



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

CARRERA: LIC. EN ECONOMÍA

APELLIDO Y NOMBRE: Masalías Agustina y Picchio Agustín

LU: 1020973 y 1030799

TEMA: "Quita de subsidios a la electricidad y ahorro energético: un análisis input-output"

AÑO: 2015



**UNIVERSIDAD ARGENTINA DE
LA EMPRESA**
FACULTAD CIENCIAS ECONÓMICAS

Quita de subsidios a la
electricidad y ahorro
energético: un análisis
input-output

AGUSTINA MASALIAS
AGUSTIN PICCHIO

TUTOR: CARLOS A. ROMERO

BUENOS AIRES, FEBRERO DE 2015

Abstract

In 2003, the electricity rates in Argentina were frozen and converted to Pesos through a regime of subsidies. The high rates in which the GDP grew and the establishment of prices below the market equilibrium provoked that the growth of the demand was higher than the one from the supply. As a result, the reserve margins of the electricity system fell, generating outages. While there are no studies to determine the effects of removing subsidies to the electricity rate on a national level, this work assumes that the increase in rates due to the removal of subsidies will be of 300%. Using a hybrid input-output matrix, we will analyze the impacts on the aggregate demand as a consequence of the total and partial removal of the electricity subsidies, as well as estimate the energetic savings in physical units.

We can confirm our hypothesis, as the aggregate demand falls more than a 2,5% when we take out all the subsidies, and a 1% when the removal is partial. We get important energetic savings, as we increase the margins of the systems.

Resumen

En el año 2003, las tarifas del sector eléctrico argentino fueron desdolarizadas y congeladas, mediante un régimen de subsidios. Las elevadas tasas a las que creció el PBI y el establecimiento de los precios por debajo del equilibrio de mercado, generaron que la demanda de electricidad crezca a mayor ritmo que la oferta. Esto condujo a la reducción de los márgenes de reserva del sistema eléctrico, ocasionando cortes de suministro. Si bien no existen estudios que determinen los efectos de la quita de subsidios en las tarifas de electricidad a nivel nacional, este trabajo supone que el aumento de tarifas consecuente con la quita total de subsidios a la electricidad será del 300%. Utilizando una matriz insumo producto híbrida, se analizan los impactos en la demanda agregada como consecuencia de una quita total y parcial de los subsidios a la electricidad, y se estima el ahorro energético en unidades físicas. Se corrobora la hipótesis de estudio, al caer más de un 2,5% la demanda agregada en el escenario de quita total y más del 1% en el de quita parcial. Se obtiene un importante ahorro energético, aumentando los márgenes del sistema.

ÍNDICE

1. Introducción	6
2. Mercado eléctrico argentino	7
i. Problemática actual	8
3. Impacto económico de la quita de subsidios a la energía: Una revisión bibliográfica	11
i. Sobre las motivaciones a la hora de subsidiar	11
ii. Sobre la quita de subsidios	13
iii. Resultados empíricos y simulaciones	14
4. Metodología	15
i. Construcción de la matriz híbrida	16
ii. Modelo de precios	18
iii. Cálculo de la variación de la demanda final de bienes	19
iv. Cálculo de la matriz dadas las nuevas demandas finales	19
5. Datos	20
i. Matriz híbrida: sectores propuestos	21
ii. Matriz híbrida: unidades físicas	22
iii. Matriz híbrida: unidades monetarias	23
iv. Elasticidades	23
6. Simulaciones y resultados	25
i. Nuevos precios de los bienes y servicios	25
ii. Variación en las cantidades demandadas	27
iii. Ahorro energético	29
iv. Resumen	32
7. Conclusión	32
8. Anexo	34
9. Bibliografía	43

INDICE DE GRÁFICOS Y TABLAS

GRÁFICOS

Gráfico A: PBI Vs. Demanda de electricidad.....	8
Gráfico B: Crecimiento de la demanda vs. generación (variación porcentual).....	9
Gráfico C: Exportaciones netas en millones de dólares.....	10
Gráfico D: Composición de los subsidios económicos. Años 2006-2013.....	11
Gráfico E: Ahorro energético de las familias ante suba de precio del 300%.....	24

TABLAS

Tabla 1: Sectores de la matriz.....	21
Tabla 2: Elasticidades	25
Tabla 3: Variación de precios de la economía (en %).....	26
Tabla 4: Variación de la demanda final de bienes y servicios (en %)	27
Tabla 5: Caída de la demanda agregada (en %)	28
Tabla 6: Ahorro energético agregado.....	29
Tabla 7: Ahorro energético de los hogares (en MWh).....	29
Tabla 8: Variación porcentual de MWh demandados por los sectores productivos (en orden jerárquico).....	30
Tabla 9: Generadores excedentes	31
Tabla 10: Ahorro de emisión de CO2 (en toneladas)	32
Tabla 11: Resumen de resultados	32

1. INTRODUCCIÓN

Finalizada la crisis económica post convertibilidad y comenzada la presidencia de Néstor Kirchner en el año 2003, las tarifas del sector eléctrico argentino fueron desdolarizadas y congeladas, con el objetivo de impulsar nuevamente el crecimiento económico (Banco Mundial, 2008). Al establecer precios por debajo del equilibrio de mercado a través de subsidios, la demanda creció sostenidamente. Si bien la oferta de energía también se incrementó, ésta no alcanzó los niveles demandados (CMMESA, 2013). Esta situación condujo a que, desde el 2009, se produjeran reiterados cortes de suministro y que las importaciones argentinas de combustibles y energía superaran los niveles exportados, afectando la balanza comercial.

Dado que Argentina enfrenta una situación de déficit fiscal y una restricción externa por escasez de dólares, el Estado Nacional se encuentra evaluando la forma de salir del régimen de subsidios. Por este motivo, el presente trabajo se propone estudiar el impacto en el corto plazo de la quita de subsidios a la electricidad en la demanda agregada de bienes y servicios, como así también estimar el ahorro energético resultante.

Si bien no existen estudios que determinen los efectos de la quita de subsidios en las tarifas de electricidad a nivel nacional, se prevé que las mismas sufran un aumento de entre un 100% y un 400% (Gandini, 2014; Petrecolla, Greco y Romero, 2014; Sica, 2014). En este análisis se supondrá que el aumento de tarifas consecuente con la quita total de subsidios a la electricidad será del 300%. Se evaluarán entonces dos escenarios posibles. El primero corresponde a una quita total de subsidios a la electricidad. El segundo escenario reflejará una quita parcial del subsidio, aumentando las tarifas un 100%.

En concordancia con la literatura estudiada, se espera que ante un aumento de tarifas del 300% disminuya la demanda de electricidad tanto a nivel de los hogares como de los sectores productivos (Ogarenko y Hubacek, 2013; Saunders y Schneider 2000). Esta caída en la demanda de electricidad se verá acompañada por una reducción de la demanda agregada de bienes y servicios no menor al 2,5% (Ogarenko y Hubacek, 2013). Por otro lado, el aumento de tarifas del 100% provocará una caída en la

demanda agregada de por lo menos 1%. En ambos casos, se producirá un fuerte ahorro energético que aumentará los márgenes de reserva del sistema eléctrico y reducirá los cortes de suministro.

Con el fin de estudiar los puntos antes expuestos, se construirá una matriz Insumo – Producto (IO). Este modelo permite conocer los flujos de energía e insumos intersectoriales (Miller y Blair, 2009). La misma será construida en unidades híbridas, lo que posibilita estimar en forma precisa la cantidad de energía ahorrada una vez aumentadas las tarifas.

De aquí en más, en la sección 2 se expondrá el contexto del mercado eléctrico argentino. En la sección 3 se presentará el estado del arte del tema planteado. En la sección 4 se desarrollará la metodología con la que se trabajará. En la sección 5 se expondrán los datos utilizados. La sección 6 contendrá las simulaciones y los resultados. Finalmente, en la sección 7 se presentarán las conclusiones.

2. MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

En el año 1991 el Honorable Congreso de la Nación Argentina sanciona la Ley 24.065, creando el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El MEM era el encargado de atender el 93% de la demanda del país, siendo principalmente el Sistema Patagónico, recientemente incorporado al MEM, quien cubría el saldo restante. A su vez, se creó la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), que se ocupa de programar la operación de las instalaciones del MEM y del despacho económico de cargas (FIEL, 1999).

Al MEM concurren, por el lado de la oferta: generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores. Estos se desintegraron verticalmente en el proceso regulatorio iniciado en el período de privatizaciones de empresas de servicios públicos en la década del 90 (Petrecolla & Romero, 2003). Por el lado de la demanda, participan los Grandes Usuarios y, en forma indirecta, los pequeños usuarios. Los Grandes Usuarios se dividen en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA), dependiendo del nivel de consumo eléctrico. Estos adquieren la electricidad a través de contratos de provisión

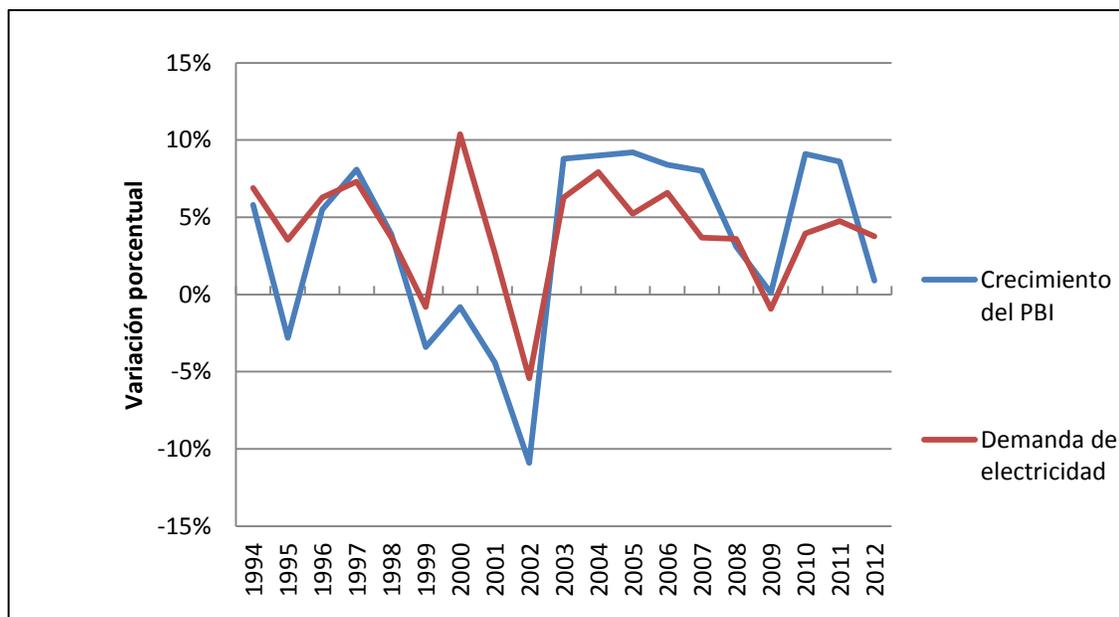
directamente con las empresas generadoras. Por el contrario, los pequeños usuarios adquieren la electricidad a través de las distribuidoras, que son abastecidas por las generadoras.

i. Problemática Actual

Desde el año 2003, cuando Argentina comenzaba la salida de la crisis que marcaba el final de la Convertibilidad, el gobierno del entonces Presidente Néstor Kirchner decidió desdolarizar y congelar las tarifas de electricidad. La medida buscaba subsidiar el consumo, para de esta forma impulsar el crecimiento del producto (Banco Mundial, 2008).

Dada la fuerte correlación entre demanda eléctrica y crecimiento económico (Ministerio de economía y Finanzas publicas, 2009), y las elevadas tasas a las que creció el PBI durante el periodo de recuperación, la demanda se vio fuertemente incrementada. A su vez, el establecimiento de los precios por debajo del equilibrio de mercado, generó que la demanda suba sostenidamente desde el año 2003 hasta la actualidad, excepto por el año 2009 en el que se produjo una caída del PBI (Gráfico A) (CAMMESA, 2013).

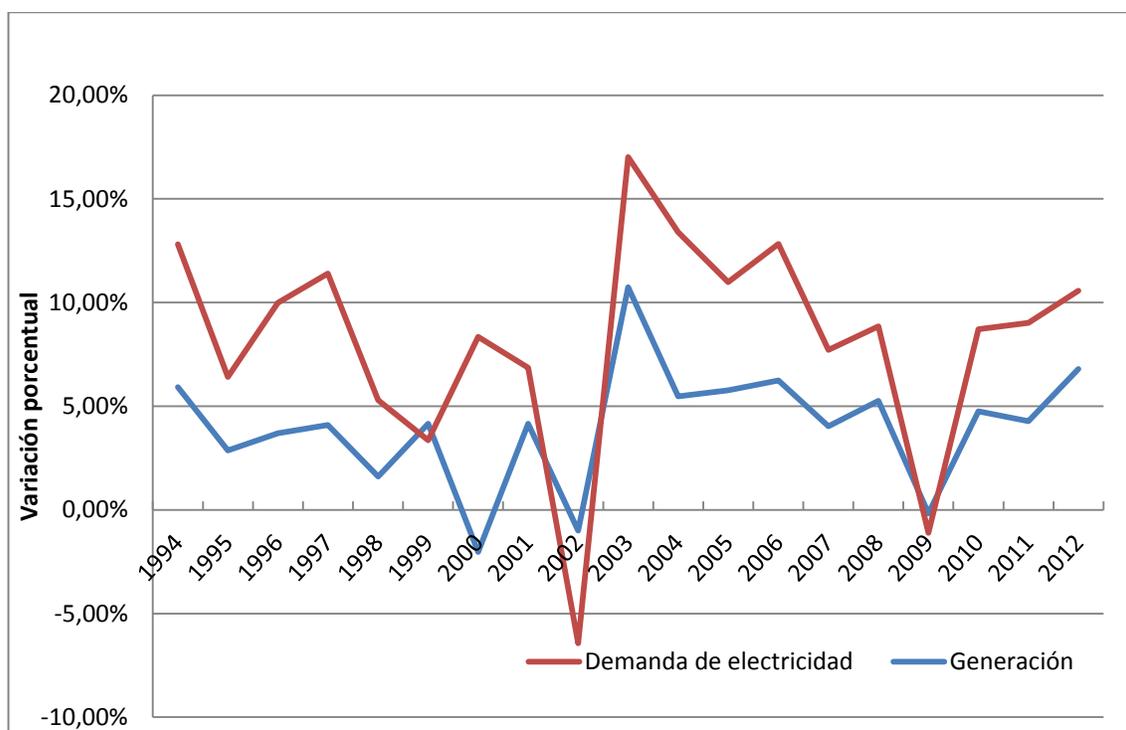
Gráfico A: PBI Vs Demanda de electricidad



