



Universidad de
San Andrés

Universidad de San Andrés
Departamento de Economía
Licenciatura en Economía

**Hacia la normalización del Sistema Eléctrico
Argentino; un análisis de la Demanda
Residencial.**

Autor: Guadalupe Larrere
Legajo: 24239
Mentor: Christian Ruzzier

Buenos Aires, 30 de mayo de 2017

Tabla de contenido

1.	Introducción	3
2.	Sistema Eléctrico Argentino	4
2.I.	Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Mayorista	4
2.II.	La oferta de Energía Eléctrica en Argentina	7
2.III.	El Precio Medio Monómico vs PEST	10
2.IV.	La Demanda de Energía Eléctrica en Argentina	14
2.V.	Conclusiones sobre el sistema eléctrico	22
3.	Determinantes de la demanda de energía eléctrica residencial en Argentina	23
3.I.	Metodología	24
3.II.	Resultados	33
4.	Estado de Situación del Sistema Eléctrico Nacional-diciembre 2012	37
4.I.	Oferta	37
4.II.	Monómico Vs. PEST Diciembre 2012	39
4.III.	Demanda	40
5.	Demand Response	43
5.I.	Regulación de monopolios en los mercados de energía eléctrica	44
5.II.	Formas de implementación de Demand Response	46
5.III.	Impacto de Corto Plazo: Oferta, Demanda y Precios de Mercado	47
5.IV.	Impacto de Largo Plazo	51
5.V.	Medición de los Costos y Beneficios de la Implementación de programas de Demand Response	52
5.VI.	Elasticidad Precio de la Demanda de Energía Eléctrica	57
6.	Conclusión	59
	Bibliografía	62
	Anexo 1	64
	Tabla 1: Potencia anual instalada por tipo de generación	64
	Tabla 2: Generación anual por tipo	64
	Tabla 3: Serie precio Monómico Medio, PEST y Spot	64
	Tabla 4: Serie Subsidios Monómico Medio, PEST y Spot	64
	Tabla 5: Serie uso de combustibles para generación y Monómico	64
	Tabla 6: Demanda de energía eléctrica por sector	65
	Tabla 7: Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario MEM	65
	Tabla 8: Serie ventas de Electrodomésticos GBA	65
	Tabla 9: Serie Producción Industrial de Acondicionadores Domésticos	65
	Tabla 10: Serie Evolución factura 150KWh mensuales s/imp. EDENOR y EDESUR	66
	Anexo 2: Cálculo de la variable precio	67
i.	Impuestos	67
ii.	Cálculo del precio por KWh para un consumo de 150 KWh mensuales	67
iii.	Cálculo del precio por KWh para un consumo de 300 KWh mensuales	68
iv.	Cálculo del precio por KWh para un consumo de 450 KWh mensuales	68

1. Introducción

En el presente trabajo se estudian las características del Sistema Eléctrico Argentino de los últimos diez años. Analizando cada sector del sistema, se detallan las condiciones que llevaron a la declaración de la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional en Diciembre de 2015.

Habiendo dado cuenta de la importancia de la demanda residencial en el crecimiento de la demanda total de la energía eléctrica y la intensificación del consumo estacional que ha puesto ardua presión, tanto sobre la potencia instalada como sobre las líneas de transporte y distribución, conjuntamente con el aumento creciente de las transferencias del Tesoro Nacional al Sistema Eléctrico por medio de fijación de precios mayoristas menores a los costos incurridos en su producción, en este trabajo se ha estimado la elasticidad- precio de la demanda con el objeto de entender qué impacto tendrá sobre el sistema la normalización de los precios.

Se utiliza una metodología de corte transversal en base a microdatos de la Encuesta Nacional del Gasto de los Hogares 2012/2013 y los cuadros tarifarios de las distribuidoras regionales con sus respectivas tasas impositivas y se estima a través de Mínimos Cuadrados Ordinarios cuatro especificaciones de un modelo que tiene por variable dependiente el consumo de energía eléctrica mensual y como variables independientes, el ingreso de los hogares, el precio por KWh, distintas características de los hogares, características de los habitantes y efectos fijos por provincia. La fuente de variabilidad que se utiliza es la marcada dispersión de precios a lo largo de las distintas jurisdicciones del país.

Hemos encontrado que ante un aumento de un 1 centavo en el precio de la electricidad por KWh, en promedio, se reduce en 5,86 KWh la demanda de energía eléctrica mensual por hogar, *ceteris paribus*. Además, se obtiene que la elasticidad-precio de la demanda para el nivel de consumo promedio de la muestra (231,87 KWh mensuales) es de -0,85. Este resultado es alentador ya que evidencia que la demanda responde de la manera esperada ante cambios en el precio de la electricidad. Además encontramos que la incorporación de artefactos eléctricos en el hogar, y en especial, de aires acondicionados, puede haber sido una de las causas del aumento en la demanda de potencia estacional. Al igual que en la literatura reseñada, encontramos que en promedio, una casa que tiene aire acondicionado consume más que un hogar que no posee aire. Además, encontramos que aquellos hogares que no poseen gas natural por redes gastan, en promedio, más que aquellos que sí tienen acceso.

El objetivo de este trabajo fue mostrar que, si se generaran las señales de precios correctas, la demanda de electricidad respondería reduciendo su consumo. Mostramos cómo esta respuesta

tiene la capacidad de generar grandes ahorros, en un contexto en donde la energía eléctrica es un problema nacional que afecta a las grandes empresas, a los hogares y al desarrollo económico del país en su totalidad.

En última instancia se presentan los programas de flexibilización de la demanda como una buena alternativa para tener en cuenta al momento de pensar la forma de retornar a un sistema eléctrico sustentable y confiable.

La literatura reseñada da cuenta de que aquellos sistemas que fallan en incorporar la flexibilidad de la demanda imponen costos altos e innecesarios de todo tipo a la sociedad, como ser facturas eléctricas elevadas, instalación de potencia que utilizan turbinas a combustión fósil, y daños al medioambiente. En el caso de Argentina en particular, los beneficios de una demanda activa se amplifican si consideramos que las fuentes de generación pico funcionan todas las horas del año y nuestra matriz energética es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles. Además, hay que tener en cuenta que la capacidad de generación de las plantas eléctricas eventualmente se ve reducida por los cortes de suministro de gas natural que enfrentan las generadoras cuando la presión sobre el sistema de gas natural se intensifica.

2. Sistema Eléctrico Argentino

2.1. Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Mayorista

En la Argentina, la industria de la Energía Eléctrica está separada en tres etapas: generación, transmisión y distribución, con estructuras bien diferenciadas.

La generación está constituida por:

- Generadores: se dedican exclusivamente a la producción de energía eléctrica al MEM;
- Cogeneradores: son los productores de otros bienes que venden energía eléctrica como un subproducto de su producción;
- Autogeneradores: son aquellas empresas que cuentan con plantas de generación que son usadas principalmente para su autoabastecimiento y que comercializan los saldos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La actividad de Transporte (Transmisión) tiene por objetivo vincular eléctricamente a los generadores con la demanda de energía, con las distribuidoras o los grandes usuarios y es calificada servicio público por legislación.

La demanda de energía está conformada por las distribuidoras y los grandes usuarios del MEM. Las distribuidoras, dentro de su zona de concesión, son las responsables de abastecer a usuarios

finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Las concesiones de distribución son otorgadas por los poderes concedentes de cada área, pudiendo ser estas Nacionales, Provinciales o Municipales.

Se considera a gran usuario a quien contrata en forma independiente y para su consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o comercializador. Las condiciones de estos contratos son pactadas libremente entre las partes, con una mínima regulación de condiciones por parte del MEM.

Por sus características intrínsecas y naturales, el sector de generación se concibió como un mercado en competencia, mientras que el transporte y la distribución, siendo monopolios naturales, se concesionaron y se sometieron a una regulación por incentivos y resultados. Las Leyes 15.336 y 24.065 conforman el Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica.

La generación eléctrica es una actividad declarada por la ley 24.065 de interés general y afectada total y/o parcialmente al abastecimiento del servicio público, pero que se ejecuta en un mercado competitivo. Por su parte, el Ministerio de Energía y Minería es el encargado de disponer las regulaciones para el despacho y precio de la electricidad de acuerdo con los parámetros dispuestos para ello en la Ley 24.065 y la Resolución 61/1992 de la ex Secretaría de Energía.

La ley 24.065 y *Los Procedimientos* establecen que el precio de la electricidad resulta de los costos del sistema, que son calculados por CAMMESA, y para lo cual los generadores deben declarar el costo variable de producción, que a su vez tiene un *cap* dispuesto por el propio Ministerio de Energía.

CAMMESA también se encuentra a cargo de despachar las unidades de generación para bastecer la demanda. Este despacho se realiza según el costo marginal y disponibilidad de las unidades de generación, despachando las unidades menos costosas en primer orden (*Merit Order*).

Los generadores son remunerados por:

- La energía que producen y aportan al MEM;
- La potencia puesta a disposición y aceptada por CAMMESA para que el sistema tenga reserva de generación.

La ley 24.065 y *Los Procedimientos* establecen que la electricidad es comercializada por los generadores a precio *spot* en el MEM o a través de contratos a término con grandes usuarios. Las distribuidoras pueden comprar electricidad en el MEM a precios *spot* o a precios estacionales (PEST).

Las ventas en el mercado *spot* se valorizan, en todos los casos, al precio *spot* horario calculado por CAMMESA para cada día y representa el costo de abastecer un MW adicional de demanda en cada nodo del sistema. En particular, el precio horario que les es reconocido a los generadores por su electricidad, conocido como precio *spot*, está compuesto por:

- El costo marginal de la última unidad de generación despachada para abastecer el MEM, estos son los costos variables asociados a la Energía consumida (combustibles, fletes, operación, mantenimiento y servicios);
- El precio de la potencia puesta a disposición y aceptada por CAMMESA, estos son los costos fijos, asociados a la Potencia demandada en días extremos (fijos de capacidad instalada y de expansión);
- Pagos por la potencia adicional aportada ante un riesgo de falla, si lo hubiera.

La minimización de los Costos Variables se realiza según los Procedimientos de Despacho que establece CAMMESA por Decreto 1192/92 y aplica en los distintos períodos de Programación del MEM (Estacional, Semanal, Diaria) hasta la Operación en Tiempo Real.

La función objetivo es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de Transporte.

Como dijimos, las distribuidoras eléctricas tienen derecho a comprar electricidad en el MEM a precios estacionales estabilizados a efectos de evitar la volatilidad que pudiera tener el precio *spot*. Para esto, CAMMESA calcula el precio estacional PEST luego de analizar la electricidad abastecida y las condiciones de la demanda. El precio estacional es fijado semestralmente y revisado trimestralmente por el Ministerio de Energía y Minería conforme los cálculos aportados por CAMMESA y debería representar el precio *spot* esperado para el período para el que fue sancionado.

Ex -post, en condiciones normales, el precio estacional debería ser igual al precio *spot* medio. CAMMESA ha dispuesto el Fondo de Estabilización o Fondo Estacional para acumular allí las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado que realizan las distribuidoras y las ventas al precio *spot* en el mercado horario que hacen los generadores. En otras palabras, cuando el precio estacional es menor que el precio *spot*, la diferencia es acumulada en el Fondo de Estabilización que luego es utilizado para abonar a los generadores las diferencias que se produzcan si el precio estacional es menor al precio *spot*. Cualquier déficit o superávit del Fondo

de Estabilización es tenido en cuenta para la fijación de los precios estacionales para los siguientes tres meses.

El marco regulatorio eléctrico y *Los Procedimientos* también prevén un mercado a término, donde los compradores y vendedores de energía eléctrica pueden acordar las compraventas y el suministro de energía que deseen, incluyendo la posibilidad de importar o exportar.

Finalmente, el marco regulatorio en el artículo 54 da origen al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), quien es el encargado de controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los principios establecidos por la ley. Entre otras funciones, el ENRE establece las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y debe controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con los lineamientos que establece la ley. Una vez que el ente determina las tarifas, las empresas deben aplicarlas estrictamente. Estas tarifas tienen en cuenta por un lado, el costo de adquisición de la electricidad en el MEM y por otro lado, deben proveer la oportunidad a las empresas concesionarias de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos, los impuestos, las amortizaciones y una tasa de rentabilidad razonable a aquellas empresas que operen con eficiencia que sea similar a la de otras actividades de riesgo comparables nacionales e internacionalmente. Finalmente, las tarifas deben asegurar el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad de abastecimiento.

Cabe mencionar que las empresas distribuidoras bajo la jurisdicción del ENRE son EDENOR y EDESUR, quienes prestan el servicio de distribución de energía eléctrica en el AMBA. Cada provincia por su parte cuenta con su propio ente regulador quien establece tarifas bajo sus propias jurisdicciones. Por lo tanto, si bien el mercado eléctrico mayorista es uno solo, las tarifas entre las provincias, tanto en diseño tarifario como en los montos erogados, difieren significativamente por el carácter federal del sistema eléctrico.

Dicho todo esto no se puede dejar de remarcar que si bien la estructura del Mercado Mayorista Eléctrico no se ha visto modificada en los últimos años, ha sido fuertemente distorsionada por las regulaciones de menor jerarquía.

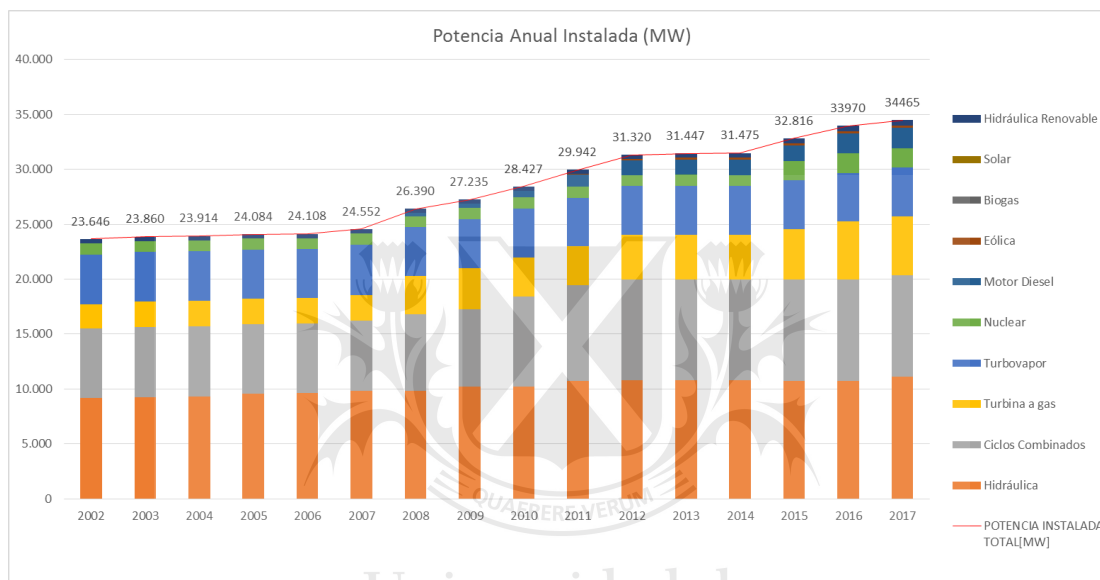
2.II. La oferta de Energía Eléctrica en Argentina

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en tres grupos de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil, Nuclear, o Hidráulico. Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cinco tipos

tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan para aprovechar la energía: Turbinas de Vapor, Turbinas de Gas, Ciclos Combinados, Motores Diesel y Biogas. También existen en otras tecnologías de generación agrupadas en el concepto Otros Renovables como la Eólica y la Fotovoltaica.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la potencia instalada en el país, en el período comprendido entre los años 2002 y 2016.¹

Gráfico 1. Evolución de la Potencia Instalada en Argentina 2002-2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

En el gráfico se observa, en primer lugar, que la potencia instalada ha aumentado a lo largo del tiempo fin de, como veremos más adelante, servir correctamente a una demanda creciente. Lo que se destaca es que, las fuentes de generación que se adoptaron para hacer frente al crecimiento fueron aquellas que utilizan combustibles fósiles para producir electricidad. Las usinas pasaron de tener una participación sobre la potencia instalada del 38% en 2002 al 61% en 2017. El resto de la potencia instalada se mantuvo relativamente constante.

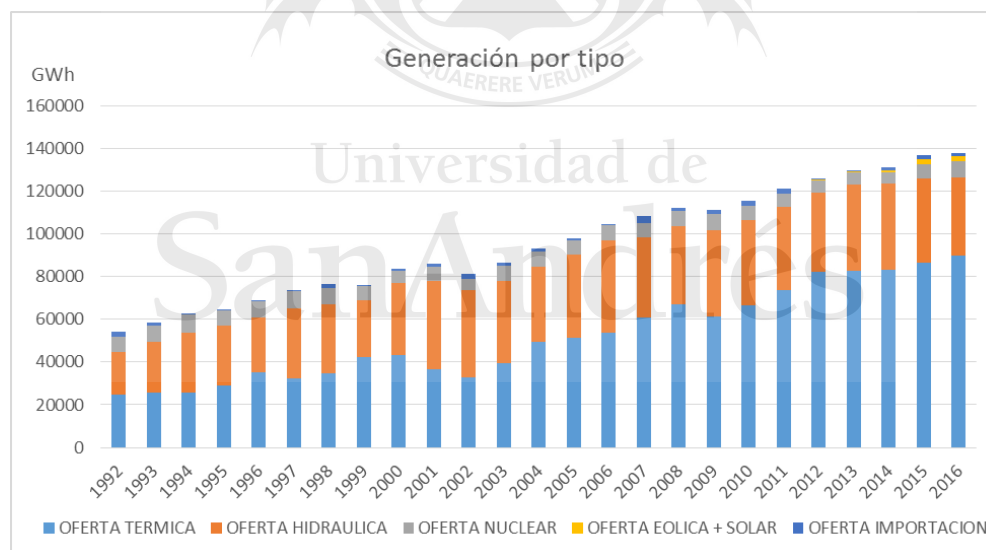
Resulta importante notar también que, pese a la promulgación de la Ley 26.190, luego modificada por la Ley 27.191, que establece el “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” que establece como objetivo en el Artículo 2 que las energías renovables cubran el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, la instalación de potencia renovable tuvo un aumento marginal respecto de la

¹ Ver Tabla 1: Potencia anual instalada por tipo de generación

potencia total instalada. Al 2017, la potencia instalada renovable sólo constituye el 2,06% del total. Como la generación renovable tiene costo marginal cero, desplaza a la generación cuyo costo marginal se corresponde con el costo de los combustibles que utiliza para producir energía. De allí la importancia de promover las fuentes renovables porque, como veremos más adelante, bajan el costo medio monómico del sistema, y por ende, las tarifas finales de los usuarios, tanto residenciales como industriales.

La generación por tipo en el país se inclinó hacia las fuentes no renovables. La matriz energética se desbalanceó progresivamente, haciendo al sistema eléctrico fuertemente dependiente de la generación térmica que utiliza combustible fósil. La generación total de energía eléctrica pasó de 52 mil GWh en 1992 a 136.600 GWh en 2016. Esto implica un incremento del 164% en la generación anual. Ahora bien, la generación térmica experimentó un crecimiento del 262% en el mismo período. Esto quiere decir que el 78% del incremento total fue sólo de generación térmica, el 20% del incremento total fue generación hidráulica y el resto se repartió entre nuclear 1% y eólica y solar 3%.²

Gráfico 2. Evolución de la Generación por tipo en Argentina 1992-2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Esta marcada tendencia hacia la generación térmica ha generado, como veremos en la próxima sección, un aumento pronunciado del costo medio del sistema que, incumpliendo con la Ley 24.065, no ha sido cubierto por los precios que paga la demanda. Esto generó una necesidad de subsidios del Estado Nacional inaudita y también desbalances en el mercado de gas natural.

² Ver Tabla 2: Generación anual por tipo.

Cabe destacar que a fines de 2016, sólo el 1,9% de la energía consumida provino de fuentes renovables, dejando al 8% establecido por la Ley 27.191 muy lejos de alcanzar.

2.III. El Costo Medio Monómico vs PEST & Spot

El Costo Medio Monómico del Sistema es la suma de los costos representativos de producción de energía eléctrica en el MEM dividido por la demanda abastecida total en un período de control. El precio monómico representativo de costos totales de operación del MEM se compone de:

- Los componentes relacionados a la energía, distinguiendo dentro de ella
 - ✓ Los sobrecostos debidos a la utilización de combustibles alternativos al gas;
 - ✓ Los cargos pagados por la demanda excedente;
 - ✓ La cuenta Brasil Contratos Abastecimiento MEM.
- Los componentes relacionados con la potencia y reserva.
- Los componentes de cargos por utilización de la red de transporte pagados por la demanda.

