

asap



LOS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS EN ARGENTINA

ASOCIACIÓN ARGENTINA DE PRESUPUESTO (ASAP)
INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GRAL. MOSCONI" (IAE)

Diciembre de 2015

Este trabajo ha sido realizado de manera conjunta por el Instituto Argentino de Energía “General Mosconi” (IAE) y la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), en el marco de un convenio de colaboración firmado entre las dos entidades.

Autores:

Romina Muras

Ariel Melamud

Néstor Ortolani

Rodolfo Martínez de Vedia

Alejandro Einstoss

Coordinación:

Andrés Di Pelino

Gonzalo Lecuona

Comité de Dirección General:

Jorge Lapeña

Rafael Flores

La ASAP es una organización no gubernamental, con casi cuarenta años de presencia en los ámbitos públicos y académicos vinculados con el presupuesto gubernamental. Su objetivo es fomentar el desarrollo de la teoría, la técnica y la utilización de los sistemas de presupuesto, la administración financiera del sector público y todo lo relacionado con las finanzas y la gestión pública. Realiza actividades de capacitación, asistencia técnica y difusión de las técnicas de gestión financiera, y mantiene un intercambio sistemático de publicaciones y experiencias para actuar como instrumento de difusión y aplicación de nuevas técnicas que permitan elevar la calidad de la gestión pública.

El Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” fue fundado el 21 de octubre de 1983, bajo la forma de una asociación civil sin fines de lucro. Su primer presidente fue el Ing. Roque Carranza y actualmente es presidido por el Ing. Jorge E. Lapeña. Constituye su propósito propender a un aprovechamiento racional de los recursos energéticos y a un coherente desarrollo de sus actividades conexas que satisfagan los intereses de la población, destinataria final de los bienes y servicios que las mismas generan. Para el cumplimiento de su objetivo general, el IAE realiza investigaciones y estudios, asiste y asesora a organismos públicos, empresas e instituciones, y desarrolla actividades de capacitación, difusión y extensión.

Índice

RESUMEN EJECUTIVO.....	6
Introducción.....	19
1. Orígenes de los subsidios energéticos en Argentina.	20
1.1. Electricidad.....	21
1.2. Gas.....	26
2. Subsidios y Transferencias de Capital: Características y evolución reciente	29
2.1. Definición de “subsidios energéticos”	29
2.2. Descripción de los principales programas presupuestarios.....	30
2.3. Evolución y caracterización del gasto en subsidios en el período	32
2.4. Evolución del gasto por componente	34
3. Efectos de los subsidios sobre la equidad y la calidad	41
3.1. Efectos de los subsidios energéticos sobre la equidad	41
3.1.1. La equidad social de los subsidios al consumo residencial de gas.....	41
3.1.2. Distorsiones en las tarifas del servicio de gas	43
3.1.3. La equidad social de los subsidios al consumo residencial de electricidad	44
3.1.4. La equidad territorial de los subsidios a la electricidad	46
3.2. Efectos de los subsidios energéticos sobre la calidad del servicio de electricidad.....	47
4. Esquema tarifario y comparación regional	51
4.1. Tarifas eléctricas medias en Argentina con subsidios.....	53
4.1.1. Usuarios Residenciales.	54
4.1.2. Usuarios Comerciales	56
4.1.3. Usuarios Industriales.....	57
4.2. Tarifas eléctricas medias en Argentina sin subsidios	57
4.2.1. Usuarios Residenciales	58
4.2.2. Usuarios Comerciales	61
4.2.3. Usuarios Industriales.....	61

4.3. Tarifas eléctricas medias en Sudamérica	62
4.3.1. Usuarios Residenciales	62
4.3.2. Usuarios Comerciales	64
4.3.3. Usuarios Industriales	65
4.4. Comparación de Tarifas de Gas Natural en Sudamérica.....	66
4.4.1. Usuarios Residenciales.....	66
4.4.2. Usuarios Comerciales / Pyme.....	67
4.4.3. Usuarios Industriales.....	68
4.4.4. Grandes Usuarios.....	68
5. Situación económica financiera de las principales empresas del sector energético.....	69
5.1. El impacto sobre las empresas del servicio de gas natural	70
5.2. El impacto sobre las empresas eléctricas.....	70
5.3. Análisis detallado de la situación económico financiera de las principales empresas del Sector Energético (al primer semestre 2015)	71
5.3.1. Gas natural – aspectos generales.....	72
5.3.2. Sector Eléctrico – aspectos generales	73
5.3.3. Empresas del servicio de gas natural	74
Transporte	74
▪ TGN S.A.....	74
▪ TGS S.A.	74
Distribución	75
▪ GAS NATURAL BAN S.A.....	76
▪ CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	77
▪ METROGAS S.A.....	77
5.3.4. Empresas Eléctricas	77
Generación	77
▪ CENTRAL PUERTO S.A.....	79
▪ CENTRAL COSTANERA S.A.	79

- CENTRAL TERMICA LOMA DE LA LATA S.A. 79
- Transmisión 80
- TRANSENER (Consolidado) 80
- Distribuidoras del AMBA 81
- EDENOR y EDESUR..... 81
- Distribuidoras Provinciales..... 82
- EDELAP 82
- EDEA S.A. 83
- EDEMSA S.A. 83
- 6. Conclusiones..... 86
- Anexo 1. Consideraciones metodológicas 91
- Anexo 2. Consideraciones respecto de la comparación tarifaria regional..... 92
- Anexo 3. Sistema Normativo por empresa o sector subsidiado 93

RESUMEN EJECUTIVO

A.- GENERALIDADES

Los Subsidios Energéticos constituyen un fenómeno relativamente nuevo en el panorama energético argentino. En los últimos 25 años (1990-2015) se constata que fueron de magnitud muy pequeña hasta el año 2003 y que con posterioridad a ese año se transformaron en un fenómeno de magnitud considerable y fuertemente creciente hasta el presente.

En su actual configuración, tienen su origen en un conjunto de medidas adoptadas por el gobierno nacional tras los graves y traumáticos episodios económicos, sociales y políticos que sucedieron a la salida de la convertibilidad a finales de 2001

La Ley de Emergencia Económica N° 25.561, sancionada el 6 de Enero de 2002 dispuso pesificar las tarifas de los servicios públicos de gas y electricidad de su valor original en pesos convertibles a dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de \$1 por cada dólar; se revocaron todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación previstos en los contratos vigentes. Al mismo tiempo la norma facultó al Poder Ejecutivo a realizar, en un plazo razonable, una renegociación de los contratos de las empresas de servicios públicos y de las tarifas correspondientes a tales servicios. Ello con el objeto de normalizar las prestaciones con tarifas que por un lado pudieran ser afrontadas por la población (fuertemente afectada por la devaluación) y por otro que las mismas fueran suficientes para permitir a las empresas funcionar y cumplir adecuadamente con las obligaciones establecidas en los contratos de concesión.

El mantenimiento de la “Emergencia Económica” mediante sucesivas prórrogas de la Ley 25561 y con ello el mantenimiento de la “anormalidad tarifaria”¹ hasta el presente generó problemas de significativa magnitud al Sector Energético.

En el marco de la Emergencia y de los congelamientos de precios dictados a su amparo, el Estado nacional debió hacerse cargo de los mayores costos de los productos energéticos que fue necesario importar –fueloil y gasoil y gas natural– para afrontar el crecimiento de la demanda interna, en un contexto en que la producción interna de gas natural y de petróleo se encontraban en disminución².

¹ Congelamiento tarifario; compensaciones parciales; etc

² La producción de petróleo crudo desciende ininterrumpidamente desde 1998 y la de gas natural desde 2004 hasta 2014 (ver Informes de Tendencias IAE Gral. Mosconi www.iae.org.ar)

Por otra parte, las empresas de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica de gas natural experimentaron una caída de sus ingresos en términos reales como consecuencia del creciente proceso inflacionario que se dio a partir de la salida de la convertibilidad. La combinación de ingresos parcialmente congelados (tarifas) y costos empresarios crecientes – materiales, personal, ampliaciones- provocó un progresivo deterioro de su situación patrimonial y caída de los resultados.

El resultado fue una evidente caída del desempeño operativo y pérdida de liquidez, lo cual a su vez provocó que numerosas empresas pospusieran nuevas inversiones en sus redes, afectando de esa manera la calidad de los servicios.

Por último, a raíz de los reclamos administrativos y presentaciones judiciales de algunas de las empresas concesionarias con motivo de la demora en la implementación de los acuerdos de revisión tarifaria, el Estado nacional se vio obligado a reconocer y compensar a través de distintos mecanismos el incremento de costos de dichas empresas. Para ello se recurrió a muy complejos mecanismos institucionales que dificultaron el funcionamiento sectorial mezclando muchas veces las responsabilidades del concedente y el concesionario.

B.- QUÉ SON LOS SUBSIDIOS ENERGETICOS

En el marco de las normas internacionales vigentes, provenientes del Manual de Estadísticas Fiscales del FMI (2012), el concepto de subsidio se concentra exclusivamente en las transferencias para gastos corrientes que se realizan por el Presupuesto Nacional.

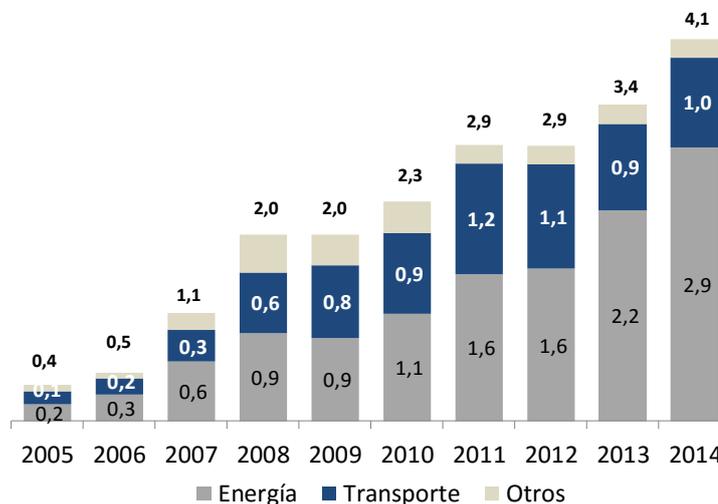
En este trabajo hemos abordado en forma separada las transferencias para gastos corrientes (subsidios) de las transferencias para gastos de capital y hemos utilizado la base de datos disponible en ASAP. En ambos casos el universo de análisis está circunscripto a las transferencias que realiza la Administración Pública Nacional (APN) para financiar gastos corrientes y/o de capital de empresas públicas y privadas, fondos fiduciarios y otros organismos del sector energético.

No están contemplados dentro de este universo los recursos asignados a través de los Fondos Fiduciarios, constituidos principalmente por recursos tributarios o tarifarios con afectación específica, a excepción de los aportes que éstos reciben del Tesoro Nacional.

C.- IMPACTO MACROECONOMICO Y MICROECONOMICO

La proporción de los Subsidios Energéticos en relación a ciertas variables presupuestarias (porcentaje sobre el total del gasto público; sobre el Producto Bruto Interno; sobre el déficit fiscal; etc.) adquirió con el transcurso del tiempo una magnitud considerable. Así, se puede comprobar que los subsidios económicos pasaron de representar el 0,4% del PBI en 2005 al 4,1% del PBI en 2015. Dentro de ese total la mayor parte de los mismos corresponde a Energía (de 0,2% del PBI en 2005 pasa a 2,9% del PBI en 2014)

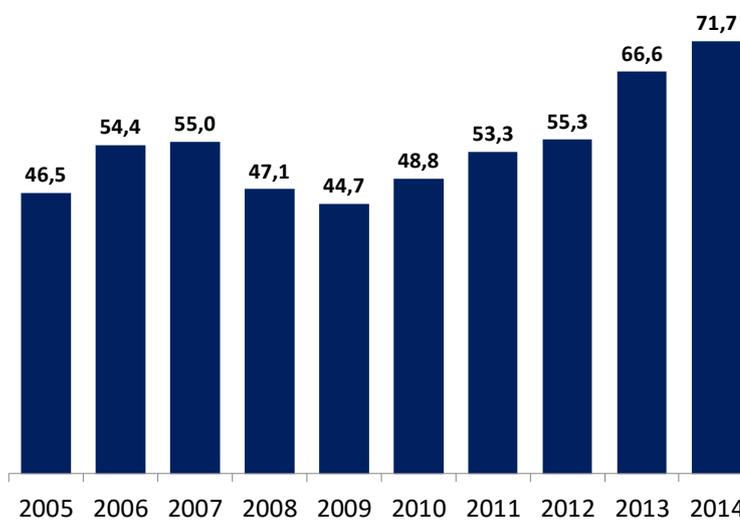
**Subsidios económicos por sector,
En % del PIB: 2005-2014**



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas Públicas e INDEC.

El gráfico siguiente muestra la preponderancia de los subsidios energéticos frente al resto de los subsidios económicos, así como también como esa preponderancia se acentúa en el tiempo llegando en la actualidad a representar el 71,7% del total.

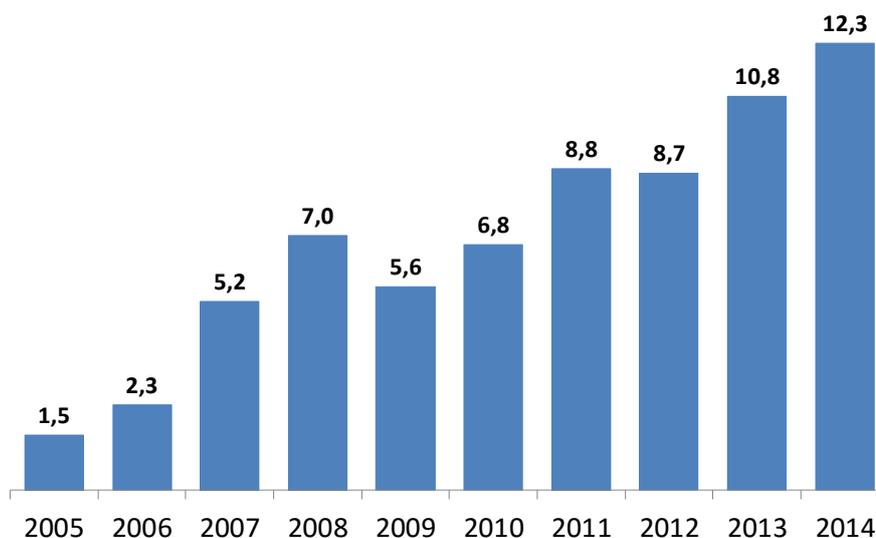
**Subsidios energéticos en
% del total de subsidios: 2005-2014**



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

Los subsidios energéticos han incrementado en el período 2005- 2014 su importancia en el gasto primario nacional pasando de un valor del 1,5% del total en 2005 a 12,3% en 2014

**Subsidios energéticos en %
del gasto primario nacional: 2005-2014**



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas

En el contexto precedentemente descrito el fenómeno de los subsidios energéticos adquirió importancia macroeconómica; y sus efectos impactaron sobre toda la economía nacional.

Por el lado microeconómico, la existencia del congelamiento tarifario, y su correlato, la existencia de los subsidios, afectó a la economía energética: las empresas proveedoras de servicios públicos fueron sometidas a arbitrarios procedimientos de congelamiento tarifario en el contexto de una economía inflacionaria (con costos empresarios crecientes e ingresos congelados). **Ello llevó a las compañías a la descapitalización, el deterioro patrimonial y la iliquidez.**

En este contexto **muchas empresas prefirieron retirarse del país** aún vendiendo a pérdida las compañías. Otras prefirieron permanecer y esperar una recomposición de sus ingresos que les permitiera retornar a la normalidad legal y contractual, según lo prescripto en los marcos regulatorios y los respectivos contratos de concesión.

Los tiempos de la excepcionalidad, sin embargo, fueron más largos de lo previsible. La ley de Emergencia Económica 25561 sancionada el 6 de enero de 2002, bajo cuyas disposiciones se implementó un congelamiento transitorio de todas las tarifas de los servicios públicos, ha sido prorrogada en reiteradas oportunidades hasta el presente y la situación de transitoriedad se transformó.

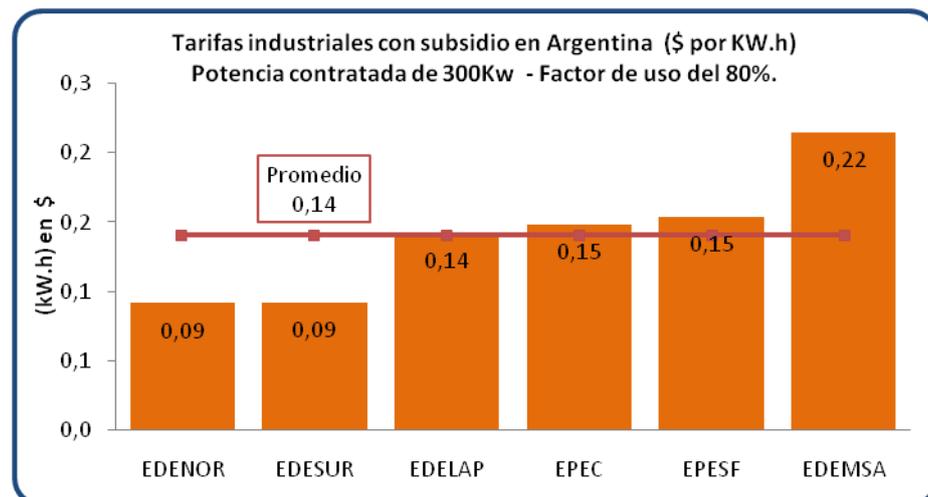
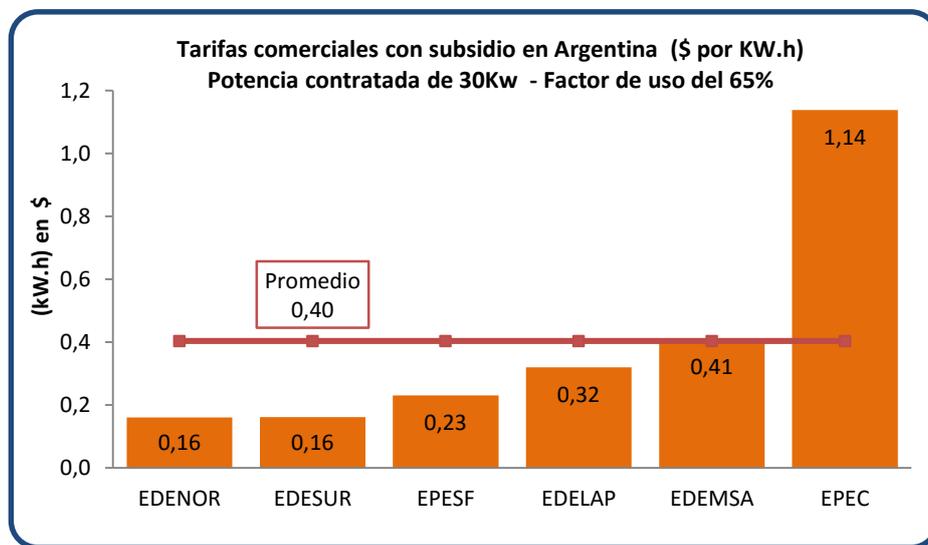
D.- IMPACTO DE LOS SUBSIDIOS EN LOS USUARIOS DE SERVICIOS PUBLICOS ENERGETICOS

La experiencia prueba que los congelamientos tarifarios iniciales, en algunos casos parcialmente modificados, produjeron varios impactos significativos sobre el universo de los consumidores de servicios públicos energéticos. Estos impactos se refieren a tres aspectos: a) las tarifas de los servicios públicos; b) la inequidad regional de las tarifas; y c) la disminución de la calidad de los servicios públicos energéticos.

Las tarifas de los servicios públicos congeladas en un contexto inflacionario como el que rigió desde 2002 hasta el presente **se transformaron en un precio relativo atrasado o muy retrasado con respecto a otros precios de la economía.**

La inequidad regional de las tarifas se produce debido a que en jurisdicción nacional se mantiene una política de congelamiento tarifario, y esa política no ha sido uniforme en las jurisdicciones provinciales. El resultado ha sido que los usuarios abastecidos por empresas reguladas por el Estado nacional (vg EDENOR

o EDESUR) de la Región Metropolitana de Buenos Aires (que constituyen aproximadamente el 40% de los consumidores argentinos) **reciban la energía eléctrica con tarifas de Electricidad muy inferiores a las que pagan los consumidores del interior.** Los usuarios residenciales como los comerciales e industriales de Buenos Aires reciben tarifas que en todos los casos son muy inferiores a los de Mendoza (EDEMSA); Córdoba (EPEC) y Santa Fe (EPESF) entre otros. Sin duda, ello constituye una injusticia manifiesta para con los consumidores del interior y una transferencia de ingresos desde las provincias hacia la Capital Federal y el Gran Buenos Aires.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB³

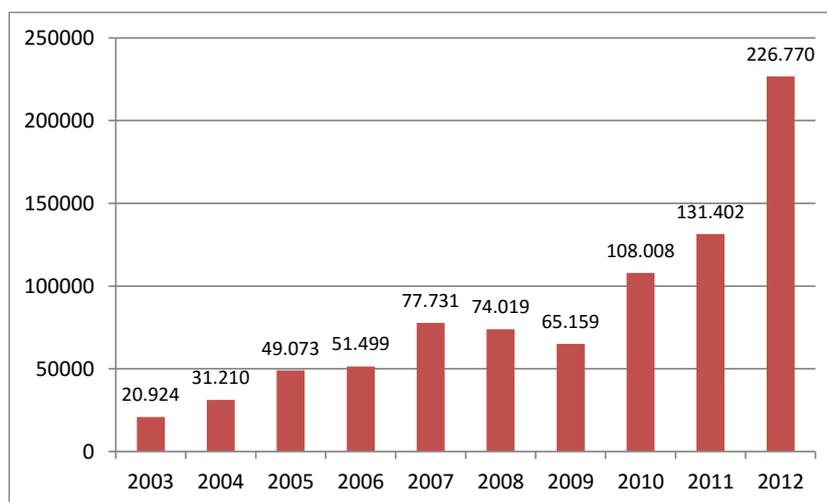
³ CERES: Centro de Estudios Regulatorios – Universidad de Belgrano.

No obstante lo anterior, debe puntualizarse que la generación de electricidad se realiza en jurisdicción nacional; y por lo tanto la energía recibida por las empresas distribuidoras de todo el país tiene un precio uniforme para todo el país. Ese precio es también subsidiado y por lo tanto ese subsidio impacta o beneficia a todas las empresas por igual.

En el marco de los estudios realizados en torno a los subsidios energéticos se ha podido constatar con información oficial **que la calidad de los servicios públicos en aquellas empresas sometidas a congelamiento o retraso tarifario parcial, como por ejemplo el servicio público de electricidad, se ha deteriorado en forma significativa en el período 2005-2014**

Los Reclamos de los usuarios presentados al ENRE (2003-2012) han aumentado en forma significativa en los últimos años. A su vez, en función de la cantidad de reclamos, se puede concluir que la falta de suministro constituye el principal causante de los reclamos (promedió el 75% anual entre 2008 y 2012). En los últimos años, los reclamos por falta de suministro crecieron más que el resto (+145% en 2010 y 80% en 2012). **En 2012, 9 de cada 10 reclamos fueron por falta de suministro.**

Reclamos de los consumidores



Fuente: Anuario 2012, ENRE.

E.- LA MAGNITUD DE LOS SUBSIDIOS ENERGETICOS

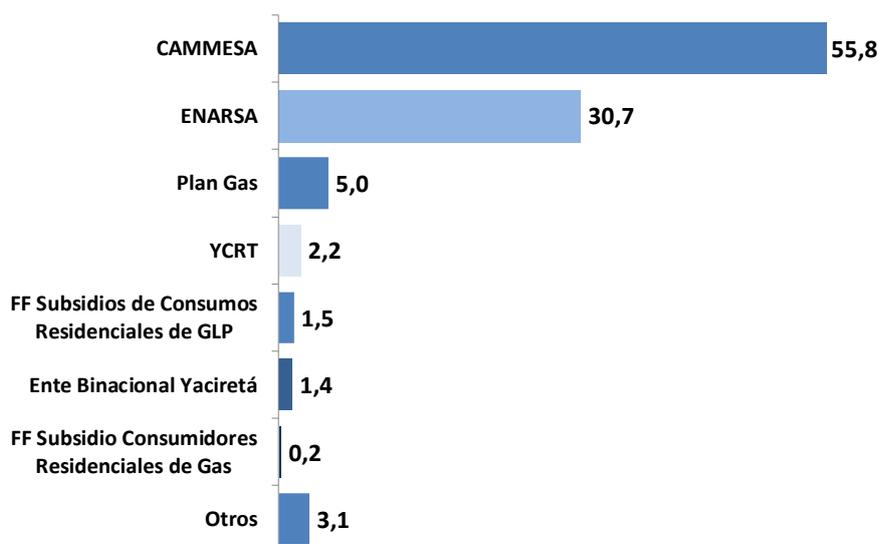
Durante el período que abarca los años 2004 y 2014, los subsidios destinados al sector energético sumaron cerca de **\$ 342.000 millones** de pesos corrientes.

En el año 2004 los Subsidios Energéticos, medidos como Transferencias para gastos corrientes, fueron de \$1.157 millones, mientras que las transferencias para gastos de capital fueron ese año de \$144,8 millones. En 2014 esos valores fueron de \$127.984 millones para los Subsidios Energéticos y \$32.770 millones para las Transferencias para gastos de capital.

Los subsidios energéticos se canalizan principalmente a través de dos grandes empresas, CAMMESA y ENARSA, que entre otros fines tienen a su cargo, respectivamente, el subsidio a la generación de energía eléctrica (ya sea por medio de compensaciones a las generadoras, como mediante la compra de combustible) y la compra de gas importado para el abastecimiento del mercado interno.

Con una incidencia muy inferior, también se cuentan las transferencias a empresas productoras de gas derivadas del Programa de Inyección Excedente de Gas Natural (denominado “Plan Gas”) aprobado a comienzos del año 2013, destinado a incrementar la producción de este recurso mediante el otorgamiento de subsidios a las empresas que incrementen su producción por encima de un determinado umbral.

Asignación de los subsidios energéticos en % acumulado 2004-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

F.- LA EQUIDAD DE LOS SUBSIDIOS ENERGETICOS

Se han realizado diversos estudios que indagan en la equidad de los subsidios energéticos.

De la información cotejada y analizada en el estudio se puede concluir que **solo el 20% de los Subsidios al gas natural por redes es recibido por la población que se encuentra en los cuatro deciles de menor ingreso**; para ellos el ahorro respecto a su ingreso familiar alcanza valores cercanos al 2% de los ingresos. El 80% de los subsidios se concentra en los seis deciles de mayor ingreso de la población.

En cambio, en el caso del gas licuado en garrafas o cilindros (GLP) se observa una mayor productividad del subsidio ya que el grueso de los subsidios se concentra en los deciles de menor ingreso y los ahorros que se producen en relación al ingreso familiar son significativos por lo menos hasta el 5° decil. **En el caso del GLP la parte más importante de los subsidios es usufructuada por los deciles de menor ingreso; inversamente de lo que ocurre en el gas natural**

Una situación análoga se produce en el caso de los subsidios a la Electricidad, ya que los subsidios en los deciles de mayor ingreso son mayores que en los de menores ingresos y los beneficios relativos son menores.

G.- EL IMPACTO DE LA POLITICA DE SUBSIDIOS SOBRE LA SITUACIÓN ECONOMICO FINANCIERA DE LAS EMPRESAS ENERGETICAS

En el Sector de **Transporte de Gas natural**: Transportadora Gas del Norte –TGN– ha tenido pérdidas operativas en los últimos dieciocho trimestres, en lo relativo al servicio público de transporte de gas natural. Su tarifa no actualizada ni siquiera le permite recuperar sus costos operativos.

En el caso del Sector **Distribución de Gas**, la Secretaría de Energía ha resuelto una **Asistencia Económica Transitoria, por una suma total de \$2.590 millones** a ser distribuida en 10 cuotas entre las empresas Gas Natural Ban, Litoral Gas, GASNOR S.A., Camuzzi, Gas Cuyana, Gas del Centro, GASNEA S.A., y Metrogas.

En el caso del **Transporte de Energía Eléctrica**, al cierre del período se han registrado los resultados generados por el reconocimiento de las variaciones de costos por parte de la SE y el ENRE. Consecuentemente, Transener S.A. ha reconocido ingresos por ventas por 359,7 M\$ y 267,6 M\$ e intereses ganados por 74,4 M\$ y 112,6 M\$, para los períodos de seis meses finalizados el 30 de Junio de 2015 y 2014, respectivamente. Del mismo modo, Transba S.A. ha reconocido

ingresos por ventas por 179,3 M\$ y 80,5 M\$ e intereses intermedios ganados por 19,3 M\$ y 28,6 M\$, para los mismos períodos, respectivamente.

En el Sector de **Distribución de Electricidad**, la Resolución de la Secretaría de Energía N° 32/2015, tuvo como efecto el reconocimiento de créditos para EDENOR por la suma de 2575,2 M\$. Para el caso de EDESUR los efectos alcanzaron a una suma de 2.338,9 M\$.

H.- CONCLUSIONES

Las partidas de gasto del Presupuesto Nacional destinadas a financiar los subsidios al consumo de energía de energía eléctrica y gas natural registraron un crecimiento explosivo durante los últimos diez años. A nivel histórico, ninguna partida presupuestaría se ha incrementado en la forma en que lo han hecho los subsidios energéticos en la última década, multiplicándose 110 veces entre 2004 y 2014 (de \$1.157 millones a \$128.000 millones⁴). La magnitud que alcanzaron los subsidios energéticos se manifiesta en que representaron el 2,9% del PIB en 2014, superaron en un 14% el déficit primario de 2014 y alcanzaron el 67% del déficit financiero de la Administración Pública Nacional (APN). Para ponerlos en contexto, **el Estado destinó a subsidiar la energía tres veces y media más dinero que al conjunto de las universidades nacionales y casi seis veces más que a la asignación universal por hijo.**

En el trabajo se ha demostrado que los subsidios al consumo de electricidad y gas natural, a diferencia de los destinados al gas envasado en garrafas o cilindros, se concentran más en los deciles de ingreso medios-altos y altos.

