

**UNIVERSIDAD DEL CEMA
Buenos Aires
Argentina**

Serie
DOCUMENTOS DE TRABAJO

Área: Economía

**GAS Y ELECTRICIDAD. CÁLCULOS ECONÓMICOS
PARA UNA PROPUESTA INTEGRAL**

Diana Mondino y Ricardo Molina

**Julio 2016
Nro. 589**

**www.cema.edu.ar/publicaciones/doc_trabajo.html
UCEMA: Av. Córdoba 374, C1054AAP Buenos Aires, Argentina
ISSN 1668-4575 (impreso), ISSN 1668-4583 (en línea)
Editor: Jorge M. Streb; asistente editorial: Valeria Dowding <jae@cema.edu.ar>**

GAS Y ELECTRICIDAD

Cálculos económicos para una propuesta integral

Diana MONDINO*
Ricardo MOLINA

Agosto 2015

*“No podemos resolver problemas con las mismas ideas que **CREARON** los problemas”*
Albert Einstein

Resumen: Entre el 2014 y el 2015 se realizaron una serie de reuniones en las aulas de la UCEMA, con el auspicio del Centro Interdisciplinario de Políticas, Negocios y Economía (CIPNE), donde se reunieron más de cincuenta especialistas de distintas áreas de estudio con el propósito de elaborar una propuesta integral para el sector de gas y electricidad de la Argentina. Los objetivos de esa propuesta fueron identificados como: a) eliminar el déficit fiscal proveniente de los subsidios económicos a la energía con tarifas razonables; b) destruir el círculo vicioso entre necesidades de energía y las necesidades de divisas para afrontar las crecientes importaciones; c) lograr inversiones para el sector energético equivalentes al 5/7% del PBI por año; y d) recuperar el rol regulatorio del Estado que ha devenido en los últimos años en un elevado intervencionismo de los mercados energéticos domésticos. La propuesta debía surgir a partir de soluciones innovadoras, compatibles con las mejores prácticas internacionales y con altos estándares de calidad de servicio.

* Los puntos de vista de los autores no necesariamente representan la posición de la Universidad. Toda la información utilizada es de fuentes públicas. La información en cuadros y gráficos se presenta a título ilustrativo.

INDICE

A - DIAGNÓSTICO

B - PROPUESTAS CONCEPTUALES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO

Hidrocarburos – Upstream

Modelo Objetivo

Transición

Generación Eléctrica

Modelo Objetivo

Transición

Transporte de energía eléctrica y de gas

Modelo Objetivo

Transición

Distribución de electricidad y gas

Modelo Objetivo

Transición

Desmonopolización

Energías renovables y eficiencia energética

C - SUBSIDIOS Y TARIFAS

Situación Actual

Metodología propuesta para modificación tarifaria

Etapas inicial

Propuesta de Transición ante la crisis del verano Dic 2015/Marzo 2016

Etapas final

Subsidios económicos y ahorro fiscal

Propuesta de modificación tarifaria

Gas natural

Energía eléctrica

Ejercicio combinado de gas y electricidad

Consideraciones finales sobre la cuestión tarifaria

D - INVERSIONES – FINANCIACIÓN

Financiación de las inversiones

E - SINTESIS de la PROPUESTA

INDICE de CUADROS y GRAFICOS

Gráfico 1: *Demanda y Oferta Doméstica de Energía - Presentado por Juan José Aranguren – UCES, Abril 2015*

Gráfico 2: *Energy Sector External Trade Balance - Presentado por Juan José Aranguren – UCES, Abril 2015*

Gráfico 3: *Incorporación de Potencia para Cubrimiento de Demanda Máxima – Déficit/Superavit – 2004/2014- Presentado por Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015*

Gráfico 4: *Expansión del sistema de transporte eléctrico- Presentado por Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015*

Gráfico 5: *Benchmarking transporte de gas – USD / MMBTU / 1000 km- Presentado por Preparado por TGN – Abril 2015*

Gráfico 6: *Distribuidoras eléctricas deficitarias- Presentado por Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015*

Gráfico 7: *Tarifas Residenciales e Industriales - Benchmarking tarifas de gas natural
Preparado por ADIGAS – Abril 2015*

Gráfico 8: *Subsidios fiscales a la Energía - Presentación Fernando Navajas – UCES, Abril 2015*

Gráfico 9: *Evolución precio real al consumidor – 1945 – 2014 Presentación Fernando Navajas – UCES, Abril 2015
Con notas propias*

Gráfico 10: *Subsidios a Gas y Electricidad y Ahorro Fiscal – 2014 – Impacto de modificación tarifaria. Elaboración propia a partir de datos de ASAP y FIEL*

Gráfico 11: *Ejemplo de modificación tarifaria en pesos, en dos etapas– Gas Natural – Elaboración propia*

Gráfico 12: *Ejemplo de modificación tarifaria en dólares, en dos etapas – Gas Natural - Elaboración propia*

Gráfico 13: *Facturación mensual vs plana en pesos – Gas Natural - Elaboración propia*

Gráfico 14: *Efectos de la unificación tarifaria y de la modificación tarifaria en pesos, Gas Natural - Elaboración propia*

Gráfico 15: *Ejemplo de modificación tarifaria en pesos– Electricidad – Elaboración propia*

Gráfico 16: *Ejemplo de modificación tarifaria en dólares– Electricidad – Elaboración propia*

Gráfico 17: *Efectos de la Unificación tarifaria y modificación tarifaria en pesos – Tipo de Cambio A\$R 12 : u\$s 1*

Electricidad - Elaboración propia

Gráfico 18: *Ejercicio combinado gas y electricidad (T2 y plana) con impuestos- Consumidor “promedio” – Elaboración propia*

Gráfico 19: *Inversiones necesarias para la expansión de la generación eléctrica 2015-2025 – Presentado por Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015*

GAS Y ELECTRICIDAD

Cálculos económicos para una propuesta integral

DIAGNÓSTICO

Este trabajo reconoce como su punto de partida los documentos elaborados por los ex –Secretarios de Energía¹ que ofrecen un claro diagnóstico de la situación de los mercados energéticos argentinos e incluyen recomendaciones que han sido tomadas en cuenta en esta propuesta.

Desde el año 2002, el sector fue deteriorándose hasta caer en serios desequilibrios entre la oferta y la demanda como consecuencia de una estrategia política basada en un fuerte intervencionismo estatal que disimulara sus efectos negativos ante la población.

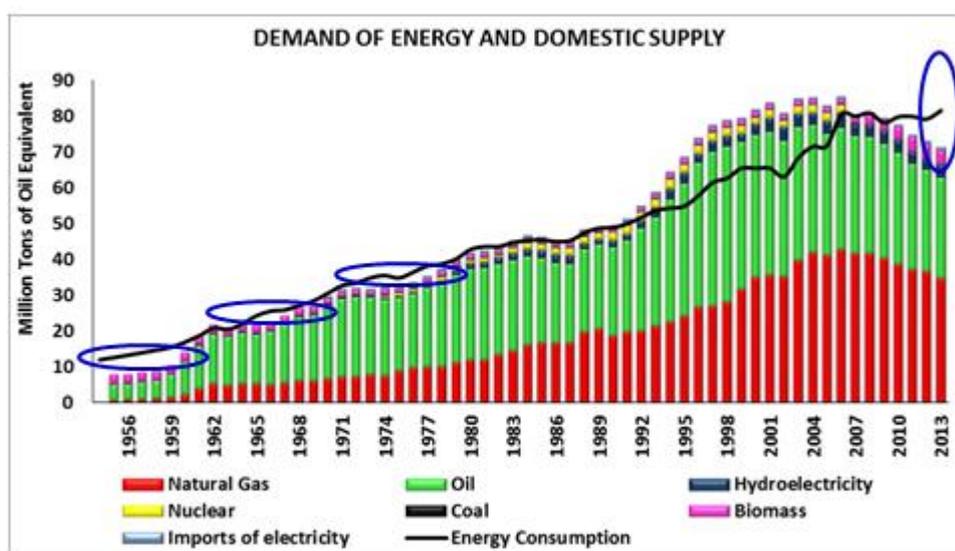


Gráfico 1: Presentado por Juan José Aranguren – UCES, Abril 2015

Ese proceso fue evolucionando modificando al sector desde netamente exportador a importador. Adicionalmente, las importaciones fueran realizadas desde entes gubernamentales sin recursos propios, lo que implicó que la crisis energética evolucionara hacia una crisis macroeconómica caracterizada por un creciente déficit

¹ Grupo constituido en 2009 e integrado por los siguientes ex Secretarios de Energía de la Nación: Emilio Apud, Julio César Aráoz, Enrique Devoto, Roberto Echarte, Alieto Guadagni, Jorge Lapeña, Daniel Montamat y Raúl Olocco.

fiscal y de la balanza de pagos que alejaba toda posibilidad de recuperación del sector. Dos rumbos políticos explican, principalmente, este profundo deterioro macro:

* los subsidios a la oferta energética para compensar los mayores costos que no podían trasladarse a precio y

* las importaciones para suplir el déficit de ofertas energéticas que fueron financiadas sin recursos propios y eventualmente apelando a reservas del Banco Central de la República Argentina.