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

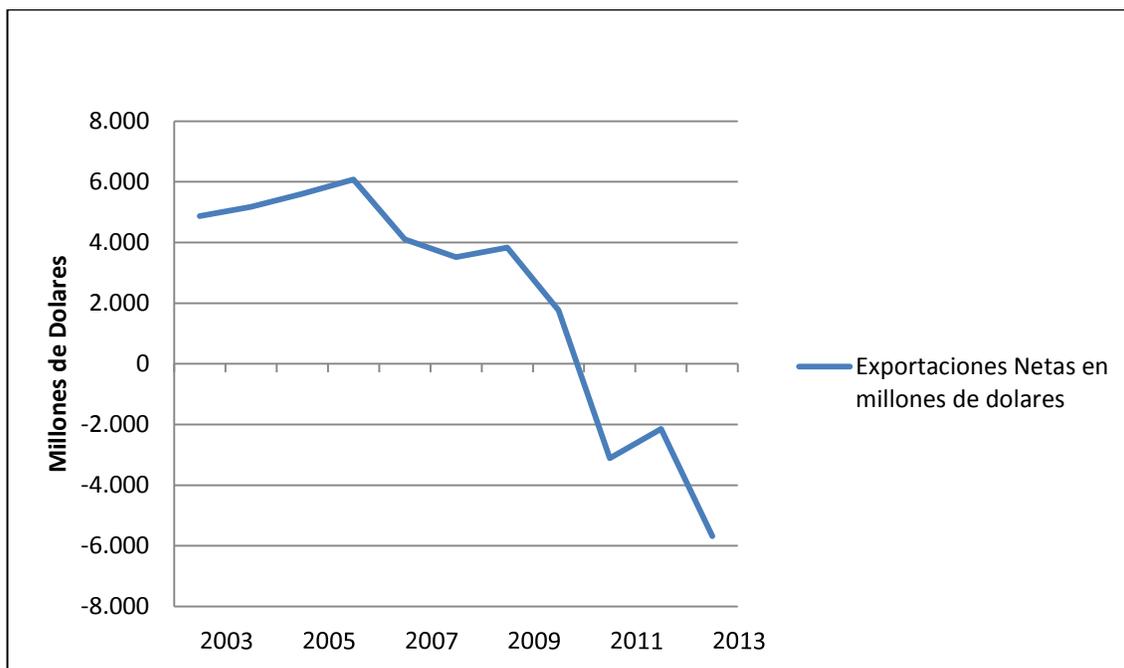
Por el lado de la oferta, durante la última década se experimentó un aumento de la energía generada. Por ejemplo, la generación térmica pasó de 39.466 GWhs en 2003 a 82.953 GWhs en 2013, siendo la tecnología de mayor crecimiento (CAMMESA, 2013). No obstante, la demanda creció más rápidamente que la oferta (Gráfico B). Esto se evidencia, principalmente, en los reiterados cortes de suministro eléctrico en los períodos de mayor consumo, como consecuencia de la disminución de los márgenes de reserva del sistema (Banco Mundial, 2008). Otro indicador resulta la balanza comercial argentina. Según datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), desde el año 2003 a la actualidad, las exportaciones netas de combustibles y energía tuvieron una sostenida tendencia a la baja. Durante el año 2003, Argentina alcanzó un nivel de exportaciones netas de 4.866,97 millones de dólares. Si bien los niveles exportados fueron cada vez menores con el paso de los años, Argentina fue exportador neto hasta el año 2011. En el año 2013, las importaciones de combustibles superaron a las exportaciones por un monto de 5.683,92 millones de dólares, volviéndose así un país importador neto (Gráfico C).

Gráfico B: Crecimiento de la demanda vs. generación (variación porcentual)



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

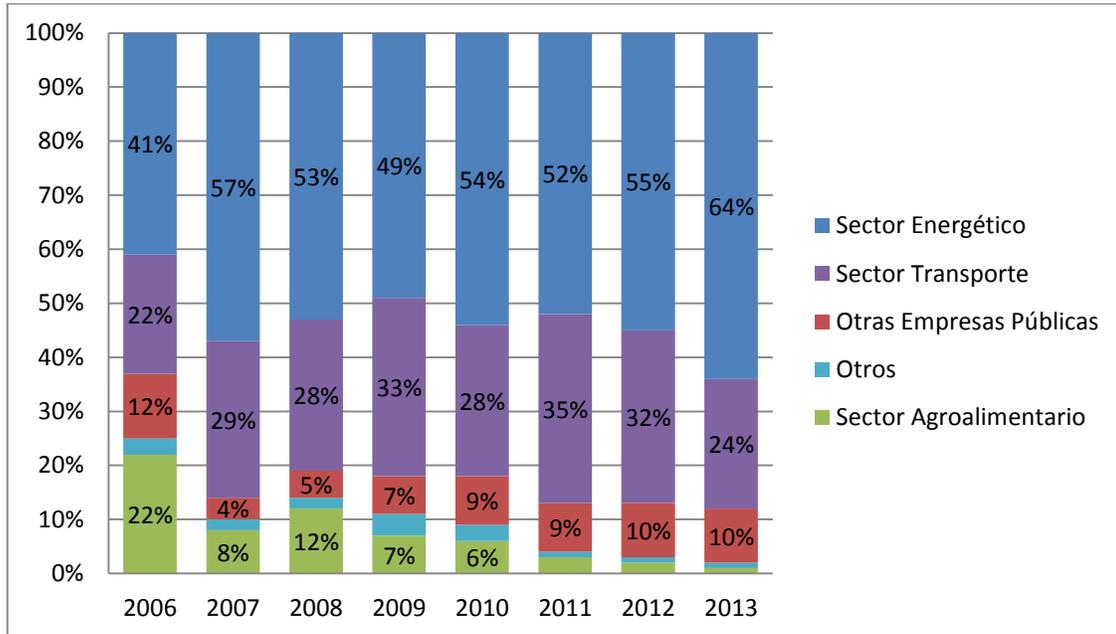
Gráfico C: Exportaciones netas en millones de dólares



Fuente: Elaboración propia con datos del INDEC.

En cuanto al gasto público, el dinero destinado a subsidios en general se ha visto incrementado y se ha convertido en uno de los principales gastos dentro del presupuesto. Si bien los subsidios se incrementaron progresivamente durante los últimos diez años, se evidencia un aumento del 43,6% en el año 2013 respecto al año 2012, alcanzando una suma que representó el 4,9% del PBI y volviéndose el ratio más elevado del periodo. Esta importante alza se explica, principalmente, por el incremento en el nivel de subsidios destinados al sector energético, que pasó de \$44.581 millones de pesos en 2012 a \$70.375 millones para el año 2013. Los subsidios a la energía fueron adquiriendo relevancia de manera creciente durante todo el período, absorbiendo en 2013 más de la mitad de los recursos fiscales destinados a subsidios (Gráfico D) (IARAF, 2013). En 2014 los subsidios a la energía alcanzarán los \$81.726,71 millones, según el presupuesto nacional.

**Gráfico D: Composición de los subsidios económicos.
Años 2006-2013.**



Fuente: CONSEJO-IARAF en base a MECON. Nota: Año 2013 valores acumulados a noviembre. La categoría “Otros” incluye los subsidios a sectores rural y forestal e industrial.

3. IMPACTO ECONÓMICO DE LA QUITA DE SUBSIDIOS A LA ENERGÍA: UNA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La aplicación de subsidios a diferentes servicios públicos suele implicar que un grupo de consumidores o todos ellos, acceden al servicio a un costo menor que su costo de prestación (Ferro y Lentini, 2013). Los subsidios a la producción y consumo pueden incluir transferencias presupuestarias directas, exenciones impositivas y controles de precios (Ellis, 2010).

i. Sobre las motivaciones a la hora de subsidiar

Existe un gran debate dentro de la literatura económica respecto a los efectos causados por la aplicación de subsidios a la energía. La justificación principal para su introducción en los mercados, radica en un aumento del bienestar social, que es la función objetivo del regulador (Chisari y Ferro, 2010). Sin embargo, existe un consenso

de que los subsidios a la energía tienen un efecto neto negativo (Von Moltke et al., 2004).

Una justificación para la aplicación de subsidios es ante la presencia de fallas de mercado. El regulador puede recurrir a los subsidios como una herramienta para corregir estos errores (Chisari y Ferro, 2010). Algunos autores sostienen, sin embargo, que en líneas generales los subsidios distorsionan los precios, brindando información errónea sobre escasez y costos de producción. De esta forma, los subsidios afectan las decisiones de asignación de recursos, producción y consumo (IEA, 1999; Saunders y Schneider, 2000; Morgan, 2007), generando de esta forma más distorsiones de las que intentan corregir.

Otra razón por la que se suele justificar la implementación de subsidios a la electricidad en los países en vías de desarrollo, es que benefician a los sectores con menos recursos, disminuyendo su costo de vida (IEA, 1999; Varangu and Morgan, 2002). No obstante, en muchas ocasiones los subsidios pueden no cumplir con estas premisas redistributivas, volviéndose regresivos, al favorecer más a los sectores con mayores ingresos que a los pobres. Los sectores con mayores ingresos suelen consumir más energía y tienen mayor acceso a la misma (Clements et al., 2007; UNEP, 2008). Además, al establecer precios por debajo del equilibrio, los productores tienen menos incentivos a aumentar la oferta, creciendo el ratio del consumo de los sectores de mayores ingresos (UNEP, 2008). Por otro lado, aunque los subsidios benefician en mayor medida a la población de altos ingresos, siguen representando una proporción significativa del ingreso de los más pobres (Banco Mundial, 2009). Ellis (2010) propone que la quita de subsidios le permite al gobierno aprovechar dichos recursos para realizar programas sociales en forma más eficientes, tales como programas de salud, educación o transferencias de efectivo a los más pobres.

Según Ogarenko y Hubacek (2013), el único justificativo a la colocación de precios por debajo del equilibrio, es si éste es el único medio por el cual se puede alcanzar la realización de alguna política muy importante. En concordancia, Saunders y Schneider (2000) consideran que los gobiernos aplican los subsidios al consumo y la producción con el fin de alcanzar o lograr una serie de políticas particulares, tales como mantener el nivel de empleo, establecer un nivel de consumo mínimo para todos los habitantes, o

bien para lograr crecimiento económico a través de una expansión de la demanda agregada.

ii. Sobre la quita de subsidios

Los subsidios a la energía disminuyen el precio de la energía. Esta disminución en el precio se traduce en una distorsión del mercado, la cual puede tener consecuencias mayores que las que el subsidio intenta solucionar. Estas consecuencias se pueden resumir en un fuerte aumento del consumo de energía (desahorro energético) y su consecuente aumento en las emisiones de CO₂, aumento del déficit fiscal y una reducción de los incentivos a la búsqueda de fuentes alternativas o más eficientes de energía (Koplow y Dernbach, 2001).

Muchos estudios analizan los principales impactos de una quita de subsidios y un aumento de las tarifas. La eliminación de subsidios puede ser considerada una política “win-win”, ya que los resultados son beneficiosos no solo en términos económicos, sino también medio-ambientales (Burniaux et al., 2009).

Como la energía es un insumo fundamental en muchos procesos productivos, el aumento de su precio impactará tanto en los hogares como en las industrias. Particularmente las industrias intensivas en energía verán sus costos ampliamente incrementados (Saunders y Schneider, 2000). Morgan (2007) afirma que los subsidios desincentivan la búsqueda de eficiencia energética y la inversión en fuentes de energía alternativa o en tecnologías más eficientes. Uno de los primeros autores en estudiar la relación entre el aumento de precios y la tecnología fue Hicks (1932), quien concluye que la tecnología se direcciona a los factores cuyos precios son más altos. Saunders y Schneider (2000) adhieren y afirman que la quita de subsidios implica un gran incentivo a la introducción de tecnologías para realizar procesos productivos más eficientes. Linn (2008) especifica que una suba del 10% del precio de la energía, reduce en un 1% la intensidad relativa de energía de los entrantes. A contramano, Pizer et al. (2002), asegura que los precios de la energía tienen un pequeño efecto en la adopción de tecnologías ahorradoras.

Ogarenko y Hubacek (2013) afirman que los precios bajos de la energía, promueven el mal uso de la misma y consecuentemente el daño medio ambiental. Cantidades consumidas de energía superiores a los niveles de equilibrio, implican externalidades negativas en términos de contaminación. Según Saunders y Schneider (2000), la quita de subsidios es el primer paso para alcanzar los niveles socialmente óptimos en cuanto a contaminación.

En lo que comprende al gobierno, los costos fiscales de mantener fijas las tarifas son una política insostenible a lo largo del tiempo (Banco Mundial, 2013). La quita de subsidios permite al gobierno re-asignar sus recursos de una manera mucho más eficiente. A su vez, la consecuente suba de precios implicará un aumento en las recaudaciones por un lado, y la caída en el consumo contrastará parte de ese efecto (Ogarenko y Hubacek, 2013).

iii. Resultados empíricos y simulaciones

Un trabajo empírico realizado por Hope and Singh (1995), desarrolla los efectos generados por reformas tarifarias de los años 80 en Colombia, Ghana, Indonesia, Malasia, Turquía y Zimbawe. Estos países alzaron su precio entre un 20 y un 80%. En el corto plazo, se observa una caída en el PBI de los países. Por ejemplo, Malasia experimentó un aumento tarifario del 70% y al año siguiente tuvo una caída del PBI del 1%. En Indonesia, donde el aumento fue entre un 20 y 30%, la caída en el PBI fue del 0,4% durante los primeros 3 años. El estudio resalta también que el aumento en las tarifas no tuvo un mayor impacto en los IPC de cada país, y que estos redujeron su déficit fiscal y aumentaron su recaudación en un 2%.

Ogarenko y Hubacek (2013) estimaron el impacto de un aumento del 400% en el precio de la electricidad y gas en Ucrania utilizando una matriz I-O. Dicho aumento produjo una caída del PBI del 1,8%, siendo más importante en los sectores intensivos en energía. Al caer la producción, también cayó la demanda de trabajo en un 2%. De acuerdo a los autores, la reforma tarifaria tuvo un fuerte impacto regresivo en el IPC, reduciendo el poder de compra de los habitantes pobres de las zonas urbanas en un 13,2% y un 11,5% para los de ingresos más altos. En cuanto al consumo de energía, se observa una caída del 2,5% estimulada por la caída en la demanda de bienes. A su

vez, resaltan una reducción en la emisión de CO₂ de aproximadamente 15 millones de toneladas, principalmente por la reducción en el consumo de gas.

Cabe destacar que la tendencia de la caída en el nivel de producción agregada se revierte en el largo plazo, como resultado de una normalización del mercado, la redistribución de los recursos entre los distintos sectores de la producción, y la búsqueda de eficiencia energética. Von Moltke et al. (2004), sostienen que se producirá un aumento positivo del PBI como resultado de los cambios en los precios y una asignación más eficiente de los recursos. Burniaux et al. (1992), afirman que el PBI global aumentaría un 0,1% anual hasta el año 2050. Griffin y Gregory (1976) estiman que un aumento de precios del 1% provoca una caída de largo plazo en la demanda de energía del 0,8%. En términos ambientales, se sugiere una caída del 18% de las emisiones de CO₂ para el 2050 (Burniaux et al., 1992).

A partir de lo expuesto, y considerando que no se han realizado análisis similares para Argentina, encontramos de gran relevancia la realización de una investigación de los resultados económicos y de ahorro de energía como consecuencia de la quita de subsidios. Como característica destacable, el presente trabajo se propone cuantificar en unidades físicas el ahorro de energía, para que esta estimación sea lo más precisa posible.

4. METODOLOGÍA

Con el objetivo de verificar las hipótesis planteadas, se utilizará un análisis IO (Miller y Blair, 2009). Ogarenko y Hubacek (2013) destacan que el análisis IO es el método más apropiado y transparente para analizar las hipótesis aquí planteadas dado que permite examinar la interdependencia entre los distintos sectores productivos de la economía.