Se ha demostrado también que **el actual esquema de subsidios es profundamente inequitativo a nivel regional y provincial**, lo cual se debe a la ausencia de revisión tarifaria en los márgenes de distribución del servicio de electricidad en el área de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires (que concentran el 40% de la demanda), cuyas distribuidoras actualmente son compensadas con recursos del Tesoro Nacional. Por lo tanto, **mantener la política de subsidios energéticos vigente durante la última década no mejora la distribución del ingreso, como sí lo ha hecho la política de subsidios al transporte público⁵, y genera fuertes inequidades territoriales.**

⁴ De acuerdo con los créditos vigentes al 30/11/15, los mismos ascenderían a \$142.000 millones en 2015.

⁵ ASAP (2014): "[Informe de Subsidios y Compensaciones Tarifarias en Transporte](#)"

Por otra parte, la demora en la implementación de los acuerdos de revisión tarifaria acordados con las compañías concesionarias provocó un profundo deterioro en la situación patrimonial y financiera de las empresas, tanto en el segmento del transporte como en el de la distribución, más marcado aún en el caso del servicio eléctrico (especialmente en el caso de las distribuidoras del AMBA, que prácticamente no han actualizado sus tarifas). Esta situación sólo ha sido atendida recientemente mediante medidas puntuales y transitorias destinadas a paliar la situación crítica de algunas compañías mediante el otorgamiento de asistencia financiera y compensaciones “a cuenta” de dicha revisión tarifaria, incrementando aún más la masa de subsidios financiados por el Presupuesto Nacional. En paralelo, se ha constatado que **la calidad de los servicios públicos en aquellas empresas sometidas a congelamiento o retraso tarifario parcial se ha deteriorado en forma significativa**, por los desincentivos a la inversión privada en el sector.

En suma, **tanto desde el punto de vista fiscal como desde su impacto redistributivo y sobre la situación económica de las empresas involucradas, resulta claro que los subsidios energéticos deben reordenarse y reducirse. Sin embargo, no deben perderse de vista las implicancias sociales y macroeconómicas de esta política** al momento de analizar la metodología, plazos e instrumentos considerados en su implementación.

La comparación regional del esquema tarifario de los servicios de luz y gas vigente en Argentina demuestra que la tarifa de luz que abona la mayor parte de los usuarios residenciales⁶ es apenas el 7,7% de la tarifa promedio regional; en tanto que, para el caso del gas natural, las tarifas promedio de la región son entre 5 y 16 veces mayores que las locales, dependiendo del cuadro tarifario que se aplique⁷. Por ello, y teniendo en cuenta el impacto social que tal actualización significaría para los sectores más desfavorecidos, una alternativa para mejorar su focalización es aplicar un esquema de tarifa social que asigne los subsidios a la población vulnerable.

En cuanto al impacto macroeconómico de la eliminación de los subsidios, bajo la actual y compleja coyuntura económica, **detraer 3% del PIB de consumo privado**

⁶ Consumos mensuales de entre 150 Kw/h y 300 Kw/h, que constituye el rango en el que se concentra el mayor consumo residencial.

⁷ En abril de 2014, el ENARGAS dictó una serie de resoluciones por medio de las cuales se aprobó un nuevo esquema tarifario que prevé tres categorías de tarifas según el nivel de ahorro en el consumo registrado respecto a igual período del año anterior. Un esquema similar se aplicó en mayo de este año, previéndose de esta manera la reducción progresiva en la aplicación de subsidios en usuarios residenciales y comerciales, en la medida que el ahorro en el consumo desaparezca.

(financiado por los subsidios) frenaría la incipiente recuperación con probabilidades de caer nuevamente en una recesión. Vale agregar que el alza de las tarifas residenciales, comerciales e industriales, en un escenario de devaluación de la moneda, aceleraría aún más la inflación. **El gradualismo es, en este sentido, indispensable.**

I) RECOMENDACIONES

Se recomienda reordenar el esquema de funcionamiento del sistema energético en sus diferentes etapas (generación, transporte y distribución), en el marco de una reducción gradual de los subsidios, para lo cual se considera conveniente trabajar en función de los siguientes ejes:

1. Salir de la Ley de Emergencia Económica 25.561.
2. Arbitrar los recaudos para que el conjunto de empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica (57 a nivel país y las Cooperativas eléctricas) alcancen en el plazo de un año el nivel de tarifas (margen de Distribución) de acuerdo a los previsto en los Contratos de Concesión.
3. Una vez que se produzca el saneamiento al sector de Distribuidoras Eléctricas, encomendar a éstas la responsabilidad de contratar la ampliación de la capacidad instalada.
4. Fijar para la energía generada en el MEM un valor medio que recupere todos los costos de generación auditados. Ese valor será el que pagarán las empresas distribuidoras a las generadoras y será a su vez el valor que se pasará a las tarifas finales pagadas por los usuarios finales de todas las jurisdicciones.
5. Establecer un subsidio destinado a compensar el precio de la energía eléctrica para usuarios vulnerables de todo el país. El mismo deberá focalizarse en los primeros deciles de la población, de manera tal que las subas sean mínimas para estos sectores, e ir disminuyendo progresivamente a medida que crecen los ingresos. Asimismo, deberá diseñarse de manera tal que permita que los aumentos de tarifas sean graduales y se evite una brusca reducción del consumo privado.
6. Utilizar las bases de datos de ANSES, del Ministerio de Desarrollo Social, de la AFIP y de las diferentes provincias del país para definir el alcance del subsidio. Como mínimo, se deberán incluir a jubilados y pensionados con haber mínimo, beneficiarios de pensiones no contributivas y de la AUH,

empleadas domésticas y beneficiarios de programas sociales nacionales y provinciales.

7. Establecer un plazo, previo a la implementación de los aumentos, para considerar reclamos por “errores de exclusión” por parte de aquellos que se consideren injustamente excluidos del subsidio.
8. Mantener los actuales subsidios a los siguientes Fondos Fiduciarios: a) Fondo Fiduciario Consumidores Residenciales de GLP; y b) Fondo Fiduciario para Consumos Residenciales de Gas.
9. Eliminar el Plan Gas, redefiniendo el mismo para la producción de Vaca Muerta y otros yacimientos a promover.
10. Fijar un precio de venta del gas natural en boca de pozo que recupere los costos medios de producción nacional e importación.
11. Establecer un subsidio de tarifa social destinado a compensar el costo del servicio de gas natural, con las mismas características del destinado a la energía eléctrica según el punto 5 precedente.

Introducción

Este documento tiene por objetivo analizar las características y evolución reciente de los subsidios energéticos en la Argentina, como una contribución a la discusión en torno al diseño de un esquema de tarifas que incentive la provisión de servicios de calidad, minimice el costo fiscal y atienda las necesidades de acceso a los servicios públicos de electricidad y gas natural de sectores vulnerables; y que al mismo tiempo permita a las empresas prestatarias la recuperación de los costos eficientes en que incurre para prestar los servicios.

En este informe, consideramos a los subsidios como la sumatoria de las transferencias monetarias que realiza la Administración Pública Nacional con el fin de atender gastos corrientes de distintos actores vinculados al sector energético, incluyendo empresas públicas, empresas privadas y fondos fiduciarios.

El documento se organiza de la siguiente manera:

El capítulo 1 constituye una aproximación a los orígenes de los subsidios energéticos en Argentina, describiendo la configuración actual de la organización y normativa vigente del sector eléctrico y del gas.

El capítulo 2 examina las características y evolución de los subsidios energéticos en la Argentina durante la última década. En forma separada, también se analiza la evolución de las transferencias destinadas al financiamiento de gastos de capital vinculados a este sector.

En el capítulo 3 se indaga sobre los efectos de los subsidios energéticos sobre la equidad distributiva, así como los efectos de los subsidios sobre la calidad en la provisión del servicio público de electricidad en el ámbito del AMBA.

En el capítulo 4 se analizan los cambios recientes en el esquema tarifario de los servicios de electricidad y gas natural, exponiendo una comparación entre las tarifas en Argentina con las vigentes en otros países de la región. Asimismo, para el caso de la electricidad, se muestra la comparación entre las tarifas del AMBA y las vigentes para el resto del país.

A continuación, el capítulo 5 realiza una descripción del estado de situación económica financiera de las principales empresas del sector energético.

Para concluir, en el capítulo 6 se presentan las principales conclusiones.

1. Orígenes de los subsidios energéticos en Argentina.

Los subsidios energéticos en Argentina tienen su origen en una serie de medidas adoptadas por el gobierno nacional tras los graves y traumáticos episodios económicos, sociales y políticos que sucedieron a la salida de la convertibilidad, con la finalidad de contrarrestar la pérdida de poder adquisitivo de los salarios como consecuencia de la salida de la convertibilidad a en los finales de 2001 y comienzos de 2002.

En el marco de la Ley de Emergencia Económica (Ley N° 25.561), sancionada el 6 de Enero de 2002 entre otras medidas, el gobierno nacional dispuso:

- Convertir las tarifas de gas y electricidad de su valor original en dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de \$1 por cada dólar;
- Congelar todos los márgenes de distribución y transmisión regulados, como así también los pagos de potencia y energía a las plantas generadoras, revocando todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación;
- Determinar que la fijación del precio spot de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sea calculado sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno argentino), independientemente del combustible utilizado para la generación de dicha electricidad, aún en el escenario de falta de disponibilidad de gas natural; y
- Facultar al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de las empresas de servicios públicos y de las tarifas correspondientes a tales servicios.

Superada la crisis y con los precios estabilizados, el objetivo de la política económica fue mantener la nueva estructura de precios relativos basada en un tipo de cambio competitivo (alto) y un esquema de tarifas de servicios públicos congeladas y combustibles con precios controlados.

El mantenimiento de la “Emergencia Económica” hasta el presente mediante sucesivas prórrogas de la Ley 25.561 provocó varios problemas. Por un lado, en lo que respecta a la generación y oferta primaria de energía (electricidad y gas), el Estado nacional debió hacerse cargo de los mayores costos de los productos energéticos que fue necesario importar para afrontar el crecimiento de la

demanda interna, en un contexto en que la producción interna de gas natural y de petróleo se encontraban en disminución⁸.

En segundo lugar, las compañías del sector experimentaron una caída de sus ingresos en términos reales como consecuencia de un creciente proceso inflacionario a partir de la salida de la convertibilidad. La combinación de ingresos congelados y costos crecientes provocó un progresivo deterioro de su situación patrimonial y caída de los resultados, afectando negativamente su desempeño operativo y su liquidez, lo cual a su vez provocó que numerosas empresas pospusieran nuevas inversiones en sus redes, afectando de esa manera la calidad de los servicios.

Por último, a raíz de los reclamos administrativos y presentaciones judiciales de algunas de las empresas concesionarias con motivo de la demora en la implementación de los acuerdos de revisión tarifaria, el Estado nacional se vio obligado a reconocer y compensar a través de distintos mecanismos (préstamos, deducciones parciales de deudas que las distribuidoras tenían con CAMMESA, entre otros), el incremento de costos de dichas empresas. Para ello se recurrió a muy complejos mecanismos institucionales que dificultaron el funcionamiento sectorial, mezclando muchas veces las responsabilidades del concedente y el concesionario.

A continuación se expone un repaso del marco normativo de la industria de la electricidad y del gas y de los cambios introducidos tras la salida del régimen de convertibilidad, donde también se abordan los roles desempeñados por los distintos actores intervinientes en la canalización de los subsidios.

1.1. Electricidad

En enero de 1992, el Congreso de la Nación aprobó bajo la **Ley N° 24.065**, el Marco Regulatorio Eléctrico, que estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. Esta ley creó del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y otras autoridades del sector, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la fijación de precios en el mercado spot, determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados.

⁸ La producción de petróleo crudo desciende ininterrumpidamente desde 1998 y la de gas natural desde 2004 hasta 2014 (ver Informes de Tendencias IAE Gral. Mosconi www.iae.org.ar)

Por medio de esta ley, que no ha sido derogada y que establece el marco para la regulación del sector eléctrico desde su privatización, se diferenciaron la generación, el transporte y la distribución de electricidad como actividades comerciales distintas y se determinó la normativa aplicable a cada una de dichas actividades. La generación tiene lugar en un mercado mayormente competitivo, donde las empresas explotan plantas de generación de electricidad y venden su producción en el mercado mayorista, operado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Al 31 de diciembre de 2012, la capacidad instalada de Argentina reportada por CAMMESA era de 31.100 MW, de los cuales el 61% correspondía a centrales termoeléctricas, el 35% a centrales hidroeléctricas y el 3,2% a centrales nucleares, mientras que menos del 1% era atribuible a fuentes renovables (eólica y fotovoltaica). Asimismo, a la misma fecha existían aproximadamente 58 empresas generadoras en el mercado eléctrico mayorista de Argentina. Desglosado por tipo de generación, los generadores argentinos incluyen 35 compañías de generación térmica, 20 compañías de generación hidroeléctrica, 2 compañías binacionales de generación hidroeléctrica (Yaciretá y Salto Grande), y una compañía nacional de generación nuclear, Nucleoeléctrica S.A. – NASA (Centrales Atucha I y Embalse).

Por otra parte, al constituir servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural, el transporte y distribución de la electricidad son sectores regulados, donde los servicios se llevan a cabo a través de empresas concesionarias de acuerdo a lo dispuesto en los respectivos Contratos de Concesión, otorgados por el Poder Concedente.

Las empresas de transporte tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los distribuidores, estando sujetas al cumplimiento de estándares de seguridad y confiabilidad. Asimismo, son responsables de la operación y el mantenimiento de las redes, no así de la expansión del sistema. La actividad está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (a cargo de Transener), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el Sistema de Distribución Troncal (a cargo de las empresas Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo⁹), que operan los sistemas Regionales de transmisión a 132/220 kV.

⁹ Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT

El sector de la Distribución está conformado en la actualidad por alrededor de 57 distribuidoras de energía eléctrica: las Distribuidoras EDENOR y EDESUR en el área metropolitana AMBA, empresas públicas provinciales; empresas privadas y cooperativas.

Cabe señalar que mientras las tarifas minoristas para las primeras dos empresas (EDENOR, EDESUR) pertenecen a la jurisdicción nacional y están reguladas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el resto de las distribuidoras están sujetas a normativas regulatorias provinciales.

Esta situación explica la fuerte disparidad de las tarifas de distribución vigentes para el área metropolitana de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires respecto de las vigentes en el resto del país, lo cual deviene fundamentalmente de la ausencia de revisiones tarifarias en el área regulada por el ENRE, que ha mantenido la tarifa en valores fuertemente distorsionados y desactualizados respecto a los que hubieran resultado de aplicar los mecanismos previstos de Revisión Tarifaria Integral (RTI) en los plazos y con los mecanismos previstos en la ley 24.065.

No obstante, es importante aclarar que las diferencias en los valores tarifarios entre las diversas empresas distribuidoras en el territorio nacional no se deben a divergencias en el valor de la energía consumida, ya que la energía es suministrada por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) siendo el precio de la misma único para todo el país¹⁰.

Las diferencias de los precios vigentes entre las distribuidoras son debidas fundamentalmente a la diferencia en los márgenes de distribución de cada empresa distribuidora. En efecto, la ausencia de revisión tarifaria para las distribuidoras del AMBA ha provocado una fuerte descapitalización de estas empresas durante los últimos años. Esta situación ha sido atendida recientemente por una serie de medidas adoptadas por el Gobierno Nacional que, si bien no se traducen en un aumento de tarifas, significan un aumento transitorio de ingresos para dichas empresas (a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral), que es cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Tesoro Nacional, **lo cual implica un subsidio a los usuarios del área de Concesión de las Compañías.**

Como se explicó en la introducción de esta sección, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista está a cargo de CAMMESA. Inicialmente, la empresa

¹⁰ Las diferencias entre el precio pagado por la energía consumida en cada región solo refleja costos diferenciales de transporte siendo el valor de la energía el mismo para cada horario.

sancionaba para los generadores un precio de venta de la energía determinado hora a hora en base al costo de generación (precio spot) y determinaba semestralmente el precio que pagaban los distribuidores (precio estacional). La brecha que surgía entre el precio spot y el estacional era cubierta por un Fondo de Estabilización administrado por CAMMESA, el cual cerraba durante los primeros años con un pequeño saldo positivo.

Los ajustes estacionales se fueron abandonando a partir de 2002, al congelar el precio estacional y las tarifas de la electricidad, pero con costos de producción en aumento. Sobrevenida la crisis, la **Ley N° 25.561** de Emergencia Económica dispuso la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a su valor original en pesos y dejó sin efecto las cláusulas de ajuste, en tanto que todos los precios regulados del mercado eléctrico (precios estacionales, costos variables de producción, pagos de potencia y energía) fueron pesificados por medio de la **Resolución SE N° 2/02**.

En este contexto, mediante **Resolución SE N° 240/03** se estableció que para determinar el precio spot de la electricidad se asuma el costo de producción de las usinas térmicas como si únicamente fueran alimentadas a gas natural, aunque en realidad consumieran combustibles líquidos (fueloil y gasoil), cuyo costo es mayor. A partir de entonces, las diferencias económicas entre los costos reales y los que podían solventarse con los precios reconocidos pasaron a ser cubiertas bajo el concepto de **“Sobrecostos transitorios de despacho”**.

A medida que la disparidad precios/costos fue aumentando, el sistema comenzó a requerir financiamiento externo, bajo la forma de transferencias por parte del Tesoro. Particularmente, a partir del año 2006 se produjo un fuerte incremento de costos, principalmente como consecuencia de las restricciones en la disponibilidad de gas natural local para la generación eléctrica, lo cual obligó a reemplazarlo por combustibles líquidos, fenómeno que se vio agravado por el aumento del precio internacional de dichos combustibles. Esta situación ocasionó que se ampliara significativamente la brecha precios/costos del sistema, requiriéndose aún más financiamiento externo. **Ese diferencial de precios determina el monto del subsidio a la generación eléctrica expresado en la factura, que es afrontado mediante las transferencias del Tesoro a CAMMESA.** Actualmente, dicho diferencial ha alcanzado su máximo nivel, siendo que en 2014 el precio monómico promedio del mercado spot (representativo de los costos

reales de generación eléctrica) fue 5,8 veces el precio promedio sancionado (que paga cerca del 80% de la demanda)¹¹.

Más allá del subsidio a la generación eléctrica, existe una serie de compensaciones al sector eléctrico que **no se consignan explícitamente en la factura que abona el usuario** (el importe que surge de la factura corresponde al subsidio a la generación, y es informado en todas las facturas de las distribuidoras, tanto las del AMBA como las del resto del país).

En primer lugar, en el marco de distintos acuerdos firmados con Transener y Transba destinados a regularizar la situación tarifaria, el gobierno se comprometió, mediante el otorgamiento de préstamos de CAMMESA, a reconocer los créditos adeudados a estas empresas en concepto de los mayores costos operativos que incurrieron desde la firma de las respectivas Actas Acuerdo con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), en el año 2005¹².

En segundo lugar, ante la demora en la implementación de la revisión tarifaria integral prevista en los acuerdos firmados con las compañías distribuidoras del AMBA, el gobierno se vio obligado, mediante distintos mecanismos¹³, a compensar parcialmente las sumas adeudadas a dichas compañías como resultado de la aplicación del mecanismo de monitoreo de costos (MMC) previsto en los acuerdos mencionados. Esto significa que, en parte, la falta de actualización de los márgenes de distribución del AMBA, que prácticamente se han mantenido en los niveles vigentes a la fecha de sanción de la Ley de Emergencia Económica, está siendo compensada en forma creciente mediante subsidios. Como se comentó precedentemente, dado que en el resto del país los márgenes de distribución se han ido ajustando, esta situación genera una fuerte disparidad de tarifas entre las distintas zonas del país, lo cual a su vez esconde una **profunda inequidad territorial en la asignación de subsidios**.

¹¹ Dicho de otra forma, el precio sancionado apenas alcanza a cubrir el 17% del precio monómico del mercado spot.

¹² Al 31/12/14, Transener y Transba han recibido préstamos de CAMMESA por un total de \$1.479,7 millones y \$576,8 millones, respectivamente. Los pasivos por la totalidad de estos desembolsos han sido cancelados a través de la cesión de los créditos reconocidos por mayores costos, conforme al previsto en los respectivos acuerdos con la Secretaría de Energía.

¹³ Por medio de la Resolución SE N°250/13, la Secretaría de Energía permitió compensar hasta febrero del 2013 los créditos resultantes por la aplicación del ajuste del MMC con los montos adeudados por EDENOR y EDESUR en concepto de PUREE y con parte de las deudas que dichas empresas mantienen con CAMMESA. A su vez, mediante Nota de la Secretaría de Energía N° 6852/13 del 6 de noviembre del 2013 se amplían las compensaciones llevando a las mismas a septiembre del 2013.

1.2. Gas

A partir del año 1992, con la sanción de la **Ley N° 24.076**, la industria del gas natural en Argentina está organizada en tres segmentos claramente diferenciados: producción, transporte y distribución. Hasta el año 2002, la producción constituía una actividad mayormente desregulada.

Por su parte, el transporte y la distribución del gas por redes constituyen servicios públicos que se prestan en el marco de contratos de concesión, y que están sujetos a control de parte del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

El servicio de transporte se encuentra adjudicado a dos empresas: Transportadora General del Norte (TGN) y Transportadora General del Sur (TGS), que conectan las cinco cuencas existentes con los distintos puntos del país. En tanto, el sector de la distribución se encuentra concesionado a nueve empresas: Metrogas, Gas Natural Fenosa, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Ecogas Centro, Ecogas Cuyana, Litoral Gas, GasNor y Gas Nea¹⁴.

En enero de 2002¹⁵ se inicia una nueva etapa en la evolución de la industria del gas en Argentina. Dicha etapa, que continúa hasta el presente, se caracteriza por la introducción de numerosas transformaciones en la normativa legal que había regido hasta entonces. Se “pesifican” las tarifas de transporte y Distribución a partir de la sanción de la Ley de Emergencia, y del gas en boca de pozo, para luego ir modificando en particular tres aspectos:

- el precio del gas pagado a productores de gas;
- las formas de financiar la expansión de transporte mediante los fideicomisos;
- una reestructuración del mercado en función del criterio de “segmentación”, liberando parcialmente el mercado (Decreto N° 180/04).

¹⁴ En cuanto a las áreas de servicio, Metrogas abastece a la CABA y 11 partidos de la zona sur del GBA; Gas Natural Fenosa, a 30 partidos de la provincia de Buenos Aires ubicados al norte y al oeste de la CABA; Camuzzi Gas Pampeana, al interior de la provincia de Buenos Aires (excluida la CABA y el GBA) y la provincia de La Pampa; Camuzzi Gas del Sur, distribuye gas en el extremo meridional de la provincia de Buenos Aires, hasta las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del fuego; ECOGAS Centro, en las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja; ECOGAS Cuyana, en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis; Litoral Gas, en la provincia de Santa Fe y en el noreste de la Provincia de Buenos Aires; GASNOR, en el Noroeste Argentino (Tucumán, Salta, Jujuy y Santiago del Estero); y Gas Nea, en las provincias del noreste (Chaco, Formosa, Entre Ríos, Corrientes y Misiones).

¹⁵ Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. Roberto Kozulj, CEPAL (2012).

Por otra parte, otro conjunto importante de normas no se refieren a precios y tarifas sino a la garantía de suministro. Aquí se puede mencionar la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el mercado interno, la aprobación de acuerdos con productores de gas para abastecer las demandas de las distribuidoras, prioridades para la generación eléctrica, y normativas respecto al suministro para estaciones de GNC.

Entre las principales disposiciones referidas a precios y tarifas finales del gas natural (que luego serían cuantificados por categorías de usuarios tipo), se destacan:

- **Decreto 180/04:** Los principales aspectos de estas reformas se refieren a la creación de fondos fiduciarios para financiar la expansión del sistema de transporte de gas que había alcanzado el límite de expansión y que en las nuevas circunstancias no podía ser realizado con las tarifas vigentes. Por otra parte, se dispone la creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG), con el objeto de reducir el mercado regulado, restringiendo su aplicación al segmento de usuarios residenciales y consumidores de menos de 5.000 m³/día (ambos conformando cerca de un tercio del mercado total interno). Con esta medida, se buscaba “liberar” parcialmente, permitiendo transacciones en el MEG para el resto de la demanda, siendo la destinada a la generación eléctrica tratada por otros mecanismos adicionales que a su vez se explican por compensaciones y regulaciones en el sector eléctrico.
- **Decreto 181/04.** Por este decreto se facultó a la Secretaria de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las distribuidoras. La intención de este instrumento fue asegurar con los productores de gas un precio mínimo para atender un volumen determinado de la demanda de las distribuidoras. Mediante este acuerdo se recompuso el precio de gas en Boca de Pozo en un valor próximo a US\$ 1 MBTU, para un volumen cercano al 55-60% de la demanda total de gas en el mercado interno. Este primer acuerdo con la SE fue ratificado por la Resolución SE N° 208/04. Esta norma luego sería modificada en 2014, reconociendo valores diferenciales para la producción adicional de gas natural.

A su vez, en el marco de las políticas del gobierno nacional para el sostenimiento de las tarifas de los servicios públicos, se han implementado distintos programas para subsidiar el consumo residencial de gas natural y de gas licuado de petróleo

(GLP) envasado para las distintas zonas del país. Dichos programas, así como las necesidades de importación de combustibles para garantizar el suministro de gas natural (dadas las restricciones locales), son afrontados mediante las siguientes fuentes de recursos:

- **Fondo Fiduciario para Consumos Residenciales de Gas** (art. 75 de la Ley N° 25.565), que financia los subsidios al consumo residencial de gas de la región patagónica y el Departamento de Malargüe (Mendoza). El fondo se nutre de un recargo sobre el precio del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte que se aplica a la totalidad de los metros cúbicos que se consumen y/o comercializan por redes o ductos. Los productores de gas son agentes de percepción cuando emiten la factura que pagan los transportistas y distribuidores. Asimismo, se prevén partidas específicas en las leyes de presupuesto de cada año.
- **Fondo Fiduciario para Subsidiar el Consumo Residencial de Gas Licuado de Petróleo envasado (GLP)**, para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural (art. 44 de la Ley N° 26.020), Los recursos del fideicomiso provienen en parte de la Tasa de Fiscalización de la Industria y Comercialización del Gas Licuado de Petróleo que abonan las personas físicas o jurídicas que obtengan gas licuado a partir de la refinación de hidrocarburos líquidos, de la captación o separación del gas natural por cualquier método técnico y los importadores del producto. Asimismo recibe transferencias desde el Tesoro Nacional, que se prevén en las respectivas leyes de presupuesto de cada año.
- **Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural (Decreto N° 2.067/08) y aportes del Tesoro para la compra de gas importado de Bolivia**. El mencionado fondo fue creado para atender las importaciones de gas realizadas por ENARSA, mediante un cargo que abonan los consumidores en la factura en función de los metros cúbicos consumidos (las categorías R1 y R2 están eximidas)¹⁶. No obstante, la mayor parte del financiamiento proviene del Tesoro, mediante transferencias a la empresa estatal ENARSA, que constituye la unidad responsable de llevar adelante las acciones necesarias para la comercialización de los respectivos combustibles. Las importaciones de gas natural se efectúan en el marco de

¹⁶ Cabe señalar que el cargo creado para atender las importaciones de gas natural ha sido objeto de numerosas acciones de amparo por parte de distintas defensorías (tanto de la Nación, como de las provincias y municipios), las cuales han solicitado la suspensión, a partir de que se declare la inconstitucionalidad por manifiesta ilegitimidad del Decreto N° 2067/08, basándose en la naturaleza tributaria de los “cargos tarifarios”. Actualmente, la cuestión se encuentra pendiente de resolución en el ámbito de la Corte Suprema de Justicia.

un contrato entre la República Argentina y la República de Bolivia suscripto en octubre de 2006, siendo las partes ENARSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivarianos (YPFB).

- **Programa de Estímulo a la Inyección de Excedente de Gas Natural** (Plan Gas), y el destinado a las empresas con inyección reducida (Plan Gas II), que garantiza a las empresas productoras precios de u\$s 7,5 por millón de BTU, subsidiando las brechas entre este valor y lo que pagan las distribuidoras. En cuanto a la modalidad de financiamiento de este programa, se prevén partidas específicas en el Presupuesto Nacional (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación).

2. Subsidios y Transferencias de Capital: Características y evolución reciente

2.1. Definición de “subsidios energéticos”

En el marco de las normas internacionales vigentes provenientes de las Estadísticas Fiscales del FMI (2012), el concepto de subsidio se concentra exclusivamente en las transferencias para gastos corrientes¹⁷. Por tanto, en el presente informe se abordan en forma separada las transferencias para gastos corrientes (subsidios) de las transferencias para gastos de capital.

Asimismo, cabe puntualizar que el universo de análisis está circunscripto a las transferencias que realiza la Administración Pública Nacional (APN) para financiar gastos corrientes y/o de capital de empresas públicas y privadas, fondos fiduciarios y otros organismos del sector energético. Es decir que no están contemplados dentro de este universo los recursos asignados a través de los Fondos Fiduciarios, constituidos principalmente por recursos tributarios con afectación específica, a excepción de los aportes que éstos reciben del Tesoro Nacional, ya que son canalizados a través de la Administración Nacional.

¹⁷ Según el FMI, “los **subsidios** son transferencias corrientes que las unidades del gobierno pagan a las empresas sobre la base de los niveles de sus actividades de producción o sobre la base de las cantidades o valores de los bienes y servicios que producen, venden o importan. Se incluyen las transferencias a las corporaciones públicas y otras empresas que tienen por objeto compensar pérdidas de operación.”

2.2. Descripción de los principales programas presupuestarios

Las transferencias corrientes (en adelante, “subsidios”) y de capital previstas en el Presupuesto Nacional para atender el financiamiento del sector energético se ejecutan a través de siete programas o categorías equivalentes, administrados principalmente por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPS), a excepción de las transferencias previstas para el financiamiento de empresas públicas, que son atendidas casi íntegramente por el Tesoro (Jurisdicción 91). A continuación se describen brevemente en qué consiste cada uno de estos programas, identificando las empresas u organismos intervinientes en la canalización de los mismos¹⁸.

- **Programa 74 – Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica**, a cargo del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPS). En este programa se contempla la asistencia financiera a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), con el propósito de atender las erogaciones asociadas a garantizar el suministro de energía eléctrica, tales como la adquisición de combustible líquido a ser utilizado para la producción de energía eléctrica a través de centrales termoeléctricas, entre otros.