Colateralmente se han producido otros efectos negativos tales como: la ruptura de los contratos de las empresas concesionarias y licenciatarias del sector con el Estado Nacional, empresas quebradas y una distorsión en la matriz energética fuertemente sesgada hacia la energía más escasa, gas natural. Las barreras creadas para limitar el comercio exterior y al ingreso de capitales, el mercado cambiario intervenido, endeudamiento creciente, escasez de reservas líquidas y el déficit público estimado en 7% del PBI, son otros elementos que configuran este escenario de crisis.

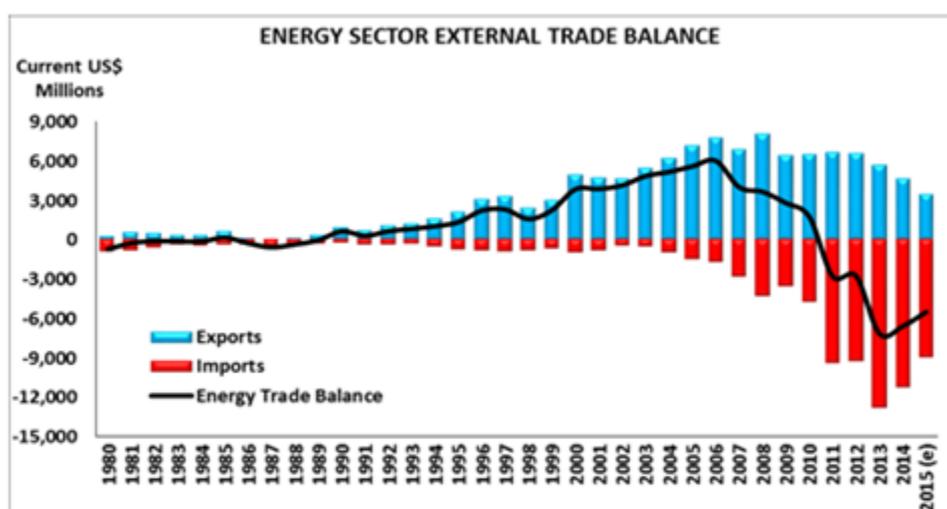


Gráfico 2: Presentado por Juan José Aranguren – UCES, Abril 2015

PROPUESTAS CONCEPTUALES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO

La reformulación del mercado energético requiere de un conjunto de políticas de largo plazo que integren aspectos jurídicos, económicos, regulatorios y de integración internacional. Este conjunto debe configurar el Modelo Objetivo que se pretende alcanzar y requiere de una serie de medidas de corto plazo que permitan restablecer los necesarios equilibrios en una transición ordenada. Los plazos de esas transiciones

dependerán de cada sector, pero sería recomendable que, en ningún caso, excedan los dos años.

Para simplificar el proceso de recuperación de los necesarios equilibrios, en todos los casos pertinentes, se adoptó una estrategia de distinguir los desequilibrios actuales o “**stocks**” de los **nuevos flujos** de fondos. El tratamiento de los problemas pre-existentes deberá ser compatibles con los objetivos enunciados.

Hidrocarburos – Upstream

El Modelo Objetivo propuesto para este segmento tan relevante se define en los siguientes elementos:

- Precios de mercado alineados con las paridades de importación y exportación.
- Libre importación de hidrocarburos y combustibles. Las exportaciones requerirán autorización previa para no afectar el abastecimiento interno.
- Agencia nacional que compatibilice normas técnicas, medioambientales y coordine los esfuerzos fiscales entre la nación y las provincias.
- Política de estímulos fiscales para incentivar la exploración de nuevos recursos.
- Todas las empresas deberán operar bajo las mismas reglas, sin ventajas que alteren la libre competencia.
- Coexistencia de mercados de contratos y mercados spot.

Durante la **transición** se proponen las siguientes medidas para alcanzar los objetivos:

- Mantener el régimen administrado de precios para el petróleo argentino con una tendencia hacia la convergencia con los precios internacionales.
- Establecer un “Price Cap” para el gas natural uniforme para todas las cuencas productoras y todas sus fuentes.
- Transferir a la órbita privada las importaciones de gas de Bolivia mediante una “open season”.
- Eliminar las barreras aduaneras y cambiarias para el ingreso de equipos destinados a las actividades hidrocarburíferas.
- Recomponer el mercado de contratos entre los productores y los consumidores directos.
- Eliminar las retenciones a las exportaciones.
- Eliminar las barreras que impiden la libre importación de petróleo crudo y derivados.
- Liberar la importación y comercialización de Gas Natural Licuado (GNL).

Generación Eléctrica

El Modelo Objetivo propuesto se basa en:

- Libertad de precios para todos los generadores eléctricos.

- Política de incentivos fiscales para estimular las inversiones privadas en la construcción de nuevas centrales de generación.
- Las inversiones del sector público se corresponderán con un planeamiento de largo plazo.
- Coexistencia de dos mercados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): uno de contratos directos entre generadores y clientes con plena libertad de precios y condiciones, y otro de despacho central basado en precios marginales.
- Creación de CAMESA 2 con todas las características fundacionales de la original.
- Estimular la cogeneración y la autogeneración.
- Priorizar el despacho de las fuentes de generación renovables.

Para la **transición** se proponen las siguientes medidas:

- Establecer un precio medio monómico máximo de la energía, expresado en moneda constante, con vigencia durante la transición.
- La oferta de generación eléctrica no será objeto de subsidios económicos estatales.
- Congelar la situación de la actual CAMESA y resolver las cuentas pendientes con esquemas financieros de largo plazo.
- Traspaso de funciones de CAMESA actual a la nueva CAMESA 2.
- Revisar la continuidad de los proyectos de centrales hidráulicas en el sur y la central de carbón de Río Turbio.

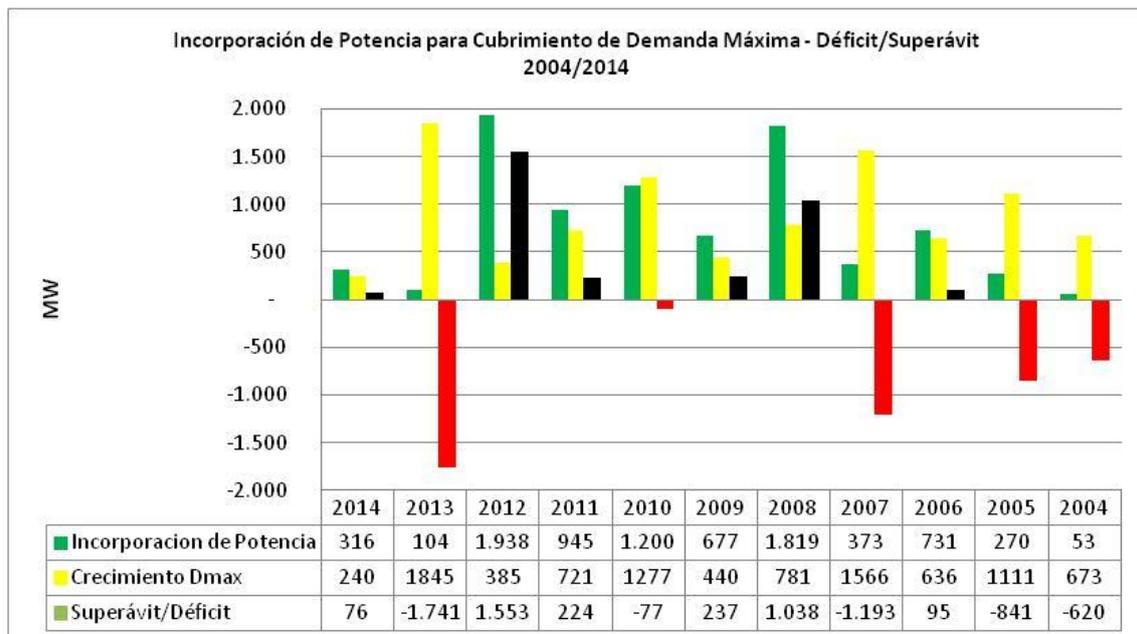


Gráfico 3: Presentado por Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015

Transporte de energía eléctrica y de gas

Las características del Modelo Objetivo propuesto son las siguientes:

- Los transportistas no compran ni venden energía.
- Operación bajo la regla del “Open Access”.
- Las iniciativas de nuevas líneas de transporte o extensiones de las actuales podrán surgir de la iniciativa privada o del sector público.
- La operación de las líneas de transporte siempre estarán a cargo de las licenciatarias correspondientes.
- Precios máximos regulados con ajustes periódicos para mantener valores constantes y revisiones quinquenales de costos e inversiones.
- Licenciatarias y concesionarias sujetas al control regulatorio.
- Contratos de licencias y concesiones extendidos conforme el resultado de las renegociaciones.
- Diseñar un plan nacional de transporte de energía con una visión de largo plazo.

