692**	**399.296**	**401.322**	**393.996**	**374.287**	**370.374**

Fuente: Ministerio de Energía.

Por otro lado, el país cuenta con recursos significativos en lo que respecta a petróleo y gas no convencionales. La agencia estadounidense de la energía (US Energy Information Administration) publicó en2013 un informe donde destacaba que Argentina se ubicaba, con 27 miles de millones de barriles (equivalentes a once veces sus reservas comprobadas convencionales) en el cuarto lugar en el mundo en cuanto

a los recursos de shale y tigth oil y en el segundo, con 707 billones de pies cúbicos (equivalente a 64 veces sus reservas comprobadas de gas natural convencional) en el caso del gas natural de estructuras shale y tigth. Pero estos valores corresponden a recursos y no a reservas comprobadas. Luego de la renacionalización parcial de YPF por parte del Estado Argentino en el 2012, (la empresa se convirtió en una Sociedad Anónima con mayoría estatal), se produjo el denominado "boom" de los "no convencionales". Esto ha despertado muchas expectativas para recuperar el autoabastecimiento de petróleo y gas natural, pero queda mucho camino por recorrer para que los recursos se conviertan en reservas explotables, la producción pueda mantenerse en el tiempo, se consigan las cuantiosas inversiones necesarias (15000 a 20000 millones de dólares por año durante no menos de diez años) y se dé respuesta a los problemas ambientales que este tipo de yacimientos presenta.

En cuanto a la explotación del petróleo y gas natural no convencionales, YPF S.A. en asociación con otras (Chevron, Dow y Petronas) encabeza los esfuerzos de producción en la formación Vaca Muerta en Neuquén donde está produciendo casi 45000 barriles equivalentes de petróleo y gas natural que representan cerca del 8% de la total del país. YPF posee el 48,2% de los 30000 km^2 de superficie de Vaca Muerta; Gas y Petróleo, empresa de la provincia de Neuquén, tiene el 12,3% y actúa asociada con EXXON; Shell y Total. Pluspetrol, empresa Argentina, acapara el 7,6% de la superficie y Wintershall (Alemana) el 7,5%. Además de YPF S.A. están realizando inversiones en proyectos piloto: Shell, EXXON, Wintershall. También realizan inversiones cuatro empresas pequeñas canadienses y dos argentinas.



Mapa 1: Ubicación de las principales refinerías en Argentina

La capacidad de refinación llegaba en el año 2013 a 106000 m^3/día operativos. YPF SA era la principal empresa refinadora con el 51% de la capacidad total, seguida por SHELL con el 17%; AXXON (ex ESSO) con el 13,2%; Oil Petroleum con el 5,7%; Pan American Energy con el 4,6% y trece más pequeñas con el 8,5%. Hace casi 15 años que no se construye una nueva refinería (mapa 1). La estructura de las refinerías muestra poca capacidad de conversión (es decir escasos craqueo e hidrocraqueo) lo cual provoca una baja producción de gas oil y a veces excedentes de fuel oil.

El crudo procesado por las 18 empresas existentes era en el año 2013 de 30119 miles de metros cúbicos. YPF SA absorbía el 53,5%, seguida por AXION (ex ESSO comprada por Bridas y Cnoc) y SHELL con el 16,2% cada una. Más atrás aparecían Oil Combustibles (5,3%) y Petrobras (5,5%). Las restantes empresas sólo procesaban el 3,2(%) del crudo. La capacidad de las refinerías limitaba la cantidad de crudo procesado y esto provocaba grandes importaciones de derivados, especialmente gas oil y a veces de fuel oil. Las exportaciones estaban compuestas esencialmente de naftas y gasolinas no aptas para el consumo de automóviles y de fuel oil.

Las ventas de derivados de petróleo en el mercado interno muestran el predominio de los derivados intermedios como el gas oil por la importancia del transporte de carga con camiones y de las tareas agrícolas (cuadro 5).

Cuadro 5 : Ventas de derivados de petróleo

Derivado	Unidad	2009	2010	2011	2012	2013
Motonafta Común	10^3m^3	388,6	278,7	205,4	130,7	122,6
Motonafta Super	10^3m^3	4316	4696	5028	5544	6091
Motonafta Ultra	10^3m^3	1054	1261	1733	1827	1954
Combustible Jet	10^3m^3	1503	1610	1594	1623	1641
Kerosene	10^3m^3	64,3	56,9	43,3	33,4	28,5
Gas Oil	10^3m^3	12483	13188	13602	12886	13075
Fuel Oil	10^3Tn	1287	554	582	479	562
Lubricantes	10^3m^3	200	223,8	233,1	231	233,2
Grasas	10^3Tn	5,4	5,7	6,4	5,9	5,6
Solventes	10^3m^3	67,9	189,3	182,7	180,8	171,8
Aguarrás	10^3m^3	17,7	31,2	39,8	38,4	37,8
Asfaltos	10^3Tn	566,5	571,1	603,4	496,9	563,5
Gas Oil Bunker	10^3m^3	310,5	545,1	565,3	488,2	499,3
Fuel Oil Bunker	10^3Tn	738,5	1034,1	1319	1715,7	1657,5
Lubricantes Bunker	10^3m^3	5,8	9	8,1	6,3	6,6