Cuando se analiza el impacto de una política en el corto plazo, se puede considerar al modelo IO como una aproximación muy satisfactoria a un modelo de equilibrio general (Ginsburgh y Keyzer, 1997), con la ventaja de que es más simple su construcción. A diferencia de otros estudios, reproduciremos una matriz híbrida de la economía. Esto es, utilizaremos medidas físicas de energía para explicitar las transacciones entre los

sectores energéticos y el resto de los sectores. De esta forma, obtendremos una aproximación fidedigna del ahorro energético obtenido.

El primer paso será construir dicha matriz híbrida. Luego, con el modelo de precios IO analizaremos los cambios en los precios de los distintos bienes producidos como consecuencia de la quita de subsidios a la electricidad. Posteriormente, estimaremos la variación en la demanda final de los bienes producidos. Finalmente, volveremos a la matriz híbrida para calcular la variación en la producción total de bienes, y de esta forma observar cómo varían la cantidad de energía producida y el producto total.

i. Construcción de la matriz híbrida

El punto de partida de la matriz IO es el armado de una tabla de doble entrada que representará en cada fila los diferentes bienes y servicios vendidos por un sector determinado al resto de los sectores productivos, demanda final, gobierno y el resto del mundo. Cada columna tendrá los insumos adquiridos por cada sector productivo expresados en unidades monetarias. Dado que el modelo IO permite que las unidades de medida de cada una de las transacciones incluidas dentro de la matriz de producción sean diferentes (Pulido y Fontela, 1993), este estudio representará en unidades monetarias las transacciones de todos los sectores productivos, y conjuntamente incluirá todas las ventas realizadas por el sector eléctrico al resto de los sectores de la economía medidas en unidades físicas (MWh). Como resultado obtendremos una matriz de $n \times n$ sectores en unidades monetarias y una matriz auxiliar de $m \times n$ sectores (siendo m los sectores eléctricos) en unidades físicas.

Por lo tanto, para unidades monetarias tenemos que las ventas se representan:

$$x_i = z_{ij} + f_i \quad (1)$$

donde x_i es la producción total del sector i , z_{ij} son las ventas intermedias del sector i al sector j , y f_i es la demanda final del sector i .

Su análogo para unidades físicas será:

$$g_i = e_{ij} + q_i \quad (2)$$

siendo g_i la cantidad de energía producida por el sector i , e_{ij} las ventas intermedias de energía del sector i al sector j , y q_i la demanda final de energía producida por el sector i .

El supuesto fundamental planteado por Leontief, es que las transacciones intermedias de i a j dependen del producto total de j , y que esta relación es fija. De esta forma quedan representados los coeficientes técnicos de Leontief:

$$a_{ij} = \frac{z_{ij}}{x_j} \quad (3)$$

Esta es una de las limitaciones más importantes del modelo, ya que los sectores no podrán alterar sus inputs de energía una vez que ésta aumente el precio. No obstante, en el corto plazo las industrias no pueden modificar su tecnología.

Si A es la matriz de coeficientes técnicos a_{ij} , e I la matriz identidad, L es la matriz inversa de Leontief y la definimos como:

$$L = (I - A)^{-1} \quad (4)$$

A continuación podemos expresar matricialmente los requerimientos totales como:

$$X = LF \quad (5)$$

siendo X el vector de demandas totales y F el vector de demandas finales.

Para el caso de los sectores energéticos, nos proponemos encontrar una matriz similar a L , tal que podamos expresar los requerimientos totales de energía:

$$G = \alpha F \quad (6)$$

siendo α dicha matriz.

Con este fin, partimos de la condición de conservación de energía, que explica que la energía incluida en el bien producido por un sector es igual a la cantidad de energía incluida en todos sus insumos, más la propia energía que demanda en su proceso productivo:

$$\alpha X^* = \alpha Z^* + G \quad (7)$$

siendo α la matriz de requerimientos totales de energía, X^* la matriz de producción total, Z^* la matriz de ventas intermedias y G la matriz de cantidad de energía utilizada como insumo por cada sector.

Como definimos $Z^* = AX^*$, podemos reescribirlo de la siguiente manera:

$$\alpha = GX^{-1}(I - A)^{-1} \quad (8)$$

definiéndose así la matriz de requerimientos totales de energía.

ii. Modelo de precios

Según el modelo de Leontief, el precio total de una unidad de producto es igual al costo total de producción. Es decir, la suma de compras intermedias y valor agregado. La ecuación básica formulada será:

$$p' = v'(I - A)^{-1} = v'L \quad (9)$$

donde p' es un vector fila de los precios de los bienes producidos por los sectores en el año base, v' es un vector fila que representa la cantidad de insumos por una unidad de precio y L es la matriz inversa de Leontief.

El aumento en el precio de la electricidad llevará a un aumento del precio de los bienes que utilizan a la electricidad como insumo. Se producirán entonces cambios en los precios relativos directos e indirectos por la suba de las tarifas (Ogarenko y Hubacek, 2013). Como resaltan Pulido y Fontela (1993), este aumento en los precios de un sector, se lo puede considerar como un aumento del valor agregado de dicho sector.

Utilizando exclusivamente la matriz de $n \times n$ sectores en unidades monetarias, el cambio en los precios será calculado entonces de la siguiente manera:

$$\Delta \mathbf{p}' = \Delta \mathbf{v}' \mathbf{L} \quad (10)$$

donde $\Delta \mathbf{p}'$ es el vector de cambios de precios y $\Delta \mathbf{v}'$ es un vector fila de cambios en los insumos.

iii. Cálculo de la variación de la demanda final de bienes

Para reflejar la variación en la cantidad demandada por los cambios en los precios, recurriremos a un análisis de equilibrio parcial. Deseamos obtener la variación en la demanda final de bienes, ya que asumimos que el alza en los costos de la electricidad que enfrentan las industrias se pasa completamente a los consumidores finales. Este supuesto se basa en la limitación de que los coeficientes técnicos de las industrias son fijos.

Utilizaremos elasticidades precio de la demanda de cada bien ($\varepsilon = \frac{\Delta Q P}{Q \Delta P}$) para estimar el cambio de la cantidad demandada ante un aumento de precio. Siendo Q la cantidad y P el precio, la variación en la cantidad demandada estará determinada de la siguiente manera:

$$\Delta Q = \frac{\varepsilon Q \Delta P}{P} \quad (11)$$

iv. Cálculo de la matriz dadas las nuevas demandas finales

Finalmente, operando con los datos de la demanda final de bienes representados en la matriz, derivaremos la cantidad total de bienes que deberá producir cada sector, y por lo tanto, la cantidad de insumos que utilizarán en su proceso productivo, tanto para la matriz en unidades monetarias como para la de unidades físicas.

El primer paso será calcular las nuevas demandas totales, es decir, las demandas finales obtenidas en el apartado anterior más las demandas intermedias. Para la matriz

en unidades monetarias, se multiplicará la matriz inversa de Leontief (4) por la nueva matriz de demandas finales:

$$\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta F = L \Delta F \quad (12)$$

Posteriormente se calcularán las ventas intermedias multiplicando la matriz de coeficientes técnicos **A** (3) por la nueva matriz de demandas totales **X**:

$$Z = AX \quad (13)$$

siendo **Z** la nueva matriz de ventas intermedias.

Para la matriz de unidades físicas, primero se deberán calcular las nuevas demandas totales de energía (6). A continuación, se obtendrán las demandas intermedias:

$$Z^* = AX^* \quad (14)$$

Para concluir, se acoplará la matriz energética a la matriz monetaria, obteniéndose así la matriz híbrida final.

5. DATOS

El presente trabajo utiliza para su simulación una matriz IO. A diferencia de otros trabajos realizados con la misma metodología (Ogarenko y Hubacek, 2013), se propone estimar no solo la variación en la demanda agregada una vez aplicado el shock de precios, sino también estimar el ahorro energético obtenido. Con este objetivo en particular, se procedió al armado de una matriz híbrida. Por lo tanto, es necesario para la construcción de esta matriz tanto los valores en pesos de las transacciones entre sectores, como así también la cantidad precisa de energía utilizada por cada uno de ellos.

i. Matriz híbrida: Sectores propuestos

Dado que el grado de desagregación de una matriz Insumo Producto se debe determinar según la problemática en cuestión (Miller y Blair, 2009), se partió de una matriz IO de 154 sectores del mercado argentino (Mastronardi y Romero, 2014) y se realizó una agregación sectorial. Se decidió utilizar la agregación de sectores industriales utilizados por la Secretaría de Energía de la Nación en los informes de consumo industrial que discontinuó en el año 2002 (Anexo 1). La demanda final está formada por el consumo de los hogares, el gobierno y la inversión, bajo el supuesto de que modifican la demanda en la misma proporción, excepto para la demanda final de electricidad en unidades físicas, que solo contiene la demanda de los hogares, asignando el consumo del gobierno al sector servicios, representando mejor el mercado.

En cuanto al sector Electricidad, se desagregó en Distribución y transporte de electricidad por un lado, y Generación de electricidad por otro. El sector distribución y transporte es el encargado de abastecer a la demanda final y, a su vez, de proveer electricidad como insumo a industrias pequeñas. El sector generación será el encargado de proveer electricidad a grandes industrias, que establecidas como Grandes Usuarios, tienen contrato de abastecimiento directo con las generadoras. Esta desagregación refleja de forma más fidedigna el mercado eléctrico, permitiendo ver en mayor detalle cuáles serán las nuevas ventas que el sector eléctrico realizará a cada sector productivo una vez aplicada la simulación de cambio de precios (Tabla 1).

Tabla 1: Sectores de la matriz

1. Agricultura, ganadería, pesca, caza, servicultura
2. Explotación de minas y canteras
3. Productos alimenticios, bebidas y tabacos
4. Textiles, prendas de vestir e industrias del cuero.
5. Industria de la madera y productos de papel, imprentas y editoriales
6. Fabricación de papel y productos de papel, imprentas y editoriales.
7. Fabricación de sustancias químicas y de productos químicos derivados del petróleo y del carbón, caucho y de plástico.
8. Fabricación de productos minerales no metálicos, exceptuando los derivados del petróleo y del carbón.
9. Industrias metálicas básicas.

-
10. Industrias Manufactureras
 11. Distribución y Transporte de Electricidad
 12. Generación de electricidad
 13. Gas y agua.
 14. Construcción.
 15. Comercio mayor, menor, restaurant y hoteles.
 16. Servicios
-

Fuente: Elaboración propia.

ii. Matriz híbrida: unidades físicas

Con los objetivos ya discutidos, fue preciso acceder a las cantidades de electricidad demandadas por cada uno de los sectores de la matriz. La unidad de medida física de electricidad utilizada en este trabajo es el megawatts hora (MWh).

Por lo tanto, la información de las ventas del sector Generación, fue determinada a partir de la cantidad total de MWh consumidos por los Grandes Usuarios, es decir GUMA, GUME y GUPA. Gracias al aporte de información de CAMMESA, se obtuvieron las cantidades totales de MWh consumidos en el año 2004 por cada uno de los 308 GUMA y 1186 GUME del país. Para distribuir a cada usuario en la matriz, se verificó la actividad económica principal de los mismos declarada a la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP). Por otro lado, dado que no se dispone del detalle de la facturación individual de los 30 GUPA, como consecuencia de que dichos usuarios alternan sus compras entre generadoras y distribuidoras dependiendo diversos factores, se decidió estimar la distribución sectorial de dichos usuarios según la participación de las industrias GUME previamente auditadas. No obstante, la cantidad de electricidad consumida por los GUPA solo representa el 0,007% del total (CAMMESA, 2013).

Las ventas en unidades físicas realizadas por el sector Distribución y Transporte, que corresponden a la electricidad demandada por los hogares y por empresas pequeñas, fueron obtenidas a través del Informe Anual del año 2004 de la Secretaría de Energía de la Nación. Dicho informe clasifica a los consumidores en los siguientes sectores: Residencial, Comercial, Industrial, S. Sanitarios, Alumbrado, Riego, Oficial, E. Rural, Otros y Tracción. Se compatibilizaron dichos sectores con los sectores propuestos por

este trabajo. Particularmente, los datos del sector Industrial del informe se encuentran agregados. Para su desagregación se recurrió nuevamente a la utilización de los coeficientes de consumo de las industrias GUME, con el supuesto de que representan una buena muestra del total del sector industrial.

iii. Matriz híbrida: unidades monetarias

Una vez realizada la agregación sectorial de la matriz IO (Mastronardi y Romero, 2014), se procedió a desagregar el sector electricidad, para que sea consistente con la desagregación de unidades físicas. Por lo tanto, para completar las columnas del sector Distribución y transporte (11) y del sector Generación de electricidad (12), que corresponden a las compras realizadas por dichos sectores, se realizó un análisis de costos de los balances contables del año 2004 de las 30 empresas distribuidoras y generadoras más representativas del mercado. Utilizando dicho análisis, se dividió el total de las compras del sector agregado original en los 2 sectores propuestos.

Para completar las filas de los sectores de electricidad desagregados, que corresponden a las ventas de dichos sectores, se estimó cuánto correspondía al sector generación y cuanto al sector distribución y transporte. Usando como base los datos obtenidos en la sección de unidades físicas de la matriz, se calcularon coeficientes de participación de las ventas realizadas por cada sector. Finalmente, se multiplicaron estos coeficientes por las ventas del sector agregado original, obteniendo entonces la desagregación del mismo.

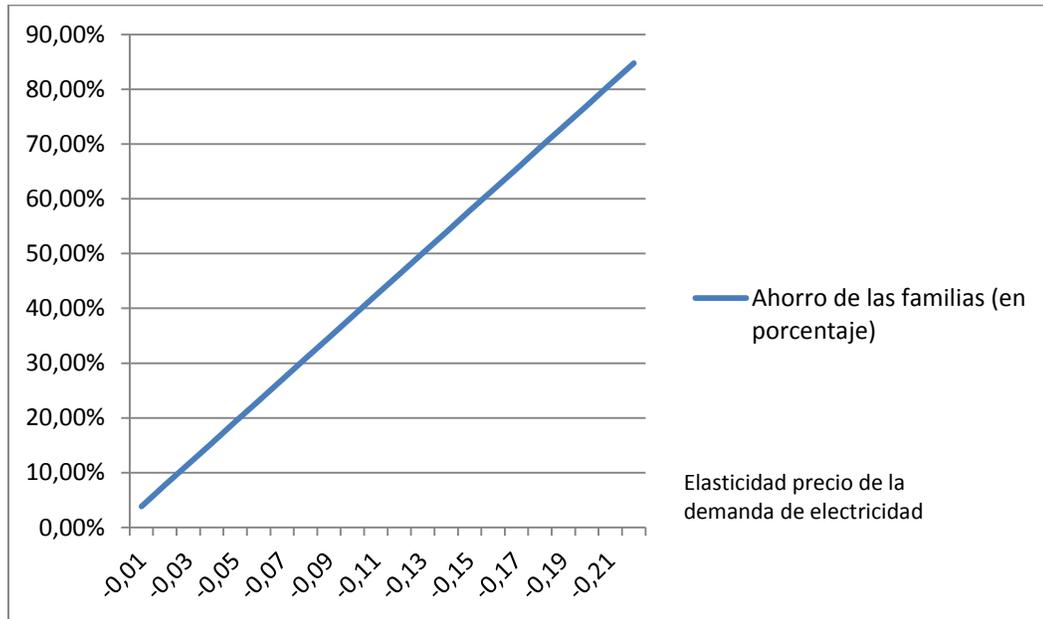
iv. Elasticidades

Para el cálculo de la variación de la demanda final, se replicarán las elasticidades utilizadas en el modelo propuesto por Ogarenko y Hubacek (2013), quienes asumen que sectores similares tendrán elasticidades similares (Tabla 2).