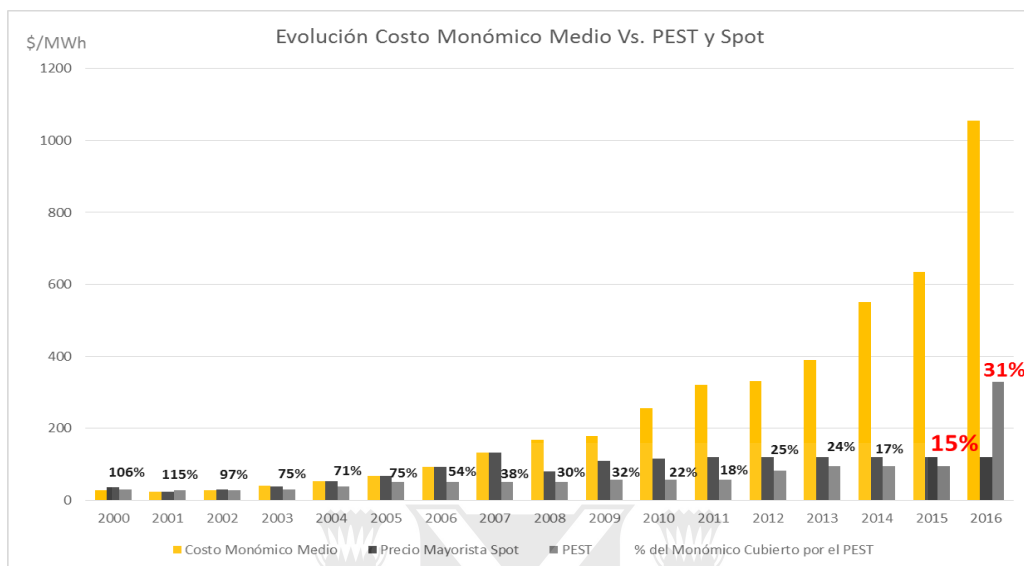
El objetivo de los reguladores del sistema eléctrico es reducir el costo monómico medio. En un sistema con costos tan dependientes de los combustibles, las opciones de desarrollo se orientan principalmente a reducir el consumo de combustibles incorporando fuentes renovables. Los costos asociados al uso del combustible representan aproximadamente el 60% del monómico, variando acorde la época del año.

El precio *spot* que pagan los Grandes Usuarios del MEM (alrededor de 20% de la demanda) debería cubrir en promedio los costos del sistema. Sin embargo, desde la Resolución 240/03 se fijó un tope de 120\$/MWh para el precio Mayorista Spot. Como veremos más adelante, la diferencia entre los precios que pagaron los demandantes, tanto los grandes usuarios como las distribuidoras, y los costos totales del sistema se fue ampliando a lo largo del tiempo.

Las distribuidoras eléctricas tampoco cubren el costo monómico medio. Como vimos, las distribuidoras tienen el beneficio de poder comprar electricidad a un precio estacional sancionado que fijaba la ex Secretaría de Energía y que fija el actual Ministerio de Energía cada seis meses. Inicialmente la definición del PEST se ubicaba alrededor del Monómico Medio, cubriéndolo al 100% y su función era eliminar la volatilidad del mercado horario spot. Sin embargo, desde el año 2003 comienza a aumentar el Monómico Medio y no así el PEST, haciendo aumentar la diferencia entre ambos hasta llegar al año 2015 en donde la cobertura con el PEST respecto al Monómico Medio llegó a 15%.

En el siguiente gráfico se observa la evolución del costo Monómico Medio, del PEST y del Spot.³

Gráfico 3. Evolución del Costo Monómico Medio, del precio PEST y del precio Spot 2000-2016



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y Resoluciones de Precios Estacionales.

La diferencia entre los costos y los precios efectivos es aportada por el Tesoro Nacional. Como se hace evidente, los aportes del Tesoro aumentaron de manera exponencial en los últimos años.

Esta tendencia de alejamiento entre los dos precios comenzó a revertirse en el 2016 mediante la Resolución MINEM 6/2016 donde se establecen los precios de referencia estacionales de la energía en el mercado (PEST) en \$328/MWh⁴, cubriendo de esta manera el 31% del Monómico Medio. Resulta pertinente destacar lo que dice en los considerandos la Res. MINEM 6/2016 respecto de las decisiones tomadas en la última década en relación a la diferencia entre los costos monómicos medios y los precios estacionales:

“(Que) En el Marco Regulatorio Eléctrico integrado por las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 prescribe que el precio a pagar por la demanda de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debe ser suficiente para satisfacer el costo económico de abastecerla. (Que) el abandono de criterios económicos en la definición de los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) distorsionó las señales económicas, aumentando el costo de abastecimiento, desalentando la inversión privada de riesgo dirigida a incrementar eficientemente la oferta y restando incentivos al ahorro y el uso adecuado de los recursos energéticos por parte de los consumidores y usuarios.

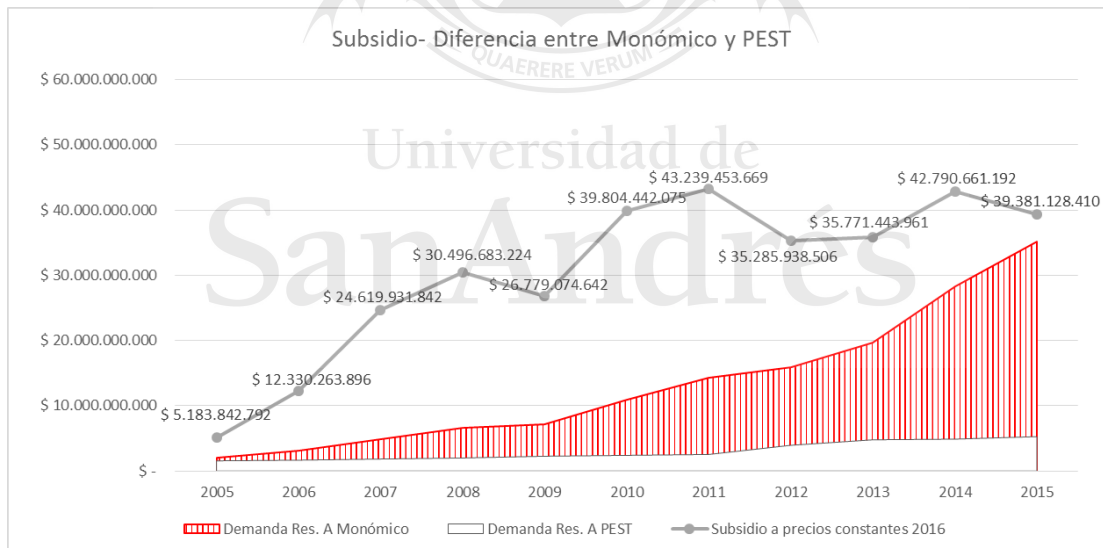
³ Ver Tabla 3: Serie precio Monómico Medio, PEST y Spot.

⁴ Informe mensual precios variables del mes febrero 2016.

(Que) simultáneamente, sólo una proporción menor del costo de abastecimiento fue afrontado por la demanda de energía eléctrica, recurriéndose a los recursos del TESORO NACIONAL para cubrir la porción sustancial de dicho costo, lo que contribuyó significativamente a una presión tributaria progresivamente creciente sobre el conjunto de la población, situación que en la actual magnitud deviene insostenible. (Que) para ello se recurrió al Fondo Unificado creado por el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, incorporándole recursos del TESORO NACIONAL en forma recurrente, para cubrir costos generados en ciertos casos por imprevisiones e ineficiencias que originaron mayores erogaciones sin reflejarse en mejoras en las condiciones de calidad y seguridad del abastecimiento.”

En los gráficos siguientes podemos observar el subsidio que surge de la diferencia entre el costo Monómico y el PEST y entre el Monómico y el spot. Como se expuso, este subsidio ha aumentado a lo largo de los años, alcanzando un total de más de 69 mil millones de pesos para el año 2015. Desde 2005 hasta 2015 la suma sobrepasa los 702 mil millones pesos, a precios constantes de 2016.⁵

Gráfico 4. Subsidio-Diferencia entre Monómico y PEST

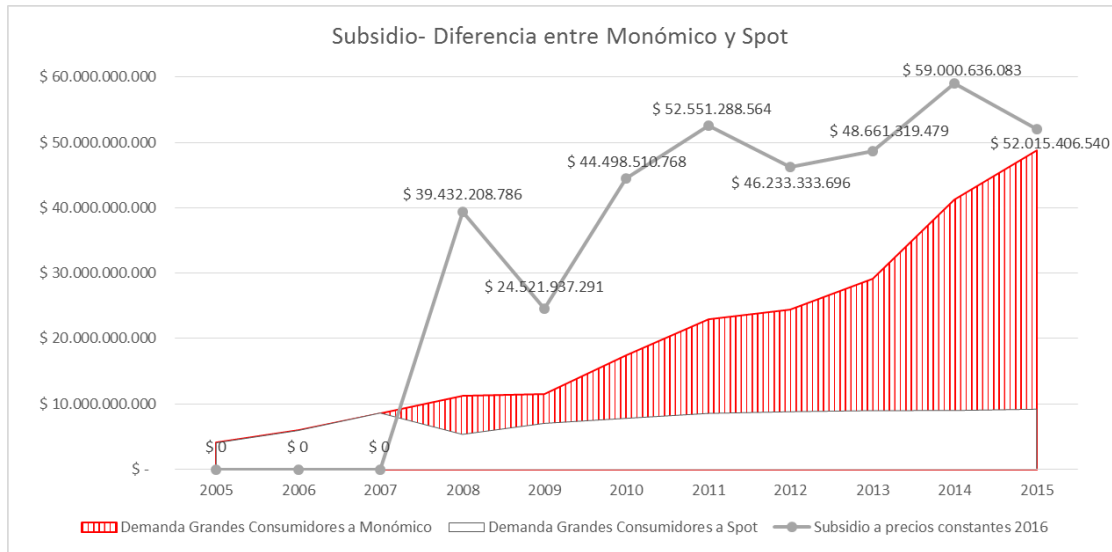


Fuente: Elaboración propia en base a Resoluciones de la ex Secretaría de Energía y datos de CAMMESA.

Gráfico 5. Subsidio- Diferencia entre Monómico y Spot

⁵Ver Tabla 4: Serie Subsidios Monómico Medio, PEST y Spot para la serie completa del cálculo de los subsidios.

El índice de precios utilizado para llevar los subsidios a precios constantes de 2016 es el la Dirección Provincial de Estadísticas de San Luis.



Fuente: elaboración propia en base a Resoluciones de la ex Secretaría de Energía y datos de CAMMESA.

Según el Decreto 134/2015 del 16 de Diciembre de 2015 que declara la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional en sus considerandos, *“la situación financiera del MEM, afectada por un sistema de retribución que no refleja los costos reales de producción y la situación generalizada de deudas de agentes distribuidores con dicho mercado, ha requerido de una transferencia continua de aportes del Tesoro Nacional para hacer frente a ese desbalance, por valores que sólo para el año 2015, superarán la suma de noventa mil millones de pesos (\$90.000.000.000), con tendencia creciente”*.

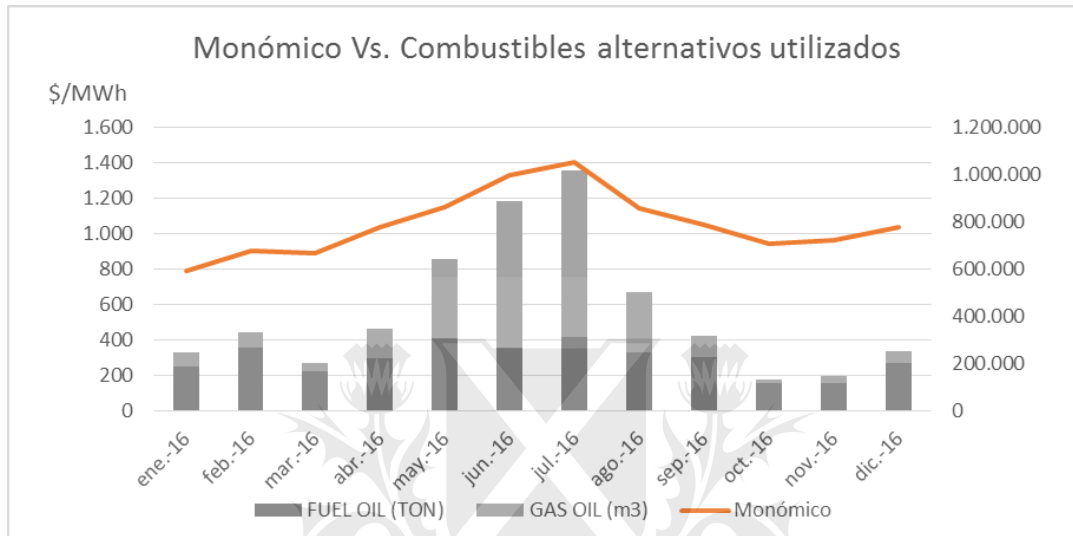
El precio monómico varía según el volumen de generación térmica requerido, que a su vez depende principalmente de la oferta hidroeléctrica. Una de las principales variables que impulsaron el crecimiento del Monómico medio fue el aumento de los costos relacionados a los combustibles, más precisamente el aumento del consumo de los combustibles alternativos. De hecho, el precio Monómico presenta estacionalidad, aumentando en los meses fríos, donde la escasez del gas natural producto del aumento de la demanda residencial de gas, hace que la generación eléctrica tenga que utilizar Gas Oil y Fuel Oil que son mucho más caros.

Asimismo, resulta pertinente mencionar, que con la Resolución 41/2016 del MINEM, el precio del gas para la generación eléctrica pasó de U\$S 2,60 MMBTU a U\$S 5,20 MMBTU. Esto aumenta

significativamente los costos del sistema dado que, como vimos, la generación térmica representa el 66% de la generación total.⁶

Veamos entonces cómo varió el precio Monómico medio representativo de los costos del sistema y como varió a la utilización de combustibles líquidos alternativos.

Gráfico 6. Evolución mensual Monómico y uso de combustibles para generación -2016



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA

Como bien anticipáramos, aquellos meses en los que la utilización de combustibles líquidos aumenta, el costo total promedio que tiene el sistema para poder abastecer un MW/h aumenta sustancialmente. Si comparamos enero 2016 contra julio 2016, el precio monómico medio pasó de \$788/MWh a \$1404/MWh, esto es un incremento del 78%. Por su parte, la utilización de combustibles líquidos aumentó en un 311%. Con esto, se hace evidente el impacto que tiene el aumento en la utilización de los combustibles líquidos en los costos promedio, dada la matriz energética actual.

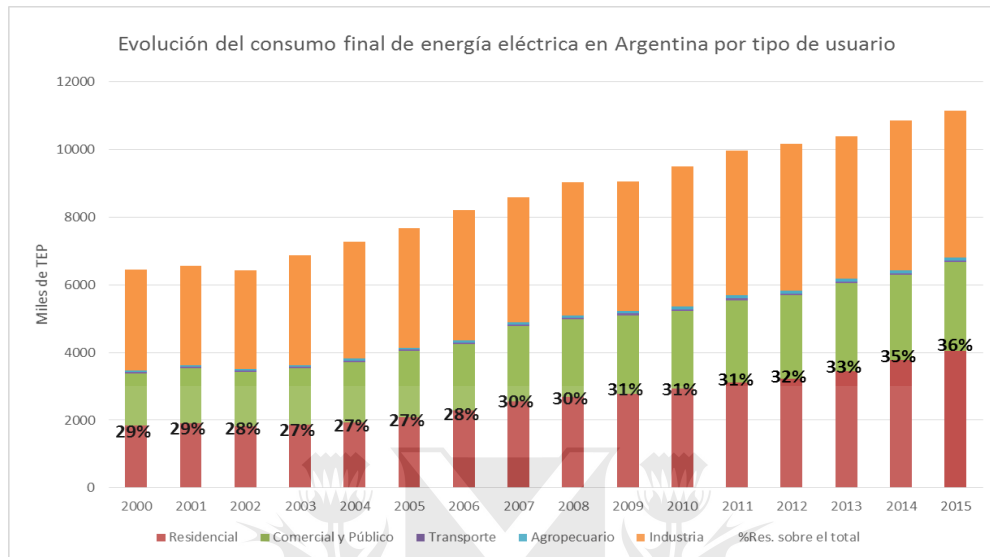
2.IV. La Demanda de Energía Eléctrica en Argentina

Como se observa en el siguiente gráfico, la demanda de energía eléctrica ha aumentado sostenidamente en el tiempo. También se observa que la demanda residencial, en relación con el

⁶ Ver Tabla 5: Serie uso de combustibles para generación y Monómico

resto de los usuarios, ha aumentado sostenidamente su participación, llegando a consumir el 36% de la energía eléctrica total demandada en el año 2015 según el Balance Energético Nacional.⁷

Gráfico 7. Evolución del consumo final de energía eléctrica por tipo de usuario 2000-2015

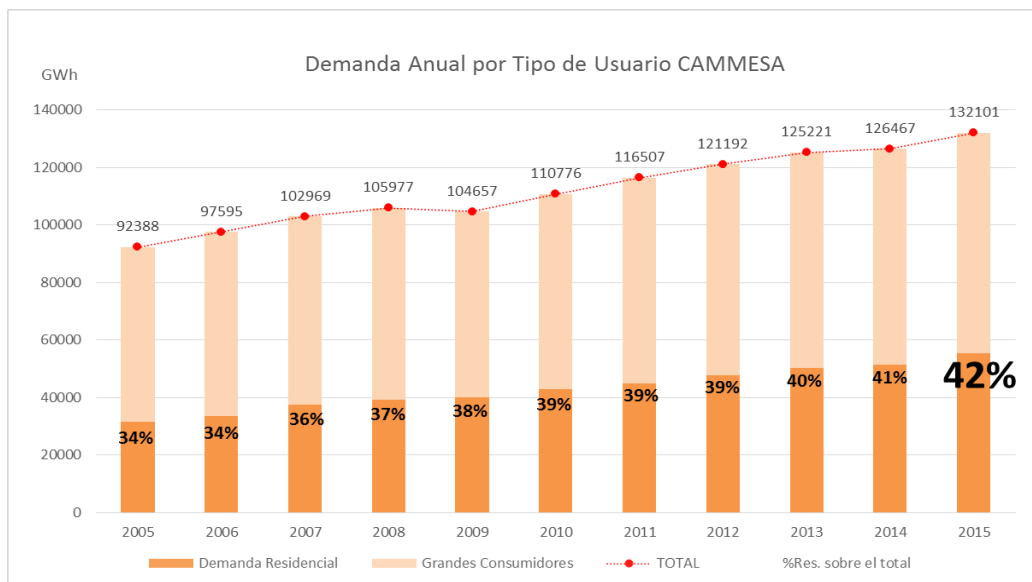


Fuente: Elaboración Propia en base a Balance Energético Nacional 2000-2009 y 2010-2015

Si consideramos los datos de CAMMESA, los resultados son muy parecidos. La demanda total de energía eléctrica anual creció todos los años, excepto en 2009 que retrocedió un 2,9%. Así mismo, la demanda residencial ha aumentado en proporción, más que la demanda de los Grandes Consumidores (comerciales e industriales).

Gráfico 8. Evolución de la Demanda Anual por tipo de usuario CAMMESA 2005-2015

⁷ Ver Tabla 6: Demanda de energía eléctrica por sector.