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Cuadro 6 : Precio de derivados de petróleo en el mercado interno (USD/litro)

	2009		2010		2011		2012		2013		01/02/2015(*)	
Derivado	**S.Imp.**	**C.Imp.**	**S.Imp.**	**C.Imp**	**S.Imp.**	**C.Imp**	**S.Imp.**	**C.Imp**	**S.Imp.**	**C.Imp**	**S.Imp.**	**C.Imp**
Motonafta Super: 93 Octanos	0,455	0,818	0,56	0,99	0,63	1,128	0,728	1,29	0,724	1,323	0,833	1,353
Motonafta Premium: 95 Octanos	0,514	0,925	0,68	1,2	0,788	1,414	0,798	1,414	0,811	1,473	0,942	1,525
Gas Oil	0,439	0,699	0,53	0,84	0,591	1,189	0,747	1,189	0,747	1,214	0,811	1,231
Fuel Oil (U$S/kgr)	0,395	0,48	0,43	0,52	0,465	0,628	0,516	0,628	0,531	0,646	0,538(**)	0,655(**)

Fuentes: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas; (*) Ministerio de Energía; (**) "Informe Mensual de Precios de la Energía" Abril 2015 Montamat y Asociados. S.Imp. (Sin impuestos); C.Imp. (Con impuestos)

Los precios del petróleo crudo en el mercado interno, para los tipos pesados (Chubut- Escalante) e intermedio (Neuquén-Medanito) entre los años 2009 y 2013 han estado siempre por debajo de los internacionales (tipo WTI). En el año 2015, para intentar detener la declinación en la producción de petróleo, una disposición gubernamental fijó una política contraria resultando los precios internos superiores a los internacionales.

Los precios de las motonaftas en el mercado interno, se caracterizan, a diferencia de lo que ocurre en Estados Unidos, por tener una alta carga impositiva (45% sobre el precio de venta). En el caso del gas oil y del fuel oil, derivados de demanda intermedia y final, los impuestos son menores y alcanzan al 38% y 18%, respectivamente. A diferencia de lo que ocurre con otros energéticos (gas natural y electricidad), los precios de los derivados de petróleo en los últimos dos años han crecido más que la tasa de inflación y actualmente se encuentran por encima de la paridad de importación y superan los valores de los países vecinos excepto Uruguay.

3. El gas natural, la espina dorsal de la matriz energética

El gas natural es la más importante de las fuentes primarias de energía de Argentina representando el 54% del total. No obstante, las reservas comprobadas han ido disminuyendo anualmente a una tasa acumulativa del 5,4% desde al menos el año 2004 (cuadro 7). Así la duración de las reservas comprobadas ha caído desde los 47,6 años en 1980 a los 7,9 años en el 2013. Esto ha provocado la necesidad de importar crecientes cantidades de gas natural gaseoso y licuado. Total es la principal empresa en cuanto a la cantidad de reservas comprobadas (36,4%), seguida por Pan American Energy (18,1%) e YPFSA (14,7%). Las 6 empresas subsiguientes poseen el 20,7%; y las restantes 34 el 10,1%. Puede apreciarse el escaso volumen de reservas comprobadas de YPF SA que tendría la responsabilidad de buscar el autoabastecimiento del gas natural del país. Las cuencas Austral y Neuquina acaparaban las ¾ partes de las reservas comprobadas, relegando a las tres cuencas restantes. Por otro lado, los valores de reservas comprobadas de gas natural no incorporan ni el Shale ni el Tigth gas que por

ahora se consideran recursos y no reservas. Las estimaciones de dichos recursos indican unos 802 billones de pies cúbicos, equivalentes a 72 veces sus reservas comprobadas convencionales (***US Energy Information Administration***, 2013).

Cuadro 7 : Reservas comprobadas de gas natural

Cuenca	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Austral	138.223	131.609	123.704	123.638	122.799	116.219	114.041	106.559	103.945	100.781	110.653
Cuyana	509	454	312	692	519	566	925	1.081	1.062	761	744
Golfo San Jorge	38.037	36.727	35.501	43.642	41.046	42.963	44.397	45.915	48.552	48.446	47.849
Neuquina	311.019	275.065	204.665	202.543	194.326	176.889	157.613	161.535	145.292	133.700	138.960
Noroeste	124.503	97.923	74.739	75.641	83.284	61.893	61.845	43.643	33.643	31.821	30.052
TOTAL	**612.291**	**541.778**	**438.921**	**446.156**	**441.974**	**398.530**	**378.821**	**358.733**	**332.494**	**315.509**	**328.258**

Fuente: Ministerio de Energía.