En cuanto a la elasticidad precio de la demanda de electricidad, existe evidencia de que la misma es inelástica en el corto plazo, como consecuencia de la imposibilidad de encontrar un sustituto con facilidad (Bentzen y Engsted, 1993; Bernstein y Griffin, 2006). Sin embargo, al tener que aplicar aumentos de precios tan importantes, una

elasticidad relativamente inelástica puede generar una caída en la demanda muy superior a la esperada (Gráfico E). Se obtendrían, entonces, resultados matemáticamente consistentes pero con muy poca probabilidad de ocurrencia en la realidad. Existe evidencia de que en el corto plazo una familia puede disminuir su consumo de electricidad en un 25%, sin que eso implique la adopción de otra tecnología (U.S. Department of Energy, 2009).

Gráfico E: Ahorro energético de las familias ante suba de precio del 300%



Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia, se realizarán las simulaciones de los escenarios de quita total y parcial de subsidios con una elasticidad precio de la demanda de electricidad de -0.2, utilizada por Ogarenko y Hubacek (2013), y una elasticidad alternativa de -0.065 que acota el ahorro de las familias a un 25% al aplicar un aumento tarifario del 300%.

Tabla 2: Elasticidades

Sector	Elasticidad precio de la demanda
1	-0,2
2	-0,2
3	-0,2
4	-0,7
5	-0,7
6	-0,7
7	-0,7
8	-0,7
9	-0,7
10	-0,7
11	-0,2; -0,065
12	-0,2; -0,065
13	-0,2
14	-0,7
15	-0,7
16	-0,5

Fuente: Elaboración propia.

6. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Con el objetivo de realizar la metodología propuesta, se procedió al cálculo de las ecuaciones (3) y (4), obteniéndose la matriz de coeficientes técnicos (Anexo 2) y la matriz inversa de Leontief (Anexo 3).

i. Nuevos precios de los bienes y servicios

A continuación se calcularon los efectos en los precios, tal como se explica en la ecuación (10). Por lo tanto, se despejaron los nuevos vectores VA/VBP, tal que se representen los aumentos planteados. Como consecuencia se observa, tanto en caso del aumento de tarifas del 300% como en el aumento del 100%, que todos los sectores de la economía aumentan sus precios. Esto ocurre porque trasladan el aumento del precio de la electricidad que utilizan como insumo. Como se observa en la Tabla 3, los sectores Generación de electricidad y Distribución y transporte de electricidad aumentaron sus precios más allá del shock inicial (efecto directo) como consecuencia del aumento de precios de los insumos que utilizan (efecto indirecto).

Tabla 3: Variación de precios de la economía (en %)

Sectores Productivos	Aumento de tarifas del 300%	Aumento de tarifas del 100%
1	1,60%	0,53%
2	4,23%	1,41%
3	4,60%	1,53%
4	4,73%	1,58%
5	4,40%	1,47%
6	5,72%	1,91%
7	5,06%	1,69%
8	8,34%	2,78%
9	7,96%	2,65%
10	4,05%	1,35%
11	385,21%	128,40%
12	311,52%	103,84%
13	12,03%	4,01%
14	5,35%	1,78%
15	6,44%	2,15%
16	3,75%	1,25%

Fuente: Elaboración propia.

En segundo lugar, se observa que los sectores que más incrementaron sus precios fueron los sectores 13 y 8. Esto se debe a que ambos sectores son intensivos en el uso de la electricidad, tal como lo manifiestan sus coeficientes técnicos. Por el contrario, los sectores que menos trasladaron el aumento son los sectores 1 y 16.

Utilizando un Índice de Precios Laspeyres mayorista¹, se observa un aumento general de precios de la economía del 7,94% para el escenario de quita total del subsidio. Para el caso de quita parcial, el aumento general de precios es del 2,64%. Como es de esperar, el aumento del 300% provoca una reducción mayor de la capacidad de compra de las familias.

$$^1 \text{ IPL} = \frac{\sum q_0 p_1}{\sum q_0 p_0},$$

ii. Variación de las cantidades demandadas

El aumento en los precios de los bienes se traduce, dada la elasticidad precio de la demanda de cada bien, en una caída de la demanda. Se calculó entonces la variación en las cantidades finales demandadas, utilizando la ecuación (11) y las elasticidades presentadas en la sección Datos.

A continuación se presenta la variación de la demanda final frente al aumento de tarifas (Tabla 4).

Tabla 4: Variación de la demanda final de bienes y servicios (en %)

Sectores Productivos	Aumento de tarifas del 300%		Aumento de tarifas del 100%	
	Porcentaje de variación con elasticidad -0,2	Porcentaje de variación con elasticidad -0,065	Porcentaje de variación con elasticidad -0,2	Porcentaje de variación con elasticidad -0,065
1	-0,32%	-0,32%	-0,11%	-0,11%
2	-0,85%	-0,85%	-0,28%	-0,28%
3	-0,92%	-0,92%	-0,31%	-0,31%
4	-3,31%	-3,31%	-1,10%	-1,10%
5	-3,08%	-3,08%	-1,03%	-1,03%
6	-4,01%	-4,01%	-1,34%	-1,34%
7	-3,54%	-3,54%	-1,18%	-1,18%
8	-5,84%	-5,84%	-1,95%	-1,95%
9	-5,57%	-5,57%	-1,86%	-1,86%
10	-2,84%	-2,84%	-0,95%	-0,95%
11	-77,04%	-25,04%	-25,68%	-8,35%
12	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
13	-2,41%	-2,41%	-0,80%	-0,80%
14	-3,74%	-3,74%	-1,25%	-1,25%
15	-4,50%	-4,50%	-1,50%	-1,50%
16	-1,88%	-1,88%	-0,63%	-0,63%

Fuente: Elaboración propia.

En el caso del aumento del 300% y elasticidad de -0,2, se observa una caída del 77,04% de la demanda final de distribución y transporte de electricidad. Si bien se trata de una elasticidad relativamente inelástica, al aplicar un aumento tan importante en el precio, provoca una caída brusca de su demanda. Sin embargo, frente a una elasticidad de -0,065 de la demanda de distribución y transporte, se obtiene una caída

del 25,04% de la demanda final de este sector. Esta caída en el nivel de consumo de electricidad, tal como se mencionó en la sección anterior, resulta una medida probable de ahorro, sin la necesidad de adoptar tecnologías alternativas.

Se destaca que el sector Generación no presenta modificación debido a que no vende a los hogares. Además, el sector 13, que en el apartado anterior se mencionó como el que más transfería el aumento de precios a los consumidores, obtiene una caída en la demanda del 2,41%, siendo menor que otros sectores. Esto se explica por la imposibilidad de los consumidores de sustituir los bienes y servicios ofrecidos por dicho sector.

Si en lugar de considerar la quita total de los subsidios a la electricidad, se evalúa la quita parcial, aumentando el precio de la electricidad un 100% y utilizando una elasticidad precio de la demanda de electricidad de -0,02, se obtiene una caída en la demanda final de electricidad del 25,68%, mientras que con la elasticidad -0,065 se observa una caída de 8,35%.

Tabla 5: Caída de la demanda agregada (en%)

Elasticidad	Aumento de tarifas del 300%	Aumento de tarifas del 100%
-0,2	3,16%	1,05%
-0,065	2,71%	0,90%

Fuente: Elaboración propia.

Queda en evidencia que la quita de subsidios a la electricidad genera, en el corto plazo, una fuerte caída de la demanda agregada (Tabla 5), tal como lo sugiere la bibliografía estudiada. Cuanto mayor sea el aumento de tarifas, mayor será la reducción del poder adquisitivo de las familias, reduciendo entonces la demanda de bienes y servicios. No obstante, se espera que en el largo plazo se revierta la situación (Von Moltke et al., 2004; Burniaux et al., 1992).

A continuación, utilizando la ecuación (12), se obtiene la cantidad total de bienes que debe producir cada sector, y utilizando la ecuación (3) se despejan las ventas intermedias. De esta forma, se obtiene la nueva matriz IO (Anexo 4).

iii. Ahorro energético

Al caer la demanda de los distintos bienes y servicios ofrecidos por los sectores productivos de la economía, también cae la demanda de electricidad, lo que se traduce en ahorro energético.

En términos agregados, el ahorro energético que se obtiene frente a la quita total de subsidios y elasticidad de -0,2 es 18.406.122 MWh, lo que implica una caída de 24,4% de la cantidad de Mwh consumidos por la economía. Sin embargo, evaluando el ahorro energético frente al mismo aumento de precios y con elasticidad de -0,065, se puede observar un consumo total de Mwh un 9,34% menor. Por otro lado, si se considera la quita parcial de subsidios, el ahorro energético resulta menor 7.044.549,605 (Tabla 6).

Tabla 6: Ahorro energético agregado

Elasticidad	Aumento de tarifas del 300%		Aumento de tarifas del 100%	
	Caída de consumo (en MWh)	Caída de consumo (en %)	Caída de consumo (en MWh)	Caída de consumo (en %)
-0,2	18.406.122,15	24,40%	6.135.374,051	8,13%
-0,065	7.044.549,605	9,34%	2.348.183,202	3,11%

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los de los hogares, al incrementar las tarifas en un 300% y considerando la elasticidad -0,2, éstos reducen su consumo en 16.410.693,23 MWh. Si en cambio el incremento de tarifas es del 100%, las familias consumen 5.470.231,076 MWh menos. Dicha caída en su consumo de electricidad representa el 89,16% del total ahorrado por la economía. Si a continuación se replica el análisis utilizando la elasticidad de -0,065, el total de MWh consumido por las familias en el caso de una quita total de subsidios se ve reducido en 5.333.475,3 MWh y frente a la quita parcial en 1.777.825,1MWh, representando el 75,71% del total ahorrado de la economía (Tabla 7).

Tabla 7: Ahorro energético de los hogares (en MWh)

Elasticidad	Aumento de tarifas del 300%	Aumento de tarifas del 100%	Participación en el total ahorrado
-0,2	16.410.693,23 MWh	5.470.231,076 MWh	89,16%
-0,065	5.333.475,299 MWh	1.777.825,1 MWh	75,71%

Fuente: Elaboración propia.

Evaluando el ahorro energético de cada sector productivo de la economía (Tabla 8), se observa que ante la quita total de subsidios, los sectores que disminuyen en mayor medida su consumo son los sectores 15 y 9. Considerando que al utilizar las elasticidades de -0,2 y -0,065 la diferencia entre los resultados obtenidos es muy pequeña, ya que impacta principalmente en el sector de distribución y transporte de electricidad, se puede unificar el análisis, destacando que los sectores Comercio (15) e Industrias metalúrgicas básicas (9) reducen su consumo de electricidad en un 4,09% y 3,84% respectivamente. Por otro lado, frente a la quita parcial de subsidios, son los mismos sectores los que más reducen su consumo, pero en menor cuantía. La caída de la cantidad de electricidad demandada por el sector 15 representa el 3,54% del total ahorrado por la economía, y en el caso del sector 9 el 1,05%. Cabe destacar que, si bien el sector 15 no es un sector intensivo en electricidad, resulta ser el sector con mayor caída de ventas como consecuencia del aumento de precios. Por el contrario, el sector 9 si es intensivo en electricidad.

Tabla 8: Variación porcentual de MWh demandados por los sectores productivos (en orden jerárquico)

Sectores Productivos	Aumento de tarifas del 300%		Aumento de tarifas del 100%	
	Porcentaje de variación con elasticidad -0,2	Porcentaje de variación con elasticidad -0,065	Porcentaje de variación con elasticidad -0,2	Porcentaje de variación con elasticidad -0,065
15	-4,09%	-4,05%	-1,36%	-1,35%
9	-3,84%	-3,75%	-1,28%	-1,25%
14	-3,59%	-3,57%	-1,20%	-1,19%
8	-3,43%	-3,38%	-1,14%	-1,13%
4	-3,14%	-3,11%	-1,05%	-1,04%
10	-3,06%	-2,89%	-1,02%	-0,96%
6	-3,03%	-2,98%	-1,01%	-0,99%
7	-2,98%	-2,90%	-0,99%	-0,97%
5	-2,74%	-2,66%	-0,91%	-0,89%
13	-2,54%	-2,48%	-0,85%	-0,83%
2	-2,39%	-2,21%	-0,80%	-0,74%
16	-2,19%	-2,11%	-0,73%	-0,70%
3	-1,23%	-1,22%	-0,41%	-0,41%
1	-1,05%	-1,04%	-0,35%	-0,35%

Fuente: Elaboración propia.

En términos de ahorro energético, dentro de los escenarios discutidos en este trabajo, se observa que el más optimista resulta el de quita total de subsidio con elasticidad precio de la demanda de -0,2, acumulando un ahorro de 18.406.122,15 MWh. Cabe destacar que la generación térmica, es decir la que utiliza combustibles fósiles, acumuló un total de 52.983.015 MWh en el año 2004 (Informe Anual de la Secretaría de Energía, 2004). Asumiendo que cada generador produce la misma cantidad de energía, y considerando que se necesitaron 43 generadores para producirla, el ahorro energético obtenido representa la producción de 14,93 generadores, es decir, el 34% de los generadores térmicos instalados. Esto implicaría no sólo la ampliación de los márgenes de reserva de los mismos, pudiéndose evitar el grave problema de los cortes de suministro, sino también la posibilidad de prescindir de cierta cantidad de generadores. En la Tabla 9 se muestran la cantidad de generadores que resultan excedentes en cada uno de los escenarios analizados.

Tabla 9: Generadores excedentes

Generadores Excedentes	Aumento de tarifas del 300%		Aumento de tarifas del 100%	
	Con elasticidad	Con elasticidad	Con elasticidad	Con elasticidad
	-0,2	-0,065	-0,2	-0,065
En cantidad	14,93	5,71	4,97	1,9
En Porcentaje	34%	13,27%	11,57%	4,43%

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, también es posible entender la magnitud de los ahorros obtenidos, al observar que la cantidad total de electricidad generada por plantas nucleares fue de 7.868.603 MWh. Esta cifra representa el 42,74% del mayor ahorro obtenido en este análisis, pudiéndose prescindir del consumo de 40.326 Kg de uranio levemente enriquecido y 93.551 Kg de uranio natural. De forma similar, la electricidad generada a partir de fuel oil representa el 16,31%, la generada a partir de gas oil el 2,93% y la generada a partir de carbón el 4,94% del total ahorrado (Informe Anual de la Secretaría de Energía, 2004).

En términos medioambientales se observa una fuerte disminución en la emisión de gases de efecto invernadero CO₂ (Tabla 10).