Durante la **transición**, se proponen las siguientes medidas:

- Ajuste inicial de tarifas para recomponer la situación financiera de las transportistas, a cuenta de los nuevos valores que surjan de la renegociación de las licencias y concesiones.
- Renegociación integral de los contratos vigentes para recomponer la ecuación económico-financiera de las transportistas.
- Las renegociaciones también incluirán un paquete de inversiones obligatorias que restablezcan la calidad de servicio.
- El Estado nacional adoptará medidas para disminuir el costo de capital (financiamiento directo o garantías colaterales de organismos multilaterales de crédito) de las inversiones comprometidas.

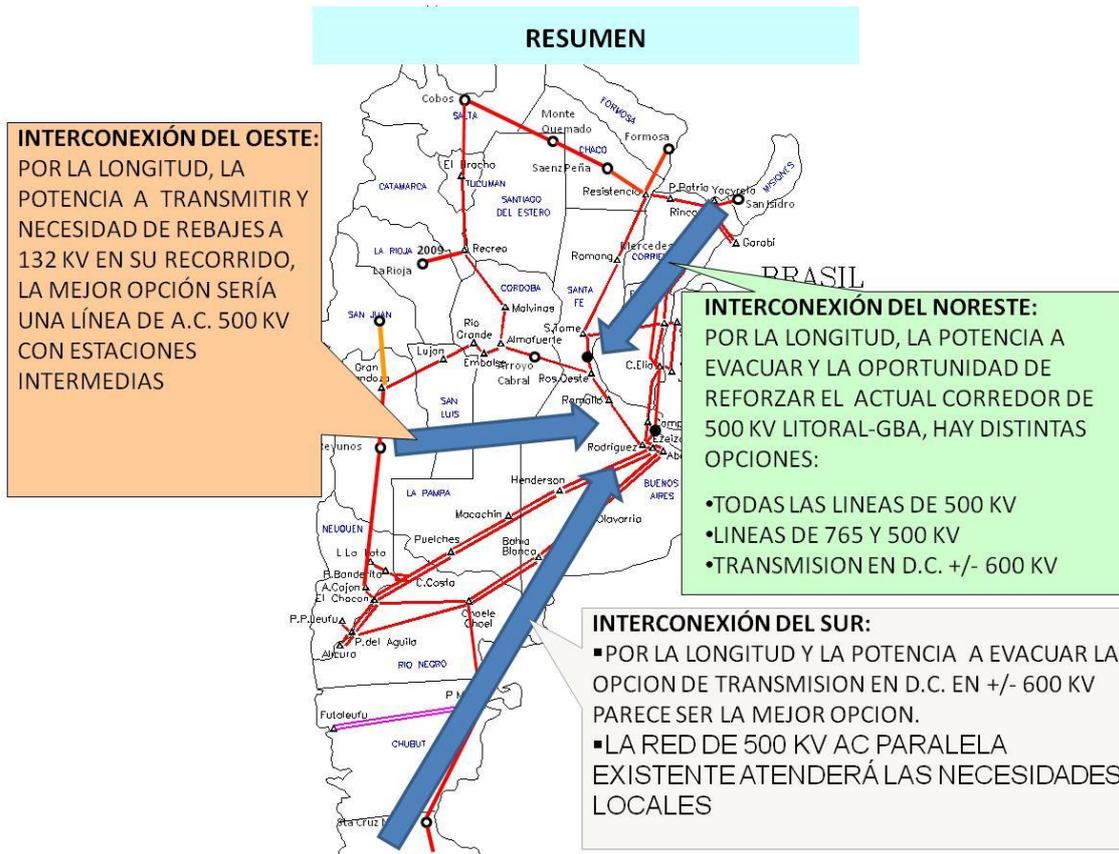


Gráfico 4: Expansión del sistema de transporte eléctrico
 Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015

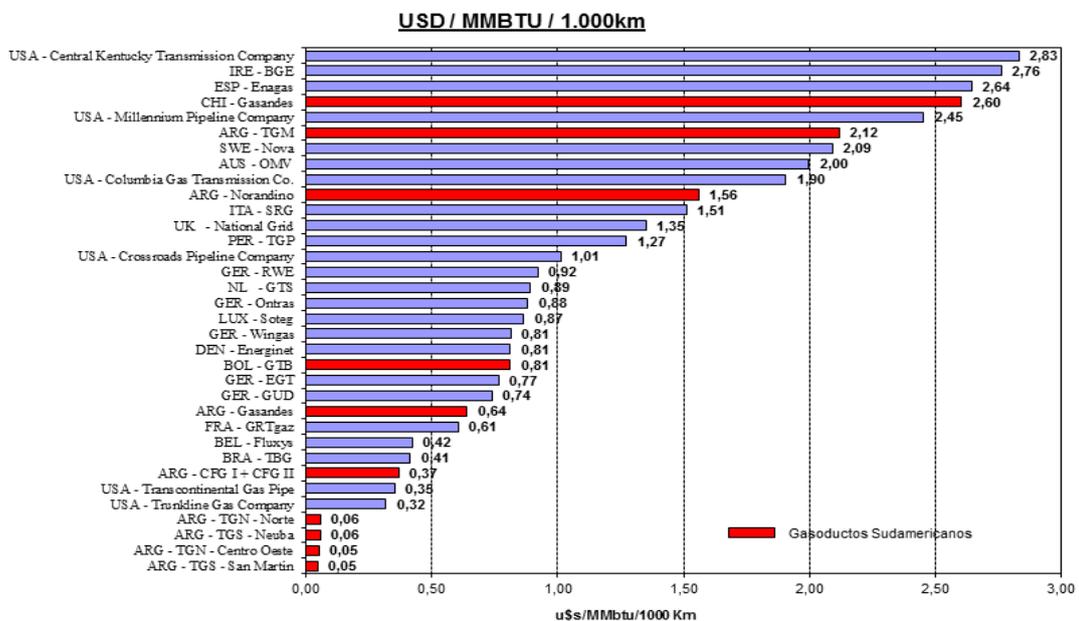


Gráfico 5: Benchmarking transporte de gas
 Preparado por TGN – Abril 2015

Distribución de electricidad y gas

El Modelo Objetivo propuesto se caracteriza por:

- Las distribuidoras serán los operadores del transporte de gas y energía eléctrica desde las líneas de transporte hasta el consumidor final.
- Serán proveedores de energía de última instancia, revendiendo capacidad de transporte y compra de energía.
- Redes eléctricas basadas en la tecnología de «Smart Grid».
- Las licencias serán extendidas conforme el proceso de renegociación.
- Precios máximos regulados con ajustes periódicos y revisión quinquenal.
- No tendrán restricciones de integración accionaria con los futuros comercializadores de energía.
- Licenciatarias sujetas al control regulatorio.

Para la **transición** se proponen las siguientes medidas:

- Ajuste inicial de tarifas para recomponer la situación financiera de los distribuidores, a cuenta de los nuevos valores que surjan de la renegociación de las licencias.
- Renegociación de los contratos para recomponer la ecuación económico-financiera de las licenciatarias.
- Las renegociaciones también incluirán un paquete de inversiones obligatorias que restablezcan la calidad del servicio.
- El Estado nacional adoptará medidas para disminuir el costo de capital (financiamiento directo o garantías colaterales de organismos multilaterales de crédito) de las inversiones comprometidas.
- El Ente regulador coordinará los Valores Agregados de Distribución y los cargos impositivos entre licenciatarias y concesionarias del orden nacional y provinciales.

Las empresas de Distribución EDENOR – EDESUR, no pueden pagar sus costos de compra de energía, los salarios de sus empleados y a sus proveedores en forma simultánea. Distribuidoras Provinciales en equilibrio relativo hasta Plan de Convergencia Tarifaria. Luego...:

ESTADO DE RESULTADOS al 31/12/2013										
	EDENOR	EDESUR	EDELAP	EDEA	EDEMSA	EDET	EDELAR	EDESA	EDESAL	ENERSA
En millones de \$										
Ingresos										
Venta de energía	3.393,8	2.792,6	474,5	709,8	950,8	665,8	234,0	686,6	412,2	999,2
Otros ingresos	46,9	262,0	15,9	85,3		175,8	29,4	52,8	69,8	19,8
Subtotal	3.440,7	3.054,6	490,3	795,0	950,8	841,7	263,4	739,4	482,0	1.018,8
Compra de energía	(2.050,3)	(1.875,7)	(261,2)	(269,9)	(336,2)	(234,9)	(103,3)	(267,7)	(188,7)	(328,9)
Contribución marginal	1.390,4	1.178,9	229,1	525,1	614,6	606,8	160,1	471,8	293,3	689,9
Costos de O&M, administr y comercialización.	(2.716,1)	(2.344,7)	(338,5)	(424,1)	(530,1)	(448,1)	(134,2)	(319,6)	(235,7)	(510,9)
Otros Egresos/Ingresos operativos	(81,8)	7,7	(1,4)	(0,6)	19,4		1,2	3,8	10,7	37,7
EBITDA	(1.407,5)	(1.158,2)	(110,8)	100,5	103,9	158,6	27,1	156,0	68,4	216,8
Depreciación Bienes de Uso	(212,1)	(189,1)	(32,8)	(31,1)	(36,5)	(29,3)	(11,6)	(27,3)	(14,4)	(43,5)
Amortización de intangibles y otros		(6,5)			(2,2)			(1,4)	(0,8)	
Provisión para contingencias		(131,4)								
Resultado operativo	(1.619,6)	(1.485,2)	(143,6)	69,4	65,2	129,3	15,5	127,2	53,1	173,3
Reconocimiento por mayores costos	2.933,1	2.769,5								
Participación en otras Sociedades						24,4		4,4		
Resultados financieros (netos)	(490,8)	(119,1)	(115,5)	(9,0)	(38,1)	(35,1)	(19,1)	(177,2)	(7,4)	7,3
Otros Ingresos/Egresos	(110,1)	(16,3)	(7,3)	0,5	(0,8)	0,4		0,2	(0,2)	
Impuesto a las Ganancias	45,5	11,6	(0,1)	(21,7)	(17,0)	(33,4)	1,3	16,2	(16,0)	(63,6)
Resultado integral del ejercicio	758,1	1.160,5	(266,5)	39,1	9,2	85,7	(2,2)	(29,1)	29,5	117,0
Resultado al 31/12/2012	(1.013,2)	(801,6)	(218,4)	38,5	(50,4)	81,6	(79,4)	13,1	9,7	42,7

Gráfico 6: Distribuidoras eléctricas deficitarias
Presentación Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015

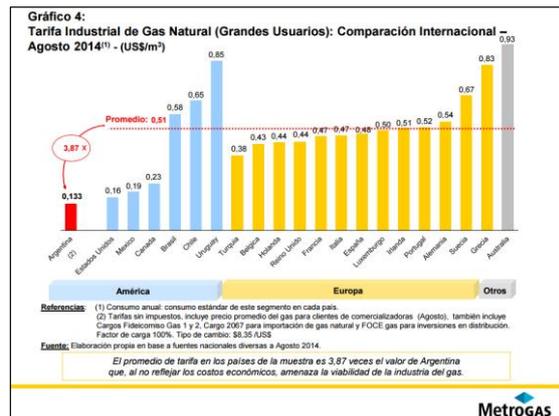
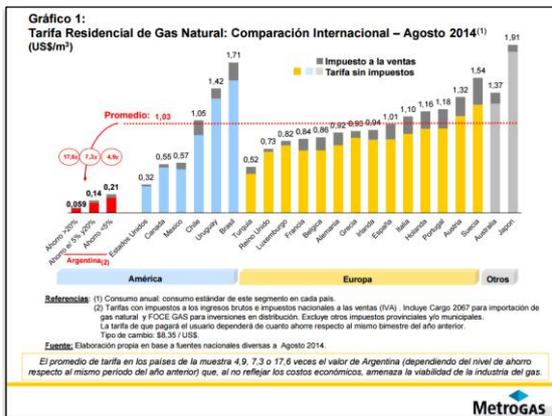


Gráfico 7: Benchmarking tarifas de gas natural
Preparado por ADIGAS – Abril 2015

Desmonopolización

- En líneas con las mejores prácticas internacionales, se propone: Desincentivar el poder monopólico de las distribuidoras en la venta de energía y transporte, manteniendo lo previsto en los marcos regulatorios.
- Implementar la opción para los consumidores de «libre elección de sus proveedores energéticos».
- Eliminar límites geográficos para componer sus carteras de clientes, y permitir una optimización de costos.
- Permitir comercializar gas y energía eléctrica y proveer servicios complementarios.

- Libertad para determinar las modalidades de venta de energía (abonos mensuales, medidores alcancías, paquetes básicos y “premium”, precios horarios diferenciales, etc.)
- Libre contratación para estimular la ampliación de nuevas ofertas energéticas.
- La actividad de comercializadores no estará sometida a las restricciones de integración vertical con otros sujetos de la industria, exigiéndoseles personerías jurídicas y contabilidades separadas.

Energías renovables y eficiencia energética

Para este segmento se han adoptado en su totalidad las conclusiones de los ex Secretarios de Energía:

Modificar la matriz energética procurando la sustitución de las energías fósiles por energías renovables.

- Posibilidades inmediatas: Biocombustibles, energía eólica, energía hidroeléctrica (potencial no aprovechado: 80% de los recursos) y energía solar.
- Reducir los gases de efecto invernadero. La alta participación de los hidrocarburos en la matriz energética, produce una emisión estimada de 200 millones de tCO₂e por año.

Promover criterios de consumo energético más eficientes para reducir la tasa de intensidad energética de la Argentina a niveles comparables con las tasas promedio mundiales.

- La eficiencia energética aporta:
 - Disminución de las inversiones necesarias para ampliar la infraestructura energética;
 - Reducción de los gastos de divisas en importaciones energéticas y/o aumentar saldos exportables;
 - Menor cantidad de gases de efecto invernadero;
 - Utilización racional de nuestra dotación de recursos naturales no renovables;
 - Mejora la economía de los consumidores.

SUBSIDIOS Y TARIFAS

El alto nivel de intervencionismo del gobierno ha derivado en:

- Gran dispersión de tarifas, tanto en montos (algunas irrisorias y otras muy elevadas) como en las múltiples categorizaciones de los usuarios (más de 1.000 tarifas de gas en el país).

- Empresas que reciben tarifas que no cubren sus costos operativos.
- El Estado asume parcialmente la diferencia entre tarifa y costos (el resto es destrucción de capital de las empresas).
 - Distribuidoras se financian con el “no pago” de la energía.
 - CAMMESA entrega gas y combustibles, asumiendo deuda o recibiendo subsidios para pagar a generadores.
 - Las empresas no tienen control de sus operaciones.
 - Los subsidios son discrecionales y mantienen a las empresas en condiciones de elevada iliquidez.
 - Los subsidios no son explícitos ni controlables.
 - Los subsidios son crecientes:
 - * Representan el 3% del PBI
 - * Cada vez mayores necesidades de fondos por aumentos de costos (salarios, insumos, etc.) con tarifas congeladas.
 - * Mayor ineficiencia operativa por falta de inversiones y por falta de autonomía en la toma de decisiones (personal, proveedores, etc.)
 - * Costo de electricidad y gas atado al dólar.
 - * .
 - * Requieren uso de divisas discrecional por parte del Estado.
 -

Figura 2
Subsidios fiscales a la energía 2003-2014
en millones de dólares corrientes

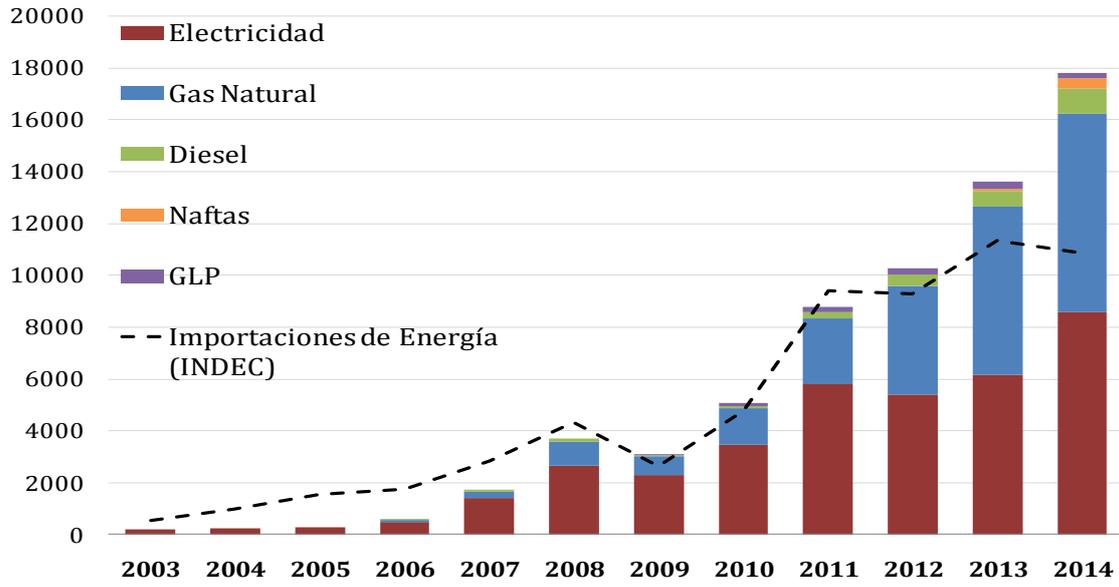


Gráfico 8: *Presentación Fernando Navajas – UCES, Abril 2015*

Metodología propuesta para modificación tarifaria

Etapa inicial

En una etapa inicial, previa a la plena vigencia de las condiciones definidas en los Modelos Objetivos, se proponen las siguientes medidas para comenzar a transitar el camino de la razonabilidad:

- Modificar la base de facturación eliminando o consolidando subcategorías a fin de corregir la dispersión tarifaria.
- Sistema de facturación mensual a todos los consumidores.
- Aumento de urgencia de tarifas para restablecer el equilibrio financiero de las licenciatarias y concesionarias. Definir una metodología para mantener el valor constante de las tarifas acordadas.
- Eliminar o reducir impuestos en tarifa (neutralizando efecto fiscal con la disminución de subsidios).
- Reducir (o eliminar) subsidios por importaciones de energía.