Adicionalmente, se prevé el otorgamiento de asistencia financiera para gastos de capital, ya sea canalizada a través de organismos provinciales y municipales para la ejecución de obras de distinta envergadura (tendido de líneas de tensión, ampliación de gasoductos, repotenciación de centrales termoeléctricas, etc.), o bien a través del sector privado, donde se destacan el tendido de gasoductos troncales, y las obras comprendidas en el Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE).

- **Categoría 95 – Asistencia Financiera a Empresas Públicas y Ente Binacional**, en el ámbito de la Jurisdicción 91 – Obligaciones a cargo del Tesoro. A través de este programa se financia el costo derivado de la importación de combustible realizada por la Empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA) y su venta en el mercado interno a precio diferencial. También se prevé la atención de gastos operativos de Yacimientos Carboníferos de Río Turbio, con el fin de promover la actividad minera.

¹⁸ Los programas están presentados en orden a la incidencia relativa de cada programa en el total de subsidios y transferencias de capital del Presupuesto Nacional (de “mayor” a “menor”).

Adicionalmente, se contempla el financiamiento de proyectos de inversión de ENARSA, Nucleoeléctrica Argentina S.A (NASA), y Yacimientos Carboníferos de Río Turbio.

- **Programa 29 – Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, a cargo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP).** A través de este programa se concretan las compensaciones otorgadas a empresas privadas del “Programa de Estímulo a la Inyección de Excedente de Gas Natural” y a empresas con inyección reducida, cuyo propósito es otorgar incentivos a la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos de gas natural, con el propósito de reducir la brecha entre la producción nacional y el consumo interno de ese recurso.
- **Programa 73 – Formulación y Ejecución de Política de Hidrocarburos, MPFIPS.** A través de este programa se concretan las transferencias al Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (Ley Nº 25.565), que financia los subsidios al consumo residencial de gas de la región patagónica y el Departamento de Malargüe (Mendoza), y al Fondo Fiduciario para Atender las Necesidades del Gas Licuado de Petróleo (G.L.P) de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural (Ley Nº 26.020), que actualmente financia al Programa Hogares con Garrafa (HOGAR)¹⁹.

Más allá de las transferencias a estos dos Fondos Fiduciarios, también se destinan transferencias de capital a provincias y municipios para el financiamiento de obras gasíferas, tales como la ampliación y la optimización de la red de abastecimiento de gas.

- **Programa 78 – Desarrollo Energético Provincial, MPFIPS.** A través de este programa se distribuyen los recursos específicos que recauda la Secretaría de Energía por aplicación de una serie de leyes (Nros. 15.336, 23.966, 24.065, 25.019 y 26.190), correspondientes al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, el Impuesto a los Combustibles Líquidos y el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, más la recaudación específica de la Ley Nº 23.681, destinada a la provincia de Santa Cruz.

Entre las asignaciones de carácter corriente (subsidios), se cuentan: i) las destinadas al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a

¹⁹ Creado por el Decreto Nº 470 del 30 de marzo de 2015, el Programa HOGAR suplantó al Programa “Garrafa para Todos”, que subsidiaba el precio de la garrafa para el universo de usuarios, sin diferenciar las condiciones socioeconómicas de la vivienda o si contaba con acceso a gas de red

Usuarios Finales (FCT), destinado a compensar las diferencias de costos que se generan en las distintas economías de escalas de los mercados eléctricos regionales; ii) la asistencia financiera a la provincia de Santa Cruz, con el fin de equiparar las tarifas equivalentes a las que gozan los usuarios del resto del país que se encuentran abastecidos desde el SADI; y iii) el Fondo Eólico, a través del cual se promueve la actividad de este tipo de generación por sistemas eólicos, la generación por equipos fotovoltaicos solares, geotérmica, mareomotriz, biomasa y sistemas hidroeléctricos hasta 30 MW de potencia, que vuelquen su energía en el Mercado Mayorista y/o destinados a la prestación de servicios públicos.

En tanto, en materia de transferencias de capital, se contempla la distribución de recursos del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), que tiene como objetivo financiar la realización de obras para generación, subtransmisión y distribución urbana y rural, conforme a las particularidades de los mercados de cada jurisdicción.

- **Programa 73 – Acciones para el Uso Racional y Eficiente de la Energía**, a cargo del MPFIPS, por medio del cual se llevan a cabo distintas iniciativas destinadas a reducir el consumo eléctrico mediante el uso racional y eficiente de la energía (entre las cuales se destaca el recambio de luminarias en el alumbrado público municipal), como así también aquellas destinadas a suministrar energía eléctrica a poblaciones rurales a través de fuentes de energías renovables (como es el caso de la instalación de paneles solares, equipos eólicos y mini redes), logrando un menor impacto ambiental.
- **Programa 77 – Acciones para la Ampliación de las Redes Eléctricas de Alta Tensión**, MPFIPS. Mediante este programa se financian diversos emprendimientos energéticos con el propósito de ampliar y optimizar la capacidad del sistema de transporte de energía eléctrica. En ese marco, se efectúan transferencias de capital al sector privado y al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.

2.3. Evolución y caracterización del gasto en subsidios en el período

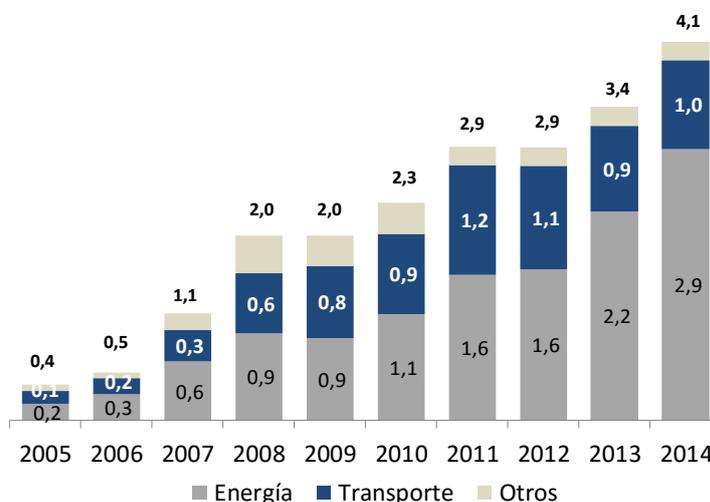
Durante el período que abarca los años 2004 y 2014, los subsidios destinados al sector energético sumaron cerca de **\$342.000 millones**. No obstante, hasta el año 2005 los subsidios energéticos se encontraban en niveles acotados, representando el 1,5% de los gastos nacionales y cerca del 0,2% del PIB. Es a partir del año 2006 cuando, producto de las restricciones en la disponibilidad de gas

natural y su sustitución por combustibles líquidos, en un contexto de incremento del precio internacional del petróleo, se inicia un período de fuerte expansión, con tasas de crecimiento muy superiores a la de los gastos primarios.

Los únicos dos años en los cuales no se verificó este comportamiento fueron 2009 (crecieron un 4% ia.) y 2012 (+24% ia.)²⁰. No obstante, **en el promedio de ocho años (2006 a 2014) crecieron a una tasa promedio del 65% ia., más de treinta puntos porcentuales superior al alza de los gastos primarios nacionales**, que crecieron a un ritmo equivalente al 34% ia. en ese mismo período.

Como consecuencia de dicho comportamiento, la participación de los subsidios energéticos en el gasto primario de la Administración Pública Nacional - APN - pasó del 1,5% al 12,3% entre 2005 y 2014, mientras que su incidencia en el PIB (que era del 0,2% en 2005), trepó al 2,9% en 2014. Asimismo, tras promediar entre 2005 y 2009 una participación del orden del 50% en el total de subsidios económicos otorgados por la APN, el sector energético ha ido incrementando progresivamente dicha participación hasta alcanzar el 72% en 2014.

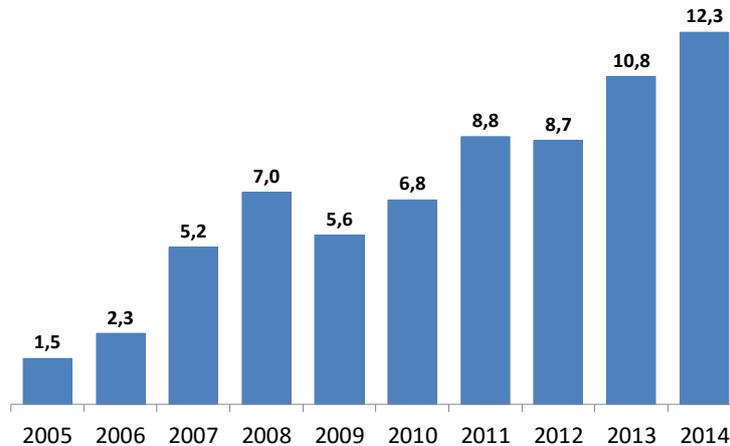
Subsidios económicos por sector, en porcentaje del PIB: 2005-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas Públicas e INDEC.

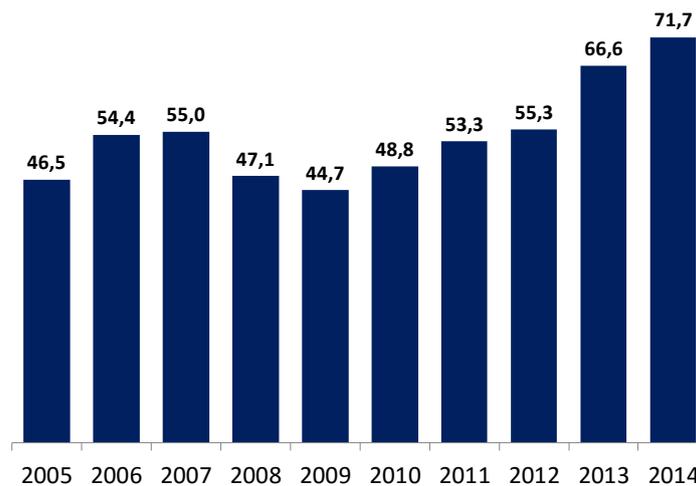
²⁰ En 2009, el factor decisivo fue la baja del precio internacional del petróleo en el contexto de la crisis económica mundial, sumada a la caída de la actividad económica local como consecuencia de dicha crisis, lo cual a su vez afectó el nivel de consumo eléctrico, y los subsidios. En tanto, en el año 2012, cuando crecieron un 24% ia., puede haber tenido incidencia la primera quita de subsidios anunciada a fines de 2011.

Subsidios energéticos en porcentaje del gasto primario nacional: 2005-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

Subsidios energéticos en porcentaje del total de subsidios: 2005-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

2.4. Evolución del gasto por componente

Tal como se comentó en la sección anterior, entre el año 2006 y el 2014 las transferencias corrientes (subsidijs) al sector energético crecieron a una tasa promedio del orden del 65% ia., más de treinta puntos porcentuales superior a la tasa de crecimiento de los gastos primarios nacionales (34% ia.). Este comportamiento explica el notable incremento de esas asignaciones en la composición del gasto primario, pasando del 2,3% al 12,3% del total. Por otra parte, en relación a las transferencias destinadas al financiamiento de gastos de capital, es recién a partir del año 2012, y muy especialmente en 2014, cuando se

percibe un incremento significativo en su participación en el gasto primario, pasando de promediar el 1,8% entre 2006 y 2011, al 2,0-2,1% entre 2012 y 2013, para finalmente crecer hasta el 3,2% en 2014.

En cuanto al destino de los subsidios, que totalizaron más de **\$340.000 millones** en diez años, como puede apreciarse en el **Cuadro 1** (al finalizar esta sección) los mismos se canalizan principalmente a través de dos empresas o compañías: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA), que entre otros fines tienen a su cargo, respectivamente, el subsidio a la generación de energía eléctrica (ya sea por medio de compensaciones a las generadoras, como mediante la compra de combustible) y la compra de gas importado para el abastecimiento del mercado interno.

Por una parte, las asignaciones a CAMMESA sumaron más de **\$190.000 millones** en diez años, arrojando un crecimiento promedio del orden del 63% ia. entre 2006 y 2014. En términos generales, el fuerte impulso de estas asignaciones se explica principalmente por el incremento en la cantidad de combustible líquido importado adquirido para la generación de energía (fuel oil y gas oil), como así también por el aumento del precio internacional de los combustibles. A su vez, en el año 2014 (crecieron un 97% ia.) tuvo especial incidencia el aumento de los costos de las transacciones por la generación y transporte de energía y del gas, en particular por el reconocimiento del Monitoreo de Mayores Costos de las empresas EDENOR y EDESUR.

En tanto, los subsidios a ENARSA totalizaron cerca de **\$107.000 millones**, registrando un incremento promedio del orden 85% ia. entre 2006 y 2014. Su comportamiento también se encuentra atado a los precios y volúmenes del gas importado, ya sea aquel proveniente de importaciones de Bolivia, como el gas natural licuado adquirido en el marco del Programa Energía Total (buques).

Más allá de estas dos grandes compañías, que canalizan cerca del 90% de la masa total de subsidios energéticos, también se cuentan los siguientes destinos:

- Compensaciones correspondientes al “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (denominado “Plan Gas”), como así también el destinado empresas con inyección reducida, destinado a incrementar la producción de este recurso mediante el otorgamiento de subsidios a las empresas que incrementen su producción por encima de un determinado umbral. Este Programa, puesto en marcha a comienzos

del año 2013, sumó un total de **\$17.500 millones** desde su entrada en vigencia y fines de 2014.

- Yacimientos Carboníferos de Río Turbio (\$7.800 mill.), con el propósito de atender gastos operativos y el reacondicionamiento del yacimiento;
- Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural (\$5.200 mill. aprox.).
- Ente Binacional Yaciretá (\$4.500 mill.), en concepto de anticipos por la cesión a Argentina de energía eléctrica generada por la central correspondiente a la República del Paraguay.
- Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (\$850 mill. aprox.), a través del cual se financian las compensaciones tarifarias para la Región Patagónica, al Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza y la Región conocida como "Puna".

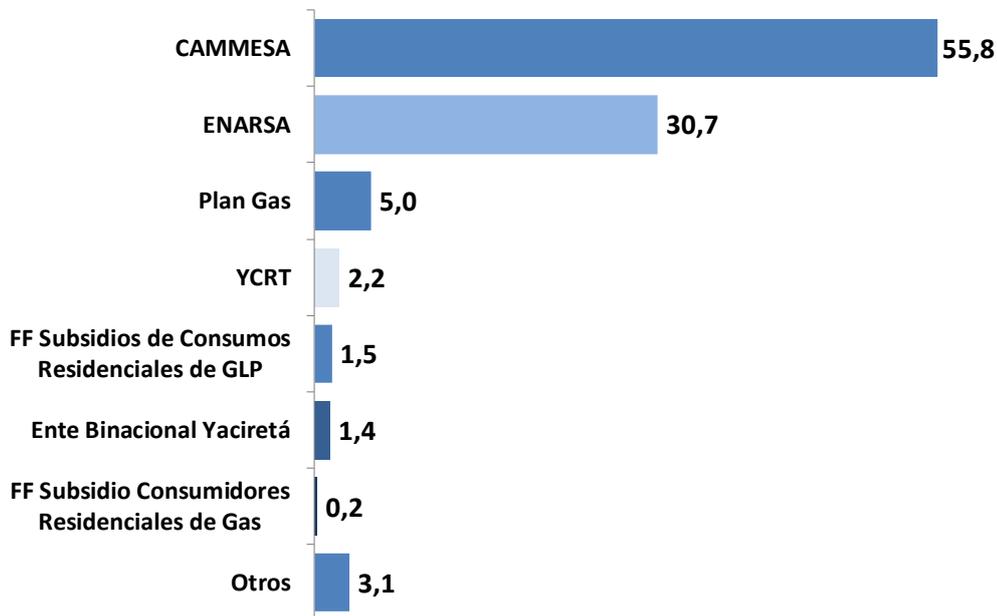
Cuadro 1
ADMINISTRACIÓN PÚBLICA NACIONAL
SUBSIDIOS ENERGÉTICOS. 2004 - 2014

(en millones de pesos corrientes)

Destino	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Subsidios	1.157	1.162	2.264	6.493	12.022	12.530	20.663	36.195	44.841	76.444	127.984
CAMMESA	676	871	1.453	4.431	8.472	8.541	13.492	23.876	24.577	36.229	71.333
ENARSA			291	632	2.282	2.584	5.200	9.689	17.075	28.644	40.470
"Plan Gas"										6.236	11.299
Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural							380	844	1.052	1.402	1.563
Yacimientos Carboníferos de Río Turbio	29,5	39,5	79,6	110,6	208,1	400,9	570,0	907,2	1.120,8	2.135,8	2.181,6
Ente Binacional Yaciretá	297	60	84	733	412	520	565	370	490	1.070	184
Organismos provinciales	151	179	263	288	304	300	316	333	319	297	329
Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales de Gas (Ley N° 25,565)						134,8	50,0	119,2	121,3	122,2	299,3
otros beneficiarios sin discriminar	2,8	12,5	92,3	298,6	345,0	49,1	90,3	57,0	85,0	307,7	324,2
Transferencias de capital	144,8	414,2	1.768,0	2.153,0	4.463,0	3.646,7	6.257,1	6.923,0	10.665,4	14.272,5	32.770,7
ENARSA			15,9	82,6	656,7	204,8	290,0	818,0	2.134,0	2.543,3	12.979,8
Organismos provinciales		177,8	387,5	244,7	488,4	603,5	630,3	874,9	1.230,7	1.592,5	2.734,0
Ente Binacional Yaciretá		67,0	48,0		93,0	112,5	26,0	183,4	38,5	234,9	0,0
Nucleoeléctrica S.A.				20,0	480,0	121,5	462,1	1.402,1	3.394,7	4.881,8	6.608,3
Fdo. Fid. para el Transporte Eléctrico Federal			589,0	1.150,4	166,5	0,0	1.454,2	275,3	591,7	1.024,6	1.273,7
Yacimientos Carboníferos de Río Turbio		155,5	185,5	170,5	115,5	139,5	160,0	205,1	317,4	777,3	1.529,4
Resto	144,8	13,9	542,0	484,8	2.463,0	2.464,9	3.234,6	3.164,2	2.958,3	3.218,1	7.645,5
Total corrientes + de capital	1.301,5	1.576,2	4.031,7	8.645,6	16.485,5	16.176,6	26.919,8	43.117,6	55.505,9	90.716,6	160.755

Fuente: Elaboración propia, en base al SIDIF.

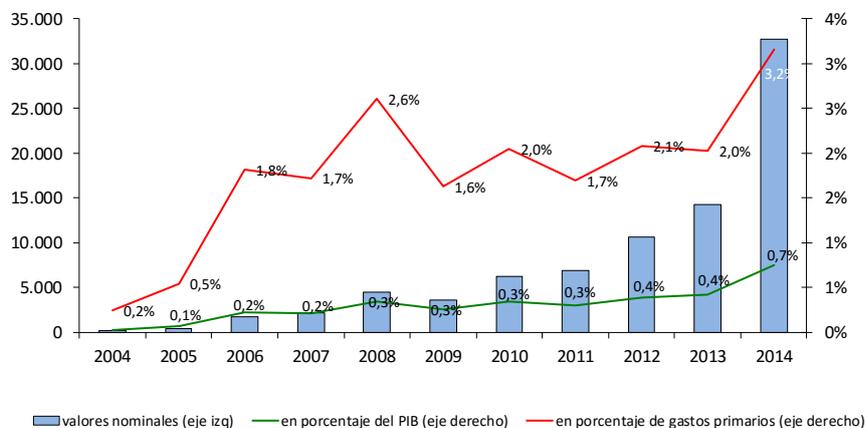
Asignación de los subsidios energéticos, en porcentajes: acumulado 2004-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

En tanto, las transferencias para el financiamiento de gastos de capital del sector energético totalizaron algo más de **\$83.000 millones** entre 2004 y 2014. Si bien en este caso se observa un comportamiento más oscilante, entre 2006 y 2014 prevalece una tendencia de crecimiento, llegando a representar en 2014 el 3,2% de los gastos primarios nacionales y el 0,8% del PIB.

Transferencias de capital al sector energético, en millones de pesos corrientes y porcentajes: 2004-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas.

En cuanto al destino de los fondos, en los últimos dos años (que concentran más del 50% del total de la serie) se destacan: i) las asignaciones para ENARSA para financiar la inversión en centrales termoeléctricas y el gasoducto del noreste argentino; ii) las asignaciones para Nucleoeléctrica S.A., responsable de las obras de extensión de vida de la Central Nuclear Embalse y la actualización y mejoramiento de la Central Nuclear Atucha I; y iii) las destinadas a empresas privadas para el tendido de líneas de tensión²¹.

Entre los principales resultados de las inversiones realizadas entre 2004 y 2014, se destacan²²:

- la incorporación de más de 8.400 Mw. de potencia instalada en el parque de generación eléctrica²³;
- la extensión de más de 5.000 km. de nuevas líneas eléctricas de alta y extra alta tensión de interconexión en el país; y
- la incorporación de 2.970 km. de nuevos gasoductos troncales.

En materia de generación eléctrica, se cuentan: i) el Plan de Terminación de Yacyretá, con el objetivo de elevar la cota del embalse a 83 metros sobre el nivel del mar, que permitió incorporar 1.800 MW efectivos a la potencia instalada; ii) el relanzamiento del Plan Nuclear Argentino, que incluyó la finalización y puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II, con una potencia instalada de 745 MW, y la extensión de la vida útil de la Central Nuclear Embalse, de 648 MW; y iii) la construcción de las centrales termoeléctricas San Martín (830 MW), Manuel Belgrano (830 MW), Ensenada de Barragán (810 MW), Pilar (500 MW) y Brigadier López (410 MW).

En tanto, en materia de interconexión eléctrica, se puede mencionar: i) la Interconexión NOA-NEA (1.200 km); ii) la Interconexión Comahue-Cuyo (708 km); iii) la Interconexión Tercera Línea de Yacyretá (912 km); iv) la Interconexión de la Patagonia (que incluye Choele-Choel - Puerto Madryn; Puerto Madryn - Pico Truncado; y Pico Truncado - Río Turbio - Río Gallegos - El Calafate, un total de 1.897 km); v) la Interconexión San Juan-Mendoza (175 km); vi) la Interconexión

²¹ En el Cuadro 1, estas últimas asignaciones se incluyen dentro del rubro “resto”.

²² Estos resultados surgen del “Plan Energético Nacional 2014-2019” elaborado por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

²³ La Potencia Instalada Efectiva Bruta pasó de 22.979 MW en 2003 a 31.405 MW en 2014. Fuente: CAMMESA.

Recreo-La Rioja (190 km); y vii) la Interconexión Rosario Oeste-Río Coronda (65 km).

Finalmente, en materia de transporte de gas natural, las obras más significativas fueron: i) la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural (3.000 km)²⁴, que como resultados de su segunda etapa (2006-2015) proyecta un aumento de la capacidad de transporte nacional de 25,9 MM de m³/día; ii) la construcción del Gasoducto Nuevo Cruce del Estrecho de Magallanes (37,7 km), que aportó 18 mill. de m³/día; iii) la construcción del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (32 km), con una contribución al sistema de transporte de 17,6 mill. de m³/día; y iv) la expansión de sistemas de distribución regionales (1.000 km de red troncal más 450 km en redes de distribución). Adicionalmente, se encuentra en ejecución la obra correspondiente al Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), con el objetivo de llevar gas natural a las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones y al norte de Santa Fe.

En suma, las inversiones realizadas tanto en materia energética como en el sector del gas natural permitieron interconectar las regiones eléctricas NEA-NOA, Comahue-Cuyo y toda la Patagonia con el resto del país. Por consiguiente, diez provincias se interconectaron al SADI en los últimos once años: Chubut, Santa Cruz, San Juan, La Rioja, Formosa, el interior de Chaco, el norte de Santiago del Estero, Jujuy, Salta y el sur de Mendoza. En lo concerniente a las ampliaciones en los gasoductos troncales y cañerías de distribución de gas natural, se vieron beneficiadas las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, La Rioja, Córdoba, Mendoza, San Luis, La Pampa, Entre Ríos, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

No es el objeto de este informe la evaluación exhaustiva de las inversiones realizadas en materia energética. No obstante ello, cabe puntualizar que, si bien resulta innegable que las inversiones resultaron insuficientes (o llegaron “tarde”), no debe dejarse de lado el hecho de que ese proceso se llevó adelante en un contexto de aislamiento del mercado internacional de capitales, lo cual obligó a financiar los proyectos casi exclusivamente con ahorro interno.

En el **Cuadro 1** que se expuso precedentemente, se muestra el detalle de los principales destinos de las transferencias de carácter económico al sector

²⁴ Este proyecto incluyó la instalación, a lo largo y a lo ancho del país, de más de 3.000 kilómetros de cañería de gran diámetro, el incremento de aproximadamente 300.000 HP de potencia de compresión en 17 plantas compresoras y la ejecución de numerosas obras complementarias para readaptar el sistema existente.

energético, discriminando las asignaciones para gastos corrientes (subsidios) de las transferencias para gastos de capital, como así también los principales actores intervinientes en su canalización.

3. Efectos de los subsidios sobre la equidad y la calidad

3.1. Efectos de los subsidios energéticos sobre la equidad

Lombardi, Mongan, Puig y León (2014) estimaron la incidencia distributiva de los subsidios a la energía residencial (electricidad, gas de red y gas envasado) y a otros sectores, a partir del gasto del Tesoro Nacional en subsidios para 2013 y utilizando la Encuesta Nacional de Gasto de los Hogares (ENGHo) 2004-2005 publicada por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INDEC)²⁵.

El gasto público resulta progresivo (regresivo) cuando las transferencias con las que se beneficia una persona es proporcionalmente menor (mayor) respecto de su ingreso, a medida que este último aumenta. Asimismo, el gasto se considera pro-pobre (pro-rico) si se concentra en los estratos de menores (mayores) ingresos; es decir, cuando el beneficio del gasto en términos absolutos es mayor para estos grupos. De esta manera, el carácter progresivo y pro-pobre del gasto contribuye positivamente a disminuir la desigualdad en la distribución del ingreso.

3.1.1. La equidad social de los subsidios al consumo residencial de gas

Para determinar el grado de focalización de los subsidios al consumo de gas, Lombardi et al (2014) identificaron en la ENGHo los hogares que cuentan instalación de gas natural por red, luego cuantificaron su consumo en metros cúbicos (m³), y aplicaron los conceptos tarifarios establecidos por cada distribuidora de gas según las categorías de consumos para clientes residenciales²⁶. Vale aclarar que los rangos de consumo anual en metros cúbicos difieren dentro de las distribuidoras, teniendo en cuenta la localización de los clientes y las necesidades de consumo de los mismos.

²⁵ Los autores no abordan los efectos micro ni macroeconómicos de alterar el volumen o la estructura de los subsidios. A su vez, sólo consideran los subsidios para el consumo directo de servicios por los hogares. Finalmente, dado que la ENGHo corresponde a consumos realizados entre el cuarto trimestre de 2004 y el cuarto trimestre de 2005, el trabajo supone que los patrones relativos de consumo de las familias se mantuvieron desde la fecha. Dada la lejanía de la misma y a la importancia que tiene los subsidios en el presupuesto familiar, tal supuesto no resulta del todo realista, requiriendo actualizar los resultados según los datos de la ENCHO del año 2012.

²⁶ Estas tres grandes categorías (R1, R2 y R3) se subdividieron hacia adentro para captar con mayor precisión los patrones de consumo, definiendo ocho categorías de clientes residenciales (R1, R2, R22, R23, R31, R32, R33, R34).

En todas las distribuidoras los esquemas tarifarios son progresivos, aumentando el costo del metro cúbico de gas a medida que aumentan los niveles de consumo. En cuanto a los subsidios al gas importado, los usuarios de las categorías R1 y R2 no abonan ningún cargo excedente, ya que cuentan con un subsidio del 100%, mientras que los usuarios de las categorías R3 se benefician de un subsidio del 71,3% sobre el valor del cargo del costo del gas importado, afrontando el resto.

A diferencia del gas de red, en el caso del gas envasado el valor del subsidio surge de la diferencia entre el precio de la garrafa subsidiada y del valor de mercado de la garrafa, por lo que el costo del metro cúbico y del subsidio es uniforme para todos. Sin embargo, la garrafa es consumida en mayor medida por los deciles de menor ingreso, dado que suelen ser aquellos que no acceden a la red de gas.

En el siguiente cuadro se presenta la participación de cada decil de ingreso en el total de los subsidios, el 32,7% de los subsidios se concentra en los dos deciles más ricos de la población, y apenas el 8,6% se destina al 20% más pobre. Esto responde principalmente a dos cuestiones: el mayor nivel de consumo de los deciles superiores y el menor acceso al gas natural de red por las familias de los deciles inferiores. Dada la mayor utilización de garrafas por hogares de menores ingresos, el 42,1% del subsidio de gas envasado se concentra en los primeros tres deciles.