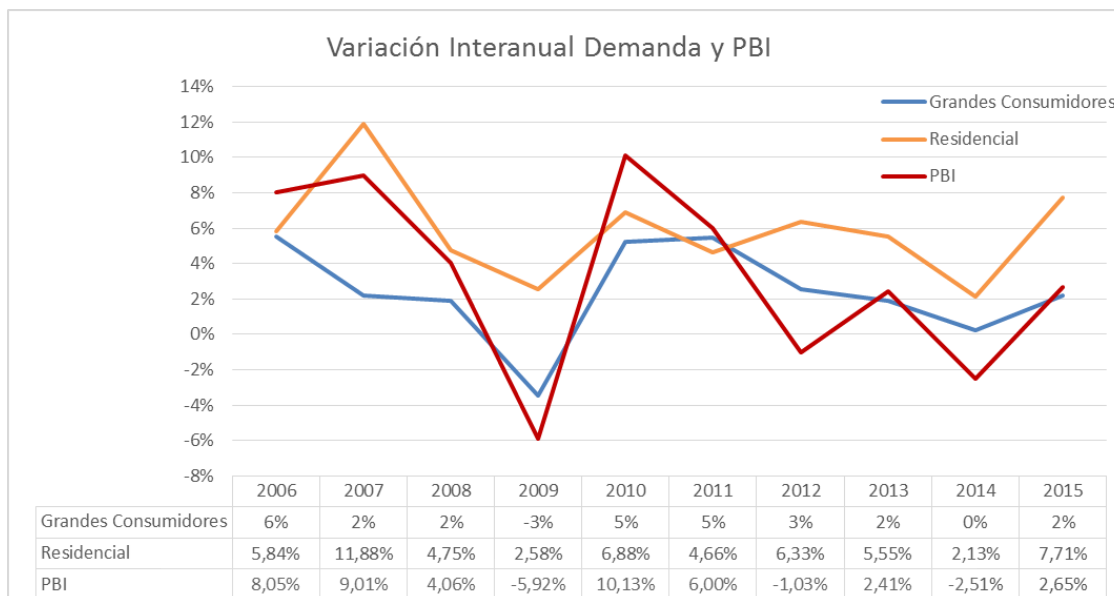
Fuente: Informe Anual 2015 CAMMESA.

Probablemente, la reducción de la demanda de energía eléctrica en el año 2009 se haya debido en parte al mal desempeño de la economía en ese año. Según el informe anual de CAMMESA 2009, “A partir del último trimestre del año 2008, debido a la crisis económica global se registró una caída significativa del nivel de actividad, provocando una disminución sostenida, especialmente de la demanda industrial, hasta marzo del año 2009”.⁸

Sin embargo, la demanda residencial sostuvo su crecimiento, aunque en menor medida. En el gráfico siguiente se presenta la variación interanual de la demanda residencial de energía eléctrica y la variación interanual del PBI. Como se puede observar, si bien parecería ser que la demanda de energía eléctrica residencial y el PBI se mueven en la misma dirección, el crecimiento del sector residencial se sostuvo a lo largo de todos los años.

Gráfico 9. Variación interanual PBI, Demanda Residencial y Demanda Grandes Usuarios 2006-2015

⁸ Ver Informe Anual del Mercado Mayorista Eléctrico 2009. CAMMESA.



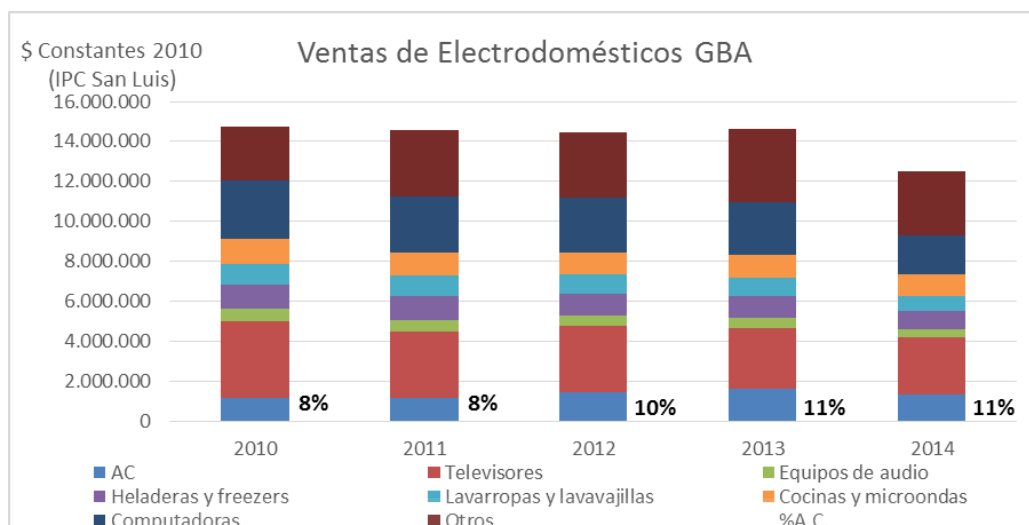
Fuente: Informe Anual 2015 CAMMESA e INDEC.

La importante participación que tiene la demanda residencial sobre la demanda de energía eléctrica total conjuntamente con el crecimiento relativo que demostró tener por sobre los otros tipos de usuarios del sistema eléctrico hacen que sea indispensable conocer sus determinantes para poder evaluar programas y estructuras tarifarias que ayuden a moderar su crecimiento y reestablecer la seguridad de abastecimiento sin perjudicar las cuentas nacionales.

La penetración masiva que han tenido los electrodomésticos en los últimos años en Argentina podría ser una de las razones por las que la demanda de energía eléctrica residencial ha aumentado sostenidamente. Según la Encuesta de Comercios de Electrodomésticos y Artículos para el Hogar que realiza trimestralmente el INDEC en el Gran Buenos Aires, el valor de las ventas de electrodomésticos en pesos creció sostenidamente entre 2010 y 2014, experimentando un crecimiento total del 136% en 2014 respecto de 2010. En pesos constantes 2010 (IPC San Luis) sin embargo, las ventas de electrodomésticos se mantuvieron en el orden de los 14 millones y medio de pesos anuales. Lo que resulta notable es el crecimiento porcentual que se observa en estos años en la venta de aires acondicionados con respecto al crecimiento total. Las ventas en pesos constantes de 2010 de equipos de refrigeración aumentaron un 40% 2013 contra 2010. Así mismo, los aires acondicionados han aumentado su participación sobre las ventas totales de electrodomésticos.⁹

⁹ Ver Tabla 8: Serie ventas de Electrodomésticos GBA.

Gráfico 10. Ventas de Electrodomésticos GBA 2010-2014



Fuente: elaboración propia en base a la Encuesta de Comercios de Electrodomésticos y Artículos para el Hogar.

Según la Serie de Estadísticas de Productos Industriales, del INDEC, que en lo que respecta a la producción de Aires Acondicionado toma sus datos de la Dirección General de Estadísticas de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, la producción de este electrodoméstico casi se cuadruplicó en 2014 con respecto a 2005.¹⁰ Resulta importante destacar que tanto las ventas como la producción de Aires Acondicionados cayeron en 2014, año en que también el PBI experimentó una variación interanual del -2,51%, la demanda de los Grandes Consumidores se mantuvo constante y la demanda Residencial creció pero en mucho menor medida que en años anteriores. Este fenómeno entonces parecería tener que ver con una contracción generalizada de la economía en ese año.

En este punto resulta pertinente mencionar el estudio de la Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico del Ministerio de Energía y Minería (2016) cuyo objetivo es descomponer los efectos que provocan las variaciones en la demanda de electricidad diaria. En el estudio se utilizan modelos estacionales que tienen en cuenta la temperatura para intentar explicar por qué la demanda de potencia en verano y en invierno ha aumentado significativamente a lo largo de los años, generando situaciones de stress y exigencia en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

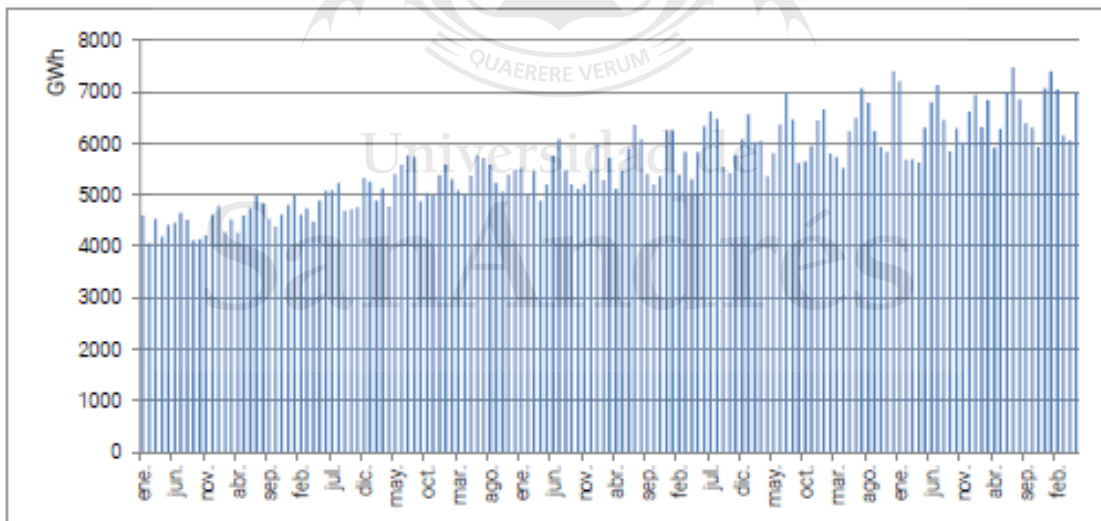
A este respecto en el trabajo se menciona que:

¹⁰ Ver Tabla 9: Serie Producción Industrial de Acondicionadores Domésticos.

“Se observa un pronunciamiento de la estacionalidad de la demanda con picos de energía y potencia que se desarrollan típicamente en verano y en invierno. Con el paso de los años se puede apreciar el crecimiento tendencial de la demanda, sin embargo, es importante destacar que en los últimos 6 años se produjo un cambio estructural en la misma que viene dado por un mayor pronunciamiento de los picos de verano e invierno. Esto se infiere en la literatura como producto de la acumulación de equipos acondicionadores de aire y de calefacción eléctrica, dada la ausencia de mecanismos de incentivos por tarifas y políticas de eficiencia energética adecuadas. Esta situación provoca un alto costo de mantenimiento de sistema por la necesidad de mayor potencia y de las líneas de transporte y distribución deben estar disponibles para ser utilizadas durante los picos, es decir, fuertes inversiones con un bajo factor de utilización” (Secretaría de Planeamiento Estratégico, 4).

Este fenómeno se puede observar en el gráfico a continuación que ilustra las demandas de potencia estacionales a lo largo de los años.

Gráfico 11. Demanda total de energía eléctrica 2004-2016

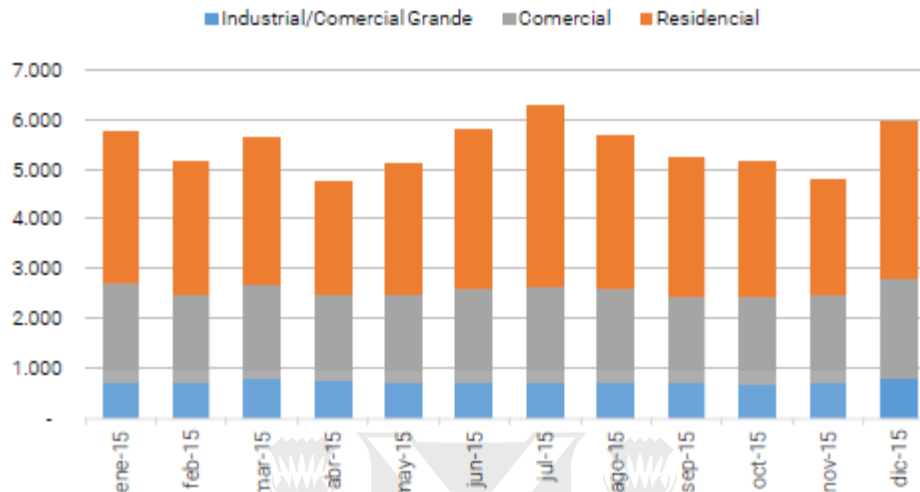


Fuente: Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico (2016) en base a datos de CAMMESA

Por un lado, puede observarse el aumento tendencial que acompañó al crecimiento del país en los últimos años, pero también se destaca a partir del año 2010-2011 la forma en que los períodos de pico mensual comienzan a separarse y pronunciarse respecto de los períodos de valle mensual. Cabe notar que la porción de la demanda que genera estas volatilidades es la demanda residencial. A continuación se presenta un gráfico que da muestra de la estacionalidad de la

demanda residencial en contraposición de la demanda llana de las industrias y los comercios a lo largo del año 2015.

Gráfico 12. Estacionalidad de la demanda en 2015



Fuente: Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico (2016) en base a datos de CAMMESA.

Otro punto a destacar es que la relación entre la temperatura y la demanda de potencia y energía eléctrica cambia de signo dependiendo de la estación. En verano, un grado más de temperatura aumenta la demanda residencial de energía eléctrica, mientras que en invierno, un grado menos de temperatura aumenta la demanda de energía eléctrica. A este respecto es importante tener en cuenta la capacidad de sustitución de un energético por el otro y el análisis costo-beneficio de hacerlo. El primer punto depende de la disponibilidad de acceso a la red de gas natural, que en Argentina, al contrario de lo que sucede con la red de energía eléctrica, llega sólo al 61% de los 13,3 millones de hogares del país. El segundo punto tiene que ver con el precio relativo entre los dos energéticos y con la sustitución de los artefactos del hogar por aquellos que utilicen electricidad por sobre los que utilizan gas. En el estudio recientemente mencionado se analiza la relación entre el precio del gas y de la electricidad para AMBA, Córdoba, Santa Fe y Mendoza y encuentran que, si bien calefaccionar a gas es relativamente más barato que hacerlo a electricidad, esta brecha se acorta para el caso del AMBA, región donde también se encontraron los mayores picos de potencia en invierno.

Malvicino (2016) estudia la relación entre la temperatura y la demanda de energía eléctrica para los meses de invierno y también encuentra que ésta aumenta con los días más fríos, alegando que

la potencial causa de esto sea la sustitución de métodos de calefacción a gas por otros eléctricos.

Mastronardi et al. (2016) también estudia a través de modelos estacionales la demanda de energía eléctrica y encuentra que la relación entre la temperatura y la demanda de energía eléctrica es significativa y depende de los precios relativos del gas y la electricidad.

Se hace hincapié en la importancia del aumento sostenido de las ventas de aires acondicionado porque, como veremos, el hecho de tener o no un aire acondicionado impacta positiva y directamente sobre el consumo de electricidad de los hogares.

El efecto que tiene el acceso a la red de gas natural sobre la demanda de energía eléctrica de los hogares también se estudiará a continuación.

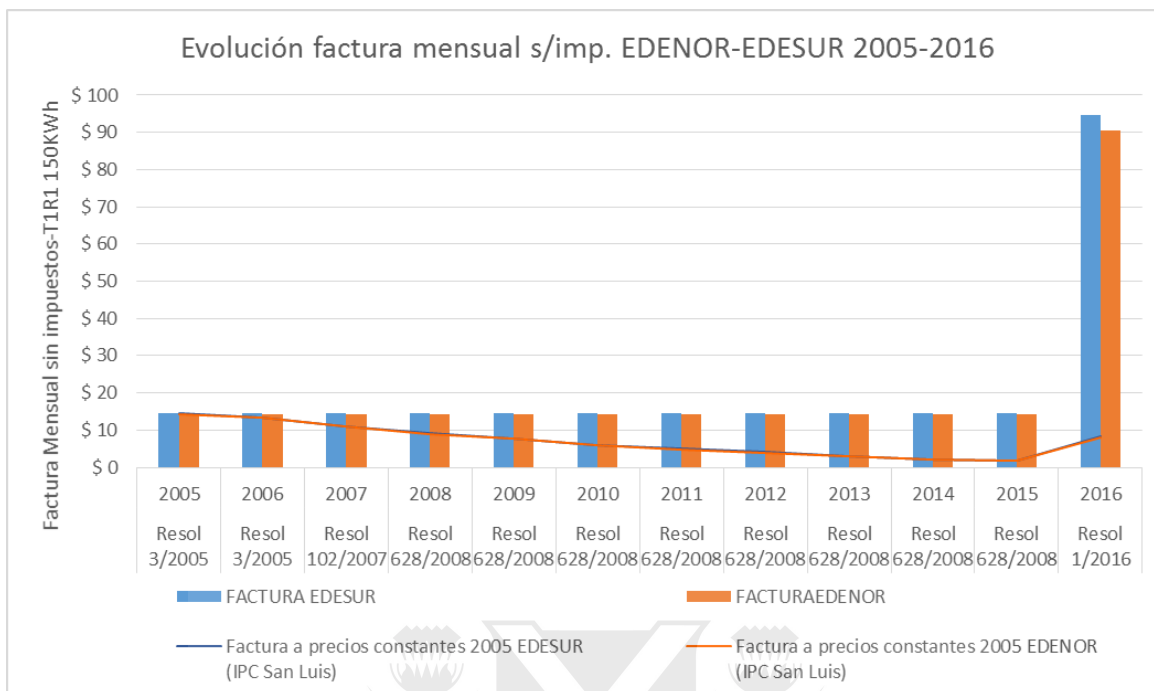
Otro de los motivos que ha incentivado el aumento del consumo eléctrico residencial ha sido la marcada distorsión de los precios finales con respecto al costo de la energía que consumen. Como vimos, esta distorsión comienza en el MEM, donde las distribuidoras pagan por sus compras un precio regulado estacional que desde 2003 no alcanza a cubrir el precio Monómico Medio del sistema. A esto se le suma que el Estado Nacional ha implementado en los últimos años una política de subsidios a los usuarios residenciales finales a través de los cuadros tarifarios aprobados por resolución para cada zona de distribución del país. El resultado ha sido que los usuarios finales de electricidad reciban facturas extremadamente bajas y a su vez, muy diferentes entre las distintas jurisdicciones.¹¹

En el estudio de la Secretaría de Planeamiento Energético, como vimos, se menciona que probablemente producto de la ausencia de incentivos por tarifas haya generado la intensificación del consumo y la incorporación de electrodomésticos. Si tenemos en cuenta que por ejemplo, para EDENOR y EDESUR, las tarifas se mantuvieron nominalmente al menos desde 2005 hasta 2015, entenderemos que el sistema tarifario no generó ninguna señal de escasez del recurso, sino que al contrario, abarató sistemáticamente el costo de la electricidad. En el gráfico a continuación podemos observar la evolución de la factura mensual sin impuestos para EDENOR y EDESUR conjuntamente con su evolución a precios constantes de 2005.¹²

Gráfico 13. Evolución de la factura de 150 KWh mensuales sin impuestos -EDENOR y EDESUR

¹¹ Ver Sección 3.I.

¹² Ver Tabla 10: Serie Evolución factura 150KWh mensuales s/imp. EDENOR y EDESUR.



Fuente: Elaboración propia en base a Resoluciones ENRE e IPC de la Dirección Nacional de Estadísticas de la Provincia de San Luis.

Como se puede observar en el gráfico, ni con el aumento promovido por la Resolución ENRE 1/2016 las tarifas residenciales T1 para consumos menores a los 300KWh por bimestre alcanzaron en términos reales el valor que tenían en 2005.

2.V. Conclusiones sobre el sistema eléctrico

Los costos del sistema eléctrico han aumentado sostenidamente en el tiempo, principalmente por la mayor participación que tuvo la generación térmica en la matriz energética. Esto no sólo aumentó los costos del sistema eléctrico, también puso en riesgo la estabilidad del sistema de suministro de gas natural, que tuvo que empezar a importar gas para poder servir a la demanda. Como vimos, el costo medio del sistema tiene un componente estacional muy importante. En invierno, los costos de abastecer al sistema aumentan debido a la utilización de Fuel Oil y Gas Oil para generación eléctrica. Además, tenemos que considerar que las usinas tenían el privilegio de acceder a gas natural a 2,68 dólares por millón de BTU, beneficio que a comienzos de 2016 se eliminó, modificando el precio de compra a 5,2 dólares por millón de BTU. Considerando que, la matriz eléctrica argentina es cada vez más dependiente de la generación térmica, los cambios en los precios de los combustibles impactan directa y fuertemente sobre los costos del sistema.

Entonces, tanto una reducción de los precios de los combustibles como una reducción del uso de estos combustibles podrían reducir los costos del sistema.

Otra forma de bajar estos costos de manera más limpia y sustentable es incorporar fuentes de generación renovable. A través del Programa RenovAr, el Estado Nacional ha adjudicado más del 1000 MWh de potencia renovable a ser instalada e incorporada al sistema.