Tabla 10: Ahorro de emisión de CO₂ (en toneladas)

Ahorro de emisión de CO ₂ si el ahorro fuera exclusivo de:	Aumento de tarifas del 300%		Aumento de tarifas del 100%	
	Con elasticidad	Con elasticidad	Con elasticidad	Con elasticidad
	-0,2	-0,065	-0,2	-0,065
Gas	8.074.898,44	3.090.494,68	2.691.632,81	1.030.164,89
Carbon	16.915.454,12	6.474.028,29	5.638.484,71	2.158.009,43
Fuel Oil	16.154.593,49	6.182.825,16	5.384.864,50	2.060.941,72
Gas Oil	13.889.097,51	5.315.755,03	4.629.699,17	1.771.918,34

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

iv. Resumen

A modo de resumen, se exponen los principales resultados que se mencionaron a lo largo de esta sección (Tabla 11).

Tabla 11: Resumen de resultados

	Aumento de tarifas del 300%		Aumento de tarifas del 100%	
	Con elasticidad	Con elasticidad	Con elasticidad	Con elasticidad
	-0,2	-0,065	-0,2	-0,065
Caída demanda final de Electricidad	77,04%	25,04%	25,68%	8,35%
Caída de demanda agregada	3,16%	2,71%	1,05%	0,90%
Aumento general de precios	7,95%	7,95%	2,65%	2,65%
Ahorro energético (en MWh)	18.406.122,15	7.044.549,60	6.135.374,05	2.348.183,20
Ahorro energético (%)	24,40%	9,34%	8,13%	3,11%

7. CONCLUSIÓN

El presente trabajo estudia el impacto de la quita de subsidios a la electricidad en la economía argentina a través de un modelo IO. A diferencia de estudios similares, se construyó una matriz híbrida de forma tal de obtener no sólo resultados en unidades monetarias sino también en unidades físicas. De esta manera, se logró obtener una medida del ahorro energético alcanzado.

La hipótesis del trabajo es que ante un aumento de tarifas del 300%, disminuirá la demanda de electricidad tanto de los hogares como de los sectores productivos. Esta caída en la demanda de electricidad se verá acompañada por una reducción de la demanda agregada de bienes y servicios de por lo menos 2,5%. A su vez, el aumento de tarifas del 100% provocará una caída en la demanda agregada de al menos 1%. En ambos escenarios se producirá un fuerte ahorro energético que aumentará los márgenes de reserva del sistema eléctrico, reduciendo los cortes de suministro.

Las simulaciones aplicadas al modelo IO confirmaron la hipótesis planteada. Según el modelo, un incremento del 300% en las tarifas de electricidad reduciría la demanda agregada entre un 2,71% y un 3,16%. Y frente al aumento del 100% de las tarifas, la demanda agregada se vería reducida en un 1,05%.

En cuanto a ahorro energético, el modelo demuestra que frente a una quita total de subsidios, se alcanzaría una reducción de hasta el 24,4% de los MWh consumidos. Considerando la quita parcial de subsidios, se reduciría el consumo de electricidad en un 8,13%. Ambos escenarios proponen un fuerte ahorro energético, que permitiría aumentar los márgenes de reserva de la generación de electricidad.

La limitación más importante del trabajo se encuentra en la metodología. El supuesto de coeficientes técnicos fijos no permite a las industrias modificar su tecnología para reemplazar a la electricidad como insumo. De todas maneras, en el corto plazo resultaría muy difícil hacer este cambio. Por otro lado, una mayor desagregación de los sectores y las familias, permitiría conocer en mayor detalle los efectos redistributivos del aumento de tarifas. Se destaca que la aplicación de un modelo de equilibrio general computado permitiría conocer los efectos en el largo plazo de las variables estudiadas, como así también observar cómo impacta la quita de subsidios en el gobierno, familias, inversión y cuentas externas.

8. ANEXOS

1. Matriz Insumo Producto de 16 sectores productivos para Argentina año 2004

(En miles de pesos):

Producto (')	1	2	3	4	5
1	\$ 13.768.130,36	\$ 85,07	\$ 37.436.810,87	\$ 1.842.418,88	\$ 491.679,97
2	\$ 2.834,02	\$ 3.766.306,15	\$ 65.824,54	\$ 21.035,97	\$ 440,23
3	\$ 1.202.674,05	\$ 54.451,10	\$ 10.746.907,95	\$ 778.825,75	\$ 37.655,52
4	\$ 258.392,71	\$ 244.758,01	\$ 684.835,79	\$ 6.454.826,12	\$ 43.112,69
5	\$ 412.344,14	\$ 65.595,48	\$ 412.443,82	\$ 57.315,38	\$ 667.957,42
6	\$ 138.629,05	\$ 44.835,31	\$ 1.732.432,82	\$ 154.971,40	\$ 1.216.349,93
7	\$ 5.889.762,24	\$ 868.762,01	\$ 4.003.098,69	\$ 1.430.439,41	\$ 619.018,94
8	\$ 44.694,23	\$ 140.265,67	\$ 623.552,17	\$ 8.214,47	\$ 8.625,29
9	\$ 90.465,70	\$ 616.440,78	\$ 285.115,08	\$ 33.585,86	\$ 16.611,91
10	\$ 589.670,66	\$ 1.107.366,91	\$ 1.143.749,21	\$ 389.535,39	\$ 214.535,11
11	\$ 31.110,07	\$ 40.420,19	\$ 514.212,95	\$ 127.064,98	\$ 36.320,20
12	\$ 33.946,96	\$ 316.699,54	\$ 131.842,81	\$ 72.116,29	\$ 30.509,21
13	\$ 19.532,94	\$ 103.822,86	\$ 350.611,97	\$ 67.043,59	\$ 9.581,19
14	\$ 35.045,23	\$ 402.168,84	\$ 236.889,10	\$ 58.615,76	\$ 30.880,50
15	\$ 2.059.711,39	\$ 692.570,44	\$ 3.138.170,45	\$ 1.033.827,25	\$ 444.020,90
16	\$ 5.433.119,16	\$ 4.873.049,67	\$ 5.544.154,50	\$ 1.068.154,06	\$ 790.446,37
11 (MWh)	576713,9804	351470,9558	4634264,615	1155873,346	117387,0786
12 (MWh)	629303,9818	2753838,917	1188212,909	656021,0428	98605,92067
Total	\$ 30.010.062,92	\$ 13.337.598,03	\$ 67.050.652,72	\$ 13.597.990,57	\$ 4.657.745,37
Impuestos a la producción	\$ 1.046.612,76	\$ 309.711,15	\$ 2.054.495,71	\$ 224.809,03	\$ 49.311,30
CI (c tx)	\$ 31.056.675,68	\$ 13.647.309,19	\$ 69.105.148,43	\$ 13.822.799,59	\$ 4.707.056,68
Importaciones (c/ aranceles)	\$ 2.206.368,01	\$ 1.175.367,96	\$ 1.560.296,32	\$ 2.143.298,24	\$ 657.875,58
Total CI COU (NAC+HMP)	\$ 33.263.043,69	\$ 14.822.677,15	\$ 70.665.444,75	\$ 15.966.097,83	\$ 5.364.932,26
VAB	\$ 42.451.800,42	\$ 26.124.971,00	\$ 25.530.188,23	\$ 11.637.219,97	\$ 4.833.024,03
VBP	\$ 75.714.844,11	\$ 40.947.648,15	\$ 96.195.632,98	\$ 27.603.317,80	\$ 10.197.956,29

Producto (')	6	7	8	9	10
1	\$ 598.916,64	\$ 127.284,87	\$ 6.878,23	\$ 16,25	\$ 21.277,94
2	\$ 8.853,14	\$ 17.239.827,52	\$ 898.791,34	\$ 623.719,90	\$ 90.316,88
3	\$ 76.368,37	\$ 696.223,87	\$ 58.079,31	\$ 130.555,46	\$ 153.729,18
4	\$ 122.418,36	\$ 579.050,07	\$ 30.445,06	\$ 62.937,87	\$ 483.360,21
5	\$ 545.231,27	\$ 353.728,88	\$ 25.946,33	\$ 39.877,24	\$ 331.739,41
6	\$ 1.476.894,62	\$ 512.452,96	\$ 179.521,92	\$ 61.320,58	\$ 583.190,98
7	\$ 845.610,64	\$ 12.544.525,29	\$ 537.696,03	\$ 791.606,50	\$ 2.770.136,42
8	\$ 26.028,46	\$ 151.357,55	\$ 459.451,14	\$ 84.116,51	\$ 224.536,07
9	\$ 88.240,18	\$ 322.508,68	\$ 102.606,70	\$ 3.569.990,84	\$ 7.962.749,45
10	\$ 309.242,64	\$ 851.833,98	\$ 175.286,92	\$ 1.891.895,96	\$ 7.932.262,34
11	\$ 33.314,62	\$ 287.190,57	\$ 44.990,63	\$ 31.565,86	\$ 133.839,74
12	\$ 103.706,72	\$ 332.432,95	\$ 87.305,57	\$ 367.784,04	\$ 133.051,72
13	\$ 42.804,22	\$ 317.899,93	\$ 132.264,50	\$ 115.438,80	\$ 80.684,19
14	\$ 25.220,81	\$ 301.246,38	\$ 32.977,91	\$ 158.175,39	\$ 162.898,06
15	\$ 546.465,24	\$ 2.071.070,72	\$ 306.967,93	\$ 553.536,78	\$ 2.173.196,89
16	\$ 898.065,94	\$ 5.279.409,68	\$ 550.388,90	\$ 1.687.069,07	\$ 3.123.158,41
11 (MWh)	343000,4981	2501266,208	490204,4837	398765,039	1015222,052
12 (MWh)	1067743,175	2895301,581	951255,4677	4646141,005	1009244,669
Total	\$ 5.747.381,87	\$ 41.968.043,89	\$ 3.629.598,40	\$ 10.169.607,04	\$ 26.360.127,89
Impuestos a la producción	\$ 75.827,43	\$ 1.599.307,33	\$ 86.275,19	\$ 181.284,38	\$ 417.345,00
CI (c tx)	\$ 5.823.209,30	\$ 43.567.351,22	\$ 3.715.873,59	\$ 10.350.891,42	\$ 26.777.472,89
Importaciones (c/ aranceles)	\$ 1.481.152,27	\$ 12.786.946,23	\$ 304.163,32	\$ 3.386.442,35	\$ 9.872.369,10
Total CI COU (NAC+HMP)	\$ 7.304.361,57	\$ 56.354.297,45	\$ 4.020.036,92	\$ 13.737.333,77	\$ 36.649.841,99
VAB	\$ 5.258.456,65	\$ 24.047.337,99	\$ 3.630.333,23	\$ 9.352.860,79	\$ 22.584.975,05
VBP	\$ 12.562.818,22	\$ 80.401.635,44	\$ 7.650.370,15	\$ 23.090.194,56	\$ 59.234.817,04

Producto (¹)	11	12	13	14	15
1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5.547,57	\$ 588.350,25
2	\$ 182.372,81	\$ 925.228,50	\$ 854.858,38	\$ 1.809.859,40	\$ 13.737,77
3	\$ 4.002,78	\$ 1.971,52	\$ 1.364,21	\$ 65.213,66	\$ 5.856.330,28
4	\$ 14.193,92	\$ 5.414,24	\$ 8.700,23	\$ 179.203,07	\$ 515.428,43
5	\$ 16.431,36	\$ 6.267,70	\$ 12.670,72	\$ 563.365,76	\$ 804.884,45
6	\$ 2.807,38	\$ 1.070,87	\$ 7.479,61	\$ 1.191.926,60	\$ 1.244.166,49
7	\$ 176.517,04	\$ 67.331,98	\$ 138.875,25	\$ 1.910.082,29	\$ 2.331.067,07
8	\$ 7.580,98	\$ 2.891,75	\$ 5.277,11	\$ 4.846.251,85	\$ 122.846,19
9	\$ 355,00	\$ 135,41	\$ 6.243,93	\$ 4.195.892,36	\$ 48.230,43
10	\$ 360.633,60	\$ 137.562,77	\$ 178.900,83	\$ 6.884.484,75	\$ 1.327.475,90
11	\$ -	\$ 40.870,90	\$ 31.074,67	\$ 33.566,96	\$ 1.469.875,66
12	\$ 2.488.566,90	\$ 105.134,21	\$ 118.603,78	\$ 337.533,68	\$ 75.971,19
13	\$ 6.626,84	\$ 3.263,97	\$ 4.814,55	\$ 11.082,81	\$ 282.456,79
14	\$ -	\$ 334.172,51	\$ 68.990,74	\$ -	\$ 938.143,31
15	\$ 131.635,97	\$ 26.410,42	\$ 64.188,76	\$ 2.567.068,23	\$ 3.293.777,10
16	\$ 865.202,14	\$ 176.499,93	\$ 1.075.810,52	\$ 3.368.319,79	\$ 15.519.869,86
11 (MWh)	0	1487,100034	154111,3105	64881,29693	15160034,25
12 (MWh)	1257766,126	205,3807834	588201,9555	652416,0058	783553,2895
Total	\$ 4.256.926,73	\$ 1.834.226,67	\$ 2.577.853,31	\$ 27.969.398,76	\$ 34.432.611,17
Impuestos a la producción	\$ 156.633,05	\$ 70.294,80	\$ 67.514,39	\$ 485.184,17	\$ 858.521,77
CI (c tx)	\$ 4.413.559,78	\$ 1.904.521,47	\$ 2.645.367,69	\$ 28.454.582,93	\$ 35.291.132,94
Importaciones (c/ aranceles)	\$ 992.868,30	\$ 445.585,91	\$ 121.337,86	\$ 1.468.870,63	\$ 2.293.720,12
Total CI COU (NAC+IMP)	\$ 5.406.428,08	\$ 2.350.107,39	\$ 2.766.705,55	\$ 29.923.453,56	\$ 37.584.853,06
VAB	\$ 3.779.733,55	\$ 2.517.320,90	\$ 2.145.793,45	\$ 21.835.385,44	\$ 77.001.067,76
VBP	\$ 9.186.161,63	\$ 4.867.428,28	\$ 4.912.499,00	\$ 51.758.839,00	\$ 114.585.920,82

Producto (¹)	16	Utilización Intermedia a precios básicos	Demanda Final Nacional	Demanda Total
1	\$ 159.106,60	\$ 55.046.503,50	\$ 20.668.340,61	\$ 75.714.844,11
2	\$ 218.224,30	\$ 26.722.230,83	\$ 14.225.417,33	\$ 40.947.648,15
3	\$ 2.523.605,40	\$ 22.387.958,41	\$ 73.807.674,57	\$ 96.195.632,98
4	\$ 1.780.354,75	\$ 11.467.431,52	\$ 16.135.886,29	\$ 27.603.317,80
5	\$ 3.512.576,49	\$ 7.828.375,85	\$ 2.369.580,43	\$ 10.197.956,29
6	\$ 1.293.650,81	\$ 9.841.701,34	\$ 2.721.116,89	\$ 12.562.818,22
7	\$ 12.461.094,53	\$ 47.385.624,32	\$ 33.016.011,12	\$ 80.401.635,44
8	\$ 394.871,20	\$ 7.150.560,64	\$ 499.809,51	\$ 7.650.370,15
9	\$ 126.516,92	\$ 17.465.689,24	\$ 5.624.505,32	\$ 23.090.194,56
10	\$ 7.658.398,98	\$ 31.152.835,95	\$ 28.081.981,10	\$ 59.234.817,04
11	\$ 1.679.559,19	\$ 4.534.977,18	\$ 4.651.184,45	\$ 9.186.161,63
12	\$ 132.222,69	\$ 4.867.428,28	-	\$ 4.867.428,28
13	\$ 934.981,29	\$ 2.482.910,43	\$ 2.429.588,57	\$ 4.912.499,00
14	\$ 4.535.407,64	\$ 7.320.832,18	\$ 44.438.006,82	\$ 51.758.839,00
15	\$ 8.163.662,27	\$ 27.266.280,74	\$ 87.319.640,08	\$ 114.585.920,82
16	\$ 48.628.849,27	\$ 98.881.567,27	\$ 194.639.885,41	\$ 293.521.452,67
11 (MWh)	7412870,791	34377553	21300854,00	
12 (MWh)	583575,5741	19761387	-	
Total	\$ 94.203.082,33			
Impuestos a la producción	\$ 2.866.775,07			
CI (c tx)	\$ 97.069.857,40			
Importaciones (c/ aranceles)	\$ 8.109.427,73			
Total CI COU (NAC+IMP)	\$ 105.179.285,13			
VAB	\$ 188.342.167,54			
VBP	\$ 293.521.452,67			

Fuente: Elaboración propia.