Subsidios a la demanda, fijos y directos a familias (específico y de suma fija) para los casos determinados por el Ministerio de Desarrollo Social (por familia, zona geográfica, etc.). **Ventajas y desventajas de esta metodología inicial**

Ventajas:

- Impacto inflacionario limitado
- Transparencia presupuestaria
- Empresas mejoran instantáneamente su posición financiera.
- Empresas reducen dependencia de Estado y pueden volver a ser consideradas responsables de su gestión (personal, salarios, calidad de servicios, etc.).

La desventaja más significativa es que no se elimina totalmente el costo fiscal.

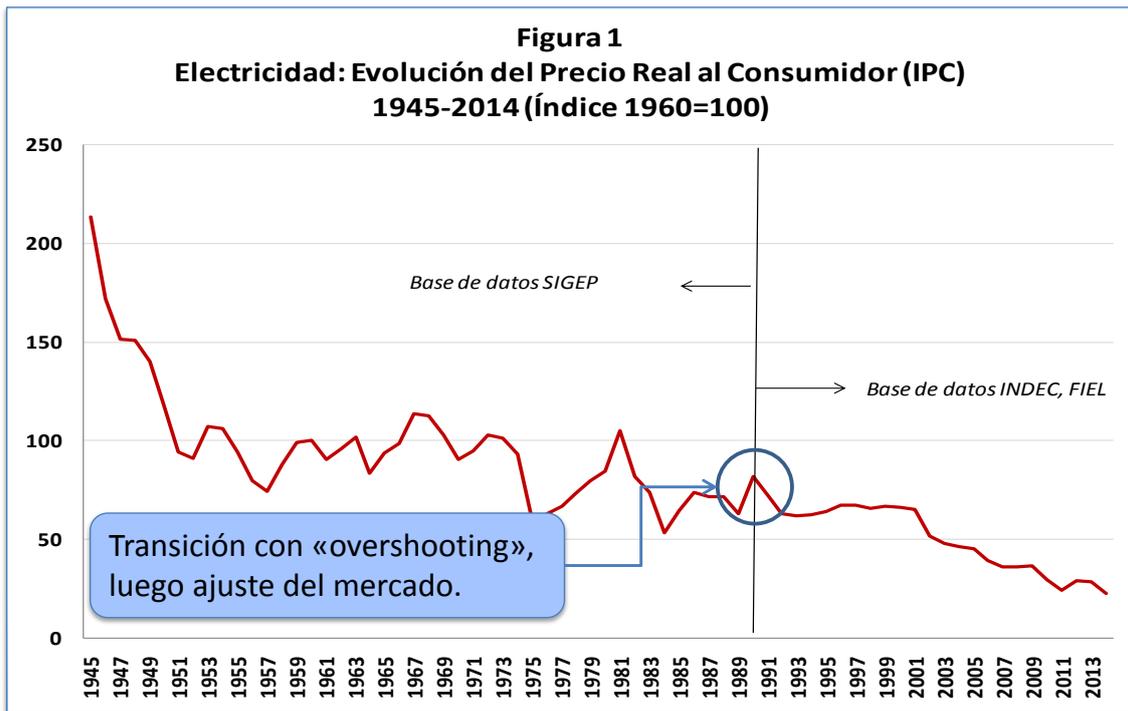


Gráfico 9: *Presentación Fernando Navajas – UCES, Abril 2015*
Con notas propias

Propuesta ante la crisis del verano Dic 2015/Marzo 2016

Es absolutamente previsible que el sistema eléctrico desnudará sus deficiencias frente a las exigencias impuestas por las elevadas temperaturas del verano.

Es importante que la población argentina, a quien se le escondió, durante muchos años, información sobre la magnitud de la crisis energética, sea advertida de la severidad del problema y de la evolución de la contingencia durante el período más crítico.

Se propone poner en marcha en forma inmediata un plan que estimule fuertemente el ahorro energético. Como ejemplo: energía gratuita para todos aquellos que reduzcan su consumo en 40% respecto al verano del 2014/2015. Este estímulo encontrará más asidero frente al proceso de sinceramiento de tarifas.

Etapa final

La etapa final se define mejor por condiciones alcanzadas que por plazos preestablecidos, aunque como ya se señaló sería conveniente que el plazo no excediera de dos años. Esas condiciones son:

- Mercados energéticos restablecidos (oferta y demanda con dinámica propia).

- Precios de producción de gas y generación de energía eléctrica sin intervención estatal.
- Libre importación de energía.
- CAMMESA 2 en funcionamiento.
- Contratos de licencias y concesiones renegociados.
- Marcos regulatorios ajustados y en plena vigencia.
- Entes reguladores en funcionamiento.
- Tarifas de transporte y distribución conforme los marcos regulatorios y los contratos renegociados.
- Carga tributaria sólo dirigida a inversión, si es que la inversión fuera estatal. Si la inversión fuera privada, eliminar carga fiscal.
- Introducción de nuevos actores que agreguen eficiencia y dinamismo a los mercados energéticos.
- Usuarios con múltiples opciones de servicios y tarifas para su abastecimiento energético.
- Subsidios a la demanda en el ámbito de las políticas sociales.

Subsidios económicos y ahorro fiscal

Los subsidios considerados son aquellos destinados a los gastos corrientes, no así los destinados a gastos de capital.

Metodológicamente el ejercicio que se desarrolla en los próximos títulos se inicia tomando los montos presupuestarios de los subsidios correspondientes al 31-12-2014, calculados en dólares al tipo de cambio oficial. En función de los precios promedio que efectivamente paga la oferta y la demanda, y conociendo los volúmenes correspondientes a la producción local y las importaciones, se puede calcular el precio promedio total de la energía suministrada. En el caso del gas natural, el precio resultante es de 7,60 u\$s/MMBtu y para la energía eléctrica, 79,60 u\$s/MWh. A los efectos del ejercicio se consideró un valor máximo del gas natural de 7,50 u\$s/MMBtu por corresponderse con el Plan Gas implementado por las autoridades nacionales.

La vigencia de estos precios propuestos generaría un ahorro fiscal superior a los u\$s 14.000 millones anuales (aprox. 2,8% del PBI) al 31-12-2014. Y se recalca que estos

precios son propuestos para el sector privado.

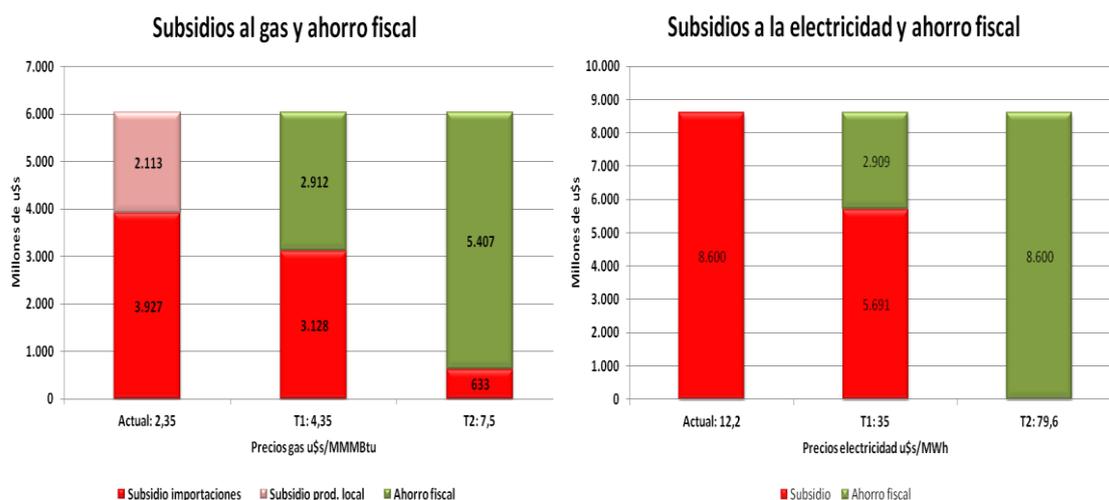


Gráfico 10: *Elaboración propia a partir de datos de ASAP y FIEL*

Conceptualmente estos ahorros fiscales se explican por la eliminación del déficit fiscal proveniente de las importaciones de energía financiadas con recursos públicos, por la eliminación de las compensaciones a productores, transportistas y distribuidores, y por la eliminación del financiamiento de CAMMESA. También correspondería computar la disminución del efecto inflacionario por caída en la emisión monetaria atribuible al subsidio energético y los nuevos recursos fiscales provenientes de la producción doméstica.