También se pueden reducir los costos del sistema si se logra reducir la demanda. Requiriendo menos energía eléctrica, los costos del sistema bajan porque la generación cara se deja de necesitar y la demanda de potencia se reduce. Sin embargo, la demanda de energía eléctrica no ha internalizado los verdaderos costos de la energía que consume dado que el Estado Nacional ha subsidiado, no sólo las tarifas de los usuarios residenciales finales, sino también las compras de las Distribuidoras en el MEM como así también las compras de los Grandes Usuarios. La diferencia entre el precio Monómico Medio y los precios estacionales sancionados y el precio spot fijado por la resolución 240/03 se tradujo sustanciales aportes del Estado Nacional. Para cubrir la demanda que aumentó sostenidamente y pagó un porcentaje menor del costo de la energía eléctrica, encima, se debieron utilizar en mayor medida los combustibles alternativos. Esta distorsión debe corregirse y, si la demanda demuestra ser lo suficientemente elástica, el consumo se reducirá.

Dado que es la demanda residencial la que ha mantenido su incremento aún aquellos años de reducción de la actividad y también ha aumentado su participación en la demanda total probablemente como vimos, producto de la reducción real de las facturas eléctricas a usuarios finales y la consecuente incorporación masiva de electrodomésticos, a continuación estudiaremos sus determinantes para poder estimar, entre otras cosas, cuál sería el impacto de la normalización de los precios.

3. Determinantes de la demanda de energía eléctrica residencial en Argentina

Para la Argentina, se encuentran algunos trabajos que estudian los determinantes de la demanda de electricidad, tales como el ingreso, la cantidad de miembros del hogar, el acceso a la red de gas natural y el precio. Sin embargo, los estudios que estiman el impacto del precio sobre la demanda de energía eléctrica en particular son escasos.

Diego Margulis, en su tesis de Maestría Interdisciplinaria en Energía (octubre de 2014) titulada “Análisis de los Determinantes de la Demanda Residencial de Energía Eléctrica en Argentina” del Centro de Estudios en Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires, conjuntamente con su director, Esteban Greco, realiza un análisis de la relación entre la demanda

residencial de electricidad en Argentina y distintas variables. La metodología utilizada es el análisis de corte transversal en base a microdatos provenientes de la Encuesta Nacional de Gastos de Hogares (ENGHo) 2004-2005.

Estima un modelo logarítmico en el consumo, el precio y el ingreso a través de Mínimos Cuadrados Ordinarios. Los principales resultados indican que la elasticidad precio de corto plazo, considerando al hogar como unidad de análisis, es de -0,23. Así mismo, encuentra que la elasticidad precio de la demanda es mayor para los quintiles más pobres, mientras que en los quintiles superiores el precio se torna una variable no significativa para explicar el consumo.

Agostini (2009, 1) estudia la demanda residencial por energía eléctrica en Chile. Este estudio tiene como principal objetivo *“conocer a cabalidad los determinantes de la demanda por energía eléctrica de los hogares – en particular su elasticidad precio- para así utilizar mecanismo de flexibilización de precios con miras a reducir posibles déficits de energía”*. El trabajo estima la demanda de energía eléctrica residencial usando información de la Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional (CASEN) 2006 por hogar. Obtiene que la elasticidad-precio de la demanda se encuentra entre -0,38 y -0,40 para el consumo residencial. También obtiene que la elasticidad cruzada de la electricidad y el gas natural se encuentra entre 0,14 y 0,16. Respecto de la elasticidad ingreso, obtiene que se encuentra entre 0,11 y 0,12.

3.1. Metodología

Dado que la dispersión de tarifas fue ampliándose entre las distintas jurisdicciones y hubo una masiva penetración de electrodomésticos en todos los estratos sociales, en particular los aires acondicionados, que de acuerdo a los resultados alcanzados en el trabajo de Margulis (2014), y en muchos otros que como por ejemplo Margulis (2013) y Hancevic y Navajas (2013) afectan fuertemente la demanda eléctrica residencial, en el presente trabajo volveremos a estimar la elasticidad precio de la demanda residencial de energía eléctrica utilizando la Encuesta Nacional de Gastos de Hogares (ENGHo) 2012-2013.

En particular, se realizó un análisis de corte transversal utilizando las fuertes diferencias en los precios finales pagados en las diferentes provincias del país como fuente de variabilidad. Se analizan los determinantes del consumo eléctrico mensual de electricidad para los datos recabados en el cuarto trimestre. Cabe destacar que en Argentina, el 100% de la población en

todo el territorio nacional tiene acceso a la electricidad y que en como vimos, en 2012, el 39% de la demanda eléctrica provino del sector residencial.¹³

Los modelos a estimar son los siguientes:

Consumo mensual KWh

$$= \alpha + \beta_1 \text{GastoTotal} + \beta_2 \text{Precio} + \beta_3 \text{aire} + \beta_4 \text{carac.jefe} + \beta_5 \text{carct.hogar} \\ + \beta_6 \text{gas} + \beta_7 \theta \text{provincia} + \varepsilon$$

Ln(Consumo mensual KWh)

$$= \alpha + \beta_1 \ln(\text{GastoTotal}) + \beta_2 \ln(\text{Precio}) + \beta_3 \text{aire} + \beta_4 \text{carac.jefe} \\ + \beta_5 \text{carct.hogar} + \beta_6 \text{gas} + \beta_7 \theta \text{provincia} + \varepsilon$$

Con θ que toma el valor 1 cuando se controla por efectos por provincia y 0 cuando no. Esto implica que estimamos cuatro especificaciones diferentes para el mismo modelo.

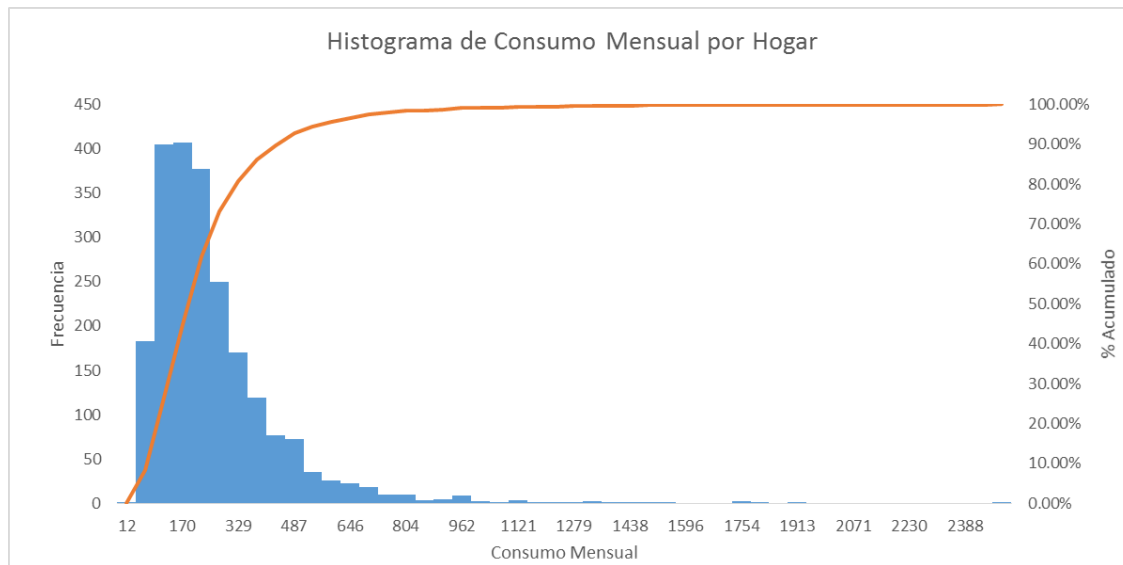
Como se mencionara, para la estimación empírica de la demanda de energía eléctrica en Argentina se utiliza la información proveniente de la ENGHo 2012-2013 elaborada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) y los cuadros tarifarios e impuestos de las diferentes distribuidoras del país. En la encuesta se releva para el total del país el gasto de los hogares en nueve categorías diferentes que a su vez se desagregan en 34 grupos. Los grupos están conformados por 83 clases que a su vez contienen información de un total de 1156 artículos.

La variable dependiente de este modelo es el consumo de energía eléctrica por hogar. En la ENGHo, el artículo lleva el número 341101 y está medido en KWh mensuales.

El consumo promedio de la muestra se encuentra en 232 KWh mensuales. El consumo con mayor frecuencia se encuentra en torno a los 150 Kwh mensuales. Esto tiene sentido si pensamos por ejemplo que la nueva Tarifa Social Federal eléctrica, implementada a través de la Resolución MINEM 41/16, otorga un bloque de consumo gratis igual a 150 KWh mensuales, teniendo en consideración que es lo que consume un hogar tipo. Esta distribución de los consumos se asemeja a una curva beta y es común en los consumos de energía de todo el mundo.

Gráfico 14. Histograma de Consumo Mensual de electricidad por Hogar - 4to Trimestre. ENGHo 2012-2013

¹³ Banco Mundial. <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AR>



Fuente: Elaboración propia en base a ENGHo 2012-2013. Artículo 341101. Cuarto trimestre.

VARIABLES INDEPENDIENTES:

Gasto Total Bimestral

Al igual que en Margulis (2014) se utiliza el gasto bimestral por hogar como *proxy* para el ingreso. En la base de datos de la ENGHo se llama GASTOT.

Precio:

Las tarifas que afrontan los usuarios residenciales de energía eléctrica se pueden desagregar en tres partes: precio mayorista de la electricidad, el valor agregado de distribución (VAD) y los impuestos. Como ya explicamos, el costo mayorista se establece por resolución, que para el caso de estudio es la Resolución 2016/12. Pero las tarifas eléctricas están sujetas a las decisiones de cada jurisdicción provincial y su respectivo ente regulador. Es por ello que se observan marcadas diferencias entre las facturas finales para un mismo consumo. Es usual que, aparte de que el valor agregado de distribución sea distinto, así también lo sean los impuestos.

En las facturas de todos los prestadores se encuentran dos impuestos de carácter nacional: el IVA (21%) y el correspondiente a la aplicación de la Ley 23.618 (0,6%). En adición se encuentran los impuestos provinciales y municipales.

En este trabajo explotamos esa variabilidad entre jurisdicciones para poder estimar, utilizando la metodología de corte transversal a través de Mínimos Cuadrados Ordinarios, la sensibilidad del consumo de energía eléctrica ante diferentes precios.

Para estimar la variable precio entonces, definimos tres bandas de consumo teniendo en consideración el histograma presentado anteriormente:

- Consumos menores a 150 KWh mensuales
- Consumos entre 150 y 300 KWh mensuales
- Consumos mayores a 300 KWh mensuales

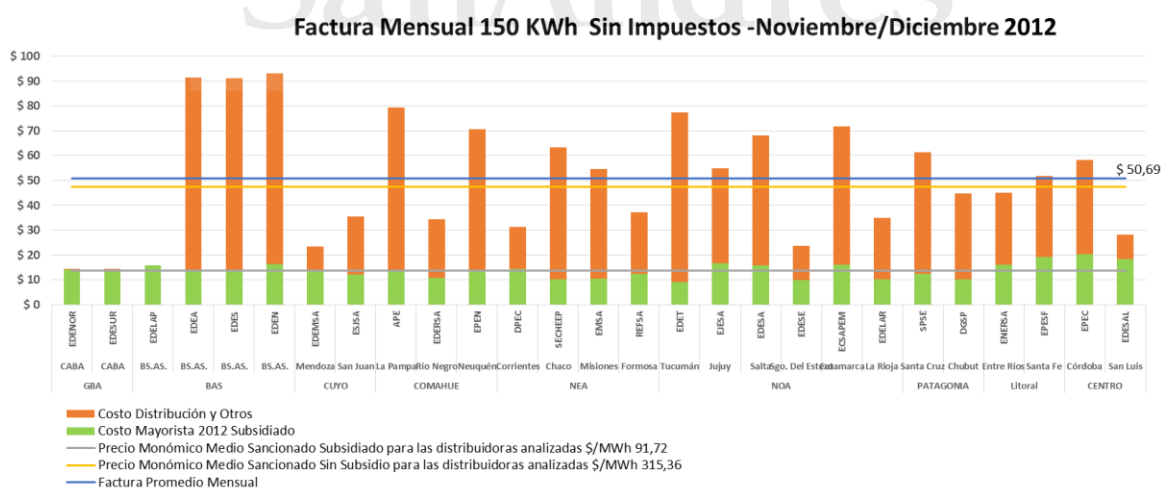
Para aquellos consumos menores a 150 KWh, calculamos para cada distribuidora la factura de un consumo de 150 KWh mensuales utilizando los cuadros tarifarios vigentes noviembre-diciembre de 2012. A la factura resultante le aplicamos los impuestos correspondientes a cada jurisdicción y luego la dividimos por 150 KWh para obtener el precio final por KWh.

Para aquellos consumos entre 150 y 300 KWh calculamos para cada distribuidora la factura de un consumo de 300 KWh mensuales. A la factura resultante le aplicamos los impuestos correspondientes a cada jurisdicción y luego la dividimos por 300 KWh para obtener el precio final por KWh que le corresponde a los consumidores de esta banda.

Finalmente, para todos aquellos consumos mayores a 300 KWh se calculó la factura de un consumo de 450 KWh utilizando los cuadros tarifarios de las distribuidoras de cada provincia y se repitió el mismo procedimiento descrito.¹⁴

En los gráficos siguientes se pueden observar las diferencias en las facturas finales mensuales sin impuestos para usuarios que hayan consumido 150, 300 y 450 KWh en las diferentes provincias del país.

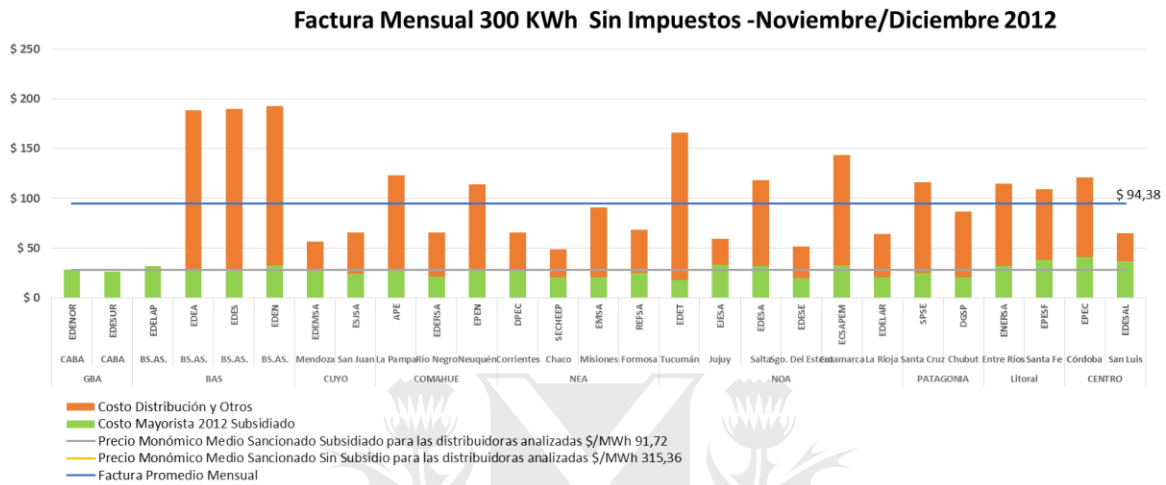
Gráfico 15. Factura Mensual 150 KWh Sin Impuestos -Noviembre/Diciembre 2012



¹⁴ Ver Anexo 2: Cálculo de la variable precio

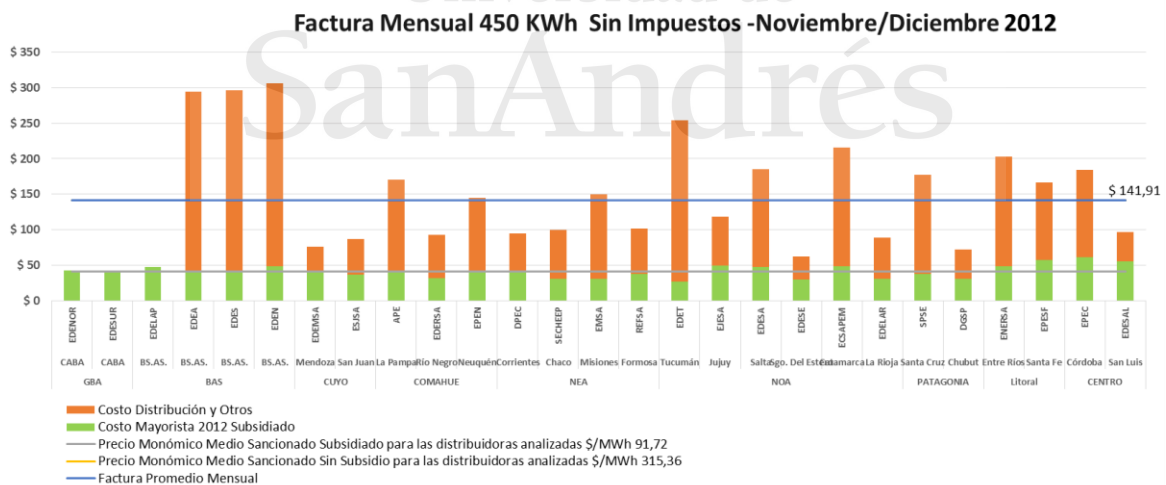
Fuente: Elaboración propia en Base a Cuadros Tarifarios vigentes en Noviembre/Diciembre 2012, Resolución 2016/12 e Informe Anual 2012 CAMMESA.

Gráfico 16. Factura Mensual 300 KWh Sin Impuestos -Noviembre/Diciembre 2012



Fuente: Elaboración propia en Base a Cuadros Tarifarios vigentes en Noviembre/Diciembre 2012, Resolución 2016/12 e Informe Anual 2012 CAMMESA.

Gráfico 17. Factura Mensual 450 KWh Sin Impuestos -Noviembre/Diciembre 2012



Fuente: Elaboración propia en Base a Cuadros Tarifarios vigentes en Noviembre/Diciembre 2012, Resolución 2016/12 e Informe Anual 2012 CAMMESA.

En primer lugar, notemos que, como era de esperarse, las facturas medias, ilustradas por la línea azul, aumentan a medida que aumenta el consumo (\$50,69 para 150 KWh, \$94,38 para 300 KWh y \$141,91 para 450 KWh). Esto es no sólo porque aumenta la cantidad de electricidad facturada sino también porque, en general, los cargos fijos son mayores para mayores consumos y, aquellos cuadros tarifarios que son escalonados presentan cargos variables más altos a medida que aumentan los consumos.

En segundo lugar, y el punto más importante a resaltar es, como adelantáramos, la marcada diferencia entre las facturas de distintas jurisdicciones, aun antes de impuestos. Como es sabido, la energía más barata la pagaban aquellos usuarios de Capital Federal y Gran Buenos Aires, cuyas distribuidoras son EDENOR y EDESUR. Las tarifas se han mantenido constantes en términos nominales y consecuentemente, han decrecido en términos reales en la última década. En cambio, los bonaerenses son los que afrontaban las facturas más altas en diciembre de 2012.

Además, es pertinente destacar cómo se comparan los costos y los precios ilustrados en los gráficos. Observemos por ejemplo el Gráfico 15 correspondiente a las facturas de cada jurisdicción para un consumo de 150 KWh mensuales sin impuestos. En verde se ilustra el componente de la factura que corresponde a la compra de la energía en el MEM. Esto es, el componente de la factura que se lleva el Precio Monómico Medio Sancionado Subsidiado PEST (Res. 2016/12) por los 150 KWh consumidos.

En amarillo en cambio, se ilustra cuál debería haber sido el precio que la distribuidora tendría que haber pagado por la misma energía, dado el costo total promedio del sistema eléctrico. La diferencia entre los dos precios es notable: 91,72\$/MWh es lo que pagó la distribuidora; 315 \$/MWh es lo que debería haber pagado.

La factura de los usuarios finales, además del componente de energía, incluye los costos de distribución, de transporte, los márgenes de la distribuidora y otros, que en este caso se ilustran en color naranja. Estos se obtuvieron por diferencia entre el valor de la factura que se obtiene a través de la aplicación del cuadro tarifario y el PEST Subsidiado.

Comparemos esta factura promedio, que incluye los componentes de energía y distribución, con la línea amarilla representativa del Precio Monómico medio del sistema, esto es, lo que le cuesta al sistema eléctrico en su totalidad producir un MWh. La factura del usuario final apenas alcanzaría a pagar el costo de la energía, por lo que, en definitiva, la diferencia de los cargos de transporte y distribución es aportada por el Estado Nacional. Otra forma de verlo es que, en un sistema sin

distorsiones, la barra verde debería llegar hasta la línea amarilla y a eso se le deberían sumar los cargos de transporte y distribución.