Incidencia de los subsidios al gas (2013)

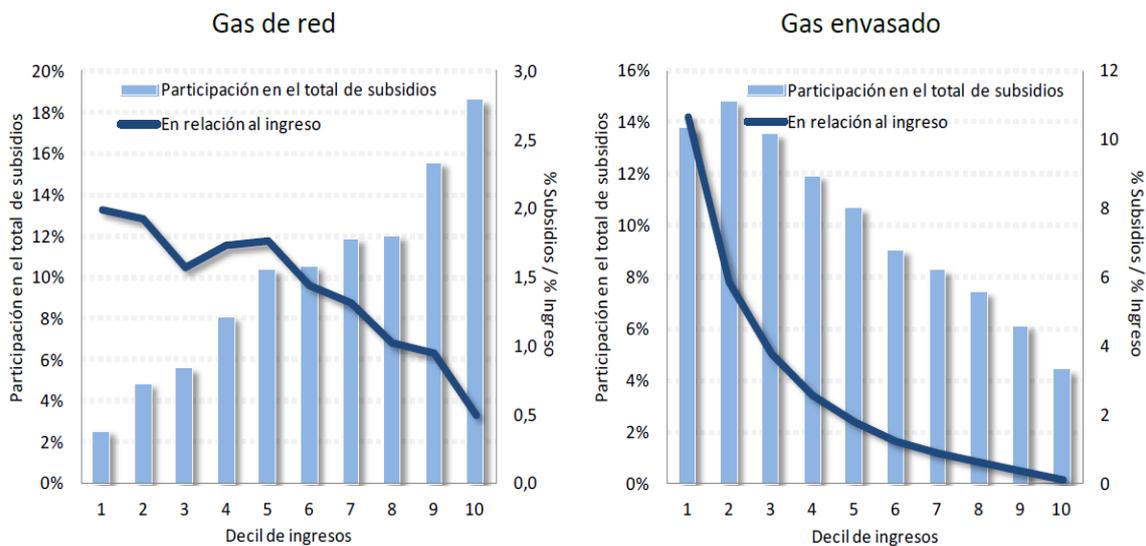
Decil de IPCF	Gas de red		Gas envasado	Subsidio total gas
	Consumo promedio (m ³ x mes)	Participación en los subsidios	Consumo promedio (m ³ x mes) / Part. en los subsidios	
1	2,6%	2,6%	13,8%	3,2%
2	5,2%	4,9%	14,8%	5,4%
3	6,0%	5,6%	13,5%	6,1%
4	8,3%	8,1%	11,9%	8,3%
5	10,2%	10,4%	10,7%	10,4%
6	11,1%	10,5%	9,0%	10,4%
7	11,9%	11,9%	8,3%	11,7%
8	12,5%	12,0%	7,4%	11,7%
9	15,0%	15,5%	6,1%	15,0%
10	17,1%	18,6%	4,4%	17,7%

Fuente: Lombardi et al (2014).

Adicionalmente, en el siguiente gráfico se observa la progresividad de los subsidios al gas. La línea sólida indica la participación del subsidio en relación al

nivel de ingresos. Un valor mayor (menor) a uno implica que para ese decil de ingresos la participación del mismo en el total de subsidios es mayor (menor) a su participación en el ingresos. Las barras indican la participación absoluta de cada decil en el total de los subsidios. Como se mencionó, la progresividad es más clara en el caso del gas envasado que el gas de red, hecho que puede verse en que la pendiente de la línea es mucho más pronunciada. Por otro lado, de las barras se desprende que, en el caso del gas envasado, los estratos de menores recursos concentran la mayor parte de los subsidios, es decir, es pro-pobre; aspecto que no se manifiesta en el caso del gas de red que es claramente pro-rico. Para mejorar tanto la asignación del gasto en subsidios y la distribución del ingreso resulta necesario focalizar los subsidios a los deciles de menores ingresos, evitando destinar recursos públicos a deciles que están en condiciones de pagar la factura plena. Una posible alternativa es establecer una tarifa social para los deciles de menor ingreso.

Subsidios al gas por decil de ingresos (2013)



Fuente: Lombardi et al (2014).

3.1.2. Distorsiones en las tarifas del servicio de gas

A continuación se presentan las distorsiones existentes entre el costo y el precio de venta del gas. Como fuera mencionado previamente, estas distorsiones se corrigen con transferencias a ENARSA para cubrir la diferencia entre el costo del gas importado y el precio pagado por las empresas. Se observa que el precio

promedio pagado por la demanda representa el 32% del costo del gas natural importado de Bolivia, el cual representa el 28% de la demanda interna²⁷ y por su elevado costo relativo, alcanza el 60% del costo de abastecimiento interno. En relación al costo del GNL, al costo promedio de abastecimiento interno y al costo promedio de cuencas argentinas, el precio promedio pagado por la demanda cubre solamente el 20%, 55% y 88% del costo, respectivamente.

Costo y precio de venta del gas (30 de agosto, 2014)

Cuesta	US\$/MMBTU
Promedio de cuencas argentinas (incluye plan gas)	3,72
Costo promedio de Abastecimiento	6
Gas natural de Bolivia	10,2
GNL	16,5
Se paga	
Promedio usuarios residenciales ahorro medio	0,76
Promedio usuarios residenciales sin ahorro	1,95
Promedio pagado por demanda	3,29

Fuente: Caratori (2014) en base a Secretaría de Energía de la Nación, MECON y Montamat& Asociados.

3.1.3. La equidad social de los subsidios al consumo residencial de electricidad

Una vez más, para determinar los deciles que se benefician del subsidio a la electricidad Lombardi et al (2014) identificaron en la ENGHo el consumo de cada hogar de electricidad en kilowatts (kw) y aplicaron los cuadros tarifarios publicados por el ENRE y los entes reguladores provinciales. Por último, de acuerdo al consumo de cada hogar, calcularon los montos que deberían pagar con y sin subsidio a los fines de obtener el monto de subsidio percibido por cada hogar. Todas las distribuidoras presentan una estructura progresiva en sus cuadros tarifarios, es decir el costo por kw se incrementa a medida que los usuarios consumen una mayor cantidad de electricidad.

²⁷ El gas natural importado representaba el 4% del abastecimiento interno en 2005 (Caratori, 2014).

Distribución de los subsidios eléctricos por decil de ingreso

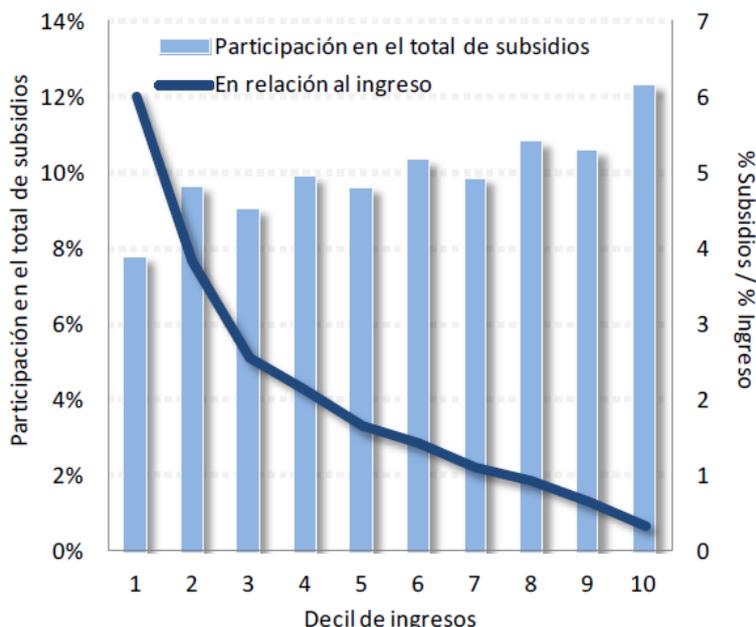
Decil de IPCF	Consumo promedio (kw x mes)	Participación en los subsidios
1	7,9%	7,8%
2	9,7%	9,6%
3	9,1%	9,1%
4	9,9%	9,9%
5	9,6%	9,6%
6	10,3%	10,3%
7	9,8%	9,9%
8	10,8%	10,8%
9	10,6%	10,6%
10	12,4%	12,3%

Fuente: Lombardi et al (2014).

A diferencia del caso del gas, puede apreciarse que existe menos disparidad en el consumo de electricidad por decil de ingreso, a pesar de que se puede apreciar una diferencia de 4,5 puntos porcentuales entre el primer y el último decil. A su vez, si bien las estructuras tarifarias son en general progresivas, la distribución de los subsidios se corresponde con la distribución del consumo entre los deciles; no reflejándose ningún impacto significativo en cuanto a la progresividad del cuadro tarifario. En este sentido los dos deciles más ricos acumulan el 22,9% de los subsidios al consumo eléctrico, mientras que el 20% más pobre acumula el 17,4%.

A continuación se presenta la progresividad de los subsidios a la energía eléctrica, y se observa que la línea sólida que muestra la participación del subsidio en relación al nivel de ingresos también tiene pendiente negativa. Vale aclarar que el subsidio para el consumo de electricidad es más progresivo que el de gas porque la pendiente es mayor. Finalmente, los subsidios a la electricidad tampoco son pro-pobres, ya que no se concentran, en términos absolutos, en los hogares de menores recursos.

Subsidios a la electricidad por decil de ingresos



Fuente: Lombardi et al (2014).

3.1.4. La equidad territorial de los subsidios a la electricidad

En el marco de las demoras en la actualización tarifaria y la renegociación de los contratos de concesión con las distribuidoras del AMBA²⁸, las empresas EDENOR y EDESUR no pueden pagar en el presente sus costos de compra de energía, los salarios de sus empleados y a sus proveedores en forma simultánea²⁹. El cuadro de cesación de pagos se presenta en el Anexo I a través de las pérdidas de los estados contables. Bajo este contexto, otro esquema de subsidios a los usuarios del AMBA que no se observa en el interior del país son las compensaciones parciales que CAMMESA hace a las empresas EDESUR y EDENOR por el reconocimiento de los mayores costos. Estas se producen directamente a través de préstamos, o bien mediante la cancelación de deuda que las empresas tienen con CAMMESA por la compra de energía. A continuación se detallan los costos de las principales compensaciones aprobadas por la Secretaría de Energía de la Nación:

- Resolución SE N° 250/13 (mayo 2007-febrero 2013), reconocimiento de mayores costos, aproximadamente \$2.500 millones a cada una.

²⁸ Tampoco se renegociaron los contratos de los servicios de transporte a cargo de TRANSENER y su empresa controlada TRANSBA.

²⁹ Desde octubre de 2012 EDENOR comenzó a postergar parcialmente los pagos a CAMMESA por la energía cobrada a sus clientes. Esta situación se profundizó durante 2013.

- Notas Secretaría de Energía N° 486; 1136 y 4012/14. \$5.200 millones a EDENOR y \$4.900 millones a EDESUR.
- Resolución N° 32/15, perfecciona la metodología, con un cuadro tarifario virtual que permite calcular “Ingresos Adicionales” y compensar la diferencia con los cuadros reales, mediante reconocimientos de mayores costos. El Tesoro se hace cargo de las deudas de las empresas con CAMMESA.

En el capítulo siguiente se analizan las distorsiones tarifarias no solo a nivel nacional sino también a nivel regional.

3.2. Efectos de los subsidios energéticos sobre la calidad del servicio de electricidad

La “Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio y Producto Técnico” de Electricidad en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) ha sido definida por la Resolución ENRE-N°527/1996. Al respecto, el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión de Distribución de Electricidad define los niveles de la calidad del servicio y producto técnico, los cuales abarcan la frecuencia de los cortes y su duración, en el primer caso, y el control de los niveles de la tensión suministrada y las perturbaciones, en el segundo caso³⁰.

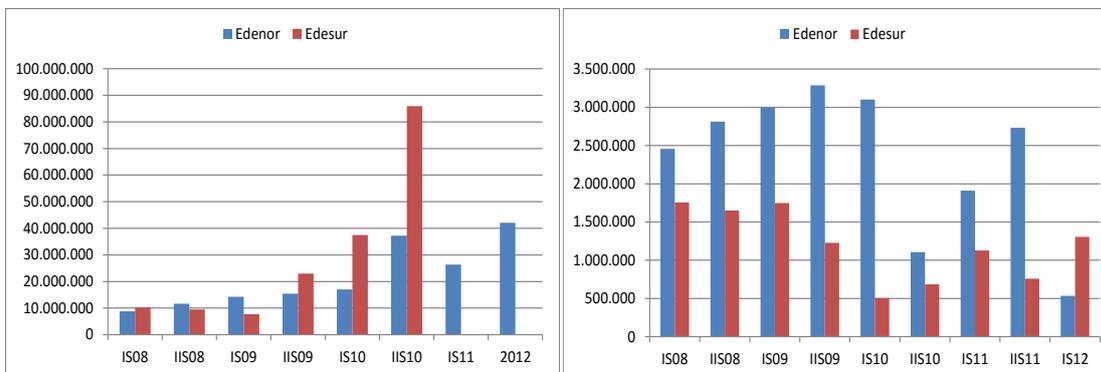
Como un indicador proxy de la calidad del servicio de electricidad, se presentan las sanciones económicas impuestas por el ENRE a las distribuidoras del AMBA (EDESUR y EDENOR) ante el incumplimiento de las regulaciones sobre calidad del servicio y producto técnico. Si bien las sanciones económicas son indicadores imperfectos de la calidad del servicio de distribución de electricidad, estas han crecido durante los últimos años en el caso de la calidad del servicio técnico; mientras que, en cambio, han caído en el caso de la calidad del producto técnico. Por lo tanto, puede afirmarse que la frecuencia y duración de los cortes se incrementó para EDESUR y EDENOR desde el año 2008, aunque se mantuvo invariable la tensión promedio y perturbaciones.

³⁰ El nivel de la tensión está definido por el promedio de la tensión medida durante un período de 15 minutos.

Sanciones económicas

Por calidad del servicio técnico

Por calidad del producto técnico



Fuente: Anuario ENRE 2012.

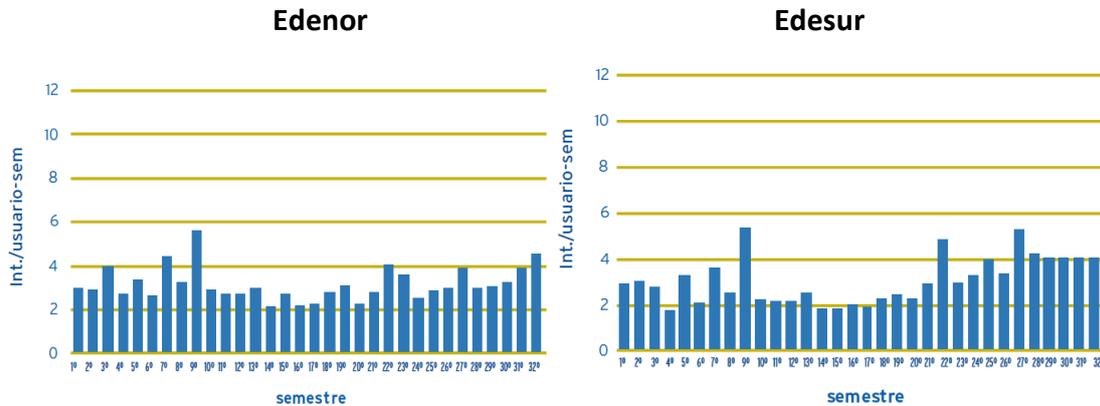
Los siguientes gráficos presentan los indicadores de desempeño globales semestrales (frecuencia media de interrupción por kVA y tiempo total de interrupción por kVA, para red interna (red propia de la distribuidora) y red total, (adicionando las interrupciones con origen en red externa originada en generación y transporte)³¹. Los indicadores de desempeño a nivel internacional, son:

- Frecuencia media de interrupción por usuario -Fc- (o $\text{systemaverageinterruptionfrequencyindex}$ - SAIFI)= $\frac{\text{total de usuarios interrumpidos en "n" interrupciones}}{\text{total de usuarios abastecidos}}$ [Interrupciones/usuario-semester]
- Tiempo total de interrupción por usuario -Tc- (o $\text{systemaverageinterruptiondurationindex}$ - SAIDI)= $\frac{\text{total de horas-usuario interrumpidos en "n" interrupciones}}{\text{total de usuarios abastecidos}}$ [horas/usuario-semester]

Si bien la frecuencia media de las interrupciones se ha incrementado en el caso de EDESUR durante los últimos años, esto no ha sucedido en el caso de EDENOR. Sin embargo, el tiempo de las interrupciones ha aumentado en las últimas mediciones para ambas empresas de distribución.

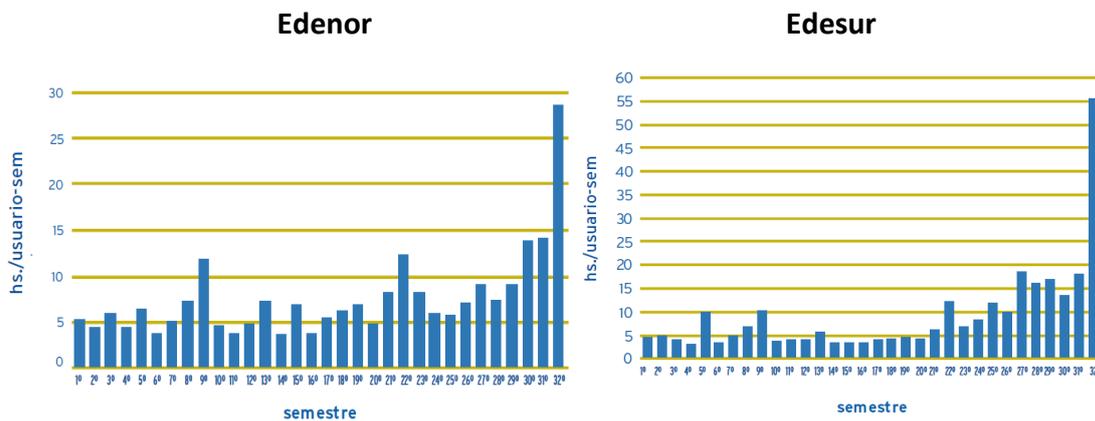
³¹ Se consideran todas las interrupciones mayores a tres minutos, sin excluir los casos para los que las concesionarias invocan causales de fuerza mayor.

Frecuencia media de la interrupción por usuario (Fc)



Fuente: Anuario ENRE 2012.

Tiempo total de la interrupción por usuario (Tc)



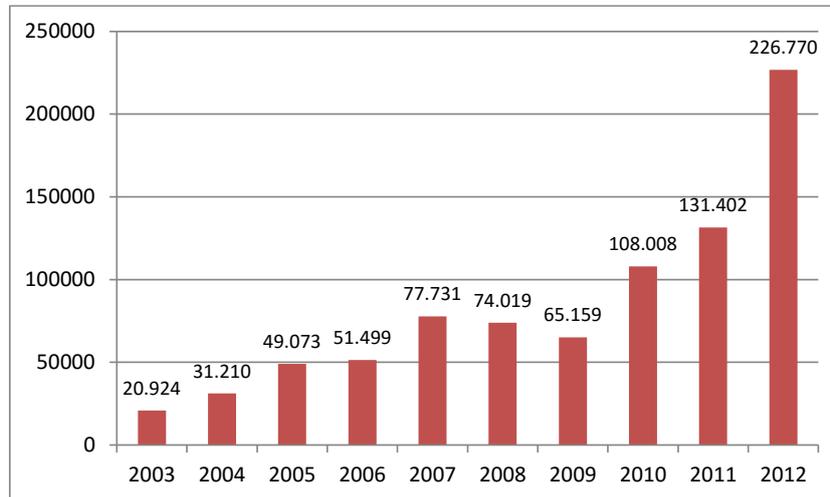
Fuente: Anuario ENRE 2012.

Para medir el nivel de tensión suministrado al total de usuario ENRE ha procesado 39.163 mediciones entre 2008-2012, en ubicaciones determinadas al azar. La calidad medida con el nivel de tensión se ha deteriorado en el caso de EDENOR en los últimos 5 años, mientras que EDESUR mantuvo el nivel de calidad. Por su parte, en cuanto a las perturbaciones, el ENRE verificó que los niveles límites de armónicas y flicker regulados en la Argentina tienen un buen grado de cumplimiento en el área metropolitana de Buenos Aires, tanto para EDENOR como EDESUR.

Por otra parte, la oficina de atención al público recibe los reclamos de los usuarios, los cuales se sistematizan de acuerdo a diferentes categorías y también pueden utilizarse como proxy de la calidad del servicio de distribución de electricidad. Los reclamos, en términos globales, se incrementaron en 2012

(+72,6%), aún más que en 2011 (+21,7%). Estos dos últimos años fueron los que registraron la mayor cantidad de reclamos ingresados históricamente.

Reclamos de los usuarios presentados al ENRE (2003-2012)



Fuente: Anuario 2012, ENRE.

A su vez, y en función de la cantidad de reclamos se puede concluir que:

- La falta de suministro constituye el principal causante de los reclamos (promedió el 75% anual entre 2008-2012).
- En los últimos años, los reclamos por falta de suministro crecieron más que el resto (+145% en 2010 y 80% en 2012). En 2012, 9 de cada 10 reclamos fueron por falta de suministro.

Reclamos de usuarios presentados al ENRE, según categorías (2008-2012)

Categoría	2008	2009	2010	2011	2012
Ambiental	50	47	29	33	23
Calidad del servicio	1.664	1.043	2.035	2.607	3.415
Daños	1.965	2.126	2.518	2.524	2.179
Denuncias	181	169	194	158	142
Falta de suministro	53.342	35.594	87.217	109.197	196.763
producto técnico	6.216	4.097	4.860	3.797	5.691
Seguridad pública	5.621	4.603	6.104	8.573	15.062
Técnico-comerciales	4.980	17.480	5.051	4.513	3.495
Total	74.019	65.159	108.008	131.402	226.770

Fuente: Anuario 2012, ENRE.

4. Esquema tarifario y comparación regional

Como se explicó en el capítulo 1, la crisis económica y social del año 2002 obligó a dictar la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario que, entre otras medidas, dispuso el congelamiento tarifario y la renegociación de los contratos de concesión de las empresas de servicios públicos.

Hace más de una década que dicha ley se ha renovado anualmente y las renegociaciones previstas con las empresas del sector eléctrico aún siguen pendientes. Esto ha producido profundos cambios en la estructura de funcionamiento y regulación del sector.

Las tarifas de las empresas de transporte y distribución de gas y electricidad del área metropolitana de Buenos Aires (AMBA) se han mantenido casi sin cambios en los últimos 12 años, mientras que en el resto de las jurisdicciones provinciales se implementaron esquemas de revisión tarifaria que se han mantenido en el tiempo y permitieron actualizar el valor de las tarifas en dichas jurisdicciones.

Esto explica las notables diferencias entre las tarifas que pagan los usuarios del Gran Buenos Aires, atendidos por EDENOR y EDESUR, y las tarifas que se pagan en las jurisdicciones provinciales que se ejemplifican. Así, **se registran casos como los de las provincias de Córdoba y Santa Fe, cuyas tarifas para un consumo residencial mensual de 300 kw/h son diez veces mayores que las del AMBA.**

No obstante lo anterior, debe puntualizarse que la generación de electricidad se realiza en jurisdicción nacional; y por lo tanto la energía recibida por las empresas distribuidoras de todo el país tiene un precio uniforme para todo el país. Ese precio es también subsidiado y por lo tanto ese subsidio impacta o beneficia a todas la empresa por igual.

Para tratar de disminuir estas diferencias, el Gobierno Nacional implementó durante 2014 el “Plan de Convergencia Tarifaria Federal”. Este plan previó el congelamiento de las tarifas de las empresas provinciales hasta el 31 de diciembre de 2014.

Como contrapartida a dicho congelamiento, se entregarían fondos desde el Tesoro Nacional para la realización de inversiones, las cuales debían ser consensuadas entre las Provincias y la Nación.

En este contexto, varios Estados provinciales suspendieron su actualización tarifaria, pero la demora en la llegada de los fondos, que retardó a su vez la ejecución de las inversiones programadas, en conjunto con el contexto

inflacionario que atrasó en términos reales la relación de las tarifas con los costos de prestación, pusieron en dificultades a varias empresas provinciales para cumplir con sus obligaciones (por ejemplo, el pago de la energía a CAMMESA), e hicieron que a partir del 31 de diciembre de 2014 las Provincias volvieran a actualizar sus tarifas según sus mecanismos originales.

El desequilibrio tarifario existente entre jurisdicciones en el interior del país también se verifica al realizar la comparación a nivel regional, siendo la República Argentina y la República Bolivariana de Venezuela los países de la región con tarifas más bajas tanto para usuarios residenciales, como comerciales e industriales.

Es así que, por ejemplo, **un usuario residencial argentino tipo paga una tarifa por servicio eléctrico 17 veces menor que en Chile, y una industria radicada en Argentina abona una tarifa 16 veces menor que una industria brasilera.**

En relación a las tarifas de Gas Natural, se observa la misma disparidad entre las tarifas locales con las vigentes en los países de la región. En abril de 2014, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), emitió la Resolución N°2851 –luego modificada por la Res. 3352 de junio 2015- por la cual se fijan nuevos cuadros tarifarios, modificando parcialmente los que permanecían congelados desde 2002. Es así que se prevé una reducción en la aplicación de subsidios para usuarios residenciales y comerciales, dependiendo del nivel de ahorro respecto al mismo periodo del año anterior.

Por lo tanto, si un usuario argentino logra ahorrar más de un 20% de su consumo de gas con respecto al año anterior, abonará por ejemplo, una tarifa 28 veces inferior a la que abonaría si residiera en Brasil ó Uruguay; en cambio, si logra ahorrar entre el 5 y el 20%, pagará 9 veces menos que la tarifa regional promedio; y si ahorra menos del 5%, abonará la sexta parte de la tarifa que pagaría en Brasil.

Este apartado tiene por objeto analizar la relación entre las tarifas de electricidad y gas natural por red en Argentina y Sudamérica, a partir de la comparación del precio medio de venta al consumidor final –tarifas eléctricas: datos a septiembre 2015; tarifas de gas natural a junio 2015.

Para alcanzar dicho objetivo, se realizaron las siguientes tareas:

- Tarifas eléctricas:

- ❖ Benchmarking a nivel nacional y regional,

- ❖ Recopilación de normativa regulatoria y cuadros tarifarios, en moneda local, para los siguientes países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.
- ❖ Identificación de los distintos tipos de usuario a analizar. La caracterización supone los siguientes escalones de consumo mensual:
 - **Usuarios residenciales:** suministro en Baja Tensión, potencia contratada menor a 10Kw, y consumo mensual de 30, 150, 300 y 1000 Kw/h, respectivamente.
 - **Usuario comercial:** suministro en Baja Tensión, potencia contratada de 30Kw y un factor de uso del 65%.
 - **Usuario industrial:** suministro en Media Tensión, potencia contratada de 300Kw y un factor de uso del 80%.
- ❖ Determinación de los precios medios para cada categoría de usuario

- Tarifas de gas:

- ❖ Se trabajó en base información de la Asociación de Distribuidoras de Gas Natural de la República Argentina – ADIGAS – con datos de Junio 2015.
- ❖ Se identificaron los siguientes tipos de usuarios: Usuario Residencial, Usuario Comercial, Usuario Industrial Pyme, y grandes Usuarios Industriales. En todos los casos se consideró un consumo estándar de este segmento en cada país y las tarifas con impuestos, incluye el cargo 2067 para la importación de gas natural y FOCE GAS, fondo destinado a inversiones en distribución. No incluye impuestos provinciales, ni municipales.

4.1. Tarifas eléctricas medias en Argentina con subsidios.

En este apartado se presentan los resultados del cálculo de las tarifas medias vigentes para el sector residencial, comercial e industrial de los seis principales distribuidores de electricidad de la República Argentina y que ponen en evidencia las inequidades tarifarias vigentes y descriptas en la introducción de este capítulo.

En los cuadros y gráficos siguientes se resumen los resultados alcanzados de la comparación de tarifas vigentes con subsidios en las empresas EDENOR y EDESUR (concesionarias de la distribución de energía eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires), EDELAP (La Plata y alrededores), EDEMSA (Provincia de Mendoza), EPEC (Provincia de Córdoba), EPESF (Provincia de Santa Fe), que en conjunto

representan más del 60% del mercado eléctrico, medido tanto en cantidad de clientes como en energía vendida.

Los valores comparados indican la tarifa media con subsidios, expresados en pesos por Kw/h, netos de impuestos y de cualquier otro cargo extra aplicado por las distintas operadoras.

Tarifa media en Argentina con subsidios - \$/ kWh

EMPRESA	Residencial				Comercial	Industrial
	Consumo Mensual (kWh)					
	30	150	300	1000		
EDENOR	0,155	0,096	0,069	0,161	0,160	0,092
EDESUR	0,156	0,097	0,070	0,163	0,161	0,092
EDEMSA	0,178	0,127	0,192	0,277	0,408	0,215
EPEC	0,815	0,671	0,710	1,038	1,138	0,148
EDELAP	0,407	0,167	0,133	0,453	0,319	0,142
EPESF	0,902	0,621	0,655	0,872	0,230	0,154

Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB³²

4.1.1. Usuarios Residenciales.

El análisis realizado pone de manifiesto la magnitud de la dispersión tarifaria que se observa entre los distintos estados provinciales.

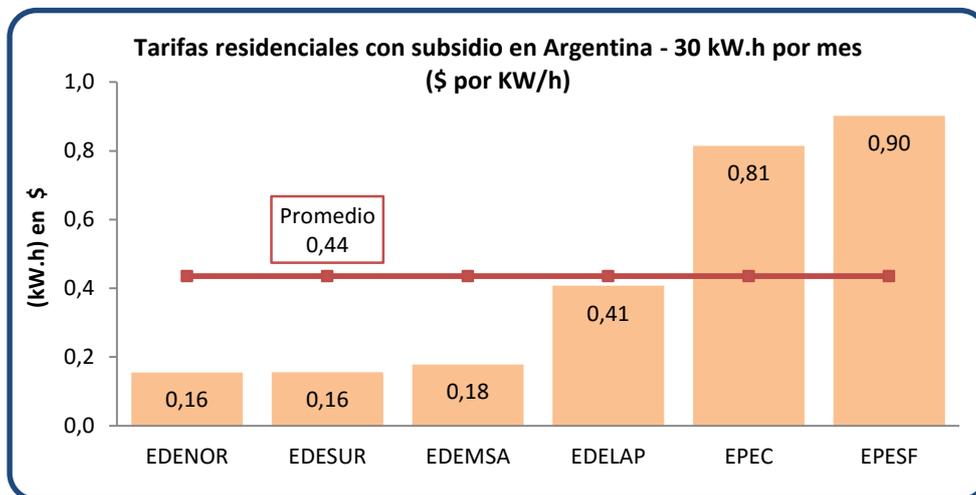
Es así que un usuario que consume 30kw/h mes, y reside en las áreas de concesión de EDENOR o EDESUR (Gran Buenos Aires), paga por el servicio eléctrico 5,6 veces menos que los usuarios de Santa Fé ó Córdoba³³ y 2,75 veces menos que el promedio nacional.

Para el resto de los escalones de consumo analizados, la dispersión observada es aún mayor. En el caso de consumos de 150 kw/h y 300kw/h mensuales –rango de consumo donde se ubica la mayor cantidad de usuarios– se observa que un residente en Córdoba y Santa Fé abona tarifas por el servicio eléctrico hasta 10 veces más altas que un residente del Gran Buenos Aires, y 4,3 veces superiores al promedio nacional.