La caída de las reservas ha provocado una pronunciada caída de la producción de gas natural (cuadro 8) como consecuencia, lo mismo que para el petróleo, de la falta de exploraciones durante un largo periodo. La caída se dio fundamentalmente en el gas de media y alta presión, aspecto que afectó también la disminución de la producción de petróleo.

Cuadro 8 : Producción de gas natural (Mm^3)

Años	Gas de Baja Presión	Gas de Media Presión	Gas de Alta Presión	Producción Total de Gas
2004	10.898.548	28.040.948	13.444.935	52.384.431
2005	13.505.167	24.610.067	13.457.511	51.572.745
2006	15.447.804	22.728.086	13.602.640	51.778.530
2007	21.014.612	18.353.513	11.638.118	51.006.243
2008	24.228.690	15.168.753	11.117.052	50.514.495
2009	24.285.743	14.017.087	10.115.656	48.418.486
2010	24.830.356	15.493.693	6.785.273	47.109.322
2011	23.975.807	16.049.033	5.498.893	45.523.733
2012	24.720.052	15.780.768	3.622.847	44.123.667
2013	25.681.749	13.444.987	2.581.579	41.708.315
2014	27.233.586	11.550.578	2.699.646	41.483.810

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Hasta el año 2007 las exportaciones de gas natural superaban a las importaciones. Se exportaba, esencialmente a Chile a través de gasoductos especialmente construidos y en menor medida a Uruguay y Brasil. En el año 2004 Argentina llegó a exportar el 15% de la producción, destinando a Chile casi 22 millones de metros cúbicos por día. Sin embargo, debido a la caída de la producción, Argentina comenzó a disminuir los envíos y los suspendió totalmente desde el año 2008. Las importaciones equivalían en el año 2013 al 26,3% de lo inyectado en todos los gasoductos. El 50% de lo importado provenía de Bolivia, vía gasoducto, y el otro 50% llegaba por barcos en forma licuada y luego en dos plantas era gasificado e inyectado a la red. El país exportaba a Chile a menos de 3 dólares el millón de BTU y luego tuvo que importarse a cerca de 9 desde Bolivia y entre 14 y 17 U$S el GNL lo cual muestra una falta de planificación estratégica en el sector. En el año 2013 el comercio exterior de gas natural mostraba un fuerte saldo negativo de 5670 millones de dólares afectando gravemente el balance de pagos del país.

La red de gasoductos de Argentina tiene una extensión casi 15800 Km y fue construida por Gas del Estado (Anexo 2). Cuando fue privatizada en la década de los años 1990 se formaron dos empresas Transportadora de Gas de Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS) que se hicieron cargo de la operación. Hace más de 26 años que no se construye un nuevo gasoducto troncal. En el año 2015 estaba licitado el llamado Gasoducto del NEA de 4144 Km y que abastecería a 3,5 millones de habitantes de las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y Santa Fe, algunas de las cuales no cuentan con este servicio.

El principal sector consumidor de gas natural es el de centrales eléctricas (33,2%), lo cual denuncia un descuido en la construcción de centrales alternativas (basadas en energías renovables) que podrían generar electricidad con menores problemas ambientales; siguen luego las industrias (28,0%), que experimentan reiterados cortes de suministro dada la escasez de oferta y la prioridad que tienen para ser atendidos los usuarios residenciales, y las familias (24,4%). Otro usuario de creciente importancia es el transporte (6,4%) con el gas natural comprimido (GNC). De hecho, Argentina es uno de los países con mayor desarrollo del uso de GNC

en sustitución de las naftas, con un 15% del parque automotor que lo emplea con casi 1714000 vehículos (cuadro 9).

Cuadro 9 : Distribución del gas natural por tipo de usuario ($10^6 m^3$)

Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industrias	Centrales Eléctricas	Sub Distribuidoras	GNC	TOTAL
2009	8469,1	1274,5	406,0	11804,7	12436,3	669,6	2632,9	37693,1
2010	9182,3	1248	428,5	12037,8	11519,4	727,3	2664,2	37807,5
2011	9552,1	1255	425,6	12511,7	12951,4	878,5	2761,1	40335,4
2012	10031,8	1343	444,2	11661,3	14350,4	936,7	2785,0	41552,4
2013	10491,0	1343,6	445,9	12391,8	14471,7	1012,1	2759,1	42915,2

Fuente: ENERGAS.

Los precios internos promedio del gas natural, a los productores son relativamente bajos (en promedio menos de 2 U$/$10^6$ BTU entre 2009 y 2013) y esta política se considera una de las responsables de la caída de la producción. Para intentar corregir esta distorsión el gobierno instrumentó el plan Gas Plus que reconoce a las empresas que incrementen su producción un precio de hasta 7,5 U$/$10^6$ BTU, muy por encima del precio medio que en el año 2015 llegaba a 3,8, pero por debajo de los precios de importación.