Como bien sabemos, los precios bajos que no son representativos de los costos marginales generan incentivos a sobre consumir y como vimos, esta distorsión se presenta tanto para los usuarios residenciales finales como para los grandes usuarios que compran directamente la energía en el MEM y pagan 120\$/Mwh cuando el precio Monómico se ubica en el orden de los \$315.

Aire Acondicionado:

Se incluye una *dummy* que toma el valor 1 cuando el hogar cuenta con aire acondicionado. En el modelo esta variable se denota *aire*. En la encuesta se llama CH12.

Características de los Miembros del Hogar

- Cantidad de miembros del hogar: en la ENGHO, es la categoría CANTMIEM.
- Sexo del jefe del hogar: se incluye una *dummy* que vale 1 cuando el jefe es mujer y cero cuando es varón. En la ENGHO, esta variable lleva el nombre de JSEXO. En el modelo toma el nombre de *mujer*.
- Edad del jefe del hogar: en la ENGHO, es la categoría JEDAD.
- Nivel de instrucción del jefe del hogar: esta categoría en la ENGHO lleva el nombre de JNIVINS. En la siguiente tabla se especifican las variables según aparecen en la encuesta y el nombre que se les otorgó en el presente modelo.

Tabla i. Nivel de instrucción del jefe del Hogar

JNIVINS	Descripción ENGHO	Nombre Modelo
1	Sin instrucción	Escenario base de comparación
2	Preescolar	
3	Primario Incompleto	Primario
4	Primario Completo	
5	Secundario incompleto	Secundario
6	Secundario completo	
7	Superior incompleto	Supouniv
8	Superior completo	

9	Universitario incompleto	
10	Universitario completo	

Características del Hogar

Se incluyen variables relacionadas con ciertas características del hogar y su equipamiento.

- Tipo de vivienda: se utiliza la categoría CV1B02 de la ENGHo que especifica el tipo de vivienda. En la siguiente tabla se especifican las variables según aparecen en la encuesta y el nombre que se les otorgó en el presente modelo.

Tabla ii. Tipo de vivienda

Cv1b02	Descripción ENGHo	Nombre Modelo
1	Casa	Escenario base de comparación
2	Rancho	Rancho
3	Casilla	Casilla
4	Departamento	Departamento
5	Pieza en inquilinato	Pieza
6	Pieza en hotel familiar o pensión	Pensión
7	Local construido para habitación	Local
8	Otros	Otra vivienda

- Material de las paredes de la casa: se utiliza la categoría CV1B05 de la ENGHo. En la siguiente tabla se especifican las variables según aparecen en la encuesta y el nombre que se les otorgó en el presente modelo.

Tabla iii. Material de las paredes de la casa

Cv1b05	Descripción ENGHo	Nombre Modelo
1	Ladrillo, piedra, bloque de hormigón	Escenario base de comparación
2	Adobe	Adobe
3	Madera	Madera
4	Chapa de metal o fibrocemento	Chapa
5	Chorizo, cartón, palma, paja sola o material de	Cartón

	desecho	
6	Otros	Otro material de pared

- Ubicación de la vivienda: se utiliza la categoría CV1B03 de la ENGHo. En la siguiente tabla se especifican las variables según aparecen en la encuesta y el nombre que se les otorgó en el presente modelo.

Tabla iv. Ubicación de la vivienda

Cv1b05	Descripción ENGHo	Nombre Modelo
1	Villa (de emergencia) o asentamiento	Villa
2	Barrio plan o monoblock	Barrio
3	Country o barrio cerrado	Country
4	Ninguno de los tres	Escenario base de comparación

Gas

Finalmente, se incluye una *dummy* que vale 1 si el hogar no utiliza gas natural por redes para cocinar. Esta característica está nominada como CH09 en la ENGHo. En la siguiente tabla se especifican las variables según aparecen en la encuesta y el nombre que se les otorgó en el presente modelo.

Tabla v. Gas

CH09	Descripción ENGHo	Nombre Modelo
1	Gas de red	Escenario base de comparación
2	Gas a granel (zeppelin)	Sin red de gas
3	Gas a tubo	
4	Gas en garrafa	
5	Electricidad	
6	Leña o carbón	
7	Otro	

Esta variable se utiliza como *proxy* de existencia de conexión a la red de Gas Natural, bajo el supuesto de que todo hogar que no cocina con gas natural es porque no tiene acceso a él.

Finalmente se controla por los efectos fijos que tienen las provincias, como ser, clima, costumbres, etc.

3.II. Resultados

Se estimaron en base a los datos disponibles cuatro modelos diferentes. Tanto el primer como el segundo modelo son lineales tanto en el consumo como en el precio y el gasto (proxy de ingreso). La diferencia entre ellos radica en que en el segundo se incorporó un control por efecto fijo por provincia. Además, se han estimado para ambos modelos los errores estándar robustos y agrupados por provincia.

Así mismo se estimaron los mismos modelos pero tomando el logaritmo tanto en el consumo como en el precio y el ingreso. Asumir que la elasticidad- precio de la demanda es constante a lo largo de toda la curva parecería a priori, poco prudente. Sin embargo, si tenemos en cuenta la distribución de los consumos que observamos más arriba, dada la concentración de la mayoría de las observaciones alrededor de los 150 KWh nos hace pensar que es un ejercicio válido. Además, esta metodología es comúnmente utilizada en los trabajos de investigación relevados, por ejemplo el de Margulis. Consecuentemente, se ha estimado como se dijo, el modelo en logaritmos con y sin efectos fijos por provincia y con los errores estándar robustos y agrupados por provincia. En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos.

Tabla vi. Resultados de los Modelos Estimados

VARIABLES	(1) Modelo Lineal Consumo KWh	(2) Modelo Lineal Consumo KWh	(3) Modelo Logarítmico Consumo	(4) Modelo Logarítmico Consumo
Precio	-108.9*** (19.91) [71.99]	-586.1*** (110.0) [471.4]		
Log Precio			-0.233*** (0.0324) [0.128] *	-1.378*** (0.110) [0.528]
Gasto Total Bimestral	0.00414*** (0.00113) [0.00112] ***	0.00422*** (0.00120) [0.00121] ***		
Log gasto			0.216*** (0.0218) [0.0372] ***	0.219*** (0.0227) [0.0350] ***
Aire	106.7*** 9.628 [23.98] ***	90.60*** (10.10) [19.10] ***	0.393*** (0.0298) [0.0615] ***	0.321*** (0.0309) [0.0444]***
Sin red de gas	42.70*** (8.783) [11.11] ***	22.78** (9.458) [7.829] ***	0.192*** (0.0291) [0.0525] ***	0.0782** (0.0390) [0.0474]
Departamento	-23.52***	-26.95***	-0.0780*	-0.127***

	8.187 [13.53]*	(8.441) [11.06]**	(0.0413) [0.0429]*	(0.0418) [0.0362]***
Constante	93.34*** (35.64) [39.61]**	355.8*** (63.44) [223.4]	2.252*** (0.239) [0.365]***	1.428*** (0.247) [0.389]***
Efecto fijo por provincia	NO	SI	NO	SI
Controles	SI	SI	SI	SI
Observaciones	2,220	2,220	2,220	2,219
R-cuadrado	0.1982	0.261	0.235	0.331

Errores estándar robustos entre paréntesis

Errores estándar agrupados por provincia en corchetes

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

(Los * para los coeficientes del modelo con errores estándar agrupados se denotan al lado del corchete)

Controles: Características del Hogar, Características del Jefe.

En primer lugar repasaremos los resultados obtenidos de las variables utilizadas como control no consignadas en la tabla. En relación a las características de los habitantes, los resultados indican que, como era de esperarse, la demanda de electricidad aumenta con la cantidad de miembros que posee el hogar. El aumento es de 11,52 KWh en promedio por cada habitante extra en el modelo (2), *ceteris paribus*, indicando que, si bien la cantidad de habitantes aumenta el consumo, hay una demanda base de consumo eléctrico independiente de la cantidad de habitantes. Este resultado es significativo al 1%. Respecto de la edad del jefe del hogar, también encontramos una relación positiva y de pequeña magnitud con el consumo de energía eléctrica. Este coeficiente es significativo al 1%. Por otro lado, el sexo del jefe del hogar y el nivel de instrucción resultaron no ser estadísticamente significativos.

Con respecto a las características del hogar y en particular, respecto de la aislación de los hogares ligada a las características de las paredes, aquellas casas cuyas paredes no son de ladrillo, piedra o bloque de hormigón consumen menos electricidad que aquellas cuyas paredes sí lo son. Este resultado también es obtenido por Margulis (2014). A priori, se podría pensar que estos hogares son más precarios, poseen menos electrodomésticos y por eso consumen menos electricidad.

Además, los tipos de vivienda analizados que resultaron significativos en el modelo consumen menos electricidad que las casas. En particular, interesa el resultado ligado al consumo de los departamentos. Este resultó significativo al 1% en el modelo lineal con controles por provincia y negativo, indicando que los departamentos en promedio consumen un 27 KWh mensuales menos que las casas, *ceteris paribus*. En el modelo logarítmico con control por efectos fijos por provincia encontramos que en promedio, los departamentos gastan un 12% menos de electricidad que las casas, todo lo demás constante. Este resultado también resultó significativo al 1%. Margulis (2014,

38) encuentra que las casas consumen en promedio un 23% más electricidad que los departamentos. En su tesis explica que “*este comportamiento es lógico dado que las casas suelen tener mayor superficie exterior lo que implica más pérdidas de calor, con el consiguiente mayor uso de la energía para calefaccionar y refrigerar los espacios. Asimismo, parte de los gastos energéticos de las casas, tales como bombas para movilizar el agua, no están incluidos en las necesidades eléctricas de los departamentos, dado que son facturados como servicios generales al edificio en su conjunto.*”

También se observa que los hogares que no tienen conexión a la red de gas natural consumen en promedio más KWh mensuales más que aquellos que sí están conectados a la red, *ceteris paribus*. Este resultado es significativo en todas las especificaciones. Para el modelo lineal con efectos fijos vemos que en promedio, un hogar que no tiene acceso a la red de gas natural gasta 23 KWh mensuales más que los que sí tienen, *ceteris paribus*. Hancevic y Navajas (2013) también obtienen que el consumo eléctrico depende positivamente de la falta de conexión a la red de gas natural.

Como anticipáramos, y en concordancia con la literatura estudiada, aquellos hogares que cuentan con un equipo de aire acondicionado consumen, en promedio más electricidad, que aquellos que no poseen aire acondicionado, *ceteris paribus*. Esta relación muestra ser positiva y significativa al 1% en nuestras especificaciones. Para el modelo lineal con efectos fijos indica que los hogares consumen en promedio, 90,6 KWh mensuales más de electricidad si poseen aire acondicionado, *ceteris paribus*. Para el modelo logarítmico con efectos fijos encontramos que en promedio, aquellos hogares que cuentan con aire acondicionado consumen un 32% más de electricidad por mes. Margulis (2014) también encuentra que esta relación tiene signo positivo y es del 27%. En Hancevic y Navajas (2013) se analiza la demanda residencial eléctrica del Gran Buenos Aires utilizando dos metodologías, por un lado Mínimos Cuadrados Ordinarios, y por otro lado la regresión cuantílica y encuentran que el uso de aire acondicionado implica una demanda adicional de entre 15% y 29% dependiendo de la especificación del modelo. Estos resultados van en línea con los aquí encontrados.

Como era de esperarse, la relación entre el ingreso y el consumo de energía es positiva. Esto indica que a mayores niveles de ingreso, en promedio, la demanda de electricidad es mayor, *ceteris paribus*. Este resultado es significativo al 1% en todas las especificaciones del modelo. La pequeña magnitud de los coeficientes de los modelos logarítmicos parecería indicar que la elasticidad-ingreso de la demanda de electricidad es inelástica, respondiendo poco ante mayores niveles de ingreso. Margulis (2014) encuentra también una relación positiva y de poca magnitud entre

ingreso y consumo de energía eléctrica, elasticidad- ingreso constante 0,27. Nuestro coeficiente para el modelo con control por efectos fijos por provincia es muy similar, 0,22. La interpretación de este resultado es que, la electricidad es un bien necesario y hay un consumo base relacionado por ejemplo con la iluminación y la refrigeración de alimentos que se mantiene para todos los niveles de ingreso.

Finalmente respecto al precio, obtenemos que el coeficiente mostró el signo esperado en todas las especificaciones y un valor de -586,1 con un nivel de significatividad del 1% en el modelo (2). Esto quiere decir que, *ceteris paribus*, un aumento de 1 centavo por KWh reduciría, en promedio, en 5,86 KWh el consumo mensual por hogar. Se obtiene que la elasticidad-precio de la demanda para el nivel de consumo promedio de la muestra (231 KWh mensuales) es de -0,85. Esto quiere decir que aquellos hogares que se enfrentaron a un precio 1% superior, en promedio, consumieron 0,85% menos, todo lo demás constante.

En el trabajo de Margulis (2014) se obtiene también una elasticidad precio negativa de la demanda de -0,23 que se estima constante para todos los niveles de consumo. En nuestras especificaciones logarítmicas obtenemos, sin efectos por provincia, al igual que Margulis un coeficiente de -0,23 significativo al 1% utilizando errores estándar robustos. Sin embargo, cuando incorporamos los efectos fijos la elasticidad-precio de la demanda se vuelve elástica, denotando un coeficiente de -1,378 lo que indicaría que un cambio en el precio reduciría la cantidad consumida más que proporcionalmente, en promedio, todo lo demás constante.

El modelo (2) en su conjunto tiene un poder explicativo del consumo de la electricidad del 26%. Este valor es similar al obtenido por los trabajos que se utilizan en comparación. Hancevic y Navajas en su modelo de MCO obtienen un R cuadrado de 28% y Margulis de 21%.

Los datos de la ENGHo presentan una serie de características que limitan la posibilidad de precisar la estimación de la demanda residencial de energía eléctrica. Las principales limitaciones son la falta de desagregación a nivel municipal y la falta de información acerca del período de referencia. Respecto del primer punto, el mayor nivel de desagregación en la información está dado por la provincia en la que se encuentra el hogar. Este hecho limita el estudio por un lado, porque dentro de una provincia tenemos condiciones heterogéneas que pueden explicar patrones de consumo diferentes. Por otro lado, cada municipio en general tiene su propia cooperativa eléctrica que provee el servicio de distribución de electricidad y, aun cuando el servicio está regulado por los entes provinciales, los cargos imputados en cada jurisdicción, y por ende los precios, varían.

Respecto del segundo punto, la falta de información exacta sobre el período de referencia limita la posibilidad de hacer un análisis estacional más preciso que tenga en cuenta la temperatura con relación a la demanda de energía eléctrica que, como vimos, es fundamental para la explicación del consumo eléctrico.

Producto de la metodología de estimación de corte transversal, la elasticidad precio resultante se corresponde únicamente con resultados de corto plazo. Esto es así dado que se considera fijo el stock de electrodomésticos y, por ende, la decisión que se toma está determinada por la utilización de los aparatos que se poseen. En cambio, en el largo plazo, los hogares pueden tomar decisiones que tengan en cuenta también el equipamiento de electrodomésticos así como las características físicas del hogar y el clima del lugar en el que se encuentra su vivienda.

Otro punto importantísimo a tomar en cuenta es que puede suceder que el agente observe precios de la energía eléctrica relativamente muy elevados respecto del gas natural. Si este es el caso, las decisiones de compra de electrodomésticos contemplarán aquellos que usen como combustible el gas natural, y la respuesta sea, en un primer momento mucho mayor, porque se reemplaza por ejemplo una cocina eléctrica por una a gas. En un segundo momento, la respuesta será mucho menor, dado que el consumo de por sí es menor y su demanda ahora es más inelástica, ya que los electrodomésticos son los mínimos indispensables y no es posible reducir su consumo frente a señales de precios.

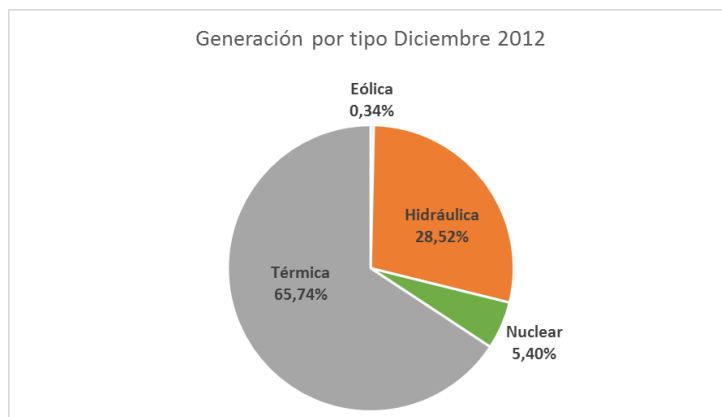
Como consecuencia de que, como vimos, la elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica no es constante en el tiempo y además, el consumo depende de la elasticidad-precio cruzada del gas natural, estos resultados deben tomarse con cautela. Sin embargo, se podría concluir que, aun siendo inelástica, la demanda residencial responde a los precios observados y en una medida que es consistente con los trabajos aquí reseñados.

4. Estado de Situación del Sistema Eléctrico Nacional-diciembre 2012

4.1. Oferta

Para el mes de diciembre de 2012, la generación total fue de 11135 GWh y el tipo de generación se distribuyó de la siguiente manera:

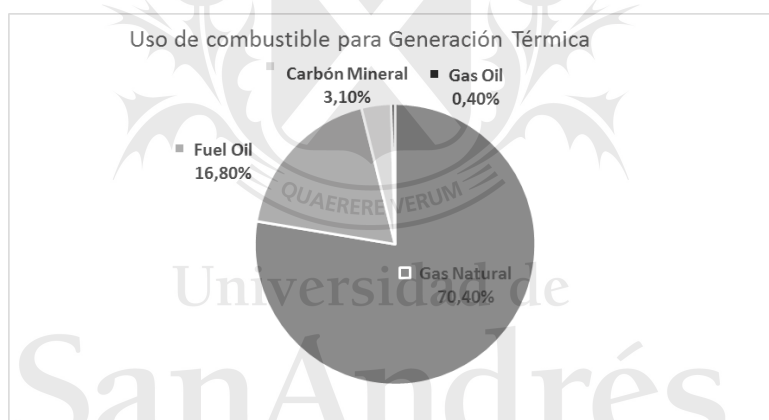
Gráfico 18. Generación de energía eléctrica por tipo diciembre 2012



Fuente: Elaboración Propia en base a Informe Anual CAMMESA 2012.

En lo que refiere al uso de cada tipo de combustible para la generación térmica, la utilización en el mes de diciembre fue la siguiente:

Gráfico 19. Uso de cada tipo de combustible para generación térmica diciembre 2012



Fuente: Elaboración Propia en base a Informe Anual CAMMESA 2012.

Además, los precios de los Combustibles fueron del orden de:

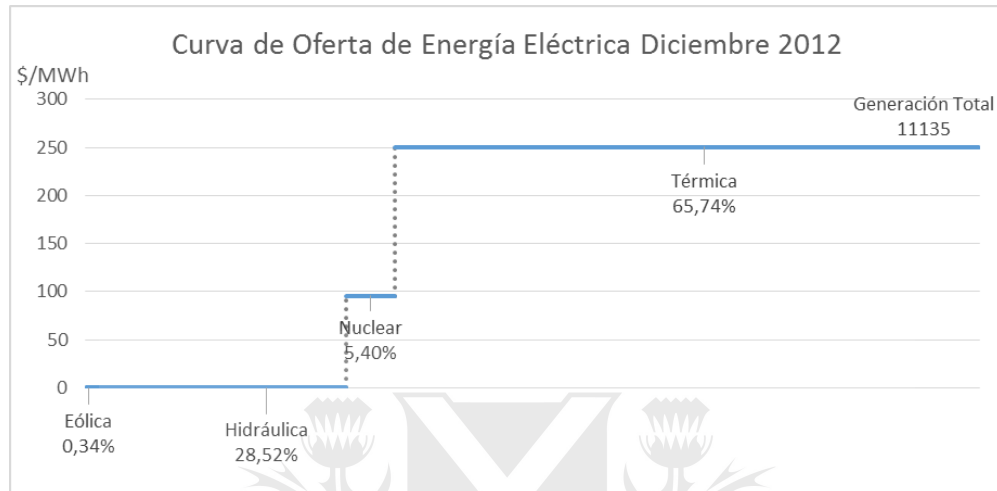
Tabla vii. Precios de los combustibles para generación

Combustible	Clave	Precio \$/MWh
Uranio Atucha	UA	55,94
Uranio Embalse	UE	135,01
Gas Natural	GN	160,53
Fuel Oil	FO	714,74
Carbón Mineral	CM	396,03
Gas Oil	GO	1231,30

Fuente: Programación Estacional 2012 CAMMESA

Con los precios de los combustibles utilizados como costos marginales, el mix de utilización de cada combustible y el mix de generación por tipo podemos esbozar la curva de oferta de energía eléctrica teórica para el mes de Diciembre de 2012.