Con estos valores del gas natural en boca de pozo, como precio único y uniforme para todas las cuencas y todas las fuentes de producción, y de la energía eléctrica como precio medio monómico, se alcanzan tarifas finales razonables en término de la capacidad de pago de los usuarios.

Una interesante prueba de sensibilidad surge de la correlación entre las importaciones de GNL con el ahorro energético y el aumento de la producción doméstica incentivada por este nuevo escenario. En el primer caso se verificó que por cada punto porcentual de ahorro energético (desincentivo al consumo dispendioso), las importaciones de GNL se reducirían en un 4%. Con respecto al aumento de la oferta doméstica, también se alcanzaron cifras similares: por cada punto porcentual de aumento de la oferta se reduce en 4% la importación de GNL.

Propuesta de modificación tarifaria

Gas natural

El ejercicio se realizó sobre la base de las siguientes consideraciones:

- Tarifa vigente a Mayo 2015.
- Distribuidora: Metrogas (mayor costo de transporte).
- Consumo promedio comprendido en la categoría R 3.2
- Los cálculos fueron hechos sobre la base de una facturación mensual.
- La tarifa T1 calculada reconoce un precio de gas en boca de pozo de u\$s 4,50/MMBtu.
- La tarifa T2 reconoce un precio de u\$s 7,50/MMBtu.
- Se desglosan los montos correspondientes al valor gas, transporte, distribución e impuestos (carga vigente).
- Tasa de cambio: A\$R 12 : u\$s 1.

El resultado obtenido fue:

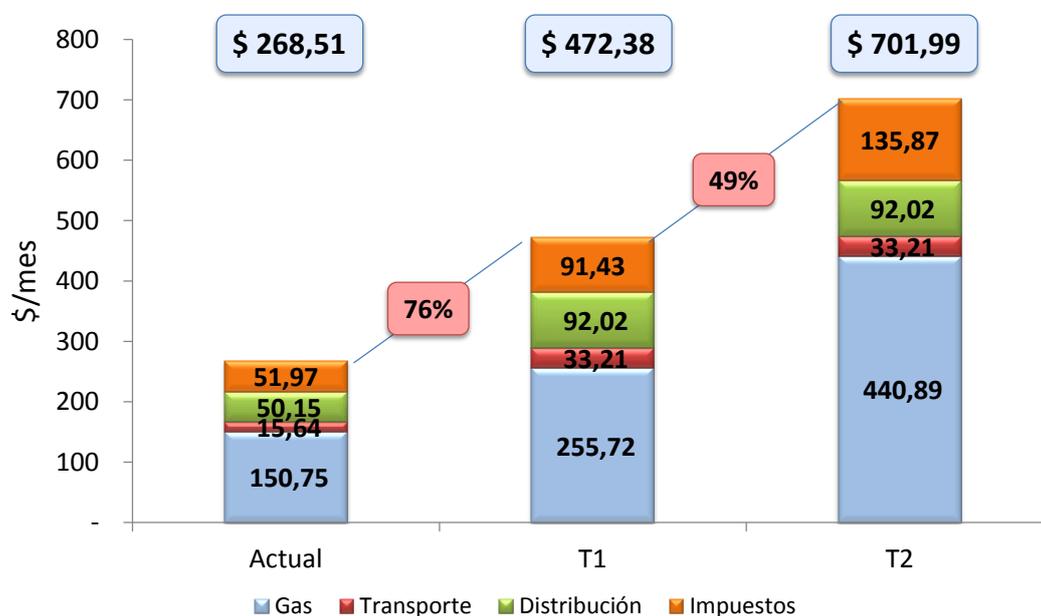


Gráfico 11: Ejemplo de modificación tarifaria en pesos- Gas Natural – Elaboración propia

El mismo ejercicio pero expresado en u\$s/MMBtu:

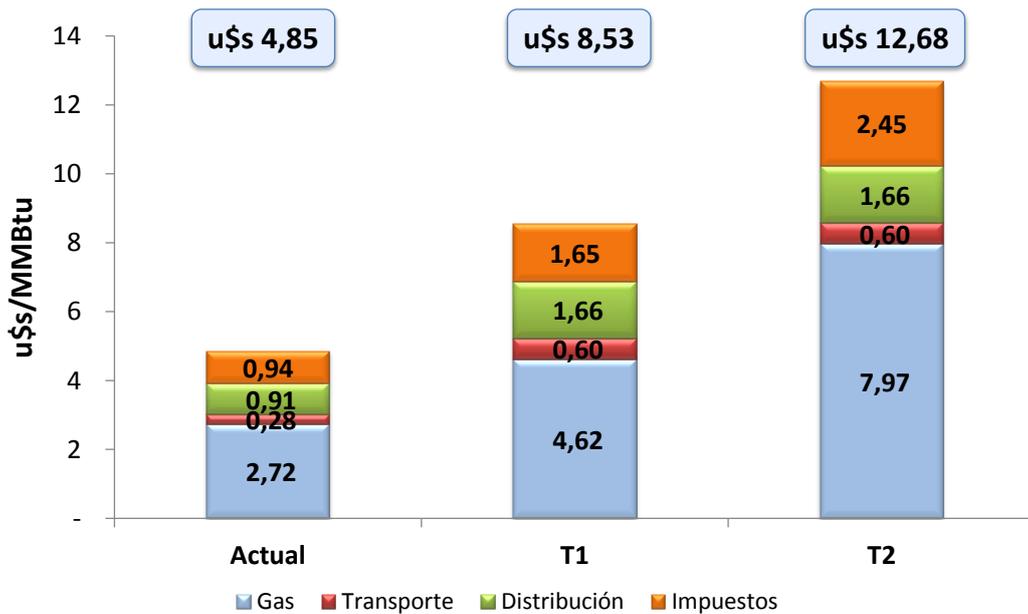


Gráfico 12: Ejemplo de modificación tarifaria en dólares – Gas Natural - Elaboración propia

En el siguiente gráfico se puede apreciar la diferencia entre una facturación mensual estacional y una plana, sobre la base del mismo ejemplo anterior.



Gráfico 13: Facturación sobre consumos estacionales versus planos en pesos – Gas Natural - Elaboración propia

Conforme el Modelo Objetivo propuesto, se calcularon los efectos de los incrementos derivados de estas modificaciones tarifarias, sobre la base de la unificación tarifaria (todos los consumidores residenciales tendrían la misma tarifa unitaria). También se

calcularon los incrementos mensuales en valores absolutos (bolsillo del consumidor) mensuales. Dadas las diferentes cargas impositivas que gravan la factura de gas en todo el país, el ejercicio se hizo **antes** de impuestos. Se recalca que los impuestos ad valorem son altamente distorsivos y sólo tienen ánimo recaudatorio, sin vinculación con el servicio provisto.

Factura anual T1

T1 por m³: \$ 3,61

Categoría R	Consumo Medio	Total Fact. Anual sin imp.		Diferencia %
		Actual	Calc. T1	
R1	250	\$ 247	\$ 901,29	264,70%
R21	576	\$ 450	\$ 2.076,56	361,31%
R22	726	\$ 604	\$ 2.617,33	333,61%
R23	901	\$ 865	\$ 3.248,23	275,44%
R31	1.126	\$ 1.492	\$ 4.059,39	172,17%
R32	1.376	\$ 2.402	\$ 4.960,68	106,55%
R33	1.650	\$ 3.928	\$ 5.948,49	51,43%
R34	2.801	\$ 8.590	\$ 10.098,00	17,56%

Factura anual T2

T2 por m³: \$ 5,36

Categoría R	Consumo Medio	Total Fact. Anual sin imp.		Diferencia %
		Actual	Calc. T2	
R1	250	\$ 247	\$ 1.339,39	441,98%
R21	576	\$ 450	\$ 3.085,95	585,55%
R22	726	\$ 604	\$ 3.889,58	544,38%
R23	901	\$ 865	\$ 4.827,16	457,94%
R31	1.126	\$ 1.492	\$ 6.032,61	304,47%
R32	1.376	\$ 2.402	\$ 7.371,99	206,95%
R33	1.650	\$ 3.928	\$ 8.839,96	125,03%
R34	2.801	\$ 8.590	\$ 15.006,51	74,71%

Categoría R	Dif. en \$/mes	
	T1	T2
R1	54,51	91,02
R21	135,54	219,65
R22	167,81	273,83
R23	198,59	330,17
R31	213,99	378,43
R32	213,25	414,19
R33	168,35	409,30
R34	125,70	534,74

Gráfico 14: Efectos de la *unificación tarifaria* y de la *modificación tarifaria* en pesos, con tipo de cambio: A\$R 12 : u\$s

1-

Gas Natural - Elaboración propia

Este ejercicio demuestra que en las actuales categorías más bajas (en términos de consumo), que concentran alrededor del 50% de los usuarios totales, los incrementos mensuales resultantes de aplicar la tarifa más elevada - que **elimina** el déficit fiscal- se ubican en valores razonables y tolerables en el actual contexto económico.