Los precios promedio del gas natural para los usuarios residenciales estaban fuertemente subsidiados por el Estado nacional. Por último, el precio del GNC que utilizan los automóviles nafteros en sustitución del derivado de petróleo son muy inferiores a este y el costo de los equipos de conversión se amortiza en menos de seis meses.

4. El carbón mineral, un recurso casi olvidado.

A diferencia de lo que ocurre en Europa, en América Latina, a excepción de Colombia y en ciertas regiones de otros países, el carbón mineral no ha sido utilizado por las familias y escasamente por las industrias para generar vapor, circunscribiéndose su empleo, esencialmente, a la generación de electricidad y a la siderurgia (cuadro 10).

Cuadro 10 : Datos de carbón mineral - 10^3 toneladas

Año	Producción	Importación	Centrales Eléctricas Servicio Público	Centrales Eléctricas Autoproducción	Siderúrgica
2009	81,4	1600,0	352,8	30,5	1229,2
2010	64,4	1318,1	630,6	28,8	686,1
2011	89,8	1250,0	818,1	30,5	455,6
2012	94,9	962,5	962,5	25,4	5,6
2013	83,1	1673,6	851,4	23,7	870,8

Fuente: Secretaría de Energía Balances Energéticos.

Las reservas medidas de carbón mineral llegaban en el año 2013 a 477,9 millones de toneladas, que sumadas a las reservas indicadas de 206,5 e inferidas de 67,8 daban un total de 752,3 millones de toneladas.

La producción de Río Turbio, único yacimiento en explotación, en el año 2013 alcanzaba a 83000 toneladas (mapa 2). El pico máximo de producción se alcanzó en el año 1979 con 1.326.254 toneladas y desde entonces la caída ha sido permanente ya que luego de la privatización de Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) prácticamente se dejó de invertir en la mina de Río Turbio. Así, la relación reservas medidas a producción llegaba en el año 2013 a 5740 años, poniendo de manifiesto el desaprovechamiento de este recurso.

Mapa 2: Ubicación de la mina de Rio Turbio en la Patagonia

Si embargo, como el carbón de Río Turbio no es apto para ser coquificado económicamente, el casi único mercado consumidor lo constituyen las centrales termoeléctricas. Como prácticamente la única planta generadora era la de San Nicolás se explica la drástica disminución de la producción. En el año 2015 estaba terminándose una central eléctrica en la boca de mina de Río Turbio con una capacidad de 240 MW, que consumirá 1.200,000 toneladas por año de carbón bruto. Pero mientras no se reactive la producción de la mina, que no superaba las 100000 toneladas/año, la usina deberá funcionar con gas natural o con carbón importado.

La mayor parte del carbón que se consume es importado, de tipo coquificable, y destinado esencialmente a la industria siderúrgica para alimentar las coquerías. El resto del carbón es utilizado por la central termoeléctrica de San Nicolás. La disminución en el consumo en el 2012 obedeció a la crisis de la industria siderúrgica del país.

5. Energía eléctrica: un difícil camino hacia la diversificación

Hasta principios de la década del 1990, prácticamente todo el sistema eléctrico argentino estaba en manos del Estado, sobresaliendo las empresas Agua y Energía e Hidronor. Posteriormente se privatizaron casi todas las centrales quedando solamente en poder del Estado nacional las dos hidroeléctricas binacionales, Yacyretá (compartida con Paraguay) y Salto Grande (compartida con Uruguay), además de las dos nucleares (Embalse y Atucha I). Transener es una empresa mixta que se ocupa de la transmisión de electricidad en alta tensión. La distribución se reparte entre empresas privadas como EDENOR, EDESUR y EDELAP que actúan en la ciudad de Buenos Aires y en la ciudad de La Plata y empresas provinciales que distribuyen en territorios de las provincias.

CAMMESA[1] es una compañía mixta que opera y despacha el Sistema Eléctrico Interconectado nacional. El ENRE[2] es un organismo público encargado de regular el sistema eléctrico nacional. Por otro parte, existen interconexiones eléctricas con las repúblicas de Chile, Paraguay, Uruguay y Brasil y desde 2015 con Bolivia.

El potencial hidroeléctrico detectado a junio del año 2013 era, de 33959 MW, con capacidad para generar 141900 GWh. El potencial hidroeléctrico era un 8% mayor a la potencia instalada total del país al año 2014. Del potencial hidroeléctrico un 67% estaba en distinto grado de avance para su utilización. Un 0,3% estaba en construcción; un 34% con proyecto básico; un 7% con estudio de factibilidad; un 34% con estudio de pre factibilidad y un 24% inventariado. La potencia hidroeléctrica instalada a fines del 2014 era solamente el 32% del potencial hidroeléctrico detectado. En los últimos doce años se habría descuidado la realización de nuevas obras hidroeléctricas, recayendo la satisfacción de la demanda sobre las centrales térmicas, con el consiguiente efecto negativo sobre la balanza comercial energética, pues el peso recayó sobre el gas natural que debió importarse en valores crecientes a esos efectos.