Gráfico 20. Curva de Oferta de Energía Eléctrica diciembre 2012



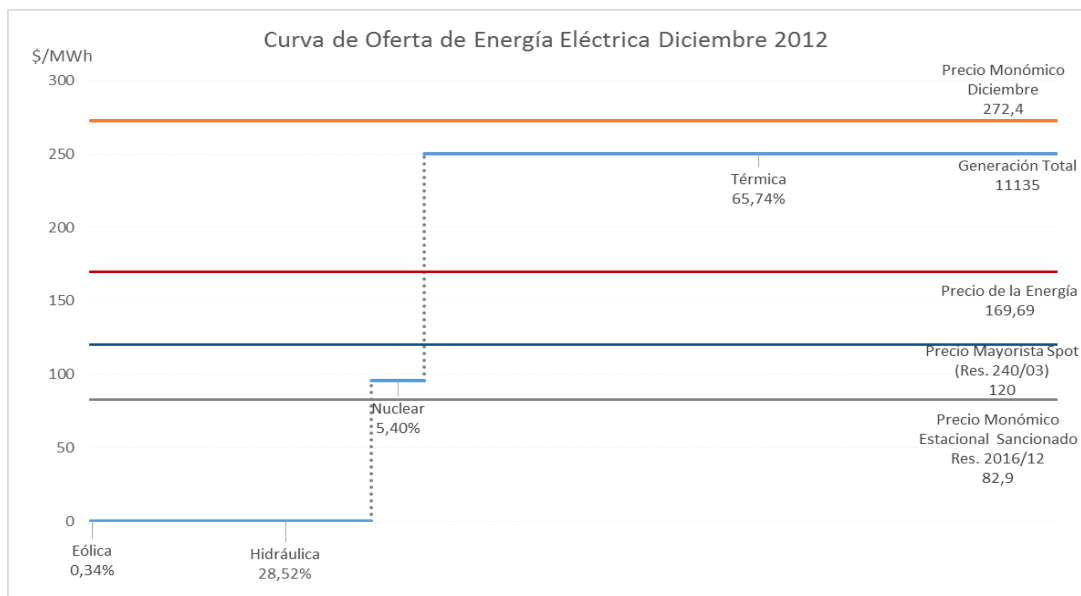
Fuente: Elaboración propia en base e Informe Anual 2012 y Programación Estacional.

Como vimos al comienzo, el 66% de la electricidad se produce utilizando centrales térmicas, mientras que sólo el 29% se produce utilizando fuentes renovables. Por tanto, sólo el 29% de la curva es “chato” y el resto “empinado”. Lo que significa que con una pequeña reducción en la demanda de electricidad ya se reportarían grandes beneficios, y no sólo en las horas pico, sino a lo largo de todo el día porque lamentablemente las plantas térmicas en Argentina no funcionan sólo excepcionalmente, sino que sirven al mercado las 24 hs.

Esta fuerte dependencia de la generación térmica fue uno de los motivos por los que se declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional en 2015, estimándose necesaria la “pronta concreción de proyectos de generación más eficientes que diversifiquen la matriz energética y reduzcan la dependencia del uso de combustibles fósiles”.

4.II. Monómico Vs. PEST Diciembre 2012

Gráfico 21. Oferta de Energía Eléctrica diciembre 2012 y precios



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA y Resoluciones de Precio Estacional.

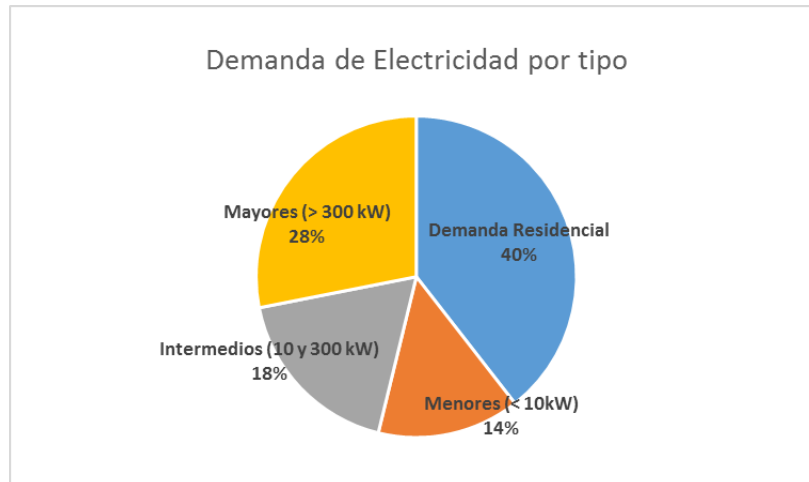
Aquí observamos claramente que, dada la matriz energética en diciembre de 2012, el precio promedio de la energía se encontraba en el orden de los 169 \$/MWh. Ni el precio del mercado mayorista spot ni el PEST eran suficientes para pagar el precio de la energía producida por el sistema. Menos aún eran suficientes para pagar el precio promedio que le cuesta al sistema eléctrico en general ofrecer 1 MWh, que en diciembre de 2012 fue de 272,4 \$/MWh.

Como los pagos de los demandantes no alcanzan a nivelar los costos reales de generación, la diferencia es aportada por el Fondo Unificado de Estabilización, es decir, esta diferencia fue aportada por el Tesoro Nacional.

4.III. Demanda

Para el mes de diciembre de 2012, la demanda total fue de 10811 GWh y se distribuyó de la siguiente manera por tipo de consumidor:

Gráfico 22. Demanda de Electricidad por tipo de usuario diciembre 2012



Fuente: Elaboración Propia en base a Informe anual 2012 de CAMMESA.

La demanda residencial fue del orden de los 4.264.000 MWh para el mes de diciembre y pagó en promedio un precio final de \$337,92/MWh.

Pensemos por ejemplo qué hubiera pasado si la demanda residencial hubiera pagado el precio de la energía que consumió, es decir \$169,68/MWh en vez de \$82,90/MWh.

- Suponiendo que el VAD y los impuestos se mantienen constantes, es decir, la diferencia entre 337,92\$/MWh y \$82,90 que es 255\$/MWh se mantiene.
- El precio final que hubiera pagado la demanda hubiera sido un 26% mayor del que en verdad pagó, es decir, hubiera pagado 424,70\$/MWh.
- Esto hubiera implicado que, según nuestro modelo lineal con efectos fijos por provincia (evaluado en la media) la demanda residencial se reduzca en 810.160 MWh.

Esto hubiera generado ahorro del Estado Nacional por dos vías:

- Por los 810.169 MWh ya no tendría que pagar la diferencia entre el monómico y el PEST. Esto acumula un ahorro de \$153.525.320 sólo para el mes de diciembre.
- Además, por los 3.453.840 MWh que sí se consumieron, el Estado Nacional tendría ahora que poner la diferencia entre el monómico 272,4\$/MWh y el precio de la energía 169,69 \$/MWh.
- Por esta diferencia, el Estado Nacional ahorraría \$299.769.306 sólo para el mes de diciembre.
- En total, el ahorro en el mes de diciembre alcanzaría la suma de \$453.294.626 e implicaría la reducción de los subsidios a la demanda residencial anual del 2012 en un 3,81%.

Análogamente, analicemos qué hubiera pasado si las distribuidoras pagaran por cada MWh lo que en verdad le sale al sistema producir un MWh. Es decir, el caso en que la demanda residencial por el componente energía hubiera pagado 272,4\$/MWh en vez de 82,90/MWh.

- Suponiendo que el VAD y los impuestos se mantienen constantes, es decir, la diferencia entre \$337,92/MWh y \$82,90, que es 255\$/MWh se mantiene.
- El precio final que hubiera pagado la demanda hubiera sido un 56% mayor del que en verdad pagaron, es decir, hubieran pagado 527,4\$/MWh.
- Esto hubiera implicado que, según nuestro modelo, la demanda residencial se reduzca en 1.921.042 MWh.
- Además de la reducción en la demanda, el subsidio a la electricidad se hubiera eliminado, alcanzando un ahorro de \$808.028.000. Esto implicaría la reducción de los subsidios a la demanda residencial anual del 2012 en un 7%.

A través de este ejercicio lo que vimos es que, dadas las grossas distorsiones de precios que corrían en el año 2012, la reducción del consumo residencial hubiera implicado ahorros muy grandes del Tesoro Nacional. Además, hubiera quitado stress sobre el sistema de transporte y distribución y se podrían haber evitado cortes. La reducción de la demanda, como también vimos, implica una menor utilización de combustibles alternativos costosos que elevan los precios de todo el sistema. La insuficiente adecuación del sistema de distribución a las necesidades de la demanda actual y futura, dice el decreto 134/2015 en sus considerandos, se originó *“debido a diversos factores entre los cuales se destacan la falta de inversiones suficientes, unida a una deficiente planificación en el ámbito de la distribución de energía que profundizaron los inconvenientes derivados de la falta de renovación de las redes y su ampliación acorde a los cambios de hábitos de consumo de la sociedad, así como al avance tecnológico y la intensificación del consumo por el uso de equipamiento eléctrico domiciliario, especialmente sistemas de climatización, incluyendo sustituciones de otras fuentes de energía por el uso de la electricidad”*. Todas causas que evaluamos e identificamos en el presente trabajo.

Estas diferencias entre los precios finales y los costos de producción hacen que se consuma sin tener en cuenta el verdadero valor del recurso. Los altos consumos, principalmente en las horas pico, y en los meses que presentan temperaturas más extremas atacan la estabilidad y la sustentabilidad del sistema y generan costos de potencia innecesarios. También, este comportamiento afecta la estabilidad macroeconómica y las cuentas fiscales a través de los

subsidios y de la inflación que se genera a través de emisión monetaria para financiar el déficit fiscal.

La falta de señales tarifarias adecuadas que por un lado incentiven al sector privado a efectuar inversiones para ampliar la oferta de electricidad y por el otro sirvan como incentivo al consumidor para un consumo eficiente y racional de electricidad terminó por desembocar en una crisis. De hecho el 16 de diciembre de 2015, a través del Decreto 134/2015 el actual Ministro de Energía Juan José Aranguren declaró la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional hasta diciembre de 2017. Los cortes en el suministro a los usuarios residenciales aumentaron al compás de los picos de demanda residencial en los días y horas más calientes del año. La falta de inversiones y planificación conjuntamente con una demanda residencial indisciplinada han desembocado en el colapso del sistema eléctrico nacional.

5. Demand Response

Como ha quedado en evidencia, tomará un tiempo hasta que la Argentina logre resolver la ilegal distorsión de precios en el sistema eléctrico que ha implicado no sólo caudalosos y crecientes subsidios del Tesoro Nacional, sino también el crecimiento de la demanda de energía y potencia producto de los precios irrisoriamente bajos que ha pagado en todos estos años el usuario final por la energía demandada. El aumento de la demanda fue acompañado principalmente por la instalación de centrales de generación térmica que si bien son menos costosas de construir, sus costos operativos son altísimos, aumentando de esta forma notablemente los costos totales del sistema. Con respecto a las líneas de transporte y distribución, dada la falta de señales tarifarias que incentivarán la inversión en el sector y la pasividad del Estado Nacional a este respecto, llegamos a 2014 con una duración media de interrupción por usuario de 31,83 horas por año para EDENOR, comparadas con las 10,19 horas por año en 2003 y para EDESUR, la duración media de interrupción por usuario fue de 33,07 horas contra 6,39 horas en 2003.¹⁵

Por todo esto, a continuación haremos una breve revisión sobre cómo es la regulación de los monopolios en los mercados de energía eléctrica para luego proponer que, si no sólo se recompusiera el precio promedio que paga la demanda de energía eléctrica sino que también, se le cobrara a la demanda el verdadero costo de la energía en cada momento que es producida, la eficiencia, confiabilidad y sustentabilidad, de las cuales carece el sistema actual, y el bienestar

¹⁵ Ver Decreto 134/2015.

general aumentarían. Se introducen los programas de Demand Response como una herramienta fundamental para tener en cuenta en el camino hacia la normalización del sistema eléctrico.

5.1. Regulación de monopolios en los mercados de energía eléctrica

La regulación en sectores de infraestructura es producto principalmente de los grandes costos fijos y los bajos costos variables que generan economías de escala. En este contexto se consolidan los monopolios naturales que, sin regulación, tienen incentivos a reducir su producción y cobrar un precio alto a los consumidores.

La regulación de los monopolios naturales en el sector de la energía eléctrica se ha basado básicamente en el establecimiento de barreras legales a la entrada de competidores a cambio de regular los ingresos de estas firmas. La protección del poder monopólico se obtiene a cambio de delegar al gobierno la capacidad de regular los precios, que son establecidos, en la medida de lo posible, en el mismo valor que el promedio de los costos, con el objetivo de promover la sustentabilidad del sistema de largo plazo.

Este sistema tiene sus beneficios, como la estabilidad, pero también tiene sus costos. Establecido en el siglo pasado, no ha logrado evolucionar para incorporar las nuevas formas en las que se usa la electricidad y en las que se produce electricidad. Por el lado de la demanda, la masiva incorporación de aires acondicionados en el último decenio ha generado fluctuaciones estrepitosas a lo largo del día que no son desincentivadas sino más bien amplificadas, y en un punto autogeneradas por el único precio promedio observado. Por el lado de la oferta, los recursos energéticos distribuidos y los usuarios contribuyendo individualmente a la red han otorgado flexibilidad y eficiencia a las redes eléctricas de todo el mundo. Ahora los usuarios/generadores y los micro-generadores de energía eléctrica se sitúan cada vez más cerca del lugar en donde se consume la energía, en contraposición al siglo pasado, en el que grandes usinas producían toda la electricidad necesaria y luego se trasladaba a kilómetros de su origen para ser consumida. Además de que en el transporte se perdía muchísima potencia, estas usinas eléctricas se caracterizan por los costos fijos elevados y la poca flexibilidad para adaptar su potencia entregada.¹⁶ Así mismo, ahora contamos con tecnología digital económica que permite a los hogares programar y monitorear el uso de la electricidad y responder automáticamente a cambios en los precios.

¹⁶ Para más información sobre Recursos energéticos Distribuidos y el diseño de sus tarifas y compensaciones ver "NARUC Manual on Distributed Energy Resources, Rate Design and Compensation", Noviembre 2016. De la National Association of Regulatory Utility Commissioners, Washington.

Por lo tanto, en todo sistema regulatorio, es importante evaluar los beneficios pero también los costos y, más aún, re-evaluarlos cuando el contexto cambia y la tecnología avanza. El sistema de tarifas que cobra el costo promedio por unidad de producto establece un precio plano que no incentiva a cambiar el consumo cuando los costos marginales cambian. Esto genera una serie de ineficiencias: se sobre-consume en horas pico lo que aumenta el precio promedio de la electricidad, pone presión injustificada sobre el sistema de transporte y distribución, demanda la incorporación de infraestructura de potencia que se traduce en tarifas más altas y que sólo se utiliza en momentos críticos y requiere que se pongan en funcionamiento fuentes de producción de energía eléctrica que no sólo tienen altísimos costos marginales porque utilizan combustible fósil sino que también dañan el medioambiente.

El gran desafío del regulador del siglo XXI es incorporar las nuevas tecnologías para poder regular a la vez de establecer sistemas que, en línea con los nuevos avances tecnológicos, procuren brindar un servicio estable, reflejen en sus precios los verdaderos costos de producción de energía eléctrica y motiven a un uso del recurso más eficiente que maximice el bienestar social y cuide el medioambiente.

Si consideramos por ejemplo, los objetivos que debe cumplir el ENRE establecidos por la Ley 24.065, notaremos que entre ellos se encuentra “Incentivar y asegurar la eficiencia entre la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas”¹⁷. Qué se entienda como “apropiado” para promover la eficiencia requiere como veremos, volver a pensar el sistema tarifario del sector, y resulta también una obligación del regulador nacional.

En este contexto, surgen como alternativas aquellos sistemas en los que la demanda de electricidad tiene un rol más activo en el mercado eléctrico. Clark (1911) fue el primero en desarrollar teóricamente el sistema de *Time of Use Pricing* para la industria eléctrica. Bye (1926, 1929) por su parte, fue el primero en derivar formalmente la estructura de precios para una demanda pico cambiante. Varios autores han demostrado empíricamente que por ejemplo, *Time-Of-Use Pricing*, tarifa en la que el cliente afronta diferentes precios en diferentes horas del día, con los precios fijos y basados en un promedio histórico de los costos marginales de producción de energía eléctrica para cada hora respectiva, tiene el potencial de aumentar el bienestar social. Algunos de ellos son Boiteux (1960) y Williamson (1966).

¹⁷ Ver <http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/home?openframeset>

5.II. Formas de implementación de Demand Response

Demand Response refiere a la participación activa de los consumidores finales en los mercados eléctricos en respuesta a precios que cambian a lo largo del día en compás de los cambios en los costos marginales de la producción de energía eléctrica.

El departamento de Energía de los Estados Unidos define *Demand Response* como “los cambios en el uso de la electricidad del patrón normal de consumo de los clientes finales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a través del tiempo”.¹⁸

Demand Response puede adquirir diferentes formas de implementación. Real Time Pricing (RTP) es un esquema de precios en el que se cobra el costo marginal de la electricidad en tiempo real. Bajo un esquema de Critical Peak Pricing (CPP) se cobra una tarifa mayor al promedio de los costos marginales sólo en los momentos donde el sistema está exigido. En programas de Time of Use (TOU), se cobra una tarifa plana diferencial por hora que se obtiene del promedio de los costos marginales por hora históricos. Todos estos programas ofrecen a los clientes tarifas que varían con el tiempo y reflejan el costo de la electricidad en distintos períodos. Armados con esta información, los clientes toman sus propias decisiones económicas y responden ajustando su uso de la electricidad.

Otros programas de *Demand Response* basados en incentivos además ofrecen pagos a los usuarios participantes por reducir su uso de electricidad en momentos en los que su distribuidora está exigida y se los requiere. La reducción del uso de la electricidad en momentos en los que se enfrentan grandes precios marginales les permite a las distribuidoras comprar menos electricidad, lo que se traduce en menores precios para todos los clientes, aún para aquellos que no participan en el programa de Demand Response. Además, el moderamiento de la demanda se traduce también en una mayor rentabilidad para las empresas y mayores transferencias para aquellos clientes que están en el programa y contribuyeron a la reducción del consumo.

Además, en momentos en los que la capacidad del sistema se encuentra al límite y las líneas de distribución se encuentran amenazadas, este tipo de programa ha sido exitoso en evitar cortes y perjuicios que se traducen en cientos de inconveniencias como ser problemas en los hospitales, inconveniencias para los electrodependientes, pérdidas de mercadería en los comercios, reducción de la producción y juicios a las distribuidoras, entre otros.

¹⁸ Ver “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them, a report for the United States Congress” (2006).

Como se anticipó, las tarifas planas para los usuarios finales que no reflejan los verdaderos costos de proveer la energía y la potencia llevan a realizar inversiones de capital en todo el sistema eléctrico: incorporación de nueva generación y ampliaciones de las redes de transporte y distribución que resultan ineficientes porque sólo se utilizan pocas veces al año dada la presencia de una demanda indisciplinada y caprichosa que se traducen en mayores facturas eléctricas para los clientes y mayores daños ambientales.

5.III. Impacto de Corto Plazo: Oferta, Demanda y Precios de Mercado

Los sistemas eléctricos tienen tres características importantes:

1. La electricidad no se puede almacenar, por lo tanto, la oferta y la demanda de electricidad tienen que igualarse en tiempo real;
2. Las condiciones de red pueden cambiar significativamente de un momento a otro y su estabilidad se ve amenazada cuando hay desbalances inesperados entre la oferta y la demanda de electricidad, que se caracteriza por ser particularmente variable;
3. El sistema eléctrico es altamente capital-intensivo.