2. Matriz de coeficientes técnicos:

Sectores	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1,238	0,005	0,549	0,133	0,081	0,081	0,014	0,013	0,009	0,009	0,001	0,001	0,006	0,011	0,040	0,012
2	0,033	1,120	0,036	0,031	0,031	0,038	0,293	0,180	0,070	0,034	0,007	0,055	0,218	0,081	0,015	0,022
3	0,028	0,007	1,143	0,050	0,014	0,017	0,018	0,017	0,014	0,011	0,001	0,001	0,007	0,011	0,064	0,016
4	0,009	0,012	0,017	1,309	0,012	0,019	0,016	0,011	0,009	0,016	0,001	0,001	0,009	0,011	0,010	0,012
5	0,011	0,006	0,014	0,007	1,081	0,057	0,010	0,010	0,007	0,011	0,001	0,001	0,009	0,018	0,012	0,018
6	0,007	0,005	0,030	0,013	0,150	1,145	0,013	0,034	0,009	0,018	0,001	0,001	0,008	0,037	0,018	0,011
7	0,128	0,046	0,127	0,108	0,113	0,120	1,211	0,115	0,072	0,088	0,006	0,009	0,065	0,086	0,048	0,073
8	0,002	0,006	0,010	0,002	0,003	0,005	0,005	1,067	0,008	0,007	0,000	0,002	0,005	0,103	0,004	0,004
9	0,007	0,030	0,013	0,010	0,012	0,020	0,018	0,031	1,207	0,190	0,002	0,005	0,019	0,130	0,007	0,011
10	0,021	0,049	0,035	0,033	0,043	0,048	0,036	0,050	0,129	1,183	0,009	0,014	0,068	0,182	0,027	0,045
11	0,026	0,023	0,080	0,075	0,036	0,053	0,054	0,090	0,038	0,040	1,002	0,003	0,051	0,033	0,150	0,043
12	0,022	0,087	0,037	0,046	0,036	0,114	0,073	0,165	0,257	0,069	0,024	1,006	0,146	0,069	0,020	0,014
13	0,002	0,004	0,006	0,005	0,003	0,006	0,007	0,021	0,008	0,004	0,000	0,001	1,003	0,004	0,004	0,005
14	0,005	0,016	0,008	0,007	0,008	0,009	0,012	0,013	0,017	0,009	0,001	0,018	0,025	1,007	0,013	0,020
15	0,046	0,031	0,068	0,066	0,069	0,069	0,047	0,062	0,045	0,059	0,004	0,005	0,034	0,078	1,044	0,043
16	0,136	0,181	0,165	0,108	0,153	0,148	0,159	0,159	0,148	0,122	0,022	0,024	0,319	0,151	0,194	1,228

Fuente: Elaboración propia.

3. Matriz Inversa de Leontief:

Sectores	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1,24	0,01	0,55	0,13	0,08	0,08	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,01
2	0,03	1,12	0,04	0,03	0,03	0,04	0,29	0,18	0,07	0,03	0,01	0,06	0,22	0,08	0,02	0,02
3	0,03	0,01	1,14	0,05	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,06	0,02
4	0,01	0,01	0,02	1,31	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
5	0,01	0,01	0,01	0,01	1,08	0,06	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,02	0,01	0,02
6	0,01	0,01	0,03	0,01	0,15	1,15	0,01	0,03	0,01	0,02	0,00	0,00	0,01	0,04	0,02	0,01
7	0,13	0,05	0,13	0,11	0,11	0,12	1,21	0,12	0,07	0,09	0,01	0,01	0,07	0,09	0,05	0,07
8	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	1,07	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,10	0,00	0,00
9	0,01	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	1,21	0,19	0,00	0,01	0,02	0,13	0,01	0,01
10	0,02	0,05	0,03	0,03	0,04	0,05	0,04	0,05	0,13	1,18	0,01	0,01	0,07	0,18	0,03	0,05
11	0,03	0,02	0,08	0,07	0,04	0,05	0,05	0,09	0,04	0,04	1,00	0,00	0,05	0,03	0,15	0,04
12	0,02	0,09	0,04	0,05	0,04	0,11	0,07	0,16	0,26	0,07	0,02	1,01	0,15	0,07	0,02	0,01
13	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,00	0,02	0,02	1,01	0,01	0,02
15	0,05	0,03	0,07	0,07	0,07	0,07	0,05	0,06	0,05	0,06	0,00	0,01	0,03	0,08	1,04	0,04
16	0,14	0,18	0,17	0,11	0,15	0,15	0,16	0,16	0,15	0,12	0,02	0,02	0,32	0,15	0,19	1,23

Fuente: Elaboración propia.

4. Matriz Insumo Producto luego de aplicados los aumento de precios:
 a. Escenario 1: Aumento de precio de electricidad de 300% y elasticidad precio de la demanda de electricidad -0,2:

Producto (¹)	1	2	3	4	5	6
1	\$ 13.622.913,85	\$ 82,58	\$ 36.973.299,92	\$ 1.784.030,85	\$ 477.808,64	\$ 580.437,25
2	\$ 2.804,13	\$ 3.656.143,27	\$ 65.009,56	\$ 20.369,32	\$ 427,81	\$ 8.579,97
3	\$ 1.189.989,10	\$ 52.858,42	\$ 10.613.848,82	\$ 754.144,01	\$ 36.593,18	\$ 74.012,05
4	\$ 255.667,37	\$ 237.598,94	\$ 676.356,74	\$ 6.250.266,45	\$ 41.896,39	\$ 118.641,18
5	\$ 407.995,02	\$ 63.676,84	\$ 407.337,29	\$ 55.499,00	\$ 649.112,93	\$ 528.408,33
6	\$ 137.166,89	\$ 43.523,90	\$ 1.710.983,30	\$ 150.060,21	\$ 1.182.034,12	\$ 1.431.325,50
7	\$ 5.827.641,19	\$ 843.351,08	\$ 3.953.535,70	\$ 1.385.107,41	\$ 601.555,11	\$ 819.519,59
8	\$ 44.222,83	\$ 136.162,96	\$ 615.831,87	\$ 7.954,14	\$ 8.381,96	\$ 25.225,36
9	\$ 89.511,53	\$ 598.410,15	\$ 281.585,02	\$ 32.521,49	\$ 16.143,26	\$ 85.517,56
10	\$ 583.451,23	\$ 1.074.976,89	\$ 1.129.588,27	\$ 377.190,64	\$ 208.482,62	\$ 299.701,05
11	\$ 30.781,94	\$ 39.237,92	\$ 507.846,40	\$ 123.038,17	\$ 35.295,53	\$ 32.286,71
12	\$ 33.588,91	\$ 307.436,21	\$ 130.210,44	\$ 69.830,86	\$ 29.648,48	\$ 100.506,88
13	\$ 19.326,92	\$ 100.786,08	\$ 346.270,99	\$ 64.918,91	\$ 9.310,89	\$ 41.483,50
14	\$ 34.675,59	\$ 390.405,57	\$ 233.956,14	\$ 56.758,17	\$ 30.009,29	\$ 24.442,63
15	\$ 2.037.987,01	\$ 672.313,04	\$ 3.099.316,28	\$ 1.001.064,27	\$ 431.494,13	\$ 529.604,22
16	\$ 5.375.814,46	\$ 4.730.515,00	\$ 5.475.511,46	\$ 1.034.303,23	\$ 768.146,20	\$ 870.356,40
11 (MWh)	570672,411	343086,2095	4577217,702	1119606,83	114168,3469	332610,5591
12 (MWh)	622711,4874	2688142,904	1173586,235	635437,8209	95902,1648	1035399,822

Producto (¹)	7	8	9	10	11	12
1	\$ 123.393,08	\$ 6.633,51	\$ 15,60	\$ 20.593,49	\$ -	\$ -
2	\$ 16.712.712,71	\$ 866.813,20	\$ 599.093,08	\$ 87.411,65	\$ 108.458,31	\$ 715.399,91
3	\$ 674.936,54	\$ 56.012,90	\$ 125.400,64	\$ 148.784,16	\$ 2.380,48	\$ 1.524,41
4	\$ 561.345,37	\$ 29.361,85	\$ 60.452,85	\$ 467.811,90	\$ 8.441,22	\$ 4.186,36
5	\$ 342.913,47	\$ 25.023,19	\$ 38.302,74	\$ 321.068,31	\$ 9.771,84	\$ 4.846,28
6	\$ 496.784,50	\$ 173.134,70	\$ 58.899,41	\$ 564.431,40	\$ 1.669,57	\$ 828,01
7	\$ 12.160.971,28	\$ 518.565,32	\$ 760.350,89	\$ 2.681.029,09	\$ 104.975,85	\$ 52.062,05
8	\$ 146.729,73	\$ 443.104,31	\$ 80.795,27	\$ 217.313,39	\$ 4.508,46	\$ 2.235,94
9	\$ 312.647,84	\$ 98.956,05	\$ 3.429.034,12	\$ 7.706.610,68	\$ 211,12	\$ 104,70
10	\$ 825.788,80	\$ 169.050,38	\$ 1.817.196,76	\$ 7.677.104,25	\$ 214.471,18	\$ 106.365,50
11	\$ 278.409,60	\$ 43.389,90	\$ 30.319,52	\$ 129.534,50	\$ -	\$ 31.601,96
12	\$ 322.268,68	\$ 84.199,32	\$ 353.262,54	\$ 128.771,83	\$ 1.479.967,17	\$ 81.291,28
13	\$ 308.180,01	\$ 127.558,66	\$ 110.880,84	\$ 78.088,81	\$ 3.941,02	\$ 2.523,74
14	\$ 292.035,65	\$ 31.804,59	\$ 151.930,03	\$ 157.658,10	\$ -	\$ 258.386,96
15	\$ 2.007.746,88	\$ 296.046,30	\$ 531.681,06	\$ 2.103.291,39	\$ 78.284,78	\$ 20.420,92
16	\$ 5.117.989,57	\$ 530.806,59	\$ 1.620.457,21	\$ 3.022.695,38	\$ 514.541,42	\$ 136.472,27
11 (MWh)	2426725,072	473383,7201	383469,5226	984180,8668	0	1415,753433
12 (MWh)	2809017,655	918614,3071	4467927,974	978386,2466	863392,0763	195,5272292

Producto (¹)	13	14	15	16	Demanda Final Nacional	Demanda Total
1	\$ -	\$ 5.341,45	\$ 564.120,82	\$ 155.510,84	\$ 20.602.075,52	\$ 74.916.257,40
2	\$ 832.577,06	\$ 1.742.616,69	\$ 13.172,02	\$ 213.292,48	\$ 14.105.065,37	\$ 39.749.946,54
3	\$ 1.328,65	\$ 62.790,74	\$ 5.615.154,97	\$ 2.466.572,54	\$ 73.128.288,34	\$ 95.004.619,95
4	\$ 8.473,46	\$ 172.545,04	\$ 494.202,06	\$ 1.740.119,17	\$ 15.601.175,69	\$ 26.728.542,05
5	\$ 12.340,47	\$ 542.434,72	\$ 771.737,71	\$ 3.433.193,13	\$ 2.296.589,10	\$ 9.910.250,36
6	\$ 7.284,66	\$ 1.147.642,29	\$ 1.192.929,24	\$ 1.264.414,62	\$ 2.612.084,06	\$ 12.175.196,39
7	\$ 135.255,55	\$ 1.839.115,94	\$ 2.235.069,10	\$ 12.179.476,89	\$ 31.845.740,39	\$ 77.943.322,42
8	\$ 5.139,57	\$ 4.666.196,37	\$ 117.787,14	\$ 385.947,21	\$ 470.640,78	\$ 7.378.177,29
9	\$ 6.081,19	\$ 4.040.000,05	\$ 46.244,20	\$ 123.657,67	\$ 5.311.269,82	\$ 22.178.506,46
10	\$ 174.237,90	\$ 6.628.701,67	\$ 1.272.807,81	\$ 7.485.321,07	\$ 27.284.967,17	\$ 57.329.403,20
11	\$ 30.264,73	\$ 32.319,83	\$ 1.409.343,26	\$ 1.641.601,57	\$ 1.067.799,43	\$ 5.463.070,97
12	\$ 115.512,45	\$ 324.993,10	\$ 72.842,55	\$ 129.234,49	\$ -	\$ 3.763.565,20
13	\$ 4.689,07	\$ 10.671,04	\$ 270.824,66	\$ 913.850,94	\$ 2.371.151,84	\$ 4.784.457,93
14	\$ 67.192,54	\$ -	\$ 899.508,71	\$ 4.432.908,55	\$ 42.774.141,65	\$ 49.835.814,18
15	\$ 62.515,72	\$ 2.471.692,52	\$ 3.158.132,82	\$ 7.979.165,53	\$ 83.386.288,27	\$ 109.867.045,14
16	\$ 1.047.770,22	\$ 3.243.174,74	\$ 14.880.730,81	\$ 47.529.849,35	\$ 190.988.806,42	\$ 286.887.940,72
11 (MWh)	150195,7856	62553,52366	14540707,36	7250222,506	4890160,77	38220376,94
12 (MWh)	573257,4365	629009,0056	751543,0968	570771,1467		18813294,9

Fuente: Elaboración propia.

b. Escenario 2: Aumento de precio de electricidad de 300% y elasticidad precio de la demanda de electricidad -0,065:

Producto (¹)	1	2	3	4	5	6
1	\$ 13.624.653,09	\$ 83,05	\$ 36.978.106,43	\$ 1.785.015,38	\$ 478.500,39	\$ 580.958,08
2	\$ 2.804,48	\$ 3.677.069,38	\$ 65.018,01	\$ 20.380,56	\$ 428,43	\$ 8.587,67
3	\$ 1.190.141,02	\$ 53.160,96	\$ 10.615.228,62	\$ 754.560,19	\$ 36.646,16	\$ 74.078,46
4	\$ 255.700,01	\$ 238.958,85	\$ 676.444,66	\$ 6.253.715,73	\$ 41.957,05	\$ 118.747,64
5	\$ 408.047,11	\$ 64.041,30	\$ 407.390,24	\$ 55.529,63	\$ 650.052,69	\$ 528.882,47
6	\$ 137.184,40	\$ 43.773,01	\$ 1.711.205,73	\$ 150.143,02	\$ 1.183.745,42	\$ 1.432.609,82
7	\$ 5.828.385,21	\$ 848.178,05	\$ 3.954.049,66	\$ 1.385.871,80	\$ 602.426,01	\$ 820.254,94
8	\$ 44.228,47	\$ 136.942,30	\$ 615.911,93	\$ 7.958,53	\$ 8.394,09	\$ 25.247,99
9	\$ 89.522,96	\$ 601.835,18	\$ 281.621,63	\$ 32.539,44	\$ 16.166,63	\$ 85.594,29
10	\$ 583.525,72	\$ 1.081.129,57	\$ 1.129.735,12	\$ 377.398,80	\$ 208.784,46	\$ 299.969,97
11	\$ 30.785,87	\$ 39.462,50	\$ 507.912,42	\$ 123.106,07	\$ 35.346,63	\$ 32.315,68
12	\$ 33.593,20	\$ 309.195,84	\$ 130.227,37	\$ 69.869,40	\$ 29.691,40	\$ 100.597,07
13	\$ 19.329,39	\$ 101.362,94	\$ 346.316,00	\$ 64.954,74	\$ 9.324,37	\$ 41.520,73
14	\$ 34.680,02	\$ 392.640,07	\$ 233.986,56	\$ 56.789,49	\$ 30.052,74	\$ 24.464,56
15	\$ 2.038.247,20	\$ 676.161,06	\$ 3.099.719,19	\$ 1.001.616,72	\$ 432.118,83	\$ 530.079,44
16	\$ 5.376.500,79	\$ 4.757.590,34	\$ 5.476.223,28	\$ 1.034.874,02	\$ 769.258,29	\$ 871.137,37
11 (MWh)	570716,176	343705,8653	4577579,241	1119967,461	114267,8388	332772,5765
12 (MWh)	622759,2434	2692998,019	1173678,933	635642,4987	95985,73866	1035904,174

Producto (¹)	7	8	9	10	11	12
1	\$ 123.569,80	\$ 6.643,25	\$ 15,63	\$ 20.653,47	\$ -	\$ -
2	\$ 16.736.647,74	\$ 868.085,65	\$ 600.100,51	\$ 87.666,24	\$ 156.680,43	\$ 844.060,95
3	\$ 675.903,15	\$ 56.095,12	\$ 125.611,51	\$ 149.217,50	\$ 3.438,88	\$ 1.798,56
4	\$ 562.149,30	\$ 29.404,95	\$ 60.554,50	\$ 469.174,43	\$ 12.194,30	\$ 4.939,26
5	\$ 343.404,57	\$ 25.059,92	\$ 38.367,15	\$ 322.003,44	\$ 14.116,54	\$ 5.717,85
6	\$ 497.495,97	\$ 173.388,85	\$ 58.998,46	\$ 566.075,34	\$ 2.411,88	\$ 976,92
7	\$ 12.178.387,56	\$ 519.326,55	\$ 761.629,49	\$ 2.688.837,73	\$ 151.649,61	\$ 61.425,14
8	\$ 146.939,87	\$ 443.754,77	\$ 80.931,14	\$ 217.946,32	\$ 6.512,99	\$ 2.638,06
9	\$ 313.095,60	\$ 99.101,32	\$ 3.434.800,36	\$ 7.729.056,60	\$ 304,99	\$ 123,54
10	\$ 826.971,45	\$ 169.298,53	\$ 1.820.252,55	\$ 7.699.464,23	\$ 309.828,13	\$ 125.494,80
11	\$ 278.808,32	\$ 43.453,60	\$ 30.370,50	\$ 129.911,78	\$ -	\$ 37.285,42
12	\$ 322.730,21	\$ 84.322,92	\$ 353.856,58	\$ 129.146,89	\$ 2.137.981,68	\$ 95.911,10
13	\$ 308.621,37	\$ 127.745,91	\$ 111.067,29	\$ 78.316,25	\$ 5.693,26	\$ 2.977,63
14	\$ 292.453,88	\$ 31.851,28	\$ 152.185,52	\$ 158.117,29	\$ -	\$ 304.856,54
15	\$ 2.010.622,26	\$ 296.480,88	\$ 532.575,13	\$ 2.109.417,34	\$ 113.091,31	\$ 24.093,52
16	\$ 5.125.319,27	\$ 531.585,78	\$ 1.623.182,16	\$ 3.031.499,15	\$ 743.313,88	\$ 161.016,12
11 (MWh)	2428830,717	473641,3081	383797,0093	985902,0688	0	1435,784396
12 (MWh)	2811455,011	919114,1637	4471743,628	980097,3146	1114035,132	198,2936705

Producto (¹)	13	14	15	16	Demanda Final Nacional	Demanda Total
1	\$ -	\$ 5.347,52	\$ 564.482,73	\$ 155.717,63	\$ 20.602.075,52	\$ 74.925.821,97
2	\$ 833.510,80	\$ 1.744.594,51	\$ 13.180,47	\$ 213.576,12	\$ 14.105.065,37	\$ 39.977.457,32
3	\$ 1.330,14	\$ 62.862,00	\$ 5.618.757,35	\$ 2.469.852,55	\$ 73.128.288,34	\$ 95.016.970,51
4	\$ 8.482,96	\$ 172.740,87	\$ 494.519,12	\$ 1.742.433,15	\$ 15.601.175,69	\$ 26.743.292,48
5	\$ 12.354,31	\$ 543.050,37	\$ 772.232,81	\$ 3.437.758,53	\$ 2.296.589,10	\$ 9.924.598,03
6	\$ 7.292,83	\$ 1.148.944,84	\$ 1.193.694,56	\$ 1.266.096,02	\$ 2.612.084,06	\$ 12.186.121,14
7	\$ 135.407,25	\$ 1.841.203,29	\$ 2.236.503,00	\$ 12.195.672,93	\$ 31.845.740,39	\$ 78.054.948,59
8	\$ 5.145,33	\$ 4.671.492,39	\$ 117.862,71	\$ 386.460,44	\$ 470.640,78	\$ 7.389.008,10
9	\$ 6.088,01	\$ 4.044.585,35	\$ 46.273,87	\$ 123.822,11	\$ 5.311.269,82	\$ 22.215.801,69
10	\$ 174.433,31	\$ 6.636.225,09	\$ 1.273.624,37	\$ 7.495.274,91	\$ 27.284.967,17	\$ 57.496.378,18
11	\$ 30.298,68	\$ 32.356,51	\$ 1.410.247,42	\$ 1.643.784,54	\$ 3.486.584,32	\$ 7.892.030,24
12	\$ 115.642,00	\$ 325.361,96	\$ 72.889,28	\$ 129.406,34	\$ -	\$ 4.440.423,24
13	\$ 4.694,33	\$ 10.683,15	\$ 270.998,41	\$ 915.066,16	\$ 2.371.151,84	\$ 4.789.823,75
14	\$ 67.267,90	\$ -	\$ 900.085,78	\$ 4.438.803,35	\$ 42.774.141,65	\$ 49.892.376,64
15	\$ 62.585,84	\$ 2.474.497,83	\$ 3.160.158,91	\$ 7.989.776,08	\$ 83.386.288,27	\$ 109.937.529,79
16	\$ 1.048.945,31	\$ 3.246.855,66	\$ 14.890.277,47	\$ 47.593.053,66	\$ 190.988.806,42	\$ 287.269.438,95
11 (MWh)	150292,6533	62566,24875	14546505,68	7256407,921	15967378,70	49315767,25
12 (MWh)	573627,1546	629136,9631	751842,7857	571258,0912		19079477,14

Fuente: Elaboración propia.

c. Escenario 3: Aumento de precio de electricidad de 100% y elasticidad precio de la demanda de electricidad -0,2:

Producto (¹)	1	2	3	4	5	6
1	\$ 13.719.724,86	\$ 84,24	\$ 37.282.307,22	\$ 1.822.956,20	\$ 487.056,19	\$ 592.756,84
2	\$ 2.824,05	\$ 3.729.585,19	\$ 65.552,88	\$ 20.813,75	\$ 436,09	\$ 8.762,08
3	\$ 1.198.445,73	\$ 53.920,20	\$ 10.702.554,91	\$ 770.598,50	\$ 37.301,41	\$ 75.582,93
4	\$ 257.484,26	\$ 242.371,65	\$ 682.009,44	\$ 6.386.639,56	\$ 42.707,26	\$ 121.159,30
5	\$ 410.894,43	\$ 64.955,94	\$ 410.741,64	\$ 56.709,92	\$ 661.675,93	\$ 539.623,63
6	\$ 138.141,66	\$ 44.398,18	\$ 1.725.282,98	\$ 153.334,34	\$ 1.204.911,32	\$ 1.461.704,91
7	\$ 5.869.055,23	\$ 860.291,70	\$ 3.986.577,69	\$ 1.415.328,75	\$ 613.197,66	\$ 836.913,63
8	\$ 44.537,09	\$ 138.898,10	\$ 620.978,74	\$ 8.127,69	\$ 8.544,18	\$ 25.760,76
9	\$ 90.147,64	\$ 610.430,57	\$ 283.938,39	\$ 33.231,07	\$ 16.455,69	\$ 87.332,64
10	\$ 587.597,52	\$ 1.096.570,24	\$ 1.139.028,90	\$ 385.420,48	\$ 212.517,62	\$ 306.062,11
11	\$ 31.000,69	\$ 40.026,10	\$ 512.090,77	\$ 125.722,71	\$ 35.978,64	\$ 32.971,98
12	\$ 33.827,61	\$ 313.611,77	\$ 131.298,69	\$ 71.354,48	\$ 30.222,30	\$ 102.640,11
13	\$ 19.464,27	\$ 102.810,60	\$ 349.164,97	\$ 66.335,36	\$ 9.491,09	\$ 42.363,98
14	\$ 34.922,01	\$ 398.247,75	\$ 235.911,45	\$ 57.996,56	\$ 30.590,09	\$ 24.961,42
15	\$ 2.052.469,93	\$ 685.817,97	\$ 3.125.219,06	\$ 1.022.906,26	\$ 439.845,31	\$ 540.844,90
16	\$ 5.414.017,60	\$ 4.825.538,11	\$ 5.521.273,49	\$ 1.056.870,45	\$ 783.012,98	\$ 888.829,43
11 (MWh)	574700,1239	348676,0404	4615248,978	1143784,507	116314,168	339537,1851
12 (MWh)	627106,4837	2731940,246	1183337,351	649159,9689	97704,66871	1056962,057

Producto (¹)	7	8	9	10	11	12
1	\$ 125.987,61	\$ 6.796,66	\$ 16,03	\$ 21.049,79	\$ -	\$ -
2	\$ 17.064.122,58	\$ 888.131,96	\$ 615.510,96	\$ 89.348,47	\$ 157.734,64	\$ 855.285,64
3	\$ 689.128,09	\$ 57.390,50	\$ 128.837,19	\$ 152.080,84	\$ 3.462,02	\$ 1.822,48
4	\$ 573.148,50	\$ 30.083,99	\$ 62.109,53	\$ 478.177,44	\$ 12.276,35	\$ 5.004,94
5	\$ 350.123,74	\$ 25.638,62	\$ 39.352,41	\$ 328.182,38	\$ 14.211,52	\$ 5.793,89
6	\$ 507.230,14	\$ 177.392,84	\$ 60.513,52	\$ 576.937,79	\$ 2.428,11	\$ 989,92
7	\$ 12.416.673,95	\$ 531.319,12	\$ 781.187,96	\$ 2.740.433,97	\$ 152.669,97	\$ 62.242,00
8	\$ 149.814,94	\$ 454.002,20	\$ 83.009,43	\$ 222.128,51	\$ 6.556,81	\$ 2.673,14
9	\$ 319.221,73	\$ 101.389,82	\$ 3.523.005,26	\$ 7.877.369,86	\$ 307,04	\$ 125,18
10	\$ 843.152,25	\$ 173.208,07	\$ 1.866.996,23	\$ 7.847.209,64	\$ 311.912,79	\$ 127.163,68
11	\$ 284.263,58	\$ 44.457,05	\$ 31.150,41	\$ 132.404,66	\$ -	\$ 37.781,25
12	\$ 329.044,86	\$ 86.270,15	\$ 362.943,54	\$ 131.625,09	\$ 2.152.366,99	\$ 97.186,57
13	\$ 314.659,96	\$ 130.695,89	\$ 113.919,48	\$ 79.819,06	\$ 5.731,57	\$ 3.017,22
14	\$ 298.176,14	\$ 32.586,80	\$ 156.093,61	\$ 161.151,41	\$ -	\$ 308.910,66
15	\$ 2.049.962,77	\$ 303.327,38	\$ 546.251,54	\$ 2.149.895,05	\$ 113.852,24	\$ 24.413,92
16	\$ 5.225.602,98	\$ 543.861,46	\$ 1.664.865,11	\$ 3.089.670,74	\$ 748.315,23	\$ 163.157,38
11 (MWh)	2476419,163	484597,5625	393666,5336	1004874,99	0	1463,317834
12 (MWh)	2866540,272	940375,0808	4586736,661	998958,5279	1126308,109	202,0962653

Producto (¹)	13	14	15	16	Demanda Final Nacional	Demanda Total
1	\$ -	\$ 5.478,86	\$ 580.273,78	\$ 157.908,01	\$ 20.646.252,25	\$ 75.448.648,54
2	\$ 847.431,27	\$ 1.787.445,16	\$ 13.549,19	\$ 216.580,36	\$ 14.185.300,01	\$ 40.548.414,28
3	\$ 1.352,36	\$ 64.406,02	\$ 5.775.938,51	\$ 2.504.594,45	\$ 73.581.212,50	\$ 95.798.628,64
4	\$ 8.624,64	\$ 176.983,73	\$ 508.352,97	\$ 1.766.942,89	\$ 15.957.649,42	\$ 27.311.725,89
5	\$ 12.560,64	\$ 556.388,75	\$ 793.835,53	\$ 3.486.115,37	\$ 2.345.249,99	\$ 10.102.054,31
6	\$ 7.414,63	\$ 1.177.165,17	\$ 1.227.087,41	\$ 1.283.905,41	\$ 2.684.772,61	\$ 12.433.610,95
7	\$ 137.668,68	\$ 1.886.426,84	\$ 2.299.067,75	\$ 12.367.221,98	\$ 32.625.920,88	\$ 79.582.197,77
8	\$ 5.231,26	\$ 4.786.233,35	\$ 121.159,84	\$ 391.896,54	\$ 490.086,60	\$ 7.559.639,19
9	\$ 6.189,68	\$ 4.143.928,26	\$ 47.568,35	\$ 125.563,84	\$ 5.520.093,49	\$ 22.786.298,53
10	\$ 177.346,52	\$ 6.799.223,72	\$ 1.309.253,20	\$ 7.600.706,34	\$ 27.816.309,79	\$ 58.599.679,09
11	\$ 30.804,69	\$ 33.151,25	\$ 1.449.698,19	\$ 1.666.906,65	\$ 3.456.722,77	\$ 7.945.131,41
12	\$ 117.573,34	\$ 333.353,49	\$ 74.928,31	\$ 131.226,62	\$ -	\$ 4.499.473,92
13	\$ 4.772,73	\$ 10.945,55	\$ 278.579,42	\$ 927.937,84	\$ 2.410.109,66	\$ 4.869.818,64
14	\$ 68.391,34	\$ -	\$ 925.265,11	\$ 4.501.241,28	\$ 43.883.385,10	\$ 51.117.830,73
15	\$ 63.631,08	\$ 2.535.276,32	\$ 3.248.562,34	\$ 8.102.163,36	\$ 86.008.522,81	\$ 113.012.962,26
16	\$ 1.066.463,75	\$ 3.326.604,77	\$ 15.306.823,51	\$ 48.262.515,97	\$ 193.422.859,08	\$ 291.310.282,02
11 (MWh)	152806,1356	64105,3725	14953591,95	7358654,696	15830622,92	49859063,65
12 (MWh)	583220,4491	644613,6724	772883,2253	579307,4316		19445356,3