La potencia instalada a fines de 2014 era preponderantemente térmica (61%) y dentro de ella si bien predominaban los ciclos combinados, no dejaba de ser importante el equipamiento ineficiente de turbinas de gas, que no siempre operaban en la punta de la curva de carga. Las dos centrales nucleares en funcionamiento sólo aportaban el 3% de la potencia y era insignificante el de las turbinas eólicas y los paneles fotovoltaicos (cuadro 11).

[1] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.

[2] Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

Cuadro 11 : Potencia instalada (MW)

Año	Turbinas de Gas	Turbinas de Vapor	Ciclos Combinados	Grupos Diesel	Sub Total Térmicas	Hidro	Nuclear	Eólica	Solar	TOTAL
2009	4232,6	5053	7257,4	716,6	**17259,6**	10024,3	1018	27,8	0,026	28329,7
2010	3508,5	4532	8968,1	930,1	**17938,7**	10025,3	1018	27,8	0,026	29009,8
2011	3371,7	4694	9508,1	1190,4	**18764,2**	10025,2	1018	59,6	1,226	29868,2
2012	4071	4451	9205	1052	**18779**	11148	1005	112	6	31050
2013	4074	4441	9205	1074	**18794**	11095	1010	165	8	31072
2014	4035	4451	9191	1388	**19065**	11106	1010	187	8	31376

Fuentes: Ministerio de Energía años 2009 a 2011; Anuarios Estadísticos Cammesa años 2012 a 2014; En el año 2014 en equipos diesel (DI) se incluyen 329 MW de plantas móviles.

La potencia disponible representaba aproximadamente el 80% de la instalada y ésta al ser muy cercana a la demanda máxima dejaba al sistema con muy poco margen de reserva (en el año 2014 apenas llegaba al 3, 5% de la potencia máxima). De hecho, entre el año 2009 y el 2014 la potencia máxima creció en 4468 MW, mientras la potencia instalada sólo lo hizo en 3046 MW, lo cual provocaba problemas de abastecimiento.

La generación por tipo de fuente energética mostraba el predominio creciente de la térmica fósil, que desplazaba cada año más a la hidráulica y a la nuclear, lo cual pone en evidencia el desaprovechamiento de los abundantes recursos hidroeléctricos, eólico y solar. Las nuevas energías renovables (exceptuada la hidroeléctrica de más de 30 MW) contribuían con apenas el 1,5% de las necesidades del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dentro de las mismas, el mayor aporte lo realizaban las pequeñas hidroeléctricas y se notaba un lento crecimiento de la eólica entre las siete energías renovables detectadas.

Cuadro 12. Generación por tipo - GWh

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Térmica	61386	66465	73573	82495	82953	83265
Hidráulica	40318	40226	39339	36626	40330	40663
Nuclear	7589	6692	5892	5904	5732	5258
Eólica y Solar			16	356	462	629
Importaciones	2040	2351	2412	423	342	1390
TOTAL	**111333**	**115734**	**121232**	**125804**	**129819**	**131205**

Fuente Anuario Cammesa 2014.

La demanda total de electricidad por destino se concentra en el MEM cuyo consumo creció entre los años 2009 y 2014 a una tasa anual acumulativa del 3,9%. Casi el 99% de la población contaba con servicio eléctrico en 2013. La facturación por tipo de usuario se concentraba en dos sectores: el residencial (35%) y el industrial (34,7%).

Cuadro 13 : Facturación por sector de consumo - GWh

	2009	2010	2011	2012
Residencial	31349	33171	35080	37076
Comercial	18205	17378	18433	18927
Industrial	31061	34268	35918	36806
Servicios Sanitarios	1018	1177	1247	1241
Alumbrado	3368	3468	3842	3870
Riego	822	877	1008	1653
Oficial	2803	2971	3183	2087
Rural	974	984	1055	2490
Otros	1640	1577	1647	1287
Transporte	662	674	693	543
Total	91902	96545	102106	105980

Fuente: Ministerio de Energía.

El precio monómico[3] del mercado spot horario sin cargos por transporte mostraba una diferencia muy importante con lo recaudado por las distribuidoras (cuadro 14) dado a la existencia un pronunciado atrasado tarifario especialmente en el área del Gran Buenos Aires cubierta por subsidios crecientes del Estado nacional. Los precios del mercado mayorista estaban desfasados respecto de los costos marginales de generación eléctrica. La aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía 240/03, permitía que los precios se establecieran como si existiera plena oferta de gas natural nacional, sin ningún tipo de restricciones, y además se fijaba un precio máximo para la energía en el MEM de 120 $/MWK. Ambos elementos provocaban una importante distorsión respecto de los costos reales, lo cual, a su vez, generaba un aumento sustancial de los subsidios que el Estado aportaba para que siguiera funcionando el sistema eléctrico. Así, CAMMESA acumulaba a febrero del 2015 una deuda con los generadores superior a los 55 mil millones de pesos.