Los sistemas de generación y transporte de energía eléctrica conllevan enormes inversiones de largo plazo y en el corto plazo la producción está sujeta a restricciones de capacidad rígidas. Dado que la demanda es variable, esto significa que habrá momentos en los que habrá capacidad suficiente y los costos marginales de producir electricidad incremental serán sólo el combustible y algunos costos de operación y mantenimiento. En otros momentos, la restricción de capacidad será vinculante, generando que los costos aumenten significativamente y con ellos los precios del mercado mayorista.

El resultado de esta estructura es que el precio mayorista de la electricidad que refleja la interacción entre oferta y demanda varíe constantemente. En la mayoría de los mercados, el precio mayorista cambia cada hora. Sin embargo, el consumidor final observa el precio minorista que es típicamente constante.

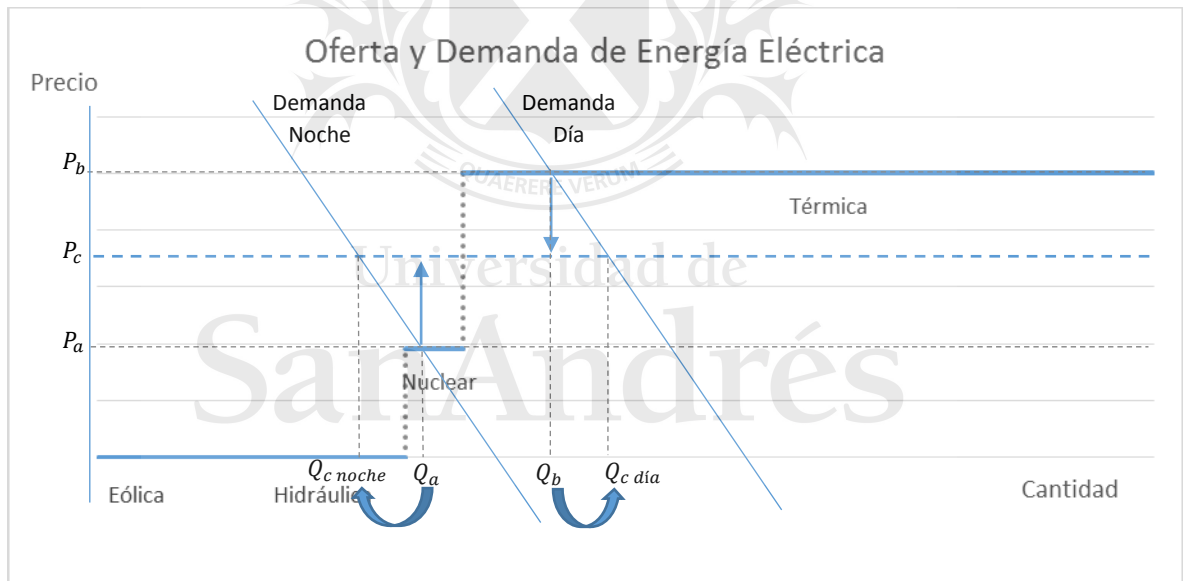
Respecto del primer punto, el mercado eléctrico mayorista se organiza alrededor del "*Marginal Power Plant Principle*". Todos los días se subastan los MW que se estima se van a demandar en cada hora del día siguiente. La demanda es cubierta en primer lugar por las plantas con cero Costo Marginal, es decir, los renovables. Luego cada planta generadora presenta su Costo Marginal y se ordenan las plantas en "orden de mérito" (*merit order*) ascendente según sus costos. Primero se ubican las "*Base load plants*" que son las hidroeléctricas, las que utilizan el carbón como combustible, o las plantas nucleares. Luego las "*peaking plants*" como las centrales térmicas, que

si bien son menos costosas de construir, su costo marginal es mayor porque utilizan el gas y combustibles líquidos para producir electricidad.

Así se cubre el total de MW que se estima se van a demandar al día siguiente. Para cada hora del día se paga a todas las plantas el equivalente al mayor Cmg por MW que se contrató para cubrir la demanda. Debido a las características técnicas de los equipos de generación eléctrica, la curva de oferta tiende a aumentar su pendiente hacia al final, donde se encuentran las plantas con altísimos costos marginales. Esto implica que cuando la demanda alcanza los límites de la capacidad instalada, cada incremento adicional de demanda impone costos cada vez mayores.

Como el consumidor final observa siempre el mismo precio promedio por la electricidad, su curva de demanda tiene una pendiente muy pronunciada que manifiesta su inelasticidad-precio. A su vez, se distinguen dos curvas de demanda, una mayor durante el día y una más reducida por la noche. En el siguiente gráfico se ilustran las curvas de oferta y de demanda.

Gráfico 23. Oferta y Demanda de Energía Eléctrica



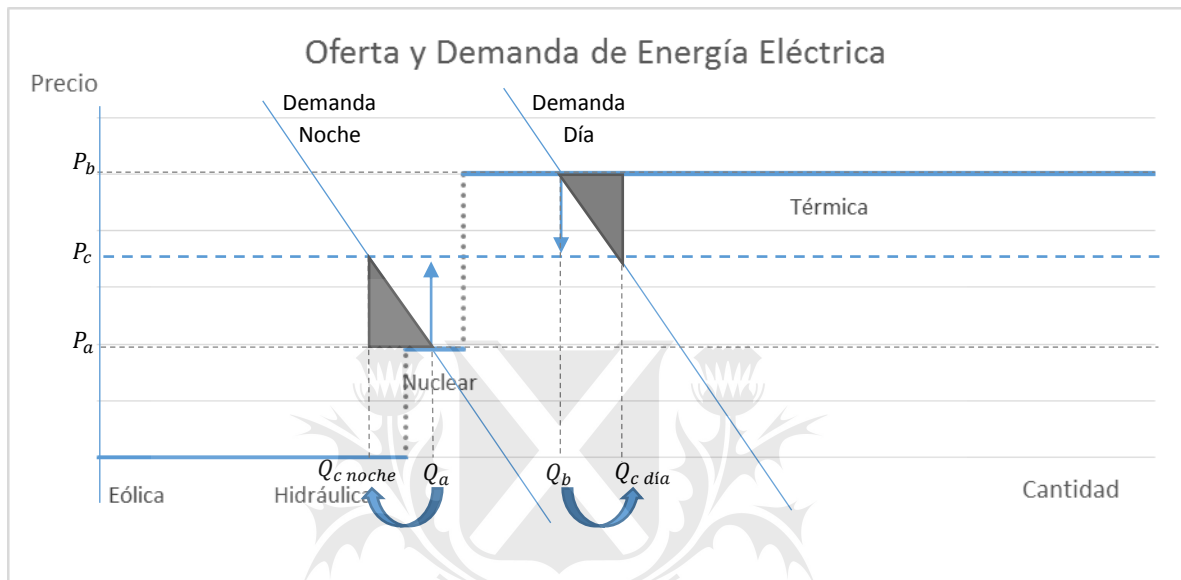
Fuente: Elaboración Propia

Mientras que P_c es el precio que paga el consumidor final, es evidente que durante el día se sobreconsume, pues el precio que verdaderamente refleja los costos marginales es superior que el precio que efectivamente enfrenta - debería pagar P_b que corresponde a un nivel de consumo menor Q_b , sin embargo paga P_c y consume $Q_c \text{ día}$. Durante la noche en cambio está subconsumiendo. La ineficiencia se observa claramente en este esquema. La decisión de consumo no

está basada en precios que reflejan los costos de oferta de la energía eléctrica por hora sino en un promedio de dichos costos.

Esta ineficiencia está representada en el gráfico de abajo por los triángulos sombreados. Estos representan un mal uso de recursos que afecta a la sociedad en su conjunto.

Gráfico 24. Dead Weight Loss en los Mercados de Energía Eléctrica



Fuente: Elaboración Propia

La porción plana de la curva de oferta representa a las "Base Load Plants", como las eólicas, las solares y las hidroeléctricas, que tienen costos operativos muy bajos y funcionan la mayoría de las horas del año. Como también se explicó anteriormente, la porción más escarpada de la curva representa a las "Peaking Plants" que son usadas para cubrir las necesidades de la demanda en momentos críticos y puede que sean usadas sólo unas pocas horas por día. Estas plantas utilizan en general turbinas a gas natural que son relativamente menos costosas de construir que las Base Load Plants pero tienen costos operativos mucho mayores.

Como se explicara también, la demanda de energía eléctrica se caracteriza además por depender del momento del día. El mayor consumo de energía eléctrica se da al mediodía y primeras horas de la tarde y se debe, principalmente a la actividad económica y el estilo de vida de los consumidores, aunque también está influenciado por las tarifas eléctricas que son siempre constantes a lo largo del día.

La ineficiencia que emerge cuando los precios no reflejan los costos marginales de la oferta se denomina "Dead Weight Loss" (DWL) y representa las pérdidas en el bienestar social cuando los

recursos no son utilizados óptimamente. Estas pérdidas están representadas por los triángulos grises y se deben a que el precio que enfrentan los usuarios finales es el promedio de los costos marginales por hora.

En los períodos off-peak (noche) hay electricidad que, de haber sido cobrada acorde a su costo marginal (menor que el precio promedio efectivamente cobrado) hubiera tenido valor para los consumidores, y sin embargo, no es consumida. Esto representa una pérdida para la sociedad.

En los períodos pico, los consumidores no cubren completamente los costos marginales de proveer energía eléctrica en ese momento del día con los precios promedio que enfrentan. Por lo tanto consumen cantidades excesivas de electricidad a un costo mayor que la utilidad que esta energía les reporta. Como esto ocurre en la porción más inclinada de la curva de oferta de energía eléctrica, el DWL puede alcanzar magnitudes sustanciales.

El impacto de corto plazo sobre el mercado de implementar Demand Response yace en reducir estas pérdidas de recursos y por consiguiente, aumentar el bienestar social neto. Como dice en el Informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos al Congreso (2006, 37), *“Demand Response should be fostered as a matter of principle, because any market where customers are not exposed to changes in the costs of supplying power is by definition inefficient and not robustly competitive”*.

Las pérdidas en bienestar dependen directamente de la dispersión entre los costos marginales y el precio promedio que paga la demanda. Por ejemplo, en un mercado en donde todos los días se enfrentan situaciones límite donde se utiliza potencia de generadores con costos marginales elevados y hasta se enfrentan momentos de cortes, los beneficios de Demand Response son considerablemente mayores que en aquellos mercados en los que, en general, se sirve a la demanda con potencia base.

Como ya explicamos, en los mercados de generación eléctrica organizados, las fuentes de generación compiten entre sí, ofertando su producción al mismo precio que su costo marginal y en algunos casos, incluyen márgenes adicionales para recuperar sus costos fijos. La oferta del último generador que se necesita para servir las compras de las distribuidoras establece el precio que vacía el mercado. Esto significa que, como se ve en el gráfico siguiente, una reducción de Q a Q_{DR} no sólo permite evitar los costos variables de la oferta observados en la porción vertical a la derecha, sino que también reduce el precio de toda la energía restante comprada en el mercado. Este impacto depende principalmente del nivel de reducción del precio P a P_{DR} y de la cantidad de energía transada en ese mercado.

En mercados organizados, las distribuidoras en general se aseguran las compras de energía eléctrica a precios determinados a través de contratos a futuro. Por ende, la magnitud de los ahorros de los clientes por reducciones en los precios depende de cuánta energía se transe en los mercados *spot*.

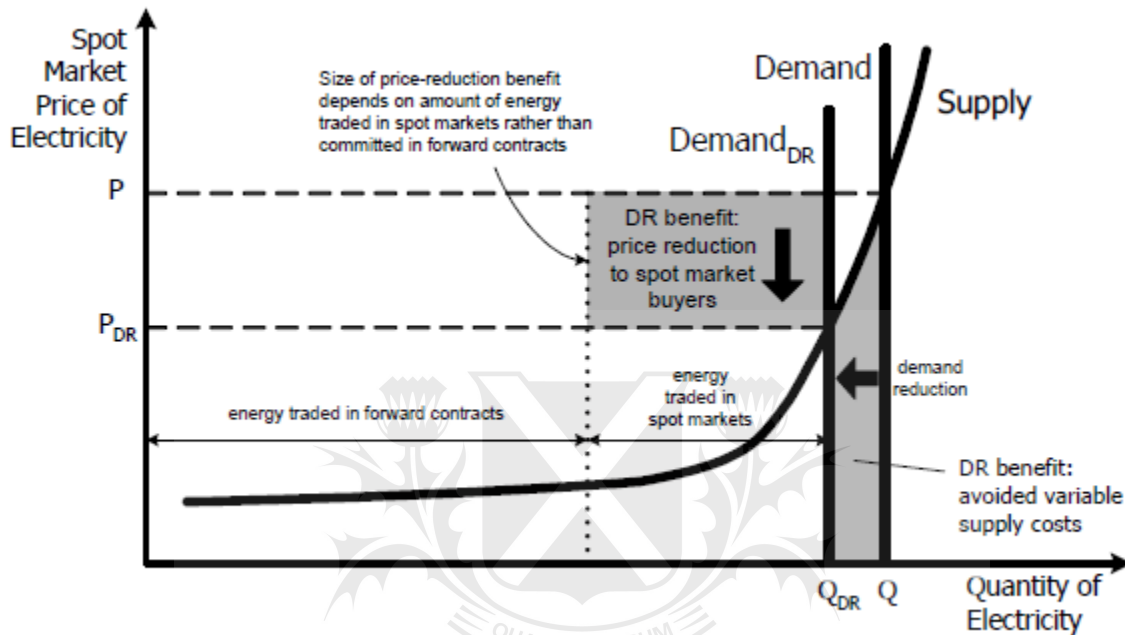


Figure B-3. Impact of Demand Response in Regions with Organized Wholesale Markets

Fuente: "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them, a Report to the United States Congress".2005. Departamento de Energía de los Estados Unidos. p.73.

5.IV. Impacto de Largo Plazo

Reducir la demanda pico del sistema genera que se evite la instalación de nuevos generadores, líneas de transporte y distribución, todo lo que se traduce en facturas menores para los consumidores finales.

Por otro lado, dado que Demand Response alisa el consumo de los usuarios de energía eléctrica, todo el sistema de provisión de electricidad se vuelve más confiable. Los usuarios reemplazan consumo de horas pico por consumo en horas donde el sistema no está exigido. Operativamente el sistema se vuelve más seguro y se reducen las instancias en las que puede haber interrupciones forzadas del suministro que imponen costos financieros e inconvenientes a los clientes.

A este respecto, Borenstein (2002) explica que entre los usuarios que participan del programa, los mayores beneficios serán percibidos por los que detentan un perfil de consumo mayormente alisado, dado que el porcentaje de electricidad que compren en los momentos de demanda pico será relativamente pequeño. Aquellos clientes con comportamientos más inelásticos probablemente obtengan una tarifa más alta resultado de su consumo en las horas pico, aunque el efecto de la reducción generalizada de la demanda en las horas pico los beneficiará en el sentido de que los precios en general, como se explicó más arriba, aún se reducirán.

Además, con el tiempo los clientes se acostumbran a responder a los precios altos reduciendo la demanda o trasladándola a distintos momentos del día. Por lo tanto, si Demand Response consistentemente reduce los precios de mercado y la volatilidad, los contratos bilaterales también decrecerán a lo largo del tiempo en la medida en que la reducción del riesgo del precio en los mercados *spot* presiona a los precios de los contratos de largo plazo a la baja. Esto se debe a que las distribuidoras estarán dispuestas a pagar menos por contratos a futuro que los cubran de precios altos, ya que las probabilidades de fuertes fluctuaciones serán reducidas. En consecuencia, mayor parte de la energía será transada en el mercado *spot*. De esta forma, menores precios que resultan de Demand Response de corto plazo pueden extenderse eventualmente a todo el mercado. El valor de Demand Response yace en la capacidad de reducir la capacidad de ejercer poder de mercado al establecer precios por encima de los costos de producción.

5.V. Medición de los Costos y Beneficios de la Implementación de programas de Demand Response

Para medir empíricamente los costos y beneficios de los programas de Demand Response se han llevado a cabo diferentes tipos de estudios. La metodología de cuantificación de los beneficios aún no ha arribado a un consenso, pero se pueden categorizar los estudios en tres tipos:

- 1) Análisis Ilustrativos
- 2) Planeamiento de Recursos Integrados
- 3) Análisis de Desempeño de Programas implementados

1) **Análisis ilustrativos**

Estos análisis se concentran en estudiar los mercados eléctricos organizados en los que la electricidad se comercializa en mercados *spot* y en los que los generadores ofertan el día anterior a que sea consumida la energía en la subasta de orden de mérito. Su objetivo es explorar las

condiciones bajo las que el equilibrio de mercado competitivo es alcanzado. Estiman través de simulaciones cuánto bajarían los precios frente a distintos niveles de penetración de Demand Response y frente a distintas elasticidades de la demanda en un contexto determinado principalmente por la capacidad instalada disponible.

Borenstein (2002), estudia cómo hubiera afectado contar con un Programa de Real-Time-Pricing durante la crisis energética del 2000 en California. Borenstein argumenta que, incluso con poca penetración, una demanda más activa hubiera generado reducciones muy significativas en el costo mayorista de la electricidad. El trabajo, entre otras cosas, señala los beneficios de Demand Response comparando cómo operan los mercados con y sin Real-Time-Pricing tomando el experimento realizado por CalPX que operó en el "Day Ahead Energy Market" desde abril de 1998 a enero del 2001. Su precio de liquidación de mercado se determinaba a través de una subasta de segundo precio en las que las curvas de demanda y oferta se formaban a partir de ofertas diarias. Como resultado de los precios altos bajo determinadas condiciones particulares del mercado corriente, en CalPX comenzaron a examinar qué pasaría con curvas de demanda apenas más bajas en algunos días en particular. Re-simularon los precios de equilibrio de mercado con demandas hipotéticas más bajas que reflejaban estimaciones razonables de reducción del consumo producto de programas de Demand Response. El resultado del experimento de CalPX fue que los precios de equilibrio hubieran resultado extremadamente menores a los que en verdad ocurrieron, aún con reducciones relativamente pequeñas de la demanda.

Faruqi y George (2002) por otro lado, demuestran a través de simulaciones que las formas más simples de *dynamic pricing*, en las que los precios varían sólo en condiciones extremas de oferta, podrían capturar muchos de los beneficios económicos de Real Time Pricing de una forma factible de implementar a gran escala para consumidores de mercados masivos. A su entender, una demanda que responda a los precios es crítica para el desarrollo de un mercado sano y equilibrado. Sin embargo, ésta no es la norma y no porque sea inherentemente inelástica sino porque los consumidores no tienen la oportunidad de reaccionar a los precios. En este sentido, es responsabilidad del regulador facilitar tanto que las señales de precios alcancen a los clientes como que los clientes puedan responder a esas señales. Si los precios de la electricidad reflejaran los costos de la energía, la demanda se ajustaría para que el mercado se equilibre, amortiguando tanto los precios como la volatilidad. Según Ray Gifford, "*Sending the right Price signals is the rational, cheapest, and best way to conserve energy and save the expense of unnecessary generation*". Lo cierto es que los precios por hora reflejan las características propias de los

sistemas eléctricos y la incertidumbre inherente asociada con la oferta eléctrica, más aún en el contexto actual en el que las matrices cada vez incorporan en mayor medida las fuentes de generación renovable.

Las distribuidoras que no cuentan con programas que permiten a la demanda responder a los cambios en el precio ante picos extremos de demanda deben exponerse a precios exorbitantes por la electricidad adicional que les falta para servir al mercado o, en el corto plazo, controlar directamente la cantidad de energía que distribuyen a través de la implementación de cortes mientras que en el largo plazo se construirán las plantas generadoras necesarias para abastecer los picos.

Por su parte, Braithwait, Steven y Ahmad Faruqui (2001) y Caves (2000) llevan a cabo simulaciones para estimar en qué medida bajarían los precios en el mercado frente a diferentes niveles de penetración de los programas de Demand Response y encuentran beneficios significativos.

2) Planeamiento de Recursos Integrados

Estos estudios se focalizan principalmente en mercados eléctricos integrados verticalmente, que son aquellos en los que grandes monopolios regulados producen, transportan y distribuyen la energía eléctrica. La principal pregunta que intentan responder es cuánta capacidad agregar, en qué momento y hasta qué punto Demand Response es capaz de evitar agrandar el sistema. Su foco se centra en las variaciones de capital necesarias en presencia o ausencia de programas de Demand Response. Tienen horizonte de planeamiento de largo plazo al que le adhieren eventos estocásticos.