Fuente: Elaboración propia.

d. Escenario 4: Aumento de precio de electricidad de 100% y elasticidad precio de la demanda de electricidad -0,065:

Producto (¹)	1	2	3	4	5	6
1	\$ 13.720.304,61	\$ 84,40	\$ 37.283.909,39	\$ 1.823.284,38	\$ 487.286,78	\$ 592.930,45
2	\$ 2.824,17	\$ 3.736.560,56	\$ 65.555,70	\$ 20.817,50	\$ 436,29	\$ 8.764,65
3	\$ 1.198.496,38	\$ 54.021,05	\$ 10.703.014,84	\$ 770.737,23	\$ 37.319,07	\$ 75.605,07
4	\$ 257.495,14	\$ 242.824,95	\$ 682.038,75	\$ 6.387.789,32	\$ 42.727,48	\$ 121.194,79
5	\$ 410.911,79	\$ 65.077,42	\$ 410.759,29	\$ 56.720,13	\$ 661.989,18	\$ 539.781,67
6	\$ 138.147,50	\$ 44.481,21	\$ 1.725.357,12	\$ 153.361,94	\$ 1.205.481,76	\$ 1.462.133,02
7	\$ 5.869.303,23	\$ 861.900,69	\$ 3.986.749,01	\$ 1.415.583,54	\$ 613.487,96	\$ 837.158,74
8	\$ 44.538,98	\$ 139.157,88	\$ 621.005,42	\$ 8.129,16	\$ 8.548,23	\$ 25.768,30
9	\$ 90.151,45	\$ 611.572,25	\$ 283.950,60	\$ 33.237,05	\$ 16.463,48	\$ 87.358,22
10	\$ 587.622,35	\$ 1.098.621,13	\$ 1.139.077,85	\$ 385.489,86	\$ 212.618,23	\$ 306.151,75
11	\$ 31.002,00	\$ 40.100,96	\$ 512.112,78	\$ 125.745,34	\$ 35.995,68	\$ 32.981,64
12	\$ 33.829,04	\$ 314.198,31	\$ 131.304,33	\$ 71.367,33	\$ 30.236,60	\$ 102.670,17
13	\$ 19.465,09	\$ 103.002,88	\$ 349.179,98	\$ 66.347,30	\$ 9.495,58	\$ 42.376,39
14	\$ 34.923,49	\$ 398.992,58	\$ 235.921,59	\$ 58.007,00	\$ 30.604,58	\$ 24.968,73
15	\$ 2.052.556,66	\$ 687.100,65	\$ 3.125.353,36	\$ 1.023.090,41	\$ 440.053,54	\$ 541.003,30
16	\$ 5.414.246,37	\$ 4.834.563,22	\$ 5.521.510,76	\$ 1.057.060,72	\$ 783.383,68	\$ 889.089,75
11 (MWh)	574714,7122	348882,5923	4615369,49	1143904,718	116347,332	339591,1909
12 (MWh)	627122,4023	2733558,617	1183368,251	649228,1948	97732,52667	1057130,175

Producto (¹)	7	8	9	10	11	12
1	\$ 126.046,51	\$ 6.799,90	\$ 16,04	\$ 21.069,78	\$ -	\$ -
2	\$ 17.072.100,93	\$ 888.556,11	\$ 615.846,77	\$ 89.433,33	\$ 173.808,68	\$ 898.172,65
3	\$ 689.450,30	\$ 57.417,91	\$ 128.907,48	\$ 152.225,29	\$ 3.814,82	\$ 1.913,87
4	\$ 573.416,48	\$ 30.098,36	\$ 62.143,42	\$ 478.631,61	\$ 13.527,38	\$ 5.255,91
5	\$ 350.287,44	\$ 25.650,86	\$ 39.373,88	\$ 328.494,08	\$ 15.659,75	\$ 6.084,42
6	\$ 507.467,30	\$ 177.477,56	\$ 60.546,54	\$ 577.485,77	\$ 2.675,55	\$ 1.039,55
7	\$ 12.422.479,38	\$ 531.572,87	\$ 781.614,16	\$ 2.743.036,85	\$ 168.227,89	\$ 65.363,03
8	\$ 149.884,99	\$ 454.219,02	\$ 83.054,72	\$ 222.339,49	\$ 7.224,98	\$ 2.807,18
9	\$ 319.370,98	\$ 101.438,24	\$ 3.524.927,34	\$ 7.884.851,83	\$ 338,33	\$ 131,46
10	\$ 843.546,47	\$ 173.290,79	\$ 1.868.014,82	\$ 7.854.662,97	\$ 343.698,44	\$ 133.540,11
11	\$ 284.396,49	\$ 44.478,29	\$ 31.167,40	\$ 132.530,42	\$ -	\$ 39.675,74
12	\$ 329.198,71	\$ 86.311,35	\$ 363.141,55	\$ 131.750,11	\$ 2.371.705,16	\$ 102.059,84
13	\$ 314.807,08	\$ 130.758,30	\$ 113.981,63	\$ 79.894,88	\$ 6.315,65	\$ 3.168,52
14	\$ 298.315,55	\$ 32.602,37	\$ 156.178,77	\$ 161.304,47	\$ -	\$ 324.400,52
15	\$ 2.050.921,23	\$ 303.472,25	\$ 546.549,57	\$ 2.151.937,04	\$ 125.454,42	\$ 25.638,12
16	\$ 5.228.046,21	\$ 544.121,19	\$ 1.665.773,43	\$ 3.092.605,33	\$ 824.572,72	\$ 171.338,66
11 (MWh)	2477121,044	484683,4251	393775,6958	1005448,724	0	1469,994821
12 (MWh)	2867352,724	940541,6997	4588008,546	999528,8839	1209855,795	203,0184124

Producto (¹)	13	14	15	16	Demanda Final Nacional	Demanda Total
1	\$ -	\$ 5.480,88	\$ 580.394,41	\$ 157.976,95	\$ 20.646.252,25	\$ 75.451.836,73
2	\$ 847.742,52	\$ 1.788.104,44	\$ 13.552,01	\$ 216.674,91	\$ 14.185.300,01	\$ 40.624.251,21
3	\$ 1.352,85	\$ 64.429,77	\$ 5.777.139,30	\$ 2.505.687,78	\$ 73.581.212,50	\$ 95.802.745,49
4	\$ 8.627,81	\$ 177.049,00	\$ 508.458,66	\$ 1.767.714,22	\$ 15.957.649,42	\$ 27.316.642,70
5	\$ 12.565,25	\$ 556.593,96	\$ 794.000,57	\$ 3.487.637,17	\$ 2.345.249,99	\$ 10.106.836,87
6	\$ 7.417,35	\$ 1.177.599,35	\$ 1.227.342,51	\$ 1.284.465,88	\$ 2.684.772,61	\$ 12.437.252,53
7	\$ 137.719,25	\$ 1.887.122,62	\$ 2.299.545,71	\$ 12.372.620,66	\$ 32.625.920,88	\$ 79.619.406,49
8	\$ 5.233,18	\$ 4.787.998,69	\$ 121.185,03	\$ 392.067,61	\$ 490.086,60	\$ 7.563.249,47
9	\$ 6.191,96	\$ 4.145.456,69	\$ 47.578,24	\$ 125.618,65	\$ 5.520.093,49	\$ 22.798.730,27
10	\$ 177.411,66	\$ 6.801.731,53	\$ 1.309.525,39	\$ 7.604.024,29	\$ 27.816.309,79	\$ 58.655.337,42
11	\$ 30.816,01	\$ 33.163,48	\$ 1.449.999,58	\$ 1.667.634,30	\$ 4.262.984,40	\$ 8.754.784,50
12	\$ 117.616,52	\$ 333.476,44	\$ 74.943,89	\$ 131.283,91	\$ -	\$ 4.725.093,27
13	\$ 4.774,48	\$ 10.949,59	\$ 278.637,33	\$ 928.342,91	\$ 2.410.109,66	\$ 4.871.607,25
14	\$ 68.416,46	\$ -	\$ 925.457,47	\$ 4.503.206,21	\$ 43.883.385,10	\$ 51.136.684,88
15	\$ 63.654,45	\$ 2.536.211,43	\$ 3.249.237,70	\$ 8.105.700,21	\$ 86.008.522,81	\$ 113.036.457,14
16	\$ 1.066.855,45	\$ 3.327.831,75	\$ 15.310.005,73	\$ 48.283.584,07	\$ 193.422.859,08	\$ 291.437.448,10
11 (MWh)	152838,4248	64109,6142	14955524,72	7360716,501	19523028,90	53557527,08
12 (MWh)	583343,6885	644656,3249	772983,1216	579469,7465		19534083,71

Fuente: Elaboración propia.

9. BIBLIOGRAFÍA

Banco Mundial. “Resumen del documento del proyecto sobre una propuesta de donación del fondo fiduciario del FMAM por valor de US\$ 15,155 millones a la República Argentina para un proyecto de eficiencia energética”, 2008

Bekhet. “Energy use in Agriculture sector: Input- Output analysis”, 2010.

Bentzen J, Engsted T, “Short- and long-run elasticities in energy demand: a cointegration approach”. *Energy Econ* 15:9–16, 1993.

Bernstein MA, Griffin J., “Regional differences in the price-elasticity of demand for energy”. National Renewable Energy Laboratory, 2006.

Burniaux, J.-M., Chanteau, J., Dellink, R., Duval, R. y Jamet, S.. “The economics of climate change mitigation: How to build the necessary global action in a cost-effective manner.” *Economics Department Working Papers No. 701*, 2009.

Burniaux, J.-M., Martin, J.P. y Oliveira-Martins, J.. “The effects of existing distortions in energy markets on the costs of policies to reduce CO2 emissions: evidence from GREEN.” *OECD Economic Studies*.19 (Winter), pp. 141-165, 1992.

CAMMESA, “Informe anual 2013”, 2013.

Caterina Ruggeri Laderchi, Anne Olivier y Chris Trimble. “Managing the Balancing Act: Energy Subsidies & Energy Affordability”, Banco Mundial, 2013.

Clements, B., Jung, H.-S. y Gupta, S.. “Real and Distributive Effects of Petroleum Price Liberalization: The Case of Indonesia.” *Developing Economies*, 2007, 45(2):220-237.

Chisari, O. y Ferro, G.. “Temas de economía de la regulación de los servicios públicos”. Versión 1, Buenos Aires, 2010.

Ellis, J.. “The effects of fossil-fuel subsidy reform: a review of modelling and empirical studies”. Global Subsidies Initiative, International Institute for Sustainable Development, 2010.

Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), “La regulación de la competencia y los servicios públicos”. Buenos Aires, 1998.

Ferro, G. y Lentini. “Políticas tarifarias para el logro de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM): situación actual y tendencias regionales recientes”. Naciones Unidas, Santiago de Chile, 2013.

Gandini, N.. Diario Perfil: <http://www.perfil.com/economia/Sin-subsidios-las-tarifas-de-electricidad-y-gas-aumentarian-entre-100-y-400-20140323-0048.html> [Consultado el 30 de Agosto de 2014].

Ginsburgh, V. y Keyzer, M., “The structure of applied general equilibrium models”. MIT Press, Cambridge, 1997.

Griffin, J. M. y Gregory, P. R. “An Intercountry translog model of energy substitution responses”. American Economic Review, vol. 66(5), pp. 845-857, 1976.

Hicks, J.. “The Theory of Wages”, London: McMillian, 1932.

Hope, E. y Singh, B.. “Energy price increases in developing countries.” Policy Research Paper 1442. The World Bank: Washington D.C., 1995.

Instituto Argentino de Análisis Fiscal, “Subsidios Económicos del sector público nacional argentino”, 2013.

International Energy Agency (IEA). “World Energy Outlook 1999: Looking at Energy Subsidies – Getting the Prices Right”. International Energy Agency: Paris, 1999.

Iuliia Ogarenko y Klaus Hubacek. “Eliminating indirect energy subsidies in Ukraine: estimation of environmental and socioeconomic effects using Input–Output modeling”. Journal of Economic Structures, 2013.

Komives et al.. “Residential Electricity Subsidies in Mexico: Exploring Options for Reform and for Enhancing the Impact on the Poor”, Banco Mundial, 2009.

Koplow, D. y Dernbach, J. “Federal Fossil-fuel Subsidies and Greenhouse Gas Emissions: A Case Study of Increasing Transparency for Fiscal Policy.” Annual Review of Energy and Environment, 2001.

Linn, J.. "Energy Prices and the Adoption of Energy-Saving Technology". The Economic Journal, Vol. 118, N° 533, 2008, pp. 1986-2012.

Miller y Blair, "Input-Output analysis", 2009.

Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, "El Mercado Eléctrico Argentino", 2009.

Morgan, T.. "Energy Subsidies: Their Magnitude, How they Affect Energy Investment and Greenhouse Gas Emissions, and Prospect for Reform". Menecon Consulting, 2007.

Petrecolla D., Greco E. y Romero C.. ""Tarifas y subsidios a la energía en la Argentina", 2014.

Petrecolla y Romero. "Desempeño, crisis y Reformas en el sector eléctrico Argentino: lecciones para países en desarrollo", 2003.

Pizer, W. A., Harrington, W., Kopp, R.J., Morgenstern, R. D. y Shih, J.. "Technology adoption and aggregate energy efficiency". Resources for the Future Discussion, Paper N° 02-52, 2002.

Pulido, A. y Fontela, E., "Análisis Input-Output, modelos datos y aplicaciones". Ediciones Pirámide S.A.: Madrid, 1993.

Saunders, M. y Schneider, K.. "Removing energy subsidies in developing and transition economies." ABARE Conference Paper, 23rd Annual IAEE International Conference, International Association of Energy Economics, June 7-10, Sydney, 2000.

Secretaría de Energía, "Informe del sector electric 2004". Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Buenos Aires, 2004.

Sica, Dante. Diario Carin: http://www.clarin.com/opinion/estrategia-sincerar-tarifas-controlar-danos_0_1091890854.html [Consultado el 31 de Enero de 2015].

United Nations Environment Programme (UNEP). "Reforming energy subsidies: opportunities to contribute to the climate change agenda". 2008.

US Department of Energy, "Ahorro de energía: consejos para ahorrar energía y dinero en el hogar". National Renewable Energy Laboratory, Washington, 2009.

Varangu, K. y Morgan, T.. “Defining and Measuring Environmentally-Harmful Subsidies in the Energy Sector”. OECD, 2002.

Von Moltke, A., McKee, C. y Morgan, T.. “Energy Subsidies: Lessons Learned in Assessing their Impact and Designing Policy Reforms”. Sheffield: Greenleaf Publishing, 2004.