Energía eléctrica

El ejercicio se realizó sobre la base de las siguientes consideraciones:

- Tarifa vigente a Febrero 2015.
- Distribuidora: Edenor.
- Consumo promedio que estaba comprendido en la categoría T1 R2.
- Los cálculos fueron hechos sobre la base de una facturación mensual.
- La tarifa T1 calculada reconoce un precio medio monómico de u\$s 35/MWh.
- La tarifa T2 reconoce un precio de u\$s 79,60/MWh.

- Se desglosan los montos correspondientes al valor gas, transporte, distribución e impuestos (carga vigente).
- Tasa de cambio: **A\$R 12 : u\$s 1.**

El resultado obtenido fue:

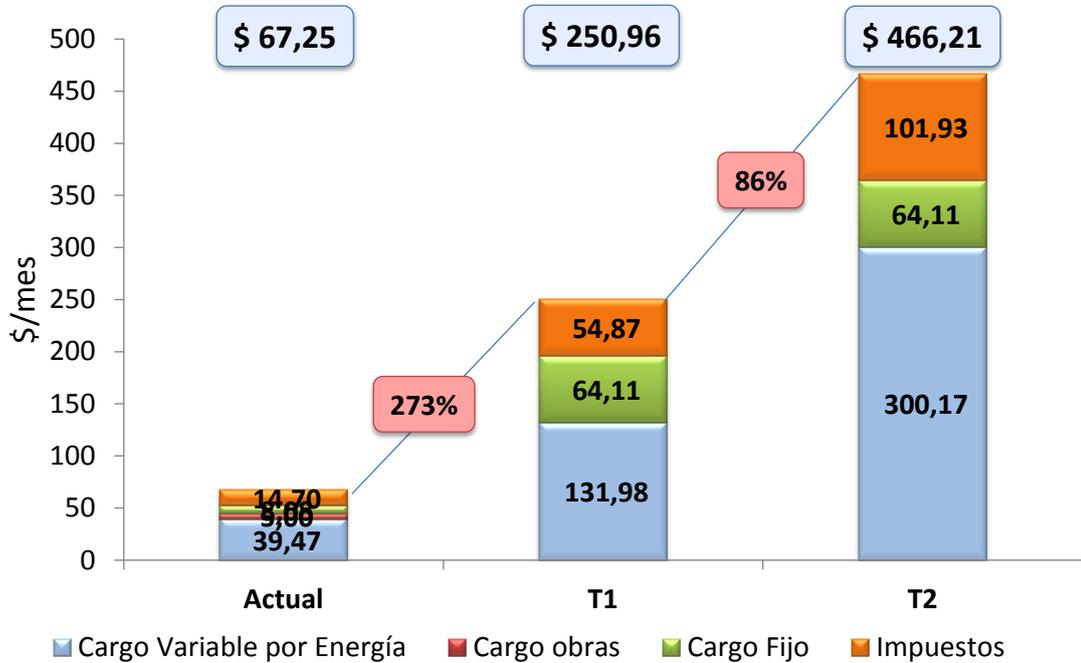


Gráfico 15: Ejemplo de modificación tarifaria en pesos– Electricidad – Elaboración propia

El mismo ejercicio pero expresado en u\$s/MWh:

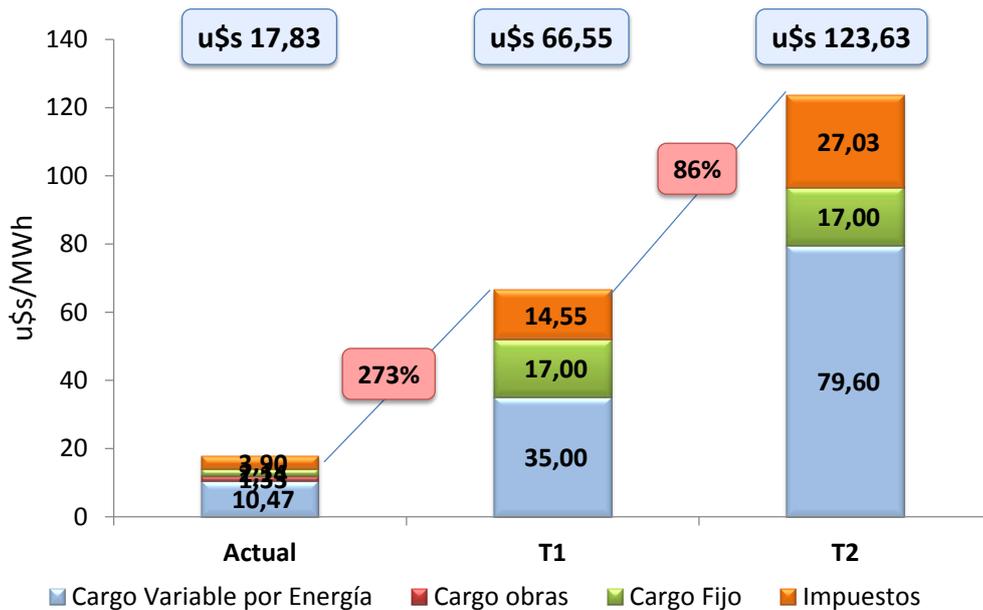


Gráfico 16: Ejemplo de modificación tarifaria en dólares– Electricidad – Elaboración propia

Conforme el Modelo Objetivo propuesto, a continuación se calculó los efectos de los incrementos derivados de estas modificaciones tarifarias, sobre la base de la unificación tarifaria (todos los consumidores residenciales tendrían la misma tarifa unitaria). También se calcularon los incrementos mensuales en valores absolutos (bolsillo del consumidor) mensuales. Dadas las diferentes cargas impositivas que gravan la factura de gas en todo el país, el ejercicio se hizo antes de impuestos.

Factura anual T1

T1 por kWh: \$ 0,420

Categoría R	Consumo Medio (kWh)	Total Fact. Anual sin imp.		Diferencia %
		Actual	Calc. T1	
R1	150	148,82	\$ 1.009,65	578,4%
R2	476	340,23	\$ 1.829,91	437,8%
R3	726	502,99	\$ 2.459,91	389,1%
R4	851	602,84	\$ 2.774,91	360,3%
R5	951	705,93	\$ 3.026,91	328,8%
R6	1.101	1.240,06	\$ 3.404,91	174,6%
R7	1.301	1.590,19	\$ 3.908,91	145,8%
R8	2.101	2.796,88	\$ 5.924,91	111,8%
R9	3.801	7.062,78	\$ 10.208,91	44,5%

Factura anual T2

T2 por kWh: \$ 0,955

Categoría R	Consumo Medio (kWh)	Total Fact. Anual sin imp.		Diferencia %
		Actual	Calc. T2	
R1	150	148,82	\$ 1.491,33	902,1%
R2	476	340,23	\$ 3.356,84	886,6%
R3	726	502,99	\$ 4.789,64	852,2%
R4	851	602,84	\$ 5.506,04	813,4%
R5	951	705,93	\$ 6.079,16	761,2%
R6	1.101	1.240,06	\$ 6.938,84	459,6%
R7	1.301	1.590,19	\$ 8.085,08	408,4%
R8	2.101	2.796,88	\$ 12.670,04	353,0%
R9	3.801	7.062,78	\$ 22.413,08	217,3%

Categoría R	Variación en \$/mes	
	T1	T2
R1	71,74	111,88
R2	124,14	251,38
R3	163,08	357,22
R4	181,01	408,60
R5	193,41	447,77
R6	180,40	474,90
R7	193,23	541,24
R8	260,67	822,76
R9	262,18	1.279,19

Gráfico 17: Efectos de la Unificación tarifaria y modificación tarifaria en pesos – Tipo de Cambio A\$R 12 : u\$s 1

Electricidad - Elaboración propia

La conclusión de este ejercicio es similar a la del gas natural, demostrando que en las actuales categorías más bajas en términos de consumo, que concentran alrededor del 50% de los usuarios totales, los incrementos mensuales resultantes de aplicar la tarifa más elevada (que elimina el déficit fiscal) se ubica en valores razonables y tolerables en el actual contexto económico.