[3] Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

Cuadro 14 : Precio monómico del mercado spot horario sin cargos por transporte$ corrientes/MWH

Precio	178,8	256,3	319,5	332	389	550
Recaudado de Distribuidoras	56,6	56,3	55,9	82,9	95,1	95,2

Fuente: Anuarios de CAMMESA.

Por último, cabe señalar que, así como el sistema eléctrico mostraba problemas de inversión en la generación de electricidad, no puede decirse lo mismo en lo referente a la transmisión troncal, de manera que al año 2015 todos los sistemas de transporte estaban interconectados, con más de 14300 km de líneas de alta tensión y más de 19000 km de líneas correspondientes a las distribuidoras troncales (33 a 330 kv). En el Anexo 3 de este artículo se presente un mapa detallando la red de transporte de electricidad y la ubicación de las plantas de generación.

6. La descarbonización de la matriz energética, las nuevas energías renovables y el dilema nuclear.

La toma de conciencia internacional sobre las consecuencias del cambio climático implica la adopción de medidas de mitigación a fin de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero lo más rápido posible. En este sentido, una transición energética desde las energías fósiles (carbón, petróleo y gas) hacia nuevos sistemas energéticos basados en las energías de bajo contenido de carbono (básicamente energía nuclear y energías renovables) se impone en mayor o menor medida a todos los países del planeta. En la primera revisión de la Contribución Nacional de Argentina al acuerdo climático de Paris[4], el país se comprometió a disminuir de manera incondicional el 18% de sus emisiones de gases de efecto invernadero entre 2005 y 2030, con respecto a un escenario de base (BAU). También se comprometió a una reducción más profunda (-37% con respecto al escenario BAU) condicionado a contar con ayuda financiera internacional para tal fin. Dichos objetivos generales esconden una enorme complejidad en lo que respecta a los medios necesarios para su concreción en un contexto de alta incertidumbre, lo cual requerirá de análisis profundos y permanentes en cada uno de los sectores implicados (energía, agricultura, ganadería, etc.).

En contraposición con el consenso bastante generalizado sobre la necesidad de desarrollar fuentes renovables como la eólica, la solar o, a mediano plazo, las energías marinas, las visiones con respecto a la energía nuclear son objeto de fuertes controversias. Mientras que en la gran mayoría de los países desarrollados no se construyen nuevas centrales nucleares, en algunos países emergentes se sigue apostando a la misma, por el hecho de que genera una producción estable de electricidad, a pesar de los riesgos que la misma implica.

En Argentina existen tres centrales nucleares, inauguradas en 1974, 1984 y 2011 y el gobierno no descarta la construcción de otras en el futuro próximo. La fabricación de los elementos combustibles de las centrales nucleares de Atucha I y Embalse fue realizada hasta el año 1995 con uranio de procedencia nacional. Para ello la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) explotó diversos yacimientos en las provincias de Salta (Don Otto), Chubut (Los Adobes), Córdoba (Los Gigantes) y Mendoza (Huemul en Malargüe y Sierra Pintada en San Rafael).

[4] http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/Argentina%20First/...

En 1995 debido a una brusca caída de los precios del uranio en el mercado internacional se procedió a la suspensión de las actividades del yacimiento de Sierra Pintada, en la provincia de Mendoza (único que se encontraba en explotación) y a la importación de concentrado de uranio realizándose el resto de los procesos de transformación en el país. En 2013 el país importaba todo el comestible que consume.

En materia de reservas certificadas el país cuenta con los yacimientos de Sierra Pintada y Cerro Solo de 7000 toneladas de uranio, mientras que las reservas inferidas y pronosticadas son 3000 toneladas adicionales. Por otro lado, el consumo actual de uranio será de 215 toneladas anuales cuando entre en pleno funcionamiento Atucha II. En consecuencia, si se volvieran a producir los elementos combustibles en el país la duración de las 7000 tn certificadas de reservas de uranio sería de 33 años.

Sin embargo, más allá de la cuestión del origen del uranio utilizado, el país necesita una discusión seria y profunda en lo que respecta la pertinencia o no de la continuidad de las inversiones en energía nuclear. Teniendo en cuento los riesgos que implica dicha tecnología y el problema siempre presente de los desechos nucleares, una discusión profunda a diferentes niveles y una decisión del Congreso resulta fundamental.