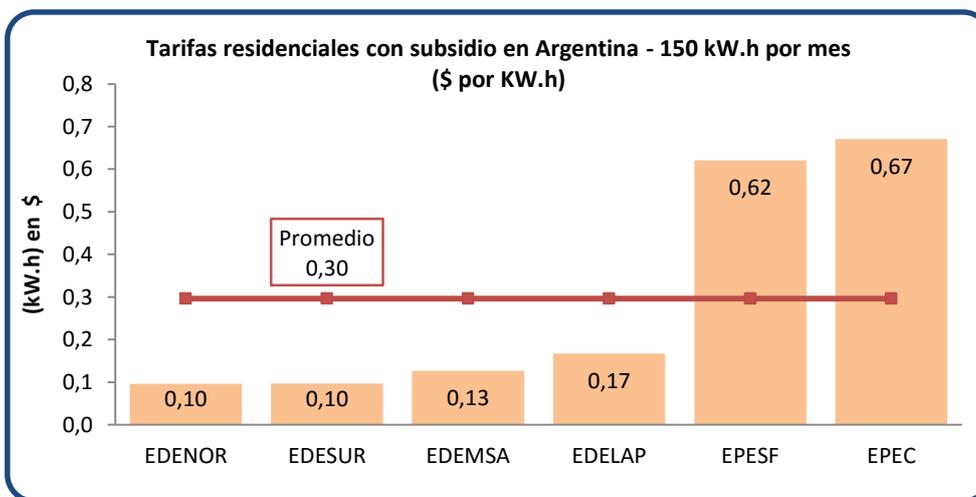
³² CERES: Centro de Estudios Regulatorios – Universidad de Belgrano.

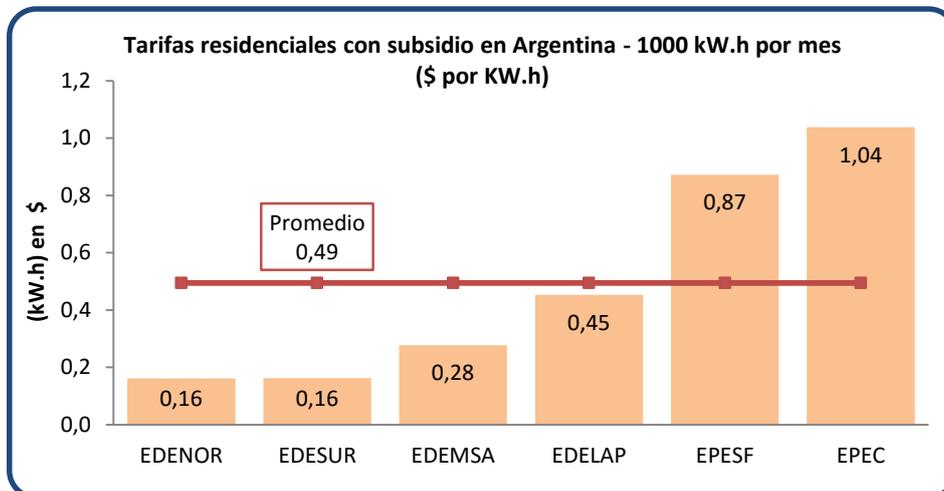
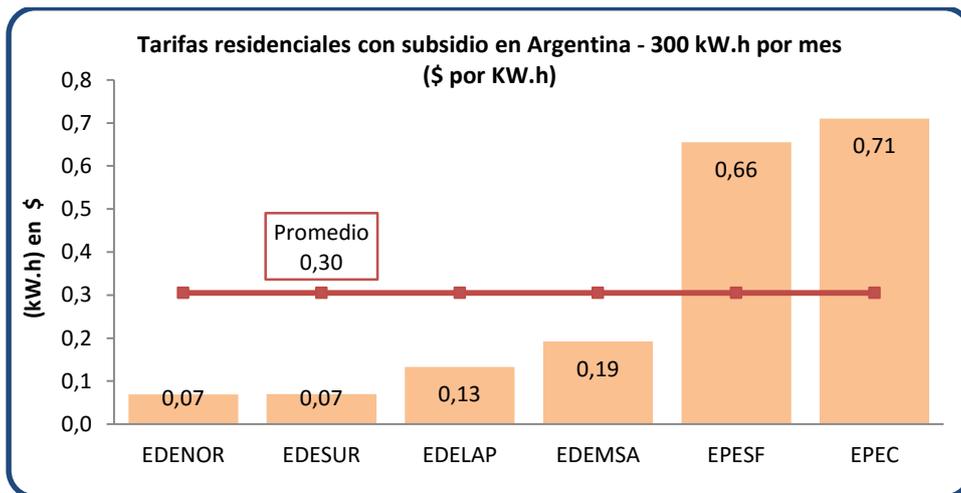
³³ En la comparación aquí presentada no se incluyen los cargos tarifarios que las distribuidoras provinciales incorporan en sus facturas para el financiamiento de inversiones. Con lo cual si se las considerara, la dispersión podría ser aún mayor que la presentada.

Si el consumo es aún mayor, y se analiza un escalón de consumo de 1.000 kw/h mes, en el AMBA se pagan tarifas de electricidad 6,5 veces más bajas que en Córdoba o Santa Fe, y 3 veces más bajas que el promedio de las provincias bajo análisis.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB



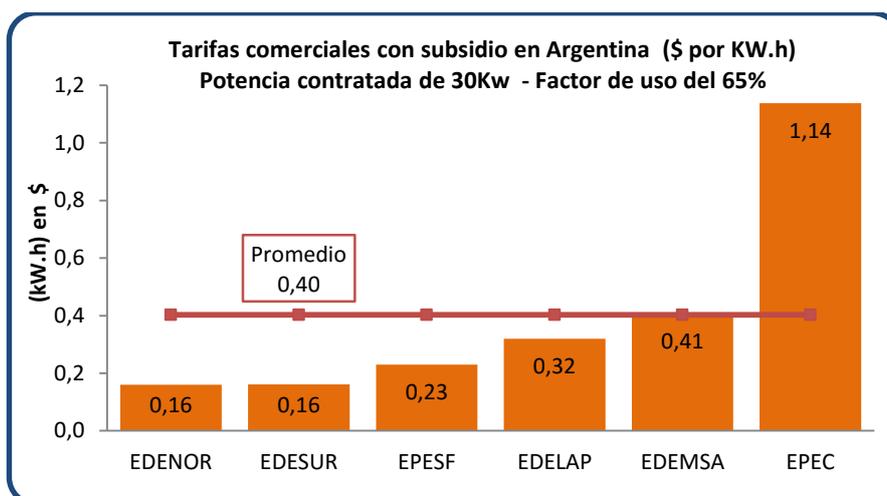


Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.1.2. Usuarios Comerciales

Si se analiza la situación de los Usuarios Comerciales, se observa una situación similar a la planteada para los clientes residenciales.

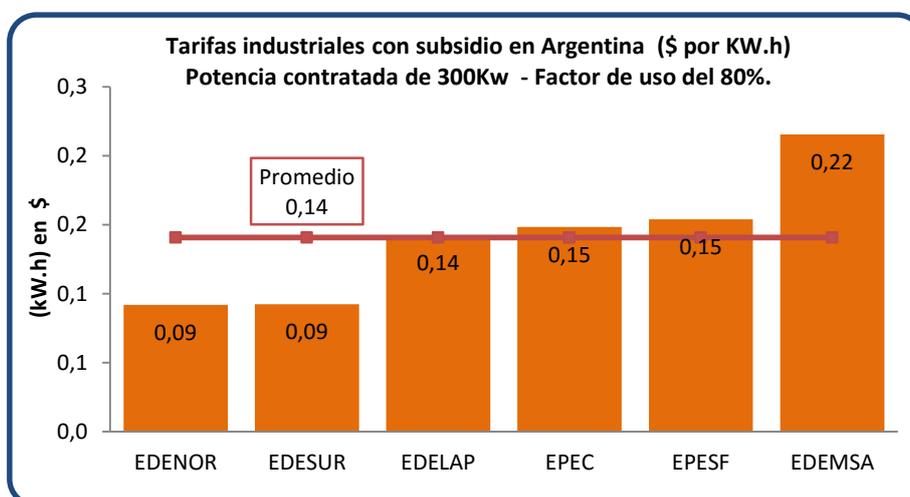
Para el caso de una potencia contratada de 30kw y un factor de uso del 65%, un usuario comercial (ó industria pequeña) radicado en el AMBA abona tarifas eléctricas 7 veces más bajas que un comercial en Córdoba y 2,5 veces menores que el promedio de las provincias bajo análisis.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.1.3. Usuarios Industriales

En el caso de Industrias, la dispersión es relativamente menor en relación a los casos anteriores. Un usuario de esta categoría, que contrate una potencia de 300kw y con un factor de uso del 80%, radicado en el ámbito de prestación del servicio de EDENOR ó EDESUR, paga tarifas eléctricas 2,4 veces más bajas que uno radicado en Mendoza, y 1,5 veces menores que el promedio de las provincias bajo análisis.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.2. Tarifas eléctricas medias en Argentina sin subsidios

En este apartado se reformulan los cuadros y gráficos presentados en el ítem precedente, y se presenta la comparación de las tarifas medias vigentes para las mismas seis mayores distribuidoras del país, pero sin subsidios, para usuarios

residenciales, comercial e industrial y para los mismos escalones de consumo en kw/h mensual. Asimismo, se indica el peso o proporción del subsidio en la tarifa, para cada uno de los operadores analizados. Cabe recordar, como se explicó en la sección 1.1, que los subsidios consignados en la factura corresponden a la generación eléctrica, y se aplican uniformemente en todo el país.

Dado que en las jurisdicciones provinciales se implementaron esquemas de revisión tarifaria que se han mantenido en el tiempo y permitieron actualizar el valor de las tarifas en dichas jurisdicciones, el peso de los subsidios en las tarifas de las distribuidoras provinciales es sustancialmente menor que el peso o proporción que representan en las tarifas de las distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires. Esto se verifica para todo tipo de usuarios y para todos los escalones de consumo analizados.

De esta forma, el cuadro siguiente resume los datos correspondientes a la **tarifa media sin subsidios** (expresados en pesos por kW/h, netos de impuestos y cualquier otro cargo extra).

Por su parte, los gráficos ilustran su composición. Es decir, las barras apiladas indican el valor que alcanza la **tarifa media sin subsidios**. Por definición, la misma es igual a la suma de la **tarifa media con subsidio**, y el **subsidio medio** propiamente dicho.

Tarifa media en Argentina sin subsidios - \$/kwh

EMPRESA	Residencial				Comercial	Industrial
	Consumo Mensual (kwh)					
	30	150	300	1000		
EDENOR	0,482	0,423	0,391	0,384	0,443	0,361
EDESUR	0,481	0,422	0,390	0,385	0,442	0,359
EDEMSA	0,510	0,458	0,523	0,537	0,692	0,481
EPEC	1,133	0,996	1,036	1,297	1,419	0,415
EDELAP	0,735	0,495	0,464	0,629	0,602	0,411
EPESF	1,247	0,966	1,001	1,147	0,527	0,435

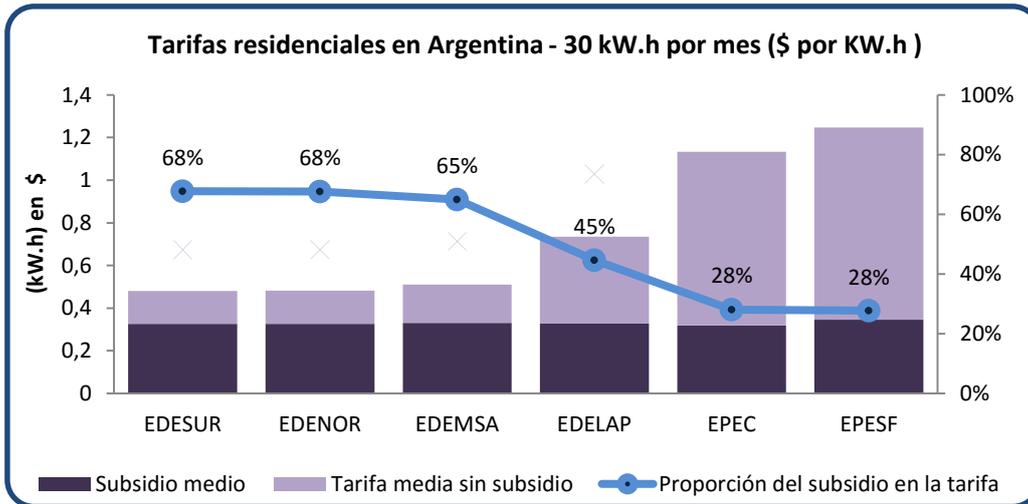
Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.2.1. Usuarios Residenciales

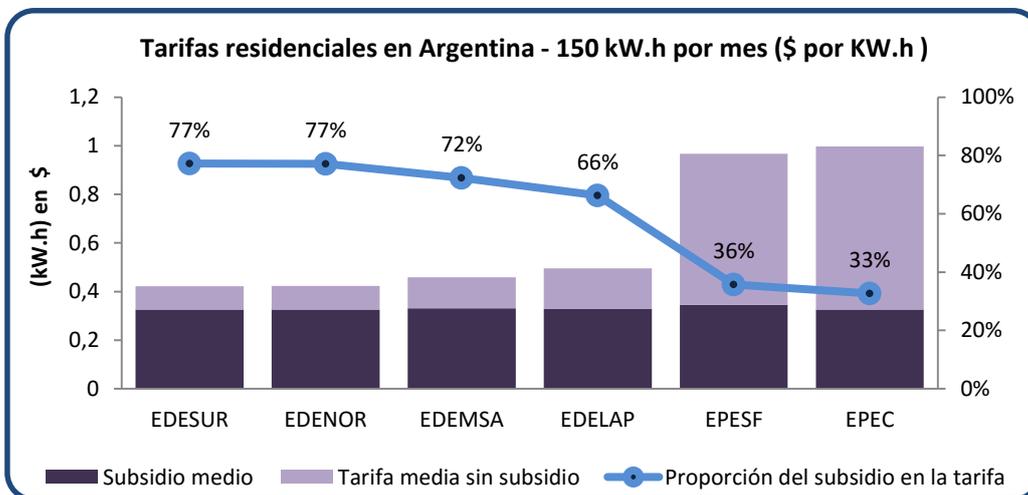
La comparación de tarifas eléctricas sin subsidios, entre las distribuidoras analizadas, también presentan una significativa dispersión de precios, y de igual

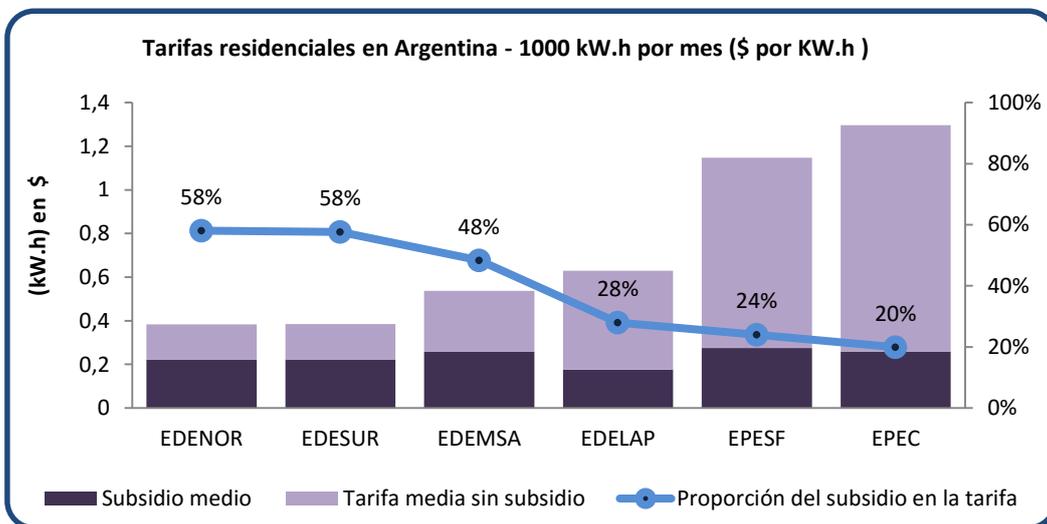
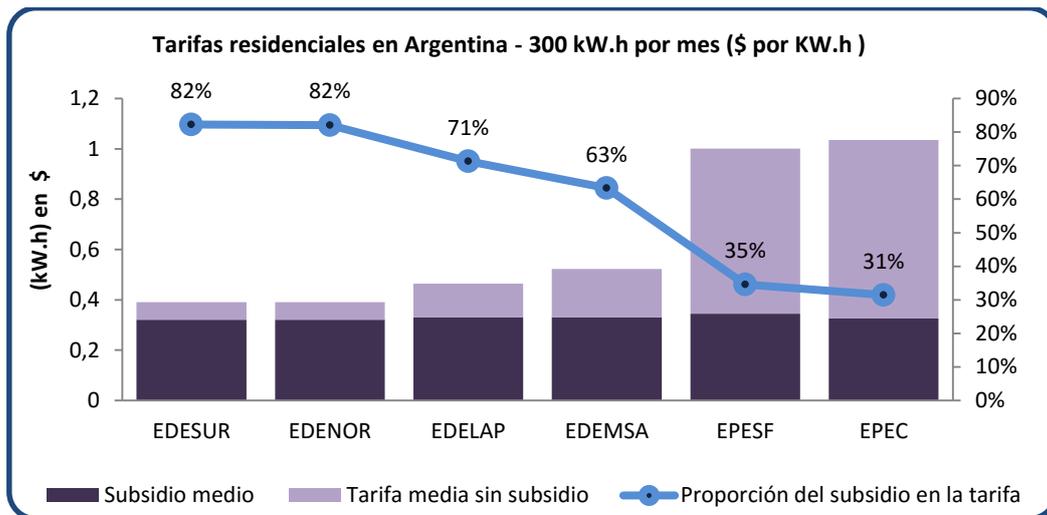
significatividad es el impacto / peso de la aplicación de subsidios sobre nivel de tarifas en las distintas jurisdicciones.

Es así que un usuario residencial del AMBA que consume 30kw/h por mes, paga sólo el 32% de la tarifa eléctrica plena, mientras que el 68% restante lo representan subsidios. El mismo usuario en la provincia de Santa Fe o Córdoba abona el 72% de la tarifa sin subsidios.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB





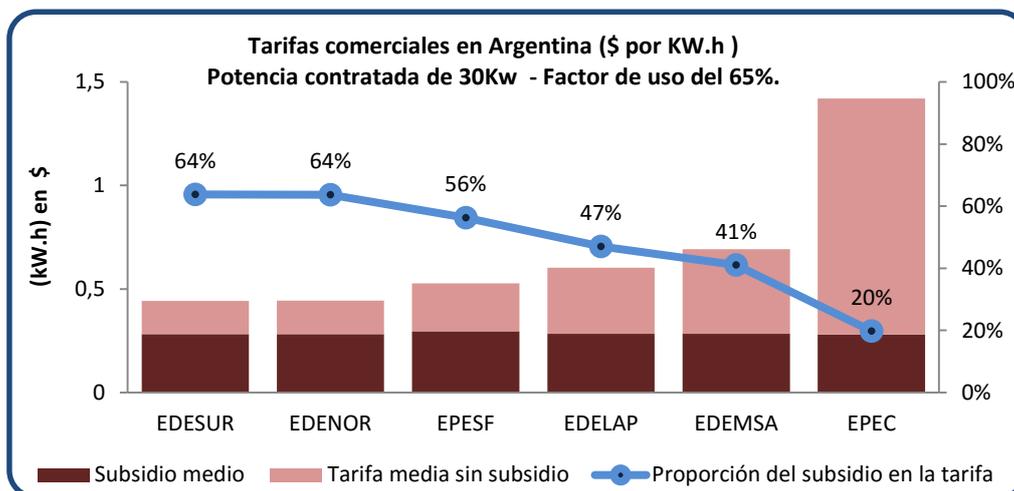
Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

Ahora bien, si el mismo usuario consume 150 kw/h ó 300 kw/h (rango en el que se ubica el consumo del usuario residencial “representativo”), abonara sólo el 20% de la tarifa sin subsidios si residen en el Gran Buenos Aires, - es decir el subsidio representa el 80% de la tarifa – mientras si residen en las provincias de Santa Fe y Córdoba paga el 70% de la tarifa plena – el subsidio representa sólo el 30% de la tarifa –.

Para mayores consumos residenciales – 1000 kw/h mes – los residentes del AMBA abonar el 40% de la tarifa plena, mientras que los residentes en Córdoba y Santa Fe pagan el 80% y el 76%, respectivamente.

4.2.2. Usuarios Comerciales

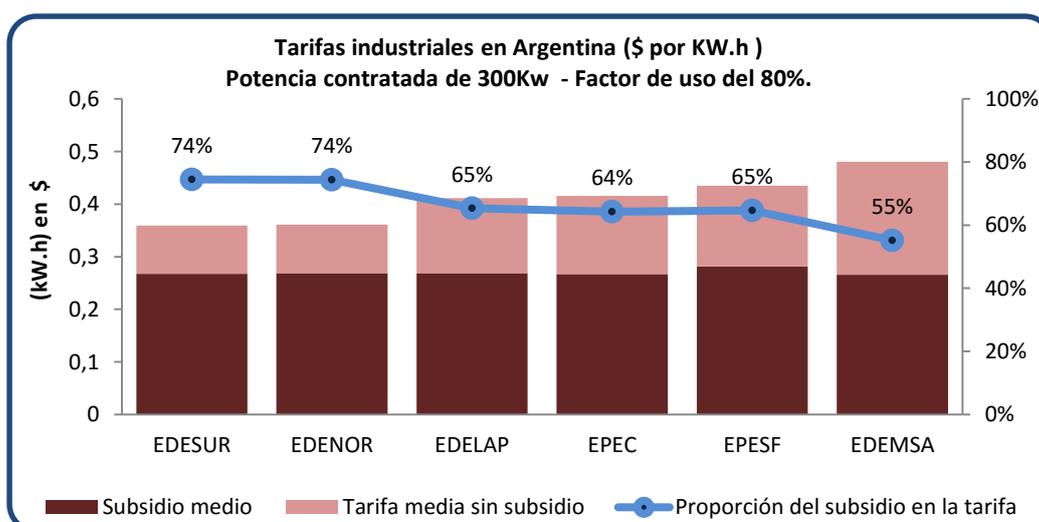
La situación de los usuarios comerciales ó de pequeñas industrias, es similar a la descrita para los residenciales. Un usuario comercial cliente de EDESUR ó EDENOR abona el 36% de la tarifa, mientras en Córdoba abona el 80% de su consumo a tarifa plena.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.2.3. Usuarios Industriales

El peso de los subsidios sobre la tarifa industrial es aún mayor en relación a prácticamente todas las demás categorías analizadas, mientras que presenta una menor disparidad a nivel nacional, tal como lo muestra el siguiente gráfico.



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.3. Tarifas eléctricas medias en Sudamérica

Finalmente, se presentan los resultados del análisis realizado para los distintos países de la región. En el caso de Argentina, la tarifa corresponde a la empresa EDENOR, el mayor distribuidor de energía eléctrica nacional (abastece a más del 20% de los usuarios del país).

Los valores están expresados en centavos de dólar por kW.h, netos de impuestos y de cualquier otro cargo extra, e incluyen los subsidios que los distintos operadores aplican a cada categoría de usuario.

Tarifa media en Sudamérica con subsidios – centavos de u\$s/kwh

PAÍS	Residencial				Comercial	Industrial
	Consumo Mensual (kwh)					
	30	150	300	1000		
Argentina	1,68	1,03	0,75	1,74	1,73	0,99
Bolivia	7,43	5,80	7,04	7,95	10,72	11,45
Brasil	14,37	15,74	16,43	18,33	18,40	15,54
Chile	15,12	12,84	12,55	12,35	10,02	8,38
Colombia	10,24	10,48	11,26	11,81	9,80	9,06
Ecuador	6,33	9,05	10,24	12,87	9,68	8,56
Paraguay	1,45	3,14	4,91	6,74	7,26	3,26
Perú	12,65	14,51	14,26	14,09	11,21	7,90
Uruguay	29,32	12,90	19,48	20,10	15,44	10,89
Venezuela	0,84	0,29	0,94	1,30	0,85	0,52

Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

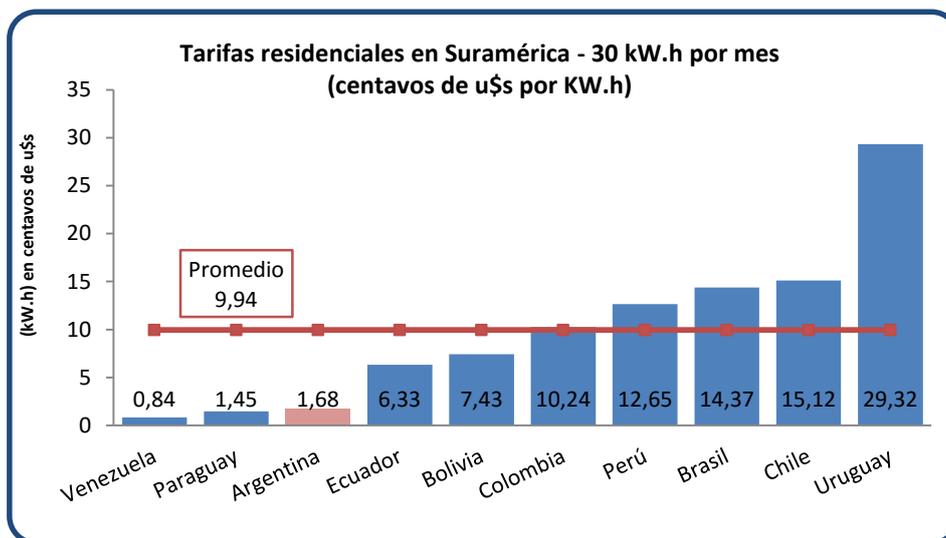
4.3.1. Usuarios Residenciales

Se observa que Argentina y Venezuela son los países de la región que determinan tarifas residenciales más bajas para todos los escalones de consumo analizados.

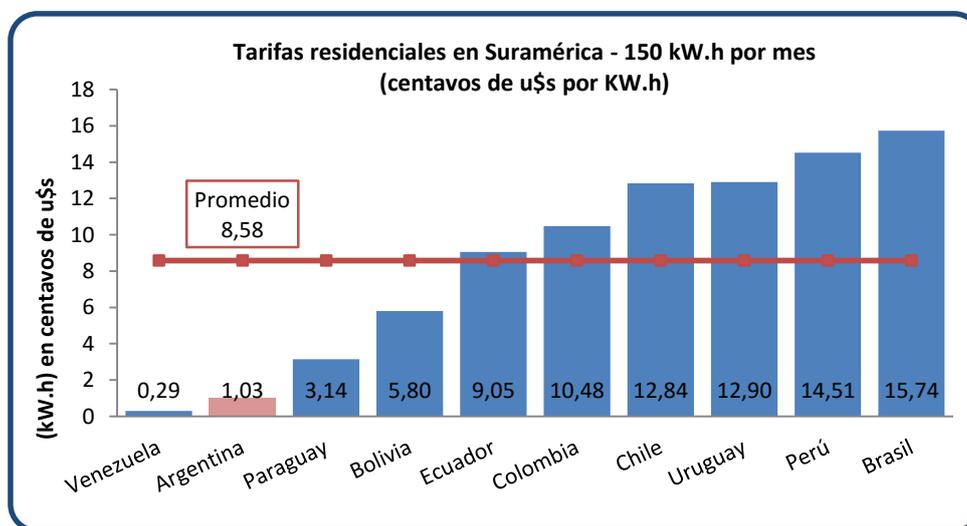
Para un consumo de 30 kw/h mes, un usuario en Argentina paga el 17% del valor de la tarifa promedio de la región, es decir que la tarifa promedio regional es el equivalente a 6 veces la tarifa local.

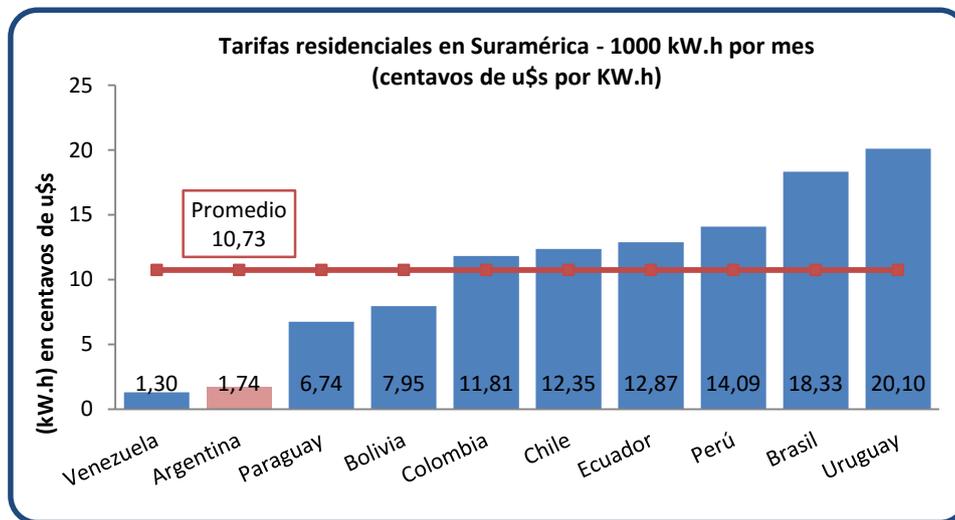
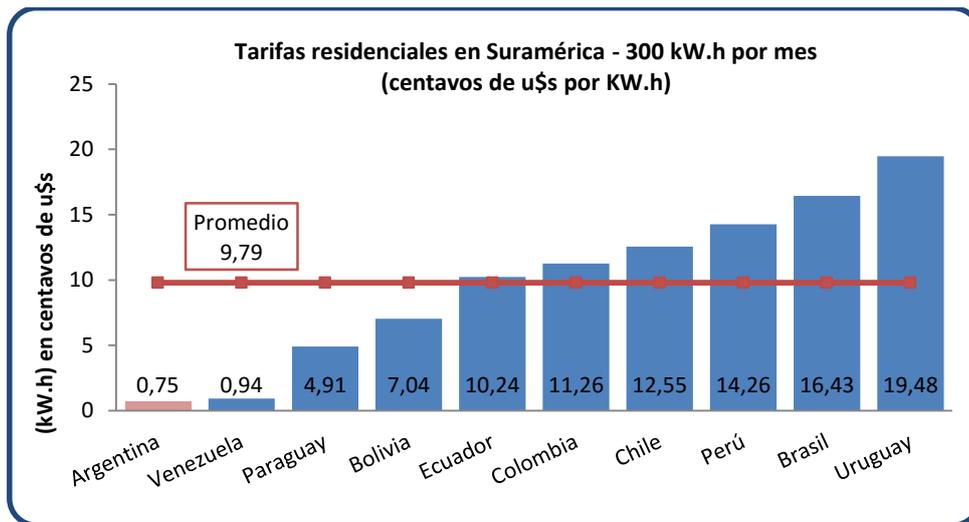
Asimismo, para consumos de hasta 300kw/h (consumo promedio y donde se concentra el mayor consumo residencial) el atraso tarifario en Argentina es aún mayor, con tarifas incluso más bajas que Venezuela. Tanto así que un usuario

residente en Argentina abona una tarifa equivalente a solo el 6,0% de la vigente en Chile, 4,6% de la vigente en Brasil y 7,7% de la tarifa promedio regional (o, dicho de otra manera, las tarifas de Chile, Brasil y el promedio de la región son el equivalente a 17, 22 y 13 veces las de Argentina).