Ejercicio combinado de gas y electricidad

A los efectos de visualizar el efecto final sobre el gasto del consumidor promedio, considerando las tarifas máximas que eliminan el déficit fiscal (T2), con impuestos correspondientes a la Capital Federal, sumados ambos servicios, tanto en sus correspondientes curvas estacionales como en sus valores con tarifa plana, se obtiene el siguiente resultado:

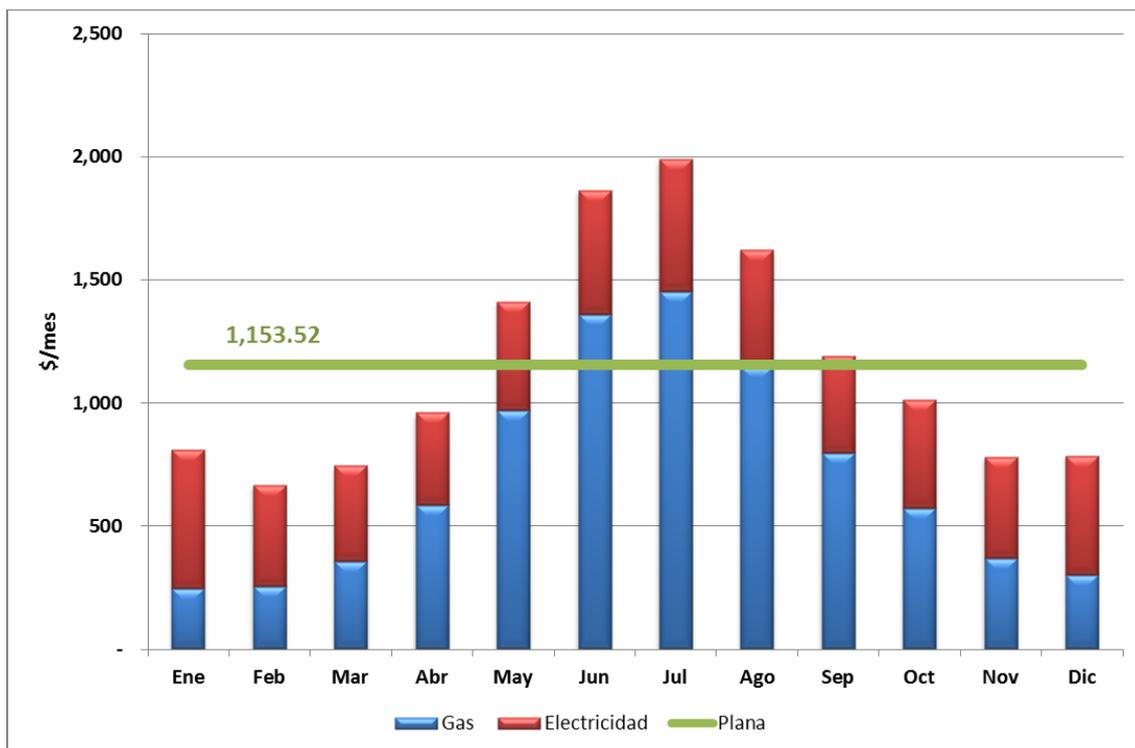


Gráfico 18: Ejercicio combinado gas y electricidad (T2 y plana) con impuestos – Elaboración propia

Un dato ilustrativo que surge de este último gráfico es que el valor combinado arroja un valor de promedio de u\$s 47,77/MMBtu que resulta compatible con los referencias internacionales.

Consideraciones finales sobre la cuestión tarifaria

El actual criterio de categorizar los consumidores residenciales en función de sus rangos de consumo responden a un viejo concepto socio-económico que rezaba: “el más humilde tiene un consumo menor”. Esa definición contiene gruesos errores de apreciación. En el mundo, las tarifas se calculan en función al tipo de servicio ofrecido. Por ello, se propone eliminar las actuales categorías de consumo y sustituirlos por una amplia gama de servicios a opción de los consumidores, a saber:

- Tarifas de valle y de pico
- Tarifas estaciones y planas
- Tarifas con o sin límites de consumo
- Tarifas con distintos grados de interrumpibilidad
- Tarifas de venta de energía excedente
- Tarifas homogéneas expresadas en unidades energéticas que faciliten la comparación y sustitución (p. ej.: BTU, kj, kWh).
- Y otras

Un tema pendiente de resolución será la unidad monetaria en que se expresarán las tarifas y su metodología de ajuste. Los marcos regulatorios definen el dólar pero la Ley de Emergencia Económica planteó la pesificación de las tarifas. Respecto al ajuste de tarifas los marcos regulatorios establecen ajustes semestrales en función de las variaciones del Índice de Precios Mayoristas (PPI) de los Estados Unidos y una revisión integral cada cinco años. De aplicarse plenamente la disposición de pesificación tarifaria surgirá la dificultad de aplicar un índice de precios en pesos, una vez que sean resueltos los problemas con las estadísticas domésticas. Es probable que una combinación de ambas metodologías surja como una posibilidad aceptable.

INVERSIONES – FINANCIACIÓN

Inversiones

Una de las explicaciones de la crisis energética se basa en la caída de la oferta energética por falta de inversiones. Por lo tanto, la recuperación de la sustentabilidad de los mercados energéticos requiere de un importante flujo de capital estimado en aproximadamente 5 a 7% del PBI por los primeros cinco años. Los flujos de las inversiones debieran provenir del sector privado y subsidiariamente del sector público. Las estimaciones de inversiones requeridas por el sector eléctrico se estiman en u\$s 5.000 millones anuales, y para el sector gasífero en u\$s 3.000 millones anuales.

Las renegociaciones de los contratos con las licenciatarias y concesionarias deberán incluir un paquete de “inversiones comprometidas” a desarrollar en el mediano plazo destinadas a la recuperación de la calidad de servicio. Las tarifas renegociadas incluirán la cobertura de todos los costos operativos y de capital, y de una rentabilidad razonable.

Para fomentar las inversiones en el sector se proponen las siguientes medidas (también válidas, en su mayoría, para todos los sectores de la economía):

- Amortización acelerada de bienes de capital
- Reducción de aranceles e impuestos para las importaciones de bienes de capital
- Permitir el ajuste por inflación en los balances
- Eliminar impuesto a dividendos y a Ganancias Mínimas Presunta
- Reintegros de IVA a exportación/créditos fiscales
- Libre disponibilidad de divisas
- Premiar el “fracaso” exploratorio: impacto fiscal en el primer año
- Límites a impuestos sub-nacionales

- Tasas como contraprestaciones y no “ad valorem” o generales.

Estimación de inversiones necesarias

	MW a Instalar	Costo de Inv	Inversión Estimada
CC	4.440 MW	1.800 usd/kW	7.992 Millones de usd
NU	2.400 MW	6.000 usd/kW	14.400 Millones de usd
EO	3.270 MW	2.600 usd/kW	8.502 Millones de usd
Otros Renovables	770 MW	3.000 usd/kW	2.310 Millones de usd
HI	3.300 MW	3.000 usd/kW	9.900 Millones de usd
	14.180 MW		43.104 Millones de usd (*)

(*) usd del 2014

Inversiones adicionales a realizar para la expansión de la transmisión periodo 2015-2025

	KM	Costo	Necesidades de INV
KM Líneas Alta Tensión (incluye CC)	4.390 km	376.501 usd/km	1.653 Millones de usd
KM Líneas Distribución Troncal	7.490 km	270.000 usd/km	2.022 Millones de usd
			3.675 Millones de usd

	Mva	Costo	Necesidades de INV
Potencia de Transformadores líneas Alta Tensión	9.421 Mva	15.000 usd/Mva	141 Millones de usd
Potencia de Transformadores líneas Distribución Troncal	7.148 Mva	30.000 usd/Mva	214 Millones de usd
			356 Millones de usd

Fuente: Estudio APUAYE-IAE : Diagnóstico y Proyecciones para el Planeamiento del sector eléctrico de la Rep. Argentina 2015-2025

Gráfico 19: Inversiones necesarias para la expansión de la generación eléctrica 2015-2025 – Presentado por Gerardo Rabinovich – UCES, Abril 2015

Financiación de las inversiones

La estrategia básica definida en esta propuesta integral de distinguir con una clara división los stocks de problemas acumulados a lo largo de quince años y los nuevos flujos que surgirán de las renegociaciones de contratos, será también clave al momento de iniciar el acceso a los mercados de capitales. En línea con esta estrategia de separar las “entidades buenas” de las “malas”, se ha propuesto crear una CAMMESA 2 versus CAMMESA residual, ENARSA versus “open season” del gas de Bolivia, Licenciatarias y Concesionarias versus Comercializadores.

Un punto importante de esta propuesta es la de recuperar las empresas del sector y su capacidad de acceso a las fuentes de financiamiento sustentadas en sus propios flujos de fondos. En este proceso se recrearán las posibilidades para :

- Establecer contratos de largo plazo
- Securitizar o dar en garantías flujos futuros
- Liquidar activos y pasivos de CAMMESA residual

- Orientar los programas de inversiones en función de la Calidad de Servicio
- Aplicación de un costo de capital razonable en las Revisiones Tarifarias Integrales
- Recibir/otorgar garantías por parte del Estado a los fines de reducir costos de capital y disminuir riesgos expropiatorios.
- Recibir garantías de organismos multilaterales que beneficien, al menos, las inversiones comprometidas en las renegociaciones de contratos.
- Realizar inversiones por parte del Estado y conceder las operaciones a privados.

SINTESIS de la PROPUESTA

- ✓ Se elimina el déficit fiscal proveniente de los subsidios económicos a la energía
- ✓ Se liberan los precios del gas y de la energía eléctrica con tarifas de transporte y distribución a valores razonables para los usuarios, generando incentivos para el ahorro de energía.
- ✓ Se desmonopolizan todos los eslabones del sector
- ✓ Se regenera un sector en condiciones de recibir inversiones y flujos de capital, con solvencia crediticia. Se separa el stock de problemas actuales del futuro del sector.
- ✓ Se generan incentivos para lograr inversiones necesarias de 5 a 7% del PBI por año.