En lo que respecta a las nuevas energías renovables, básicamente solar, eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas (< 30Mw), se observa un claro contraste entre una fuerte producción de biocombustibles -principalmente destinados a la exportación y a la mezcla con los carburantes convencionales en el mercado local- y la escasa generación de electricidad a partir de dichas fuentes. De hecho, la ley establecía que el aporte de este grupo de energías debería llegar al 8% de la generación eléctrica total en el año 2016 pero en el año 2014 apenas alcanzaba al 1,5%. El potencial existente es sin embargo significativo, principalmente para las energías eólica y solar.

Cuadro 15 : Generación otras renovables - (GWh)

	2011	2012	2013	2014
Biodiesel	32,5	170,2	2,2	1,6
Biomasa	97,7	127	133,9	113,7
Eólica	16	348,4	447	613,3
Hidroeléctrica < o =30 MW	876,6	1069,2	895,8	1034,5
Solar Fotovoltaica	1,76	8,1	15	15,7
Biogas	0	35,6	108,5	103
TOTAL	**1024,56**	**1758,5**	**1602,4**	**1881,8**
Porcentaje de la Demanda del MEM cubierta con Renovables	0,9	1,4	1,3	1,5

Fuente Anuario Cammesa 2014.

La amplitud y diversidad del territorio nacional ofrece un amplio potencial para las energías eólica y solar que es hasta el momento ha sido poco aprovechado a pesar de los distintos sistemas de incentivos que fueron adoptados en las últimas dos décadas (Bersalli, 2017). En lo que respecta a la energía solar, los mapas de radiación solar del Ministerio de Energía permiten deducir que 11 de las 24 provincias argentinas presentan valores medios anuales por encima de 5 Kwh/m^2-día que las convierte en aptas para la instalación de paneles fotovoltaicos. Para usos solares térmicos son aptas prácticamente todas las provincias.

La potencia solar instalada total en el año 2014 era solo de de 8Mw Pico y la energía generada de 15,7 GWh. En cuanto a la energía eólica, la potencia instalada total en el año 2014 era de 187 MW y la energía generada de 613,3 GWh. La energía eléctrica generada a partir de biomasa fue la siguiente: biodiesel: 1,6 GWh; biomasa: 113,7 GWh y Biogas: 103,0 GWh. Por su parte, la electricidad generada por pequeñas centrales hidroeléctricas en el año 2014 fue de 1034,5 GWh.

A partir de fines de 2015, puede decirse que comienza una nueva era para las energías renovables. El Estado nacional comenzó a darle un fuerte impulso a dicho sector, reglamentando y aplicando los beneficios contenidos en la nueva ley de promoción de las nuevas energías renovables (Ley N°27191) (Bersalli, 2017). En este marco, ya se organizaron tres rondas de licitaciones (Renovar 1, 1.5 y 2) con resultados muy positivos, que comienzan a concretizarse en nuevas centrales eólicas, solares y de biomasa en distintos puntos del país (cuadro 16). El objetivo fijado por la ley es que dichas tecnologías produzcan el 20% del consumo total de electricidad en 2025, lo cual implica esfuerzos significativos y sostenidos en inversiones para los próximos años.

Por último, el cuadro 17 muestra los Balances para el Bioetanol y el Biodiesel. En el año 2014 el 58% del etanol anhidro se obtenía del maíz y el restante 42% de la caña de azúcar. La mayor parte del biodiesel se obtenía de aceite de soja y una pequeña cantidad de aceites comestibles residuales. El etanol y el biodiesel se mezclaban hasta el 10% con las naftas y el gas oil, porcentaje que fue creciendo progresivamente[5]. Argentina es actualmente junto a los Estados Unidos uno de los mayores productores mundiales de biodiesel.

Cuadro 16 : Resultados de las licitaciones Renovar 1 y 1.5

Ronda/Tecnología	Total de ofertas (MW)	Total adjudicado (MW)	Precio medio adjudicado (US$/MWh)
Renovar 1	**6341**	**1142**	**61,3**
Eólica	3468	707	59,4
Solar	2811	400	59,8
Biogás	9	9	154,0
Biomasa	45	15	111,0
Hidroeléctrica (<30MW)	11	11	105,0
Renovar 1.5	**2486**	**1282**	**54,0**
Eólica	1561	765	53,3
Solar	925	516	54,9
Total Renovar 1 + 1.5	**8829**	**2424**	**57,4**

Fuente: CAMMESA

[5] A partir de 2016, la mezcla obligatoria de bioetanol es de 12%.

Cuadro 17 : Balance energético de biocombustibles (10^3 TEP)

	Bioetanol				Biodiesel			
	Producción	Exportación	Centrales eléctricas	Transporte	Producción	Exportación	Centrales eléctricas	Transporte
2010	65	/	/	63	1725	1260		483
2011	90	/	/	89	2307	1545		714
2012	134	/	/	127	2334	1441	33	799
2013	248	/	/	248	2034	1149	41	844
2014	346	/	/	346	2597	1618	41	938

Fuente: Balances Energéticos del Ministerio de Energía.