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

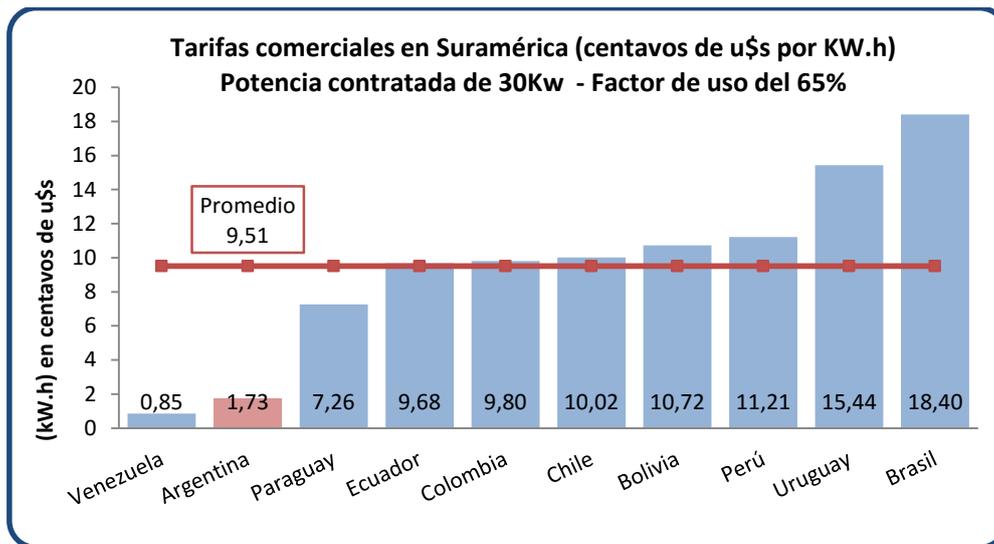




Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.3.2. Usuarios Comerciales

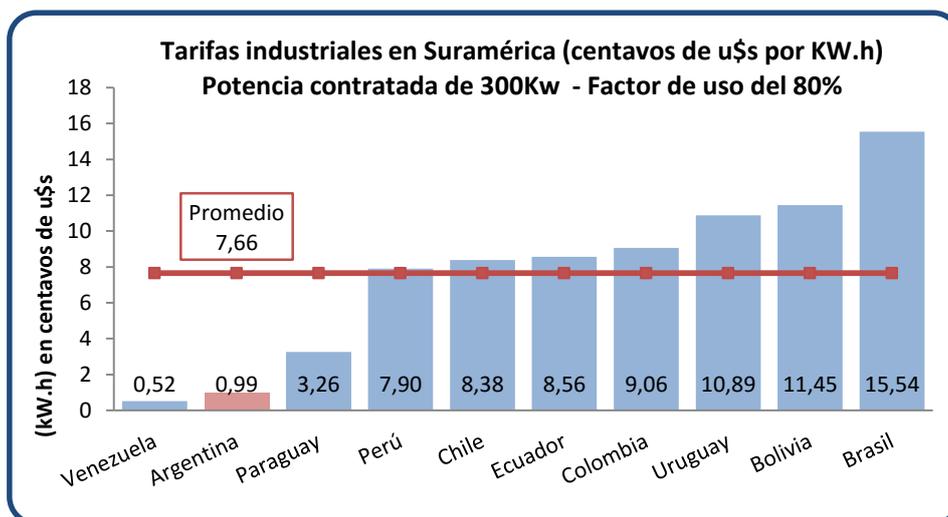
Se observa que la tarifa para usuarios comerciales o pequeñas industrias en la región Metropolitana de Buenos Aires y Gran Buenos Aires (AMBA) constituye el 18% de la tarifa promedio regional y el 9% de la tarifa de Brasil, nuestro principal socio comercial (es decir que la tarifa promedio de la región es 5,5 veces la vigente en Argentina, mientras que la de Brasil es equivalente a 10 veces la tarifa local).



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.3.3. Usuarios Industriales

Las tarifas locales para usuarios industriales observan el mismo comportamiento que la descrita para el resto de los escalones de consumo. Es así que una industria radicada en Argentina, ubicada en el AMBA, abona una tarifa eléctrica que constituye un 13% el promedio regional y el 6% de la tarifa que paga una industria radicada en Brasil (o, dicho de otra manera, la industria brasilera abona por el servicio eléctrico el equivalente a casi 16 veces la tarifa local).



Fuente: Elaboración propia con base en los cuadros tarifarios vigentes: ENRE y CERES- UB

4.4. Comparación de Tarifas de Gas Natural en Sudamérica³⁴

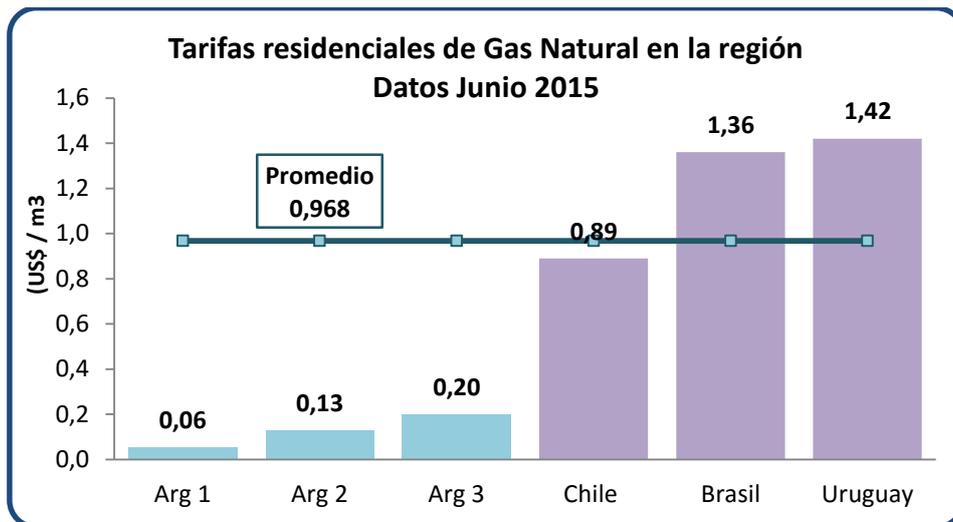
En relación a las tarifas de Gas Natural, se observa la misma disparidad entre las tarifas locales y las vigentes en los países de la región. En abril de 2014, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), emitió la resolución I 2851 – luego modificada por la Res. 3352 de junio 2015 - por la cual se fijan nuevos cuadros tarifarios, modificando parcialmente los cuadros tarifarios que permanecían congelados desde 2002. Es así que se prevén reducción en la aplicación de subsidios en usuarios residenciales y comerciales dependiendo del nivel de ahorro respecto al mismo periodo del año anterior.

Por lo tanto, si un usuario residencial argentino logra ahorrar más de un 20% de su consumo de gas con respecto al mismo período de año anterior, abonará una tarifa que constituye el 30% de la que abonaría en el caso de que no ahorrara; del orden del 4% de la que abonaría si residiera en Brasil ó Uruguay, y del 6,2% de la tarifa promedio regional. En cambio, si logra ahorrar entre el 5 y el 20%, pagará el 65% de la tarifa vigente en caso de que no ahorre, el 9% de la tarifa de Brasil o Uruguay, y el 13% de la tarifa regional promedio. Ahora bien, si ahorra menos del 5%, abonará la quinta parte de la tarifa regional promedio, y menos de la sexta parte de la que pagaría en Brasil.

4.4.1. Usuarios Residenciales.

La tarifa residencial promedio de la región es 4,8, 7,4 o hasta 16 veces mayor a la que se abona en Argentina, dependiendo del nivel de ahorro del usuario respecto del mismo periodo del año anterior.

³⁴ La comparación se realizó en base información de la Asociación de Distribuidoras de Gas Natural de la República Argentina – ADIGAS – con datos de Junio 2015. Se identificaron los siguientes tipos de usuarios: Usuario Residencial, Usuario Comercial, Usuario Industrial Pyme, y grandes Usuarios Industriales. En todos los casos se consideró un consumo estándar de este segmento en cada país y las tarifas con impuestos, incluye el cargo 2067 para la importación de gas natural y FOCE GAS, fondo destinado a inversiones en distribución. No incluye impuestos provinciales, ni municipales.

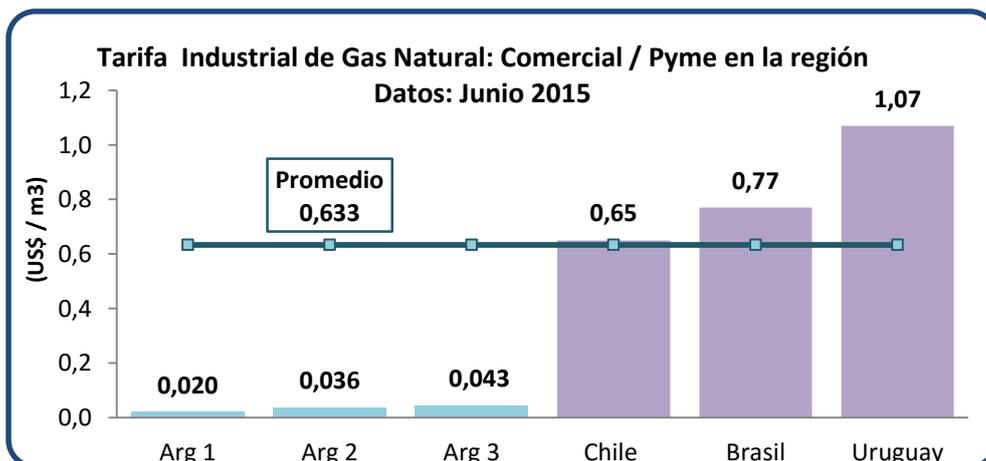


Fuente: Elaboración propia con base en: ADIGAS: Asociación de Distribuidoras de Gas de la Republica Argentina.

Referencias: ARG 1: Ahorro mayor al 20% / ARG 2: Ahorro entre 5% y 20% / ARG 3: Ahorro menor al 5%. Ahorro depende de cuánto ahorre respecto al mismo periodo del año anterior.

4.4.2. Usuarios Comerciales / Pyme.

Un comercio o pequeña PYME en Argentina paga una tarifa de Gas Natural que constituye el 3,2%, 5,7% o 6,8% la tarifa promedio de la región (o bien, la tarifa promedio regional es 14, 18 y hasta 32 veces la vigente en Argentina), pero si se radicara en Brasil, abonaría una tarifa hasta 38 veces más alta.

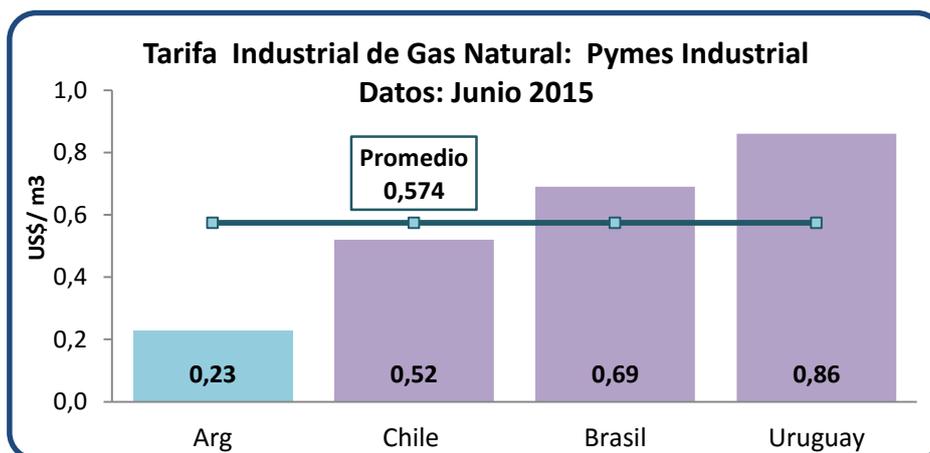


Fuente: Elaboración propia con base en: ADIGAS: Asociación de Distribuidoras de Gas de la Republica Argentina.

Referencias: ARG 1: Ahorro mayor al 20% / ARG 2: Ahorro entre 5% y 20% / ARG 3: Ahorro menor al 5%. Ahorro depende de cuánto ahorre respecto al mismo periodo del año anterior.

4.4.3. Usuarios Industriales.

Una Industria radicada en Argentina (con un consumo promedio de 315.000m3/año), paga una tarifa de gas natural del orden del 40% de la tarifa promedio de la región, el 33% de la vigente en Brasil y el 27% de la vigente en Uruguay (o, dicho de otra forma, la tarifa promedio regional es 2,5 veces la vigente en Argentina, en tanto que la de Brasil y Uruguay son 3 y 3,7 veces, respectivamente, las vigentes en nuestro país).

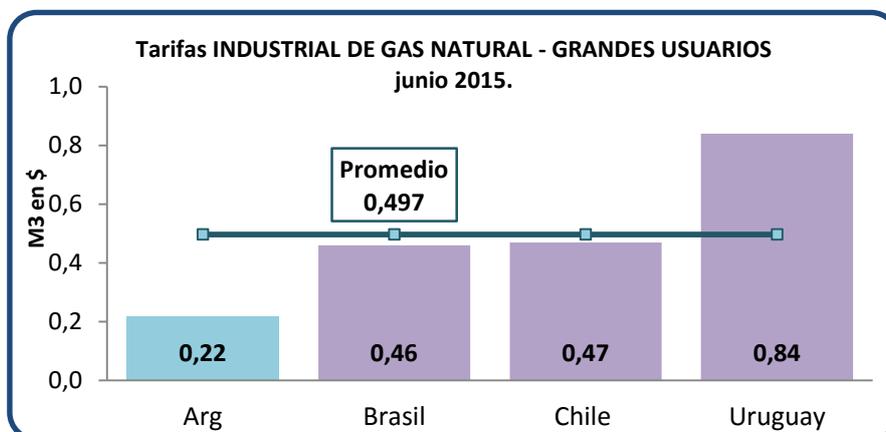


Fuente: Elaboración propia con base en: ADIGAS: Asociación de Distribuidoras de Gas de la Republica Argentina.

Referencias: ARG 1: Se considera un consumo promedio anual de 315.000 m3/año, equivalente a un cliente P3 unbundead de METROGAS + 180.000 m3/año. – datos ADIGAS.

4.4.4. Grandes Usuarios.

La tarifa promedio regional para un gran consumidor de Gas Natural (como por ejemplo los generadores eléctricos), es 2,27 veces el valor que se paga en Argentina.



Fuente: Elaboración propia con base en: ADIGAS: Asociación de Distribuidoras de Gas de la Republica Argentina.

El desafío del próximo Gobierno Nacional será plantear una nueva política tarifaria que supere el desorden regulatorio existente, y sea capaz de superar de una forma social y financieramente sostenible la enorme dispersión tarifaria a nivel nacional y regional que surge de la comparación realizada, y que pone de manifiesto que las empresas argentinas, principalmente localizadas en el AMBA, son las que reciben menores ingresos medios por la prestación de servicios públicos energéticos.

Aparece como una tarea impostergable la finalización de la renegociación de los contratos de concesión, en la cual se alcancen términos de acuerdo razonables tanto para las empresas concesionarias como para usuarios. Dichos acuerdos deberán permitir a las empresas recomponer su ecuación económica financiera y permitirles un horizonte de inversión estable y previsible, que mire el período completo de la concesión. De esta forma se logrará el acceso a fuentes de financiamiento hoy no disponibles y a un menor costo de capital que permita mejorar la calidad y equidad en la provisión de los servicios públicos energéticos.

La regulación de tarifas de servicios públicos deberá volver a representar razonablemente los costos de prestación, permitir el recupero de las inversiones realizadas y asegurar la estabilidad del valor de las tarifas en el tiempo, de manera que las misma actúen de faro al sector privado para la realización de las inversiones necesarias para la prestación de un servicio seguro y confiable, recuperando al mismo tiempo un sistema con bajo nivel de falla.

5. Situación económica financiera de las principales empresas del sector energético.

Como se explicó en el capítulo 1, el origen de los subsidios energéticos en Argentina se remonta a la aprobación de una serie de medidas, dictadas en el marco de la Ley de Emergencia Económica, entre las cuales se cuenta el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos concesionados, y la autorización al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos respectivos y la actualización de las tarifas correspondientes, lo cual no terminó de concretarse. En el capítulo 2 se analizó la evolución del gasto de la Administración Pública Nacional destinado al financiamiento de estos subsidios, tanto en términos nominales como relativos (en porcentaje del gasto primario total y del PIB), de manera de graficar su incidencia en el deterioro de las finanzas públicas nacionales.

En este capítulo se examina otro aspecto relacionado con la política de subsidios, que consiste en las consecuencias del congelamiento tarifario en la situación financiera y patrimonial de varias empresas del sector, muchas de las cuales se han visto imposibilitadas de afrontar las inversiones necesarias para asegurar la calidad de los servicios.

5.1. El impacto sobre las empresas del servicio de gas natural

En el Sector de **Transporte de Gas natural**: Transportadora Gas del Norte – TGN - ha tenido pérdidas operativas en los últimos dieciocho trimestres, en lo relativo al servicio público de transporte de gas natural. TGN no ha recibido ni recibe subsidio alguno por parte del Estado Nacional, y desde el año 2000, subsidia a los consumidores a través de su tarifa que ni siquiera le permite recuperar sus costos operativos.

En el caso del Sector **Distribución de Gas**, la Secretaría de Energía ha resuelto una Asistencia Económica Transitoria, por la suma total de \$2.590 millones a ser distribuida en 10 cuotas entre las empresas Gas Natural Ban, Litoral Gas, GASNOR S.A., Camuzzi, Gas Cuyana, Gas del Centro, GASNEA S.A., y Metrogas, aclarando que " ... los fondos que reciban las distribuidoras a raíz de la asistencia otorgada no implican una modificación en la tarifa final que abonan los usuarios, no obstante dicha asistencia será considerada en el análisis que efectúe el ENARGAS dentro de la Revisión Tarifaria Integral (RTI)".

5.2. El impacto sobre las empresas eléctricas

En el caso del **Transporte de Energía Eléctrica** al cierre del período se han registrado, en los presentes estados financieros individuales condensados intermedios, los resultados generados por el reconocimiento de las variaciones de costos por parte de la SE y el ENRE, hasta las sumas percibidas a través de los Contratos de Mutuo. Consecuentemente Transener S.A. ha reconocido ingresos por ventas por \$359,7 millones y \$267,6 millones e intereses ganados por \$74,4 millones y \$112,6 millones, para los períodos de seis meses finalizados el 30 de Junio de 2015 y 2014, respectivamente. Del mismo modo, Transba S.A. ha reconocido ingresos por ventas por \$179,3 millones y \$80,5 millones e intereses intermedios ganados por \$19,3 millones y \$28,6 millones, para los mismos períodos, respectivamente.

En el Sector de **Distribución de Electricidad**, la Resolución de la Secretaría de Energía N° 32/2015, tuvo como efecto el reconocimiento de créditos para EDENOR por la suma de \$2.575,2 millones. Para el caso de EDESUR, los efectos alcanzaron a una suma de \$2.338,9 millones. En el apartado siguiente se explica con más detalle los alcances de la Resolución indicada y se adjunta el informe de detalle de funcionamiento de las empresas del sector.

5.3. Análisis detallado de la situación económico financiera de las principales empresas del Sector Energético (al primer semestre 2015)

En este apartado se presenta en forma resumida la situación de algunas de las Empresas más importantes del Sector de Energía.

Previamente se debe destacar que:

- 1) El Decreto N° 664 del PEN estableció que los Estados Contables que cerraran a partir del 25 de marzo de 2003 fueran expresados en moneda nominal; o sea, ***no consideran los efectos de la inflación***, lo cual provoca:
 - Que el impuesto a las ganancias se liquide sobre valores que no reflejan la verdadera situación económica de las empresas. En este aspecto se han producido reclamos de algunas Sociedades que se han sentido afectadas, como Central Puerto S.A.
 - Que las cifras de los Estados Contables no expresen los valores reales de los diferentes rubros que la integran; en particular, las referidas a los Bienes de Uso y sus respectivas amortizaciones.
- 2) Hasta el presente ***se mantiene vigente la Ley de “Emergencia Económica”***, sancionada el 6 de enero de 2002.
- 3) Que no se han terminado de renegociar los Contratos de las Empresas Reguladas. Esto último, ha provocado una gran descapitalización de las empresas, debido a la falta de ajustes tarifarios que permitieran absorber el incremento de los costos, motivado fundamentalmente por el aumento de los precios. Como se podrá observar más adelante, hay algunas empresas con Patrimonio Neto Negativo, y en otras, la Secretaria de Energía ha dictado normas para paliar la situación.

A continuación presentaremos un breve resumen de la situación y de las medidas de emergencia que se han tomado.

5.3.1. Gas natural – aspectos generales

En **transporte**, en Junio de este año el ENARGAS emitió dos resoluciones para aplicar incrementos en los cuadros tarifarios correspondientes al servicio de gas natural (TGN y TGS) a partir de Mayo del 2015. No obstante, cabe advertir que la situación sigue siendo muy preocupante.

Tal es así, que Transportadora Gas del Norte declara en sus Estados Contables que *“de persistir la política tarifaria vigente, TGN continuará en una situación de desequilibrio financiero, acumulando nuevas pérdidas brutas y operativas, lo que podría conducir a la Sociedad a la reducción obligatoria de su capital, de acuerdo con el artículo 206 de la Ley General de Sociedades”*. Cabe recordar que dicho artículo establece que *“La reducción (del capital) es obligatoria cuando las pérdidas insumen las reservas y el 50% del capital”*.

La situación de TGS es más holgada debido, fundamentalmente, a que la empresa genera gran parte de sus ingresos en mercados no regulados.

Respecto a la **distribución**, las novedades normativas y con impacto económico más importantes pasan por la Asistencia Económica Transitoria propuesta por la Secretaría de Energía, por una suma total de \$2.590 millones a ser distribuida en 10 cuotas entre las empresas Gas Natural Ban, Litoral Gas, GASNOR S.A., Camuzzi, Gas Cuyana, Gas del Centro, GASNEA S.A., y Metrogas, aclarando que *“... los fondos que reciban las distribuidoras a raíz de la asistencia otorgada no implican una modificación en la tarifa final que abonan los usuarios, no obstante dicha asistencia será considerada en el análisis que efectúe el ENARGAS dentro de la Revisión Tarifaria Integral (RTI)”*.

Por otro lado, y en relación a los fideicomisos, el 8 de abril de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución del ENARGAS N° 3249/2015, en virtud de la cual las distribuidoras estaban obligadas a (i) depositar los fondos fijos cobrados por factura en el fideicomiso creado a tal efecto con las distribuidoras como fiduciante y Nación Fideicomisos S.A. como fiduciario, y (ii) someter a aprobación anual un plan de inversiones de obra de consolidación y expansión.

En consecuencia, con motivo de la entrada en vigencia de la Resolución del ENARGAS N° 3249/2015, **a partir del 1° de abril de 2015 los montos fijos por factura establecidos por la Resolución ENARGAS N° 2407/2012 que las distribuidoras** continúan facturando y cobrando no deben ser destinados al

Fideicomiso de Administración y Financiero celebrado con Nación Fideicomisos sino que, por el contrario, deben ser destinados por las distribuidoras "exclusivamente a actividades relacionadas con la expansión y la confiabilidad de los sistemas, tareas de operación y mantenimiento que contribuyan al cumplimiento de la normativa incluida en el 'Código Argentino de Gas - NAG' y a actividades comerciales y administrativas relacionadas con la eficaz atención a los usuarios dentro del área de prestación del servicio", debiendo destinarse no menos del 30% de los montos fijos a inversiones de expansión del sistema en el marco de un plan de inversiones a ser autorizado por el ENARGAS.

Todas estas medidas, sin embargo, son pequeños paliativos respecto a los problemas de fondo que tienen las distribuidoras.

5.3.2. Sector Eléctrico – aspectos generales

En Generación se han dictado normas que incrementaron el sistema remunerativo, pero se ha limitado la autonomía de gestión operativa y financiera de las empresas. En efecto, el combustible (principal componente de los costos) es manejado totalmente por CAMMESA y, las grandes reparaciones e inversiones son direccionadas por la Secretaría de Energía.

En **Transmisión y Distribución** (EDENOR, EDESUR y TRANSENER) se ha implementado un sistema de reconocimiento de mayores costos y de cuadros tarifarios "teóricos" que son reconocidos como un crédito a favor de las empresas, pero que no se pueden trasladar a las tarifas. Este crédito es compensado con deudas que las empresas tienen con CAMMESA por compra de energía, pagos de gastos operativos (como remuneraciones y otros) y para hacer mantenimiento y determinadas inversiones. Si bien, estas medidas solucionaron – en parte - la difícil situación Patrimonial que tenían las Sociedades, derivaron en una total falta de autonomía financiera y de gestión de las empresas y una injerencia cada vez mayor del Estado en la toma de decisiones empresarias.

En las **Distribuidoras Provinciales**, se han firmado "convenios marcos" con el Estado Nacional que implicaron un "congelamiento de tarifas" desde 2014, lo que ha condicionado totalmente la gestión empresarial y operativa de las distribuidoras y cooperativas eléctricas, contra la promesa de obras que se han demorado sensiblemente o directamente no se han concretado.

5.3.3. Empresas del servicio de gas natural

Transporte

- **TGN S.A.**

La Sociedad, en el 1er semestre 2015 tuvo una pérdida de \$91,1 millones que es inferior a la del ejercicio anterior que alcanzó a \$109,3 millones. Esto se debe a un aumento en el total de ventas mayor al crecimiento de los costos.

En lo que se refiere a la evolución del negocio, en abril de 2014 el ENARGAS puso en ejecución un Acuerdo Transitorio de adecuación tarifaria celebrado en 2008 y ratificado por el Poder Ejecutivo Nacional en 2010, aprobando un aumento de las tarifas de transporte del 8% a partir del 1° de abril de 2014, del 14% acumulado a partir del 1° de junio de 2014 y del 20% acumulado a partir del 1° de agosto de 2014. La recaudación incremental deberá dedicarse a ejecutar inversiones aprobadas por el ENARGAS. Con posterioridad, el 5 de junio de 2015 el ENARGAS puso en vigencia, a través de la Resolución I 3348, nuevos cuadros tarifarios que implican un aumento de las tarifas del 69,1% efectivo desde el 1° de mayo de ese año. De los considerandos de la resolución que aprueba dicho aumento puede inferirse que el mismo procura el recupero del aumento quede conformidad con el Acuerdo Transitorio, debía regir a partir del 1° de septiembre de 2008, pero que comenzó a percibirse recién a partir del 1° de abril de 2014, y que completado dicho recupero, la Sociedad habrá celebrado un acuerdo de renegociación integral de su Licencia.

Si bien TGN confía que estos aumentos sean un primer paso hacia la normalización de sus tarifas, su efecto económico no modifica la tendencia de pérdida operativa que la Sociedad registra en los últimos dieciocho trimestres.

Con lo cual, según manifiesta la misma sociedad en hoja 10 a los Estados Contables, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública a comienzos del 2002 las tarifas quedaron pesificadas y congeladas lo que provocó el quiebre de la ecuación económica financiera; ya que los ingresos no son suficientes para cubrir sus costos operativos.

- **TGS S.A.**

En el período cerrado el 30 de junio de 2015, la empresa ha reportado una ganancia neta de \$160 millones, mientras que en el mismo período del 2014

arrojo una ganancia de \$37,3 millones, lo que significa un incremento del 329%, debido fundamentalmente a la merma en los costos financieros de la empresa.

Por efecto de la diferencia de cambio generada por la menor posición pasiva neta en dólares estadounidenses y el menor resultado negativo por instrumentos financieros derivados generado en 2015.

Por su parte, durante el primer semestre de 2015 la utilidad operativa sufrió una caída de \$177,1 millones (29,9%) respecto del primer semestre de 2014. La principal causa de dicha disminución fue la significativa caída en los precios internacionales de referencia a los cuales los productos del segmento de Producción y Comercialización de Líquidos son vendidos.

Distribución

Si bien se han realizado gestiones, en el ámbito del proceso de la referida Revisión Tarifaria Integral, las Distribuidoras no han visto recompuesto sus ingresos y además, no se han aplicado todas las actualizaciones tarifarias por IVC (Incremento de Variación de Costos) previstas en el Acta Acuerdo, firmada oportunamente con la UNIREN y, ratificada por Decreto del PEN.

El mencionado retraso en la recomposición de sus ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, situación que, unida a las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos, ha llevado a las Distribuidoras a una compleja situación financiera, que no se hubiera producido de haberse aplicado oportunamente lo previsto en el Acta Acuerdo y en el marco regulatorio.

Con fecha 7 de abril de 2014 el ENARGAS publicó la Resolución N° I 2843/2014 que aprueba nuevos cuadros tarifarios, siendo aplicables a partir del 1° de abril de 2014, 1° de junio de 2014 y 1° de agosto de 2014, respectivamente. El impacto real en los niveles de ingresos y en los costos de las empresas, dependerá de una variable ajena a su control, que es la reducción de consumo que puedan tener sus usuarios, el que además no dependerá exclusivamente de las acciones que cada uno individualmente pueda realizar para reducir su consumo, sino también de los efectos por cambios en las variables climáticas entre ambos periodos de comparación.