Argentina cuenta con una matriz energética fuertemente basada en los hidrocarburos, ya sea para la producción total de energía como para la generación de electricidad. Dentro de este grupo, el gran protagonista es el gas natural que representa actualmente más del 50% de la oferta de energía primaria y ha ido desplazando parcialmente al petróleo que explica un tercio de misma. El carbón, sin embargo, representa una proporción insignificante de la producción de energía, mientras que la biomasa ha ganado terreno gracias principalmente a los biocombustibles, cuestionados por ser prácticamente todos de primera generación.

En lo que respecta al petróleo y gas, la baja permanente en el nivel de las reservas convencionales ha llevado a un estancamiento y luego a una baja de la producción, lo cual ha obligado al país a importar una cantidad creciente de dichos energéticos con el fin de atender a una demanda creciente. En los últimos años varias empresas han comenzado a invertir en la explotación de recursos no convencionales ubicados en provincias tradicionalmente dedicadas a la producción de hidrocarburos (especialmente Vaca Muerta en Neuquén), lo cual debería permitir una recuperación en los niveles de producción.

Si bien el objetivo a largo plazo es llegar a una matriz con 100% de renovables, a mediano plazo el gas seguirá representando una parta sustancial de la matriz energética, siendo una solución transitoria en el marco de la transición energética. El avance de las energías renovables en el sector eléctrico ha sido muy lento pero la situación comienza a revertirse a partir de 2016. A pesar de los recientes avances, los esfuerzos a realizar para descarbonizar los sectores de la electricidad, transporte, calor y frio, son más que significativos.

7. Bibliografia

Bersalli G. (2017). ***Evaluation et évolution des politiques de promotion des énergies renouvelables : la transition des secteurs électriques en Amérique Latine***. Université Grenoble Alpes. :432

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (2015). ***Anuario 2014***

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2015). ***Estadísticas de Petróleo y Gas (EPG***)

Lara, Ignacio F. (2017), Situación Energética en Argentina. Asuntos del Sur. Buenos Aires.

Malinow, G. (2013). ***Potencial y desarrollo hidroeléctrico argentino***. Documento de trabajo.

Miniserio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2016). ***Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional***

Ministerio de Energía y Minería de Argentina (2015). Sitio web: http://www.energia.gob.ar

Montamat y Asociados (2015). ***Informe Mensual de Precios de la Energía***.

US Energy Information Administration (2013). ***Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale formations in 41 Countries Outside the United States.***

Anexo 1 : Capacidad de Destilación - (m^3 /día operativos)

Operador	Destilería	Destilación Atmosférica	Vacío	Reductor de Viscosidad	Craqueo Térmico	Reformación Catalítica	Coque Fondo de Vacío	Coque Crudo Reducido	Hidrocraqueo	Craqueo Catalítico	Hidritratamiento
DAPSA	Dock Sur	1170	245								
PETROBRAS	Bahía Blanca	4850	2000	700		1400				1250	1400
	ex PASA					2300					
	Total Petrobras	4850	2000	700	0	3700	0	0	0	1250	1400
OILCOMBUSTIBLES	San Lorenzo	6000	2400	670	826						
REFINOR S.A.	Campo Durán	4150	500			500					
AXON	Campana	14000	7400			1700	4000			4100	2200
SHELL C.A.P.S.A.	Dock Sur	18000	6500	2000		2500	1000			4100	7300
PETROLERA CRUZ DEL SUR	Dock Sur	1000	500								
YPF SA	LA PLATA	30000	16500			1860	5760			11700	7560
	Lujan de Cuyo	20000	10500			1700	6100		6000	6800	2000
	Plaza Huincul	4000				480					400
	Total YPF SA	54000	27000	0	0	4040	11860	0	6000	18500	9960
CASA LUJAN DE CUYO	CASA LUJAN DE CUYO	130									
CASA NEUQUEN	CASA NEUQUEN	16									

CASA ALSINA	CASA ALSINA	240									
RASHA	Campana	1100									
SOL	Campana										
FOX	Neuquén	440									
General Rodriguez	Salta										
General Rodriguez ESTANDART	Neuquén	35									
POLIPE	Luján de Cuyo	95									
New American	Maipu										
PETROLERA NEUQUEN	Neuquén	530									
NAO	Plaza Huincul	100									
SUALIER		20									
Unas 13 Pequeñas	Varios	2719,221364									
TOTAL		105889,2214	46545	3370	826	12440	16860	0	6000	27950	20860

Fuente: Secretaría de Energía.

Anexo 2. Red de gasoductos

Fuente: Ministerio de Energía

Anexo 3. Plantas de generación y red de transporte eléctrico

Fuente: Ministerio de Energía