A través de la Resolución 2407/12, el ENARGAS dispuso la creación de un Fondo para Obras de Consolidación y Expansión que se comenzó a cobrar en las facturas de los usuarios a partir del mes de diciembre de 2012, bajo la modalidad de cargo fijo. Mediante el mismo las distribuidoras de gas natural alcanzadas, disponen de un monto establecido para realizar obras definidas en conjunto entre la empresa, el ENARGAS y una comisión de trabajo creada ad hoc para aprobar y evaluar las obras de gas natural necesarias.

En este sentido, con fecha 8 de Junio de 2015, se emitió la Secretaría de Energía emitió la resolución 263/15, que establece en su artículo 1° *“Apruébase una erogación con carácter de asistencia económica transitoria, dividida en DIEZ (10) cuotas consecutivas, de hasta PESOS DOS MIL QUINIENTOS NOVENTA MILLONES (\$2.590.000.000) por parte del ESTADO NACIONAL a ser distribuida entre las empresas GAS NATURAL BAN S.A., LITORAL GAS S.A., GASNOR S.A., CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A., DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A., GASNEA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. y METROGAS S.A. — en adelante y, conjuntamente, LAS DISTRIBUIDORAS— con vigencia a partir del 1° de marzo de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución del gas natural por redes y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que se lleve a cabo oportunamente”.*

▪ **GAS NATURAL BAN S.A.**

La Sociedad alcanzó en el período finalizado el 30 de junio de 2015 una ganancia neta de \$80,4 millones, superior a la alcanzada en el mismo período del año anterior de \$12,1 millones.

La mejora en el resultado del período se debe fundamentalmente a la exposición de la resolución 263/15 (\$257.5 mill.), que establece una asistencia económica transitoria a cargo del Estado Nacional hasta tanto se materialicen los procesos previstos en el Período de transición y se concluya con la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

▪ **CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.**

El resultado neto del 1er semestre 2015 fue negativo en \$84 millones; mientras que, en igual período del ejercicio anterior había arrojado una pérdida de \$1,5 millones.

Este es el resultado de un estancamiento en los ingresos y un aumento de los costos de venta en \$93 millones y de los gastos de administración en 36 M\$ (de los cuáles \$20 mill. se explican por el rubro remuneraciones).

En sus estados contables, la empresa estima que tiene un derecho de cobro de aproximadamente \$880 millones al 31 de diciembre de 2014 sólo en concepto de capital, derivado de la no aplicación íntegra del Acta Acuerdo – incrementos por reconocimiento del efecto de la variación de precios.

Sin perjuicio de lo expuesto, y de acuerdo a la Resolución SE 263/15 antes señalada, el Estado aportará \$423 millones en concepto de Asistencia Económica Transitoria.

▪ **METROGAS S.A**

El resultado del 1er semestre finalizado el 30 de junio de 2015 arrojó una pérdida neta de \$94 millones. Si bien negativos, significan un mejor resultado que los \$330 millones de igual período del año anterior. Sin embargo, cuando se analiza el interior de esos resultados, se desprende que la empresa reconoce en el rubro “Otros Ingresos y Egresos” \$336 millones, de los cuáles \$335 millones corresponden al reconocimiento de la Asistencia Económico Financiera realizada mediante Resolución 263/15.

La Sociedad tiene, al cierre del primer semestre del 2015, un Patrimonio Neto negativo de \$304,4 millones, situación que la obliga a instrumentar las medidas necesarias para evitar la causal de disolución que establece la Ley de Sociedades Comerciales.

5.3.4. Empresas Eléctricas

Generación

Durante el semestre se produjeron diferentes modificaciones al marco regulatorio:

- El **“Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015 -2018”**. El cual tiene por objetivo la ampliación de la capacidad instalada del SADI mediante la ejecución de nuevos proyectos de generación a ser financiados: a) por LVFVD (Liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir) que no estuviesen comprometidas, b) Los cargos por Remuneración Adicional Fideicomiso; c) un nuevo cargo a devengarse a favor de las generadoras firmantes del Acuerdo y; d) eventualmente, los Aportes Adicionales de los agentes generadores y/o del Estado Nacional.
- La **“Res. SE N° 482/15 – Actualización del esquema remunerativo implementado por la Res. S.E. N° 95/13 y previamente actualizado por la Res. SE N° 529/14.**
- La Resolución SE N° 95/13 había fijado un régimen de remuneraciones de costos de generación, que consideraba los siguientes conceptos. a) Remuneración de Costos Fijos b) Remuneración de Costos Variables No Combustibles y c) Remuneración Adicional. Además, se centralizó la gestión de combustibles en CAMMESA y se suspendió la renovación de contratos con grandes Usuarios. En mayo de 2014, la SE actualizó los valores de la remuneración contempladas y modificó la forma de liquidación de la remuneración de los costos fijos, con efecto retroactivo, a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2014. A los conceptos remuneratorios antes indicados, la Resolución SE N° 529/14 le agrega un nuevo concepto de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” (“Remuneración Mantenimientos”), calculado mensualmente en función de la energía total generada. Tal remuneración será instrumentada a través de LVFVD y tendrá como destino exclusivo el financiamiento de los mantenimiento mayores sujetos a la aprobación de la SE. A su vez, la Res. SE N° 482/15: a) actualiza el esquema remunerativo a febrero de dicho año; b) genera incentivos por eficacia y eficiencia, que consiste en un aumento en la remuneración por costos variables de las unidades térmicas con combustibles líquidos y gas/carbón y; c) crea un recurso adicional para inversiones.

▪ **CENTRAL PUERTO S.A.**

En el caso de **CENTRAL PUERTO S.A.** los ingresos han aumentado por el nuevo esquema de remuneraciones del MEM y, además, por el proceso de incorporación de las sociedades absorbidas Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., Centrales Térmicas Mendoza S.A. y La Plata Cogeneración S.A. La ganancia operativa de \$434,8 millones se halla disminuida por los resultados financieros y por la reducción de los resultados de empresas asociadas, obteniendo una ganancia neta para el primer semestre 2015 de \$198,1 millones, menor que la obtenida en igual período del ejercicio anterior que fue de \$249,6 millones. Es la empresa (entre las analizadas) con el mayor patrimonio neto (\$3.714,1 mill.) y el mejor índice de solvencia (0,96).

▪ **CENTRAL COSTANERA S.A.**

ENDESA COSTANERA S.A. que a partir del 28/01/2015 ha modificado su denominación por **CENTRAL COSTANERA S.A.** tuvo una “ganancia operativa” de \$36,3 millones, que sufrió una fuerte disminución a raíz de sus cargos financieros (\$101,8 mill.), lo cual derivó en una “pérdida neta” de \$59,3 millones (neta de impuesto a las ganancias). Los “gastos financieros” disminuyeron respecto a igual período del año anterior debido a la renegociación de su deuda financiera, pero igual tuvieron una fuerte incidencia negativa en los resultados finales. El “patrimonio neto”; si bien, pasó de ser negativo en el primer semestre de 2014 (\$314,4 mill.) a positivo a junio de 2015 (\$552,6 mill.), no alcanzó para mejorar completamente la estructura financiera de la Sociedad, que tiene un índice de solvencia de 0,24, muy lejos de estándares adecuados. Su capital de trabajo es negativo en \$653,2 millones y su índice de liquidez de sólo 0,31.

▪ **CENTRAL TERMICA LOMA DE LA LATA S.A.**

Esta empresa obtuvo una “ganancia operativa” de \$434,8 millones, que fue disminuida por los “resultados financieros” (\$182,8 mill.) y el impuesto a las ganancias (\$62,1 mill.), generando una ganancia para el primer semestre de \$189,9 millones; mientras, que para igual período del ejercicio anterior tuvo una pérdida de \$6,6 millones. El Patrimonio Neto alcanza a \$956,6 millones, pero tiene un índice de solvencia de 0,28. No obstante su situación financiera en el

corto plazo no es complicada; toda vez, que tiene un índice de liquidez de 1,13 y un capital de trabajo de \$640,1 millones.

Transmisión

▪ **TRANSENER (Consolidado)**

Los Resultados Operativos del primer semestre de 2015 (\$136.1 mill.) mejoraron con relación a igual período que el ejercicio anterior (\$71.9 mill.). Ello se debe al aumento de los ingresos por la aplicación del Convenio de Renovación firmado por Transener y Transba con la Secretaria de Energía y el ENRE. A su vez, el aumento de los ingresos (32,1%) fue superior al aumento de los costos operativos (27,2%). Si a los Resultados Operativos se suman \$6,1 mill. por los “resultados financieros” positivos y se resta el “impuesto a las ganancias” de \$55,7 mill., se obtiene una “ganancia neta final” de \$123,0 mill., mientras que el ejercicio anterior arrojó una pérdida de \$1,8 millones.

Transener y Transba, firmaron con la SE y el ENRE diversos Acuerdos, en el cual se establecieron, entre otras cuestiones:

- el reconocimiento de un crédito a Transener S.A. y Transba S.A. por las variaciones de costos, calculado a través del índice de variación de costos (IVC) del Acta Acuerdo, firmado con la UNIREN
- la firma de una nueva Addenda con CAMMESA que incluye el monto de los créditos que se generen y los intereses que correspondan hasta su efectiva cancelación.

Bajo diferentes acuerdos se han establecido un Plan de Inversiones y su financiamiento.

Según la Sociedad, *“la firma del Convenio de Renovación indicada anteriormente se presenta como un hito destacable en línea de alcanzar en un futuro la consolidación de la ecuación económica-financiera de la Sociedad. Sin embargo la demora en la obtención de un cuadro tarifario resultante de una RTI genera incertidumbres sobre la capacidad de la Sociedad de generar los ingresos necesarios para afrontar sus pasivos en el corto plazo”*.

Por último, el Patrimonio Neto alcanzó a \$777,8 millones, con un índice de solvencia de sólo 0,44, lo que evidencia un alto grado de endeudamiento. El

índice de liquidez es de 1,66 lo que muestra una situación financiera adecuada en el corto plazo.

Distribuidoras del AMBA

▪ EDENOR y EDESUR

Estas empresas han mejorado su situación patrimonial y económica en el primer semestre respecto de igual período del año anterior; ya que pasaron de una pérdida neta de \$722,8 millones y \$967,8 millones a una ganancia para el presente período de \$724,7 millones y \$630,4 millones, respectivamente. Esto le ha permitido recomponer su estructura financiera; toda vez, que de continuar con la tendencia del ejercicio anterior hubieran llegado a tener un Patrimonio Negativo. No obstante, el Índice de Solvencia de ambas Sociedades está muy lejos de los estándares normales para la industria, siendo de sólo 0,12 para EDENOR y de 0,10 para EDESUR, medido por el cociente del patrimonio neto sobre el pasivo total.

La mejora de los resultados, se debe a los efectos de la Resolución N° 32/2015 de la Secretaria de Energía que entre los puntos más importantes establece lo siguiente:

- Aprueba un aumento transitorio para las empresas a cuenta de la RTI (Revisión Integral de Tarifas), a partir del 01 de febrero de 2015, que surge de la **diferencia** entre un **cuadro tarifario teórico** y el **cuadro tarifario vigente** para cada categoría de usuarios, de acuerdo con cálculos del ENRE, que **no se trasladará a tarifa** sino que será cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Estado Nacional;
- Serán considerados como parte de los ingresos de las empresas, a cuenta de la RTI, los fondos del PUREE (Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica);
- Continuará el Mecanismo de Mayores Costos (MMC) hasta el 31.01.2015; o sea, les permiten computar el crédito que resultaría de aplicar el Índice de Variación de Costos según lo acordado en el año 2005 con la UNIREN, **sin trasladarlos a tarifas**;
- Los créditos resultantes de aplicar lo establecido por la Resolución antes indicada, serán destinados – exclusivamente – al pago de la energía que se

adquiere en el MEM, al pago de salario y de provisiones de bienes y servicios;

- Los reconocimientos antes mencionados representaron para EDENOR la suma de \$2.575,2 millones, lo que modificó completamente los resultados de la empresa; ya que, de no computarse los mismos hubiera arrojado una pérdida de \$1.850,5 millones.
- Para el caso de EDESUR los efectos alcanzaron a una suma de \$2.338,9 millones y, para el caso que no se hubiera computado la empresa hubiera arrojado una pérdida de \$1.708,5 millones.
- Por otra parte, dichas sumas deben ser suministradas por CAMMESA con fondos del Estado Nacional, ***lo que implica un subsidio a los usuarios del área de Concesión de las compañías.***

Distribuidoras Provinciales

Las **Distribuidoras Provinciales** firmaron con la Nación un Acuerdo, en el marco del “Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina”. A través del mismo se acuerda, entre otros aspectos, la estabilización de las tarifas eléctricas y las acciones necesarias para la convergencia tarifaria; así como, la financiación por parte de la Nación de un plan de inversiones en obras de distribución

▪ **EDELAP**

Esta empresa ha cerrado el primer semestre del 2015 con resultados operativos negativos de \$43,9 millones; mientras, que para igual período del año anterior había obtenido una ganancia de \$3,8 millones. Esto se debe fundamentalmente a la disminución de los ingresos por ventas (9,3 %) y al incremento de los costos de 23%. Si además se computan los gastos financieros (\$65,9 mill.) y el impuesto a las ganancias (\$0,4 mill.). El Resultado Neto final arrojó una pérdida de \$100,4 millones, superior a la pérdida de \$80,3 millones del período anterior.

Por otra parte, EDELAP ha cerrado el período con un Patrimonio Neto” negativo de \$230,3 millones, lo que la obliga a instrumentar las medidas necesaria para evitar la causal de disolución que establece la Ley de Sociedades Comerciales.

- **EDEA S.A.**

La **Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica S.A. (EDEA S.A.)** tuvo una pérdida de \$10,4 millones en el primer semestre del año 2015; mientras que para igual período del año anterior había obtenido una ganancia de \$2,3 millones. Si bien el resultado operativo fue positivo en \$8,7 millones, aunque menor que el ejercicio anterior (\$16,1 mill.), la caída en el resultado se debe a la incidencia de las cargas financieras.

El Patrimonio Neto alcanzó a \$570,3 millones, con un índice de solvencia de 0,56. El índice de liquidez corriente alcanzó a 0,61, lo que evidencia problemas financieros en el corto plazo.

- **EDEMSA S.A.**

Esta empresa pasó a tener resultados operativos negativos de \$46,0 millones; mientras que en el periodo anterior fue positivo de \$42,1 millones. Ello se debe a que los ingresos por ventas sólo crecieron 6,4%, mientras que los costos de ventas, comercialización y administración, lo hicieron en conjunto un 23,2%. Por otra parte, tuvo cargas financieras por \$102,4 millones y un crédito por impuesto a las ganancias de \$51,3 millones, lo que originó una pérdida neta del período de \$97,1 millones, superior a la del ejercicio anterior, que había arrojado una pérdida de \$17,6 millones.

El Patrimonio Neto es de \$264,9 millones, siendo el índice de solvencia de 0,15, muy alejado del indicador estándar, lo que representa un alto endeudamiento, en su mayor parte a corto plazo. El índice de liquidez es de 0,47 lo que indica problemas financieros en la situación corriente.

Información Financiera Condensada de Empresas de Energía
En millones de pesos (valores corrientes)
Al 30 de Junio de 2015

Empresas	PATRIMONIO							
	Activo			Pasivo			Patrimonio Neto al 30.06.15	Patrimonio Neto Dic 2014
	Corriente	No corriente	Total	Corriente	No corriente	Total		
Petróleo								
YPF S.A. (individual)	47.308,0	185.038,0	232.346,0	51.721,0	99.043,0	150.764,0	81.582,0	72.630,0
Gas								
Transportistas								
TGN S.A.	673,8	2.629,3	3.303,1	467,5	2.097,2	2.564,6	738,5	829,6
TGS S.A.	1.735,9	4.257,0	5.992,9	1.117,4	2.848,0	3.965,4	2.027,5	2.060,4
Distribuidoras								
Gas Natural BAN S.A.	1.108,4	1.269,1	2.377,5	1.552,5	98,9	1.651,3	726,2	645,7
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	480,5	1.074,7	1.555,2	968,4	50,8	1.019,2	536,0	817,0
Metogas S.A.	1.194,7	2.094,5	3.289,2	1.844,4	1.749,3	3.593,7	(304,4)	(210,2)
Eléctricas								
Generadoras								
Central Puerto	2.685,1	4.909,8	7.594,9	1.830,9	2.049,9	3.880,8	3.714,1	3.454,3
Endesa Costanera S.A.	483,7	2.384,4	2.868,1	1.570,3	745,2	2.315,5	552,6	611,2
Central Térmica Loma de la Lata S.A.	1.837,4	2.483,2	4.320,6	1.623,6	1.740,4	3.364,0	956,6	784,9
Transportistas								
Transener (consolidado)	885,0	1.654,4	2.539,4	531,9	1.229,7	1.761,6	777,8	654,7
Distribuidoras								
EDEENOR	3.057,6	7.691,9	10.749,5	5.013,1	4.626,7	9.639,7	1.109,7	385,0
EDESUR	3.168,8	8.056,0	11.224,8	7.159,7	3.019,7	10.179,4	1.045,4	415,0
EDELAP	320,8	1.873,9	2.194,7	1.753,8	671,2	2.425,0	(230,3)	(120,9)
EDEA	510,9	1.086,0	1.596,8	843,9	182,6	1.026,5	570,3	590,7
EDEMESA	761,5	1.220,9	1.982,3	1.637,5	80,0	1.717,4	264,9	362,0

Empresas	RESULTADOS								
	Ventas	Costo de Explotación	Otros Ingresos /egresos	Resultado Operativo	Resultados Financieros	Impuesto a las Ganancias	Resultado Neto al 30.06.15	Otros Resultados Integrales	Resultado Integral Total Neto al 30.06.15
Petróleo									
YPF S.A. (individual)	68.896,0	(59.365,0)	34,0	9.565,0	(1.058,0)	(4.083,0)	4.424,0	5.023,0	9.447,0
Gas									
Transportistas									
TGN S.A.	360,4	(470,2)	(5,4)	(115,2)	(11,9)	36,0	(91,1)		(91,1)
TGS S.A.	1.948,2	(1.529,4)	(4,1)	414,7	(192,4)	(62,2)	160,0		160,0
Distribuidoras									
Gas Natural BAN S.A.	853,5	(995,4)	296,5	154,5	(30,3)	(43,7)	80,5		80,5
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	650,8	(795,4)	2,8	(141,8)	12,5	45,3	(84,0)		(84,0)
Metogas S.A.	912,2	(1.173,3)	429,2	168,1	(280,5)	18,2	(94,2)		(94,2)
Eléctricas									
Generadoras									
Central Puerto	1.326,3	(1.074,9)	185,5	436,9	(133,3)	(105,6)	198,1	61,6	259,6
Endesa Costanera S.A.	622,2	(542,9)	(43,0)	36,3	(101,8)	6,2	(59,3)	0,7	(58,6)
Central Térmica Loma de la Lata S.A.	981,8	(528,7)	(18,3)	434,8	(182,8)	(62,1)	189,9	0,3	190,2
Transportistas									
Transener (consolidado)	823,9	(675,0)	(12,8)	136,1	54,0	(67,1)	123,1		123,1
Distribuidoras									
EDEENOR	1.868,0	(3.312,5)	2.575,6	1.131,1	49,0	(455,4)	724,7		724,7
EDESUR	1.999,6	(3.699,9)	2.130,9	430,6	236,9	(34,8)	632,7	(2,4)	630,4
EDELAP	313,6	(424,3)	66,8	(43,9)	(65,9)	0,4	(109,4)		(109,4)
EDEA	531,9	(522,9)	(0,3)	8,7	(23,9)	4,8	(10,4)		(10,4)
EDEMESA	554,2	(610,2)	10,0	(46,0)	(102,4)	51,3	(97,1)		(97,1)

Empresas	INDICADORES al 30.06.15						
	Liquidez (AC s/ PC)	Solvencia (PN/ Pas Total)	Inmovilizaci ón Capital (A no C/AT)	ROE (Res Neto s/ PN)	ROA (Rentabili dad Operativa s/ Activo)	Costos de Explotación s/ Ventas	Margen de Res Oper s/ Ventas
Petróleo							
YPF S.A. (individual)	0,91	0,54	79,64%	5,42%	2,68%	-86,17%	13,88%
Gas							
Transportistas							
TGN S.A.	1,44	0,29	79,60%	-12,33%	-2,27%	-130,46%	-31,95%
TGS S.A.	1,55	0,51	71,03%	7,89%	4,50%	-78,50%	21,28%
Distribuidoras							
Gas Natural BAN S.A.	0,71	0,44	53,38%	11,09%	4,22%	-116,63%	18,10%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	0,50	0,53	69,11%	-15,67%	-5,93%	-122,22%	-21,79%
Metrogas S.A.	0,65	-0,08	63,68%	30,95%	3,32%	-128,63%	18,42%
Eléctricas							
Generadoras							
Central Puerto	1,47	0,96	64,65%	5,33%	3,74%	-81,05%	32,94%
Endesa Costanera S.A.	0,31	0,24	83,13%	-10,73%	0,82%	-87,25%	5,83%
Central Térmica Loma de la Lata S.A.	1,13	0,28	57,47%	19,85%	6,54%	-53,85%	44,29%
Transportistas							
Transener (consolidado)	1,66	0,44	65,15%	15,82%	3,48%	-81,93%	16,52%
Distribuidoras							
EDENOR	0,61	0,12	71,56%	65,31%	6,84%	-177,33%	60,55%
EDESUR	0,44	0,10	71,77%	60,53%	2,49%	-185,03%	21,54%
EDELAP	0,18	-0,09	85,38%	47,50%	-1,30%	-135,30%	-14,00%
EDEA	0,61	0,56	68,01%	-1,82%	0,36%	-98,31%	1,64%
EDEMSA	0,47	0,15	61,59%	-36,64%	-1,51%	-110,10%	-8,30%

6. Conclusiones

Las partidas de gasto del Presupuesto Nacional destinadas a financiar los subsidios al consumo de energía de energía eléctrica y gas natural registraron un crecimiento explosivo durante los últimos diez años. A nivel histórico, ninguna partida presupuestaria se ha incrementado en la forma en que lo han hecho los subsidios energéticos en la última década: multiplicándose 110 veces entre 2004 y 2014 (de \$1.157 millones a \$128.000 millones³⁵). La magnitud que alcanzaron los subsidios energéticos se manifiesta en que representaron el 2,9% del PIB en 2014, superaron en un 14% el déficit primario de 2014 y alcanzaron el 67% del déficit financiero de la Administración Pública Nacional (APN). Para ponerlos en contexto, **el Estado destinó a subsidiar la energía tres veces y media más dinero que al conjunto de las universidades nacionales y casi seis veces más que a la asignación universal por hijo.**

En el trabajo se ha demostrado que los subsidios al consumo de electricidad y gas natural, a diferencia de los destinados al gas envasado en garrafas o cilindros, se concentran más en los deciles de ingreso medios-altos y altos.

Se ha demostrado también que **el actual esquema de subsidios es profundamente inequitativo a nivel regional y provincial**, lo cual se debe a la ausencia de revisión tarifaria en los márgenes de distribución del servicio de electricidad en el área de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires (que concentran el 40% de la demanda), cuyas distribuidoras actualmente son compensadas con recursos del Tesoro Nacional.

Por lo tanto, **mantener la política de subsidios energéticos vigente durante la última década no mejora la distribución del ingreso, como sí lo ha hecho la política de subsidios al transporte público³⁶, y genera fuertes inequidades territoriales.**

Por otra parte, la demora en la implementación de los acuerdos de revisión tarifaria acordados con las compañías concesionarias provocó un profundo deterioro en la situación patrimonial y financiera de las empresas, tanto en el segmento del transporte como en el de la distribución, más marcado aún en el caso del servicio eléctrico (especialmente en el caso de las distribuidoras del

³⁵ De acuerdo con los créditos vigentes al 30/11/15, los mismos ascenderían a \$142.000 millones en 2015.

³⁶ ASAP (2014): [“Informe de Subsidios y Compensaciones Tarifarias en Transporte”](#)

AMBA, que prácticamente no han actualizado sus tarifas). Esta situación sólo ha sido atendida recientemente mediante medidas puntuales y transitorias destinadas a paliar la situación crítica de algunas compañías mediante el otorgamiento de asistencia financiera y compensaciones “a cuenta” de dicha revisión tarifaria, incrementando aún más la masa de subsidios financiados por el Presupuesto Nacional. En paralelo, se ha constatado que **la calidad de los servicios públicos en aquellas empresas sometidas a congelamiento o retraso tarifario parcial se ha deteriorado en forma significativa**, por los desincentivos a la inversión privada en el sector.

En suma, **tanto desde el punto de vista fiscal como en lo que hace a su impacto redistributivo y a la situación económica de las empresas involucradas, resulta claro que los subsidios energéticos deben reordenarse y reducirse. Sin embargo, no deben perderse de vista las implicancias sociales y macroeconómicas de esta política** al momento de analizar la metodología, plazos e instrumentos considerados en su implementación.

La comparación regional del esquema tarifario de los servicios de luz y gas vigente en Argentina demuestra que la tarifa de luz que abona la mayor parte de los usuarios residenciales ³⁷ es apenas el 7,7% de la tarifa promedio regional; en tanto que, para el caso del gas natural, las tarifas promedio de la región son entre 5 y 16 veces mayores que las locales, dependiendo del cuadro tarifario que se aplique³⁸. Por ello, y teniendo en cuenta el impacto social que tal actualización significaría para los sectores más desfavorecidos, una alternativa para mejorar su focalización es aplicar un esquema de tarifa social que asigne los subsidios a la población vulnerable.

En cuanto al impacto macroeconómico de la eliminación de los subsidios, bajo la actual y compleja coyuntura económica, **detraer 3% del PIB de consumo privado (financiado por los subsidios) frenaría la incipiente recuperación con altas probabilidades de caer nuevamente en una recesión**. Vale agregar que el alza de las tarifas residenciales, comerciales e industriales, en un escenario de

³⁷ Consumos mensuales de entre 150 Kw/h y 300 Kw/h, que constituye el rango en el que se concentra el mayor consumo residencial.

³⁸ En abril de 2014, el ENARGAS dictó una serie de resoluciones por medio de las cuales se aprobó un nuevo esquema tarifario que prevé tres categorías de tarifas según el nivel de ahorro en el consumo registrado respecto a igual período del año anterior. Un esquema similar se aplicó en mayo de este año, previéndose de esta manera la reducción progresiva en la aplicación de subsidios en usuarios residenciales y comerciales, en la medida que el ahorro en el consumo desaparezca.

devaluación de la moneda, aceleraría aún más la inflación. **El gradualismo es, en este sentido, indispensable.**

En definitiva, es preciso reordenar el marco de funcionamiento del sistema energético en sus diferentes etapas (generación, transporte y distribución), en el marco de una reducción gradual de los subsidios, para lo cual se considera conveniente trabajar en función de los siguientes ejes:

1. Salir de la Ley de Emergencia Económica 25.561.
2. Arbitrar los recaudos para que el conjunto de empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica (57 a nivel país y las Cooperativas eléctricas) alcancen en el plazo de un año el nivel de tarifas (margen de Distribución) de acuerdo a los previsto en los Contratos de Concesión.
3. Una vez que se produzca el saneamiento al sector de Distribuidoras Eléctricas, encomendar a éstas la responsabilidad de contratar la ampliación de la capacidad instalada.
4. Fijar para la energía generada en el MEM un valor medio que recupere todos los costos de generación auditados. Ese valor será el que pagarán las empresas distribuidoras a las generadoras y será a su vez el valor que se pasará a las tarifas finales pagadas por los usuarios finales de todas las jurisdicciones.
5. Establecer un subsidio destinado a compensar el precio de la energía eléctrica para usuarios vulnerables de todo el país. El mismo deberá focalizarse en los primeros deciles de la población, de manera tal que las subas sean mínimas para estos sectores, e ir disminuyendo progresivamente a medida que crecen los ingresos. Asimismo, deberá diseñarse de manera tal que permita que los aumentos de tarifas sean graduales y se evite una brusca reducción del consumo privado.
6. Utilizar las bases de datos de ANSES, del Ministerio de Desarrollo Social, de la AFIP y de las diferentes provincias del país para definir el alcance del subsidio. Como mínimo, se deberán incluir a jubilados y pensionados con haber mínimo, beneficiarios de pensiones no contributivas y de la AUH, empleadas domésticas y beneficiarios de programas sociales nacionales y provinciales.

7. Establecer un plazo, previo a la implementación de los aumentos, para considerar reclamos por “errores de exclusión” por parte de aquellos que se consideren injustamente excluidos del subsidio.
8. Mantener los actuales subsidios a los siguientes Fondos Fiduciarios: a) Fondo Fiduciario Consumidores Residenciales de GLP; y b) Fondo Fiduciario para Consumos Residenciales de Gas.
9. Eliminación del Plan Gas, redefiniendo el mismo para la producción de Vaca Muerta y otros yacimientos a promover.
10. Fijar un precio de venta del gas natural en boca de pozo que recupere los costos medios de producción nacional e importación.
11. Establecer un subsidio de tarifa social destinado a compensar el costo del servicio de gas natural, con las mismas características del destinado a la energía eléctrica.

Referencias

- Lombardi, M.; Mongan, J.; Puig, J. y León, S. (2014): Una aproximación a la focalización de los subsidios a los servicios públicos en Argentina. Documento de Trabajo DPEPE N°09/2014. Febrero de 2014.
- ENRE (2013): Informe Anual ENRE 2012. Capítulos 6 Control de Calidad del Servicio de Distribución y Capítulo 7 La atención de reclamos de los usuarios.
- Roitman, Mauricio (2013): Presupuesto 2014. Servicios económicos. Energía. Honorable Senado de la Nación.
- Caratori, Luciano (2014): Presupuesto 2015. El contexto energético. Honorable Senado de la Nación.
- Rabinovich, Gerardo (2015). La energía en Argentina. Los desafíos políticos, técnicos y económicos 2016-2019. Panel N°2- Energía Eléctrica. IAE “General Mosconi”. Buenos Aires, 8 de abril de 2015.
- Kozulj, Roberto (2012). Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. CEPAL. Julio de 2012.
- Auditoría General de la Nación (AGN). Actuación AGN N° 257/10. Informe de Auditoría: Secretaría de Energía, ENRE, ENARGAS y Subsidios.
- Informe Anual CAMMESA 2014.
- Plan Energético Nacional: 2004 – 2019. Presidencia de la Nación, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Anexo 1. Consideraciones metodológicas

- Fuentes de información

La información analizada en este informe ha sido tomada del Sistema Integrado de Información Financiera (SIDIF) de la Secretaría de Hacienda.

El momento de registro es el devengado, que considera al gasto en el momento en el que la transacción produce una obligación de pago, hay un cambio patrimonial, y el crédito presupuestario es afectado en forma definitiva, a diferencia del registro en base caja, que remite al momento en el que los gastos son efectivamente pagados por la Tesorería, con independencia de cuando fueron devengados.

- Definición de “subsidijs energéticos”

En el marco de las normas internacionales vigentes provenientes de las Estadísticas Fiscales del FMI (2012), el concepto de subsidio se concentra exclusivamente en las transferencias para gastos corrientes. Por tanto, en el presente informe se abordan en forma separada las transferencias para gastos corrientes (subsidijs) de las transferencias para gastos de capital.

Asimismo, cabe puntualizar que el universo de análisis está circunscripto a las transferencias que realiza la Administración Pública Nacional (APN) para financiar gastos corrientes y/o de capital de empresas públicas y privadas, fondos fiduciarios y otros organismos del sector energético. Es decir que no están contemplados dentro de este universo los recursos asignados a través de los Fondos Fiduciarios, constituidos principalmente por recursos tributarios con afectación específica, a excepción de los aportes que éstos reciben del Tesoro Nacional, ya que son canalizados a través de la Administración Nacional.

Anexo 2. Consideraciones respecto de la comparación tarifaria regional.

A nivel regional, las Empresas relevadas son aquellas que prestan servicios, con excepción de Venezuela, en las capitales nacionales. Se resume a continuación el detalle con las opciones tarifarias utilizadas en cada caso:

País	Empresa	Ciudad	Tarifa Residencial	Tarifa Comercial	Tarifa Industrial
Bolivia	DELAPAZ	La Paz	Tarifa B2-PD-BT	Tarifa B2-PD-BT	Tarifa B2-PD-BT
Brasil	CEB	Brasilia	Tarifa B1 Residencial	Tarifa B3 - Comercial/Industrial	Tarifa A4 - Comercial/Industrial
Chile	CHILECTRA	Santiago	Tarifa BT-1.a Área 1A	BT - 2: Tarifa de Potencia Contratada	AT - 4.1: Tarifa horaria
Colombia	CODENSA	Bogotá	Tarifa Residencial Nivel 1	Sector No Residencial, Industrial y Comercial, Medida Nivel 2	Sector No Residencial, Industrial y Comercial Medida Nivel 3
Ecuador	EEQ	Quito	Residencial A1	B.2.1 Baja Tensión con Demanda	B.5.4 Media Tensión con Demanda
Paraguay	ANDE	Asunción	Tarifa Social 141, Tarifa Residencial 142	Tarifa Comercial 245	Tarifa Industrial 372
Perú	EDELNOR	Lima Norte	Opción Tarifaria BT5B	Opción Tarifaria BT4	Opción Tarifaria MT4
Uruguay	UTE	Montevideo	Tarifa Residencial Simple, Tarifa de Consumo Básico Residencial	Tarifas Triple Horario - MC1	Tarifas Triple Horario - GC2
Venezuela	CORPOLEC	Estado de Lara	Residencial Social T-01, Residencial General T-02	Servicio General 100	Servicio General 300

Para el análisis comparativo a nivel regional se calculó el precio medio del Kw/h en dólares estadounidenses, utilizando el tipo de cambio oficial de cada país.

En el caso de Argentina, se escogieron seis de las mayores Empresas distribuidoras del país, medidas en cantidad de usuarios abastecidos. El cuadro que sigue detalla, para cada una de ellas, la opción tarifaria utilizada para representar a cada categoría de consumidor.

Empresa		Ciudad	Tarifa Residencial	Tarifa Comercial	Tarifa Industrial
EDENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	Buenos Aires Norte	Tarifa 1 - R1, Tarifa 1 - R2	Tarifa 2	Tarifa 3 - MT<300kW
EDESUR	Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima	Buenos Aires Sur	Tarifa 1 - R1, Tarifa 1 - R2	Tarifa 2	Tarifa 3 - MT<300kW

EDEMSA	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza Sociedad Anónima	Mendoza	Tarifa 1 - R1, Tarifa 1 - R3	Tarifa 2 Especial en Baja Tensión	Tarifa 2 Red de Media Tensión- Potencias superiores a 10kw e inferiores a 300kw
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba	Córdoba	Tarifa N°1 Residencial	Tarifa N°2 General y de Servicios	Tarifa N°3 Grandes Consumos
EDELAP	Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima	La Plata	Tarifa 1 - R1, Tarifa 1 - R2	Tarifa N°2 (Medianas Demandas)	Tarifa 3 - MT < 300 Kw
EPESF	Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe	Santa Fe	Tarifa 1 - Uso Residencial (menor de 20 kW)	Tarifa 2B1 - Baja Tensión Demandas menores a 300 kW	Tarifa 2M31 - Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW

Anexo 3. Sistema Normativo por empresa o sector subsidiado

Es este Anexo se define el esquema de circulación de los subsidios energéticos desde el emisor de los fondos hasta el receptor de los mismos y se describen en función de la información disponible los resultados obtenidos con las medidas dispuestas.

Para ello se describe a continuación y en forma simplificada el sistema normativo, identificando la empresa o sector subsidiado, el origen de los fondos que alimentan los subsidios y el modo de financiamiento de los mismos.

En el marco de la Ley 25.561, de enero del año 2002, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, que congeló las tarifas de los servicios públicos de Gas y Electricidad y convocó a una renegociación de todos estos contratos, (descritos en los capítulos 1 y 2), en abril del 2002, por R.SEE 8, se fijaron precios máximos de energía y potencia a los Generadores.

Estos congelamientos de tarifas y precios, conjuntamente con la R.MPFIPyS 208 del año 2004 (Acta Acuerdo con las Petroleras por la que se determinó un precio máximo de gas por cuenca, comenzó a caer la exploración y explotación), hizo que la Cámara Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), entrara en crisis por diversos motivos:

Por un lado, CAMMESA no pagaba precios justos a los Generadores dado el congelamiento tarifario ya mencionado y por el otro, la escasez de gas que debía alimentar las plantas Generadores, comenzó a manifestarse acentuadamente.

Asimismo el Decreto 180 del año 2004, que le autoriza al MPFIPyS realizar obras aprobadas, supervisadas y ejecutadas, por fuera de la jurisdicción del ENARGAS,

y en el ámbito de las Licenciatarias de estos servicios, implican cambios en las reglas de juego del sector, que generaron las políticas de subsidios, cuyos mecanismos de circulación se listan a continuación:

Subsidios destinados a Gastos Corrientes.

CAMMESA. Cámara Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

CAMMESA recibió subsidios en el año 2014 por \$71.333 millones para gastos corrientes. Explicitamos a continuación las normativas que establecieron los mecanismos de transferencias.

Dado que la situación de los aportes del Tesoro Nacional a cubrir el déficit de CAMMESA (producto del congelamiento de precios a Distribuidoras y Generadores), se había tornado insostenible, por medio de la resolución **R.SEE 950** de septiembre del 2004, se constituyó el **Fondo para atender a la Contratación de Transporte y Adquisición de Gas Natural Destinado a la Generación de Energía Eléctrica**, cuyo objeto exclusivo era la contratación de transporte firme de gas natural y la adquisición de gas natural, ambas con destino a la generación de energía eléctrica en orden a la estabilización de precios y readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

El Fondo era operado por CAMMESA, y podía integrarse adicionalmente a los subsidios del Tesoro Nacional, por los siguientes recursos, entre otros:

- a. un cargo transitorio a aplicar sobre compras que realicen en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) los Agentes Demandantes y las demandas de Exportación, con independencia de los contratos en el Mercado a Término suscriptos para su abastecimiento;
- b. los pagos que realicen los Agentes Generadores por uso de la capacidad de transporte y/o compras de gas natural objeto de esta operatoria;
- c. los recursos que se obtengan por reventa de la capacidad de transporte y/o de gas natural objeto de esta operatoria;
- d. los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes nacionales e internacionales.

En el año 2004, la situación de escasez de gas natural para la operatoria de generación eléctrica continuaba siendo muy complicada, por lo cual, se suscribió un **convenio integral entre Venezuela y la Argentina**, acordando la provisión al mercado Argentino de Fuel Oil y Gas Oil por parte de PDVSA.

Posteriormente, en el año 2005, por **R.SEE 181/05**, se creó una cuenta especial para importar combustibles de Venezuela y se instruyó a CAMMESA a suscribir, por cuenta y orden del Estado Nacional, los documentos necesarios con la Empresa Estatal PDVSA para el suministro de Fuel Oil destinado a la generación de energía eléctrica en Centrales Térmicas de nuestro país.

Asimismo, Instruyó a CAMMESA, a realizar por cuenta y orden del Estado Nacional, el llamado a licitación para la adquisición de un volumen acotado de Fuel Oil de rápida disponibilidad, para el abastecimiento de centrales de generación de energía eléctrica ubicadas en distintas regiones de nuestro país.

La Autoridad de Aplicación: CAMMESA, con aportes del Tesoro Nacional para la compra de combustibles.

ENARSA.

Enarsa recibió en el 2014 para gastos corrientes \$40.470 millones, y cuyas normativas son las siguientes.

En el año 2007, dado que persistía la falta de gas natural, por medio de la **R.MPFIPyS 459/07**, se creó el **Programa de Energía Total** para la compra de combustibles líquidos y gaseosos alternativos para autogeneración eléctrica, en el ámbito del MPFIPyS, con el objeto de incentivar la sustitución del consumo de gas natural por el uso de combustibles, el que tenía una duración de 90 días (luego prorrogado).

Dicha resolución designó como Unidad Ejecutora a la Subsecretaría de Coordinación y Control del Gestión del MPFIPyS e instruyó a la SEE del MPFIPyS, en uso de las facultades otorgadas por el **Decreto 180/04** (por la cual se creó el Fondo Fiduciario para obras aprobadas, supervisadas y ejecutadas por el MPFIPyS en los sectores de transporte y distribución de gas natural), a prestar la asistencia técnica para la ejecución del programa.

Destinó al Programa de Energía Total \$930.millones, los que serían asignados al pago de las diferencias que surgieran entre el precio de compra para la provisión habitual y la adquisición de los combustibles sustitutos.

Los gastos de este programa eran atendidos con las partidas presupuestarias del MPFIPyS. Autoridad de Aplicación: ENARSA Unidad Ejecutora: Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS.

En el año 2008, y en el marco de las atribuciones que el Estado Nacional le había otorgado a ENARSA para la compra de combustibles, por el **Decreto 2067/08**, se

creó el **Fondo Fiduciario para las importaciones de gas natural y otros combustibles**. El citado Fondo Fiduciario estaba integrado por:

- Cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural.
- Los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se puedan acordar con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales o internacionales;
- A través de otros sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector.

Le correspondió al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, reglamentar el alcance, la constitución y el funcionamiento del Fondo Fiduciario

Una serie de Resoluciones fueron considerando limitaciones a la aplicación de los cargos tarifarios que establecía esta norma, y por consiguiente comenzaron a aplicarse bonificaciones del 100% a los usuarios residenciales. Cargos que eran absorbidos por el Estado Nacional a través de subsidios.

A partir del 2009, por **Resolución ENARGAS I 730**, se exceptuaba del pago del Cargo del Decreto 2067/08, a los usuarios Residenciales de las Provincias de Mendoza, San Juan, San Luis, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, La Pampa y Buenos Aires. Quedaban también excluidos de los efectos de la presente Resolución los Partidos de la Provincia de Buenos Aires abastecidos por Metrogas S.A., Gas Natural BAN S.A., Litoral Gas S.A.; el Partido de La Plata abastecido por Camuzzi Gas Pampeana S.A. y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Posteriormente, por **Resolución ENARGAS 1179 del 2010**, se estableció, con carácter de restitución del Subsidio del Estado Nacional, una bonificación equivalente al CIENTO POR CIENTO (100%) del Cargo dispuesto por el Decreto N° 2067/08 a aplicar a los usuarios residenciales durante el período de consumo comprendido entre los meses de junio y julio del 2010, y una bonificación equivalente al SETENTA POR CIENTO (70%) del cargo citado a aplicar a los

usuarios residenciales durante el período de consumo comprendido entre los meses de agosto y septiembre del año 2010.

Por último, y continuando con esta política, **por Resolución ENARGAS 2904/14**, se instruyó a las Licenciatarias de Distribución y a los Subdistribuidores, a poner a disposición de los usuarios que lo solicitaran el mantenimiento del subsidio, por medio del Formulario de “Declaración Jurada sobre la necesidad del subsidio”.

PLAN GAS.

Este Plan **recibió en el 2014 la suma de \$11.299 millones**, con las normativas siguientes:

En el año 2012, por medio del **Decreto 1.277**, se aprueba la reglamentación de la **Ley 26.741**, que crea la **Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas**.

Esta Comisión funciona en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas; integrado por representantes de esta Secretaría, la Secretaría de Energía, del MPFIPyS, y la Secretaría de Comercio Interior, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Instruye al Jefe de Gabinete que disponga los ajustes necesarios en el Presupuesto a los efectos de atender los requerimientos que surjan del presente Decreto.

La Comisión, debe elaborar un Plan integral y establecer los criterios y las metas deseables en materia de inversiones en materia de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, a los fines de garantizar la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de los hidrocarburos en el corto, medio y largo plazo, asegurando el cumplimiento de la Ley 26.741.

Por medio de la **R. 1/2013**, la **Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas**, elaboró un Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural, denominado **Plan Gas**.

El propósito de este Plan era garantizar a las empresas productoras u\$S 7,5 el millón de BTU, para volúmenes de gas por arriba de la curva ajustada a una tasa de declino anual a determinar en cada caso.

La diferencia entre este valor y el que pagan las Distribuidoras, es cubierto por el Estado Nacional.

Fondo Fiduciario para subsidio Consumidores Residenciales de GLP de sectores de bajos recursos y para la expansión de redes de gas natural. En el año 2014, derivó fondos por \$1.563 millones.

En el año 2005, por medio de la **Ley 26.020** (modificatoria de la Ley 25.565), se creó el **Fondo Fiduciario para subsidiar el Consumo Residencial de Gas licuado de Petróleo (GLP)** de sectores de bajos recursos (Garrafas y Cilindros), y para la expansión de redes de gas natural.

Este Fondo Fiduciario se integraba por los siguientes recursos:

- La totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecidos por la presente Ley.
- Los fondos que por Ley de Presupuesto se asignen.
- Los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con instituciones nacionales o internacionales.
- Los aportes específicos que la autoridad de aplicación convenga con los operadores de la actividad.

El **Decreto 470/2015**, en el marco de las leyes 25.565 y 26.020, estableció el Régimen regulatorio de la industria y comercialización de GLP, Creando el Programa Hogar con Garrafa.

Subsidio del Tesoro Nacional, y a partir de abril del 2015, transferencias por intermedio del ANSES, con cargo de devolución.

Autoridad de aplicación: S.EE y ENARGAS.

Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT).

En el año 2014, el Estado Nacional derivó fondos corrientes por \$2.181,6 millones.

Ente Binacional Yaciretá.

En el año 2014, recibió subsidios del estado Nacional por \$184 millones.

Organismos Provinciales.

Recibieron susidios del Estado Nacional por \$329 millones.

Fondo Fiduciario para Consumos Residenciales de Gas, región Patagónica y Malargüe, Mendoza y de la Región conocida como Puna, deberán recibir tarifas

diferenciales a los consumos Residenciales y a la venta de garrafas (Ley 25.565).

- En el año 2014 otorgó subsidios por \$299,3 millones.

Este Fondo Fiduciario tiene por objeto financiar:

- a) Las compensaciones tarifarias para la región Patagónica, Departamento Malargüe, de la Provincia de Mendoza, y de la Región Puna, que las Distribuidoras zonales de gas natural, y gas licuado de petróleo de uso domiciliario, deberán percibir por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales.
- b) La venta de Cilindros, Garrafas, gas licuado de petróleo, gas propano comercializado a granel en las zonas mencionadas.

Por el artículo 75 de la Ley 25.565, se nutría de un recargo del 7,5% sobre el precio del gas en punto de ingreso al sistema de transporte, que se aplicaba a todos los ductos en el territorio nacional.

Posteriormente, por Decreto 786/02, el recargo establecido por el Artículo 75 de la Ley precedente, para el año 2002, pasaba a \$/0,004 por m³ de gas natural, consumido por redes o ductos en el Territorio Nacional, cualquiera fuera el uso o utilización final del mismo. Además establecía, que el monto total del Fondo Fiduciario afectado al pago de subsidios corrientes y compensaciones corrientes no podrá superar la suma de PESOS CIEN MILLONES (\$100.000.000) por año calendario. El Señor Ministro de Economía podía disponer el incremento de este monto.

Autoridad de Aplicación: S.EE y ENARGAS.

Resto. - En el año 2014 otorgó subsidios por \$2.186,7 millones.

Gastos de capital.

Se destinaron en el año 2014, \$33.770, desagregados en las entidades siguientes:

ENARSA.

En el año 2014 se realizaron transferencias de capital por \$12.979, 8 millones.

En el año 2014, se inauguraron las primeras dos turbinas de la **Central Térmica Guillermo Brown** que aportará al sistema 580 megavatios.

La inversión total fue de 500 millones de dólares realizada en conjunto con la empresa generadora AES. Ambos equipos pueden funcionar a gas, gasoil y biodiesel. Esta es la central número 20 de las inauguradas en la Provincia de

Buenos Aires desde 2003, que en su conjunto aportaron al sistema interconectado más de 3500 megavatios.

La obra, ubicada en la localidad de General Daniel Cerri, Provincia de Buenos Aires, fue ejecutada en menos de dos años. La principal empresa contratista fue la alemana Siemens.

El inicio de las obras fue en septiembre de 2013. Para el 12 de mayo de este año, la central logró sincronizar a la red la primera turbina de 290 megavatios. Desde ese primer momento comenzó el aporte de energía a la red troncal. El 10 de julio se sincronizó a la red la segunda turbina de 290 megavatios y en los primeros días de agosto, la Central empezó a funcionar a base de gasoil y biodiésel. Actualmente está en proceso de licitación el cierre del ciclo de la Central Guillermo Brown y su finalización está prevista para 2017, con una inversión de 350 millones de dólares.

La construcción de la Central es un proyecto conjunto del Ministerio de Planificación, junto a Enarsa, y la empresa generadora AES.

Esta obra se suma a otra serie de centrales térmicas encaradas por el Gobierno nacional para ampliar la capacidad de generación energética en el país. La última fue la **Central Vuelta de Obligado**, inaugurada en diciembre en la localidad santafesina de Timbúes. La obra supuso una inversión de 850 millones de dólares y aportó al sistema una potencia de 540 megavatios con dos turbinas a gas de 270 MW cada una, a la que debe sumársele una próxima turbina a vapor que permitirá cerrar el ciclo combinado y elevar la potencia a 810 MW.

Desde 2003 a la fecha se ha incorporado al sistema 12.400 megavatios, es decir un 71 por ciento más de energía, con una inversión de 24.500 millones de dólares. De ese total, 3500 megavatios fueron en la provincia de Buenos Aires, distribuidos en 20 centrales. La principal es la Central Belgrano, con un aporte de 830 megavatios, seguida por la Central Néstor Kirchner (745 MW), y Ensenada de Barragán (560 MW).

Generación Distribuida I, II, III, IV. : Durante 2007, ENARSA convocó a empresas especializadas del sector y obtuvo múltiples ofrecimientos para entregar potencia al sistema interconectado y generar energía eléctrica utilizando grupos generadores transportables de baja potencia, ya sea mediante motores alternativos o turbinas a gas, y ampliar de esta manera la generación de energía de la Argentina.

Mediante estas acciones, se ha procurado satisfacer la mayor demanda de energía y potencia registrada en los últimos años, mejorando las bases para el desarrollo del sector industrial, agropecuario y turístico de cada una de las regiones afectadas, con alta confiabilidad y calidad en el suministro eléctrico.

El Programa de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) fue desarrollado en cuatro etapas, que abarcaron conjuntamente la instalación y puesta en marcha de 59 centrales, ubicadas en 17 provincias del territorio nacional, con una potencia total instalada de 894MW³⁹.

El **Decreto 465/05**, instruye al MPFIPyS para que a través de la S.EE en uso de las facultades conferidas por el Decreto N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004, y la Resolución del MPFIPyS 185 de fecha 19 de abril de 2004, organice las ampliaciones del sistema de transporte para el año 2006, y elabore a través del ENARGAS, organismo autárquico en el ámbito de la S.EE, las bases de los concursos abiertos para la ampliación de capacidad de cada uno de los sistemas cuya ampliación se disponga.

Instruye al CONSEJO CONSULTIVO DE INVERSIONES DE LOS FONDOS FIDUCIARIOS DEL ESTADO NACIONAL creado por el Decreto N° 906 de fecha 20 de julio de 2004, para que invierta las disponibilidades líquidas de los Fondos Fiduciarios del Estado Nacional en los instrumentos financieros que emitan los Fondos Fiduciarios que organice la S.EE del MPFIPyS, para concretar las ampliaciones de transporte de gas previstas en el presente decreto.

La S.EE, como organizador de los fideicomisos de gas, requerirá al CONSEJO CONSULTIVO DE INVERSIONES DE LOS FONDOS FIDUCIARIOS DEL ESTADO NACIONAL creado por el Decreto N° 906 de fecha 20 de julio de 2004, el aporte de financiamiento transitorio necesario para cada fideicomiso.

Instruyó a los Directores representantes del MPFIPyS en el Directorio de ENARSA, y a los Directores representantes de la S.EE del MPFIPyS en el Directorio de CAMMESA, a promover la participación de dichas sociedades, en caso de resultar necesario, en la financiación de la ampliación de la Capacidad de Transporte prevista en el presente decreto.

Proyectó **la construcción del gasoducto NE por ENARSA**, con una capacidad de 25 millones de m³/día, para la provisión de gas que comenzaba en Bolivia, cruzaba el NE de nuestro país, y terminaba en Campana para alimentar las centrales a construir en la zona. Autoridad de Aplicación: ENARSA. Y CAMMESA.

³⁹ Información extraída de la página web de ENARSA 2015

La licitación precedente se postergó porque no se sabía que pasaría de gas Boliviano y el gobierno volvió a instrumentar una contratación directa por medio de la empresa ENARSA, a través del Decreto 267/07, que le otorgaba a esta empresa la construcción del gasoducto, la importación del fluido, y la concesión de este medio de transporte.

Por medio del Decreto 805/07, se licitó la compra de los caños con un presupuesto oficial de u\$s 744 millones, y se puso en marcha la obra, lo mismo que la ingeniería básica y el impacto ambiental, contratados por la misma ENARSA. A la obra se encuentra demorada.

Organismos Provinciales: En el año 2014 se le otorgaron subsidios por \$2.734 millones.

Ente Binacional Yaciretá: No recibió subsidios en el 2014.

Nucleoeléctrica SA.: Recibió subsidios en el año 2014 por \$6.608 millones.

La compañía tiene a su cargo la producción y comercialización de la energía generada por las Centrales Nucleares Atucha I, Atucha II y Embalse. Además es responsable de la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, y la construcción de una cuarta Central nucleoeléctrica.

Por la Ley 26.566, se declaró de interés nacional las actividades de diseño, construcción, licenciamiento, adquisición de bienes y servicios, montaje, puesta en marcha, marcha de prueba, recepción y puesta en servicio comercial, de una cuarta central de uno o dos módulos de energía de fuente nuclear a construirse en la República Argentina y todos los actos necesarios que permitan concretar la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, encomendando a Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) la materialización de dos objetivos fijados en el presente artículo.

Se autorizó la creación de un fideicomiso para la construcción de una cuarta central nuclear con uno o dos módulos en la República Argentina, y un fideicomiso para la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, facultándose a tales fines a Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) a celebrar los contratos que resulten necesarios con las entidades financieras públicas nacionales cuya selección se efectuará de acuerdo con las pautas que oportunamente fije la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Los fideicomisos creados por el artículo precedente podrán ser integrados por:

- Los aportes del Tesoro Nacional con arreglo a las partidas anuales que asigne la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional;
- Los recursos provenientes de operaciones de crédito en el mercado interno o externo, a cuyo efecto podrá apelarse a los medios financieros que resulten más convenientes, con sujeción a las previsiones de las Leyes 19.328, 24.156 y 24.354 sus modificatorias y complementarias, en cuanto no fueren modificadas por la presente ley;
- Los recursos propios de Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA), los provenientes de leyes especiales y aquellos que se asignen específicamente a Nucleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima (NASA) a los fines de cubrir las diferencias que existieran entre las inversiones a realizar y los recursos provenientes de los incisos a) y b);
- Los ingresos por legados o donaciones; y
- Los fondos provistos por organismos internacionales u organizaciones no gubernamentales.

Se eximió a los fideicomisos cuya creación se autoriza por la presente norma de todos los impuestos nacionales, incluido el Impuesto al Valor Agregado e impuestos internos.

Subsidios del Tesoro Nacional: El Fondo de Garantía de Sustentabilidad (Jubilaciones) acaba de enviar \$811 millones para financiar la construcción de Atucha II, con cargo de devolución.

Autoridad de Aplicación: Nucleoeléctrica Argentina

Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF): El año 2014 otorgó subsidios por \$1.273 millones.

Por las R.SEE 657/99, se constituyó a partir del 1 de mayo del 2000, el Plan Federal de Transporte Eléctrico. Se estableció que 0,0006 \$/kW/h, de lo recaudado se destinaría exclusivamente al **FFTEF**.

Posteriormente, por la R.SEE 174/00, se amplió a las recaudaciones provenientes de la recaudación del incremento del 0,0006 \$/ kWh, a:

- La renta financiera que produzca la administración de dichos fondos.
- Los recursos que le asignen el ESTADO NACIONAL y las Provincias.

- Las donaciones.
- Otros recursos que se obtengan para los mismos objetivos previstos en este Estatuto.
- Los recursos provenientes de los ingresos por peaje y la venta y/o percepción en idéntica proporción a la de su participación en la inversión de la Ampliación de los Cargos por Congestión y Pérdidas y las Penalidades Especiales pagadas por la Transportista o el Transportista Independiente que realiza la Ampliación y cualquier acreencia en dinero proveniente de la construcción y/o explotación de las líneas construidas con aportes del FFTEF.

Se identificó como obras de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión destinado al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones, financiables total o parcialmente por el FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL, el listado de líneas de transporte de energía eléctrica que a continuación se especifica, cuyo conjunto integra el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV):

- A) Interconexión Comahue Cuyo.
- B) Interconexión Noroeste Noreste.
- C) Interconexión Cuyana (Minera).
- D) Interconexión Memmemsp (Patagónica).
- E) Interconexión Región Atlántica Provincia De Buenos Aires.

Mediante el Decreto 762 del 2010, se aprobó el **Plan Federal de Transporte Eléctrico II**. Este programa se inserta también dentro de las obras públicas que viene desarrollando el MPFIPyS y tiene como objetivo la financiación de proyectos destinados a la ampliación del sistema de transporte eléctrico troncal, con la ampliación de estaciones transformadoras de 132kV, y construcciones de líneas de 132 kV.

Se iniciaron las tramitaciones conducentes a las licitaciones y posterior ejecución de las siguientes obras. Autoridad de Aplicación: SEE.

- a) LAT 132 kV Hendersen-Pehuajó. ET Pehuajó 132 kV. LAT 132kV Pehuajó-Gral. Villegas. ET Gral. Villegas.
- b) LAT 132 kV Saenz Peña-Castelli. ET Castelli. Provincia del Chaco.
- c) ET Villaguay, 132/34,5/13,8 kV, de la Provincia de Entre Ríos.
- d) ET Valle Viejo, 132/33/13,2 kV, de la Provincia de Catamarca.

- e) LAT 132 kV entre Central Maramanzana y ET Gral Levalle, y adecuación ET Gral. Levalle, de la Provincia de Córdoba.
- f) LAT 220 kV entre gran Mendoza y ET Cruz de Piedra de la Provincia de Mnedoza.
- g) ET Tartagal 132/33/13,2, de la Provincia de Salta.
- h) LAT 132kV doble terna entre ET El Bracho y ET Villa Quinteros en la Provincia de Tucumán.
- i) ET 132/13,2 kV San Martín y CAS 132 kV entre ET Rosario Sur y nueva ET San Martín, en la Provincia de Santa Fe.

YCFT. Recibió subsidios en el año 2014 por \$1.529 millones.

Luego de casi tres décadas de proyectos, se aprobaba el procedimiento realizado para la Licitación Pública Nacional e Internacional N° 24/08, del Yacimiento Carbonífero Río Turbio y de los Servicios Ferroportuarios con las Terminales en Punta Loyola y Río Gallegos, sito en la Provincia de Santa Cruz.

Paralelamente, ya se encuentra en funcionamiento una Central eléctrica junto al único yacimiento de carbón de Argentina (Río Turbio).

El proyecto se ejecutó bajo la modalidad “llave en mano” con un presupuesto de u\$s 650 millones y una capacidad de 240 MW. Sin embargo, si bien el proyecto de generación está orientado a la utilización de carbón, la misma se encuentra utilizando fuel oil, ya que el carbón no tiene el poder calórico adecuado y no hay ductos para la utilización de gas natural⁴⁰.

RESTO. En el año 2014 recibió subsidios por \$7.645,5 millones.

El Gobierno nacional adjudicó mediante la Resolución 760/2013 las obras de las centrales Presidente Kirchner y Gobernador Cepernic en el río Santa Cruz (ex centrales Cóndor Cliff y la Barrancosa).

Las obras, de más de US\$ 4.500 millones ubicada en la Provincia de Santa Cruz, cuya energía se consumirá mayoritariamente en el sistema del Gran Buenos y Litoral, no incluyen hasta ahora la línea de transmisión en extra alta tensión para transportar la energía producida cuya longitud se estima en 2.500 km.

⁴⁰ Información del MInplan