En Borenstein (2005) se demuestra por ejemplo que la magnitud de las ganancias en términos de eficiencia de implementar Demand Response es siempre positiva, aún ante demandas con poca elasticidad. Básicamente, el autor construye un modelo de mercado competitivo de generación eléctrica con datos de la demanda y de los costos de producción en Estados Unidos. El equilibrio de largo plazo está caracterizado por una cantidad de capacidad de cada tipo de usina que se construirá, los precios cobrados a los clientes de Real Time Pricing y los precios de aquellos que estén en tarifa plana, y el beneficio que generaría el sistema. El modelo también permite estimar las transferencias que ocurrirían si los clientes que están en Real Time Pricing detentaran demandas más “picudas” (demandas cuyos consumos en hora pico son mucho mayores que sus consumos en hora valle) o más “planas” (consumo parejo a lo largo de todas las horas del día) que los que no están en RTP. Encuentra que debido a la respuesta de los clientes, la producción de electricidad en los momentos pico se reduce y por ende, aquellas centrales de bajo costo de

capital y alto costo variable (térmicas por ej.) reducen su producción y consecuentemente, decrece significativamente la cantidad de capacidad pico instalada. Esto se debe a que el mercado se equilibra aumentando el precio en vez de construyendo capacidad adicional que es usada sólo un par de horas al año. Establecen que las ganancias sociales del RTP superan ampliamente estimaciones razonables de los costos de la implementación del programa (medidores inteligentes por ej.). Por supuesto, la magnitud de las ganancias sociales depende de la elasticidad de la demanda asumida pero, aun con demandas relativamente más inelásticas, los resultados muestran beneficios sustanciales. Aún más, la elasticidad verdadera depende en gran parte de la tecnología disponible para responder a las señales de precios y por eso es que se espera que esta respuesta aumente con el tiempo. Hay que notar que, en términos de bienestar social, si bien el total aumenta, hay transferencias de riqueza de los dueños de las *peaking plants* a los consumidores. Por otro lado, demuestra que los clientes que permanecen con tarifa plana se benefician del hecho de que otros se muevan al programa de Demand Response, y por lo tanto, algunos alegan que se debería subsidiar a los de RTP porque generan externalidades positivas. Otra de las conclusiones obtenidas es que siempre generará más beneficios sociales que la demanda sea más elástica en los momentos picos porque será más capaz de reducir el consumo cuando los precios son altos. Luego hace un *proxy* de la ineficiencia que generan las desviaciones de los precios respecto de sus costos marginales y por supuesto que los errores más costosos son los que ocurren durante los momentos en los que los precios se desvían más de la media. Finalmente concluye que RTP aumenta la eficiencia del mercado al reducir la volatilidad de la cantidad consumida y aumentar la tasa de utilización de la capacidad instalada.¹⁹

Otro resultado importante de Borenstein (2005) consiste en mostrar que, para la mayoría de las elasticidades, poner un tercio de la demanda en Real Time Pricing genera más de la mitad de los beneficios de poner a todos los clientes en el programa. Esto se debe principalmente a que los costos de aumentar el porcentaje de clientes en RTP aumentan a medida que el tamaño de los clientes disminuye hasta tal punto que las ganancias adicionales de poner clientes más pequeños en RTP puede no justificar el costo. Esto tiene consecuencias importantes: no es necesario establecer la obligatoriedad de la adhesión al programa de RTP, y por ende, no es necesario reemplazar con medidores inteligentes todo el mercado sino que basta con que un tercio de los

¹⁹ Para ver más en detalle como varía la inversión en capital necesaria en presencia de programas de Demand Response ver Violette et al. (2006).

usuarios responda a los precios, aun de forma modesta, para que se evite construir capacidad adicional pico y se bajen todos los precios en general.

3) Análisis de Desempeño de Programas Implementados

Estos estudios analizan principalmente en qué magnitud los precios mayoristas de mercado estuvieron influenciados por las reducciones en el consumo de los clientes que participaron de programas de Demand Response y estiman los beneficios directos y colaterales de los precios obtenidos. Los resultados obtenidos en general por estos estudios son menos optimistas que en los otros dos tipos porque son *backward-looking* y no toman en consideración el impacto de largo plazo en los mercados que tiene una demanda más flexible.

Faruqui y George (2005) cuantifican la respuesta de los clientes ante precios dinámicos de la electricidad. Estudian los resultados del Experimento Piloto de Precios del Estado de California y encuentran que todos los tipos de consumidores redujeron conclusivamente el uso de energía en los momentos pico en respuesta a los precios variables. Se demuestra que la magnitud de la respuesta depende del tipo de tarifa, la zona climática, la estación del año, la presencia de aires acondicionados y otras características particulares del cliente.

Hacen un análisis costo-beneficio donde los costos son principalmente la instalación de los medidores inteligentes, la instrumentación de las tarifas y la infraestructura necesaria mientras que los beneficios principalmente se materializan en el impacto de los precios dinámicos en las cantidades consumidas por los clientes y por ende, en la reducción de los costos del lado de la demanda.

Toman una muestra de 2500 clientes en el período julio 2003-diciembre 2004 y se testean distintas estructuras de tarifas. El grupo control permanece en la tarifa estándar mientras que al grupo tratamiento se le asignan tarifas que varían según los costos marginales por hora. Los sujetos pertenecientes a este grupo fueron divididos en subgrupos que enfrentaron distintos precios.

Como resultado obtienen que la reducción promedio estimada en períodos pico en días críticos fue de 13,1%. El impacto varía según el clima: -7,6% en climas templados, -15,8% en climas calurosos. Por otro lado, el impacto promedio en días de semana normales fue de -4,7%, con un rango que va de -2,2% a -6,5%. Además, la demanda se reduce mucho más en los días críticos de verano: -14,4% julio-septiembre y -8,1% en mayo, junio y octubre.

Uno de los principales resultados que obtienen es que el consumo total de energía no se reduce sino que se traslada a los horarios donde la energía tiene menores costos marginales.

Otro resultado importante es el impacto de los aires acondicionados. Faruqi y George encuentran que aquellos clientes con aire acondicionado reducen casi el doble el uso de la energía en los momentos pico respecto de los que no tienen aire.

Además, al igual que Borenstein (2005), encuentran que la reducción en el uso de la energía aumenta con el aumento en la tarifa pero a tasa decreciente.

También encuentran que el uso de los termostatos inteligentes ayuda muchísimo en la reducción del consumo, tanto para los clientes residenciales como para los comerciales.

Boisvert y Neenan (2003) también estudian cuáles son las implicancias en términos de bienestar social de los programas de Demand Response. En este paper los autores encuentran que los precios de la energía se reducen y que aumenta la confiabilidad del *grid* a mayores niveles de penetración de D-R.

5.VI. Elasticidad Precio de la Demanda de Energía Eléctrica

Demand Response se trata de entender cómo se traduce el aumento de precio de la energía eléctrica en la decisión de consumo. El punto principal es medir, *ceteris paribus*, cuánto aumenta/disminuye, en promedio, el consumo de Energía Eléctrica ante un aumento de precio de una unidad. Esto es, la elasticidad-precio de la demanda de Energía Eléctrica.

Los usuarios pueden responder a precios variables de tres formas diferentes:

1. Reducir el uso de la electricidad en los momentos en que los precios son altos.
2. Trasladar consumo de un horario a otro más económico
3. Generar electricidad a través de equipamiento propio en vez de comprar energía a la red en el momento en que los precios son altos.

También es importante medir el nivel de penetración que tienen los programas de Demand Response. Como en general es opcional la suscripción a un sistema con precios que varían con el tiempo, el nivel de aceptación del programa tiene una importancia sustancial.

Se han llevado a cabo numerosos estudios que miden la respuesta de los clientes ante aumentos en los precios de la energía eléctrica, en el contexto de programas de Time of Use o Real Time Pricing, algunos de los cuales ya hemos mencionado.

Aquellos estudios en los que los agentes responden a cambios en los precios representan *Short-Term Price Response*. Como los clientes no automatizan sus respuestas y dependen de sus

acciones manuales para apagar los equipos, se reduce la frecuencia y la extensión en que el consumo se puede reducir. Sin embargo, se estima que a medida que se expanda Demand Response y *Time-Varying-Prices* se vuelva la norma, los clientes harán inversiones costo-efectivas en tecnología para mejorar su habilidad marginal a responder ante variaciones en los precios y así aumentar la elasticidad de la demanda.

En Borenstein (2002) por ejemplo, se mide el nivel de respuesta ante mayores niveles de precios en tiempo real para los clientes de la distribuidora Georgia Power. Encuentra que los grandes usuarios reducen la demanda de electricidad de un 20% a un 30% cuando enfrentan precios en el rango de 25 a 50 centavos de dólar por KWh. En el caso de los usuarios residenciales de Gulf Power, cuando enfrentan precios pico de 30 centavos de dólar por KWh responden reduciendo la demanda en 1.5 a 2 KWh por una o dos horas.

En Boisvert (2004) se toma una muestra de clientes que ya han participado en programas de Real Time Pricing para estimar la respuesta de la demanda a los cambios en los precios por hora de la electricidad publicados con un día de antelación con el objetivo de cuantificar la capacidad de los participantes de cambiar consumo pico por consumo valle. Encuentran que la elasticidad de sustitución pertenece al rango de entre 0,10 y 0,27 y depende directamente del nivel del ratio de los precios pico/valle. Al igual que Boisvert (2003), obtiene que para obtener una respuesta del cliente se necesita inducir señales altas de precios. También encuentra que la respuesta al precio es más alta frente a precios altos durante períodos de corta duración y se reduce dramáticamente cuando aumenta la permanencia de precios altos. A este fenómeno lo denominan "*Response fatigue*".

Faruqui y George (2002) estiman que la elasticidad de sustitución pico/valle es -0,14, es decir que, cuando se duplica el ratio entre los precios altos y bajos cae un 14% el mismo ratio pero de cantidades consumidas. Dependiendo de los electrodomésticos que tenga el cliente, este valor puede caer en el rango de -0,07 y -0,21. Por su parte, la elasticidad precio que obtienen es de -0,3. En el trabajo del Departamento de Energía de los Estados Unidos realizado para reportar al Congreso los beneficios de Demand Response en los mercados eléctricos y las recomendaciones para conseguirlos (2006) se hace un survey de diez estudios empíricos sobre el tema y se normalizan los resultados para poder compararlos, dado que la metodología varía considerablemente entre ellos. De los estudios se concluye que la elasticidad-precio promedio de la demanda va del -0,08 al -0,14. En particular, para grandes industrias y consumidores comerciales está en torno a -0,10. Para los consumidores residenciales va del -0,08 a -0,09.

En síntesis, la mayoría de los estudios encuentran resultados positivos con gran aceptación de los programas por parte de los consumidores y reducción de la demanda. Además confirman que, aún con niveles bajos de penetración de Demand Response, se mejoran los usos de los recursos existentes y la eficiencia del mercado.

6. Conclusión

En este trabajo hemos analizado las condiciones del sistema eléctrico argentino y su evolución en los últimos diez años y hemos identificado las causas que han llevado a la declaración de la Emergencia del Sistema Eléctrico en diciembre de 2015. La prioridad hoy en día es la normalización de los precios medios para que finalmente se cumpla el marco regulatorio integrado por las leyes 15.336 y 24.065 y se logren reducir las Transferencia del Tesoro Nacional.

Teniendo en cuenta que la demanda residencial ha, no sólo aumentado, sino también modificado su patrón de comportamiento intensificándose estacionalmente, hemos estimado la elasticidad-precio de la demanda con el objetivo de cuantificar el impacto que tendría la normalización de las tarifas sobre el consumo de los hogares y sobre los subsidios al sistema en su totalidad. Hemos utilizado una metodología de corte transversal en base a microdatos de la Encuesta Nacional del Gasto de los Hogares 2012/2013 y los cuadros tarifarios de las distribuidoras regionales con sus respectivas tasas impositivas y estimamos cuatro especificaciones diferentes del modelo. Se obtuvo que, para nuestro modelo lineal con efectos fijos por provincia, ante un aumento de un 1 centavo en el precio de la electricidad por kWh, en promedio, se reduce en 5,86 kWh el consumo mensual de energía eléctrica por hogar, *ceteris paribus*. Este resultado es alentador ya que evidencia que la demanda responde de la manera esperada ante cambios en el precio de la electricidad. Además encontramos que la incorporación de artefactos eléctricos en el hogar, y en especial, de aires acondicionados, puede haber sido una de las causas del aumento en la demanda de energía y potencia. Para la misma identificación, al igual que en la literatura reseñada, encontramos que en promedio, una casa que tiene aire acondicionado consume más electricidad que un hogar que no posee aire, *ceteris paribus*.

De aquí se desprende que si se generaran las señales de precios correctas, la demanda de electricidad respondería reduciendo su consumo. Esta respuesta tiene la capacidad de generar grandes ahorros en un contexto en donde la falta de electricidad y confiabilidad en el sistema eléctrico es un problema nacional que afecta a las grandes empresas, a los hogares, al desarrollo económico del país en su totalidad y también al sistema de suministro de gas natural.

También vimos que el mercado eléctrico tiene economías de escala que generan monopolios naturales que deben regularse. En el siglo XX la prioridad era poder servir a la demanda de energía eléctrica de una manera en que se reduzca la volatilidad del sistema. Consecuentemente, el planeamiento eléctrico se ha basado en servir a la demanda pico que se ha asumido inelástica en lo que se refiere al precio. El fracaso en incorporar la flexibilidad de la demanda ha impuesto costos altos e innecesarios de todo tipo a la sociedad, como ser facturas eléctricas elevadas, instalación de potencia que utilizan turbinas a combustión fósil y daños al medioambiente.

Actualmente, los costos de esta forma de regulación exceden a los beneficios. No se puede ignorar que con los avances tecnológicos, la forma de administrar los recursos energéticos tiene que evolucionar hacia un sistema más flexible y representativo de los costos marginales por hora. Un sistema eléctrico que permita ajustes tanto de la oferta como de la demanda mejorará la eficiencia, reducirá costos y beneficiará al medioambiente.

Surge entonces el interrogante, ¿se puede normalizar el sistema de suministro de energía eléctrica argentino sin incorporar a la demanda como actor con capacidad de respuesta?

En el caso de Argentina en particular, los beneficios de implementar Demand Response se amplificarían si consideramos que las fuentes de generación pico funcionan todas las horas del año. Por tanto, la reducción de la demanda implicaría menos uso de combustibles fósiles, y por ende, una reducción directa del costo medio del sistema.

Además, en términos de recursos, dado que nuestra matriz energética es fuertemente dependiente del combustible fósil y que la capacidad de generación de las plantas eléctricas eventualmente se ve reducida por los cortes de suministro de gas natural que enfrentan las generadoras cuando la presión sobre el sistema de gas natural se intensifica, la reducción de la demanda de electricidad dotaría de mayor sustentabilidad tanto al sistema eléctrico como al de gas natural.

En el largo plazo, una demanda más activa no sólo quitaría presión sobre la potencia instalada, sino que también evitaría la instalación de potencia de capacidad de transporte y distribución adicional para servir a las horas pico. Este punto merece especial consideración dada la intensificación del consumo estacional identificada y la precariedad de la infraestructura del sistema que se ha deteriorado en los últimos años debido a la falta de inversiones.

Por lo tanto, es el alisamiento del consumo diario que se lograría a través de señales de precios que representen los verdaderos costos marginales de servir al sistema a lo largo del día lo que: en el corto plazo, aumenta la confiabilidad del sistema, se reduce la presión sobre las redes de

transporte y distribución, se reducen los apagones y se reducen los costos medios debido a la disminución de utilización de combustibles fósiles. En el largo plazo, se re-valúan las necesidades de instalación de nueva generación con altos costos marginales para servir a la demanda de potencia pico, de infraestructura para el transporte y distribución y por ende, se reducen las tarifas que los usuarios finales tienen que pagar. Esto en Argentina sería especialmente beneficioso si consideramos que las líneas de transporte y distribución no se desarrollan desde hace años, y la necesidad de nueva generación es evidente.



Universidad de
San Andrés

Bibliografía

Adilov, Nodir, Thomas Light, Richard Schuler, William Schulze, David Toomey y Ray Zimmerman. 2004. "Self-Regulating Electricity Markets?" artículo presentado en Advanced Workshop in Regulation and Competition, Rutgers Center for Research in Regulated Industries 17th Annual Western Conference, San Diego, CA, Junio 24.

Agostini, Claudio, Cecilia Plottier y Eduardo H. Saavedra. 2009. "La demanda residencial por energía eléctrica en Chile", Disponible en <http://fen.uahurtado.cl/wp-content/uploads/2010/07/inv240.pdf> (último acceso Mayo de 2017).

Barbose, Galen, Charles Goldman y Bernie Neenan. 2004. "A Survey of Utility experience with Real Time Pricing" LBNL-54238, Diciembre.

Barbose, Galen, Charles Goldman, Ranjit Bharvirkar, Nicole Hopper, Mike Ting y Bernie Neenan. 2005. "Real Time Pricing as a Default or Optional Service for Candi Customers: A Comparative Analysis of Eight Case Studies" reporte la Comisión de Energía de California, Lawrence Berkeley National Laboratory: LBNL-57661, Agosto.

U.S. Department of Energy. 2006. "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005".

Boisvert, Richard N. y Bernard F. Neenan. 2003, "Social Welfare Implications of Demand Response Programs in Competitive Electricity Markets" report to Lawrence Berkeley National Laboratory: LBNL-52530, Abril.

Boisvert, Richard, Peter Cappers, Bernie Neenan, y Bryan Scott. 2004. "Industrial and Commercial Customer Response to Real-time Electricity Prices" Neenan Associates, Diciembre 10.

Borenstein, Severin. 2002. "The Theory of Demand-Side Price Incentives" in *Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets*, Hewlett Foundation Energy Series, San Francisco CA, Octubre.

Borenstein, Severin. 2005. "The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing" *The Energy Journal* 26(3):96-116.

Braithwait, Steven y Ahmad Faruqui. 2001. "The Choice Not to Buy; Energy Savings and Policy Alternatives for Demand Response" *Public Utilities Fortnightly* 139(6)

Braithwait, Steven y Kelly Eakin. 2002. "The Role of Demand Response in Electric Power Market Design" report to the Edison Electric Institute, Octubre.

Braithwait, Steven y Michael O'Shea S. 2002. "RTP Customer Demand Response-- Empirical Evidence on How Much Can You Expect" In *Electricity Pricing in Transition*, A. Faruqui and K. Eakin eds., Kluwer Academic Publishers: Dordrecht, Netherlands.

California Public Utilities Commission (CPUC). 2001. "Economic Analysis of Demand- Side Management Programs and Projects", Octubre. Disponible en <http://www.cpuc.ca.gov/static/industry/electric/energy+efficiency/rulemaking/resource5.doc>

Caves, Douglas, Kelly Eakin y Ahmad Faruqui. 2000. "Mitigating Price Spikes in Wholesale Markets through Market-Based Pricing in Retail Markets" *The Electricity Journal* 13(3):13-23.

Caves, Douglas W., Laurits R. Christensen y Joseph A. Herriges. 1984. "Consistency of Residential Customer Response in Time of Use Pricing Experiments" *Journal of Econometrics* 26: 179-203.

Charles River Associates. 2005. "Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot" final report to the California Energy Commission, Marzo 16.

Cont, W (2007): "Estructuras tarifarias en el servicio de electricidad para usuarios residenciales. El caso de las provincias argentinas", FIEL, Documento de Trabajo 95.

Faruqui, Ahmad y Stephen George. 2005. "Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing" *The Electricity Journal* 18(4):53-63.

Faruqui, Ahmad, y Stephen George. 2002. "The Value of Dynamic Pricing in Mass Markets" *The Electricity Journal* 15(6):45-55.

Goldman, Charles, Nicole Hopper, Ranjit Bharvirkar, Bernie Neenan, Richard Boisvert, Peter Cappers, Donna Pratt, y Kim Butkins. 2005. "Customer Strategies for Responding to Day-Ahead Market Hourly Electricity Pricing" LBNL-57128, Agosto.

Hancevic, Pedro. Y Fernando Navajas. 2013. "Consumo residencial de electricidad y eficiencia energética: Un enfoque de regresión cuantílica", FIEL, Documento de Trabajo 120.

Malvicino, F., Margulis, D., Trajtenberg, L. 2016. "Impacto de la Temperatura en la Demanda Eléctrica Invernal en Buenos Aires (1998-2015)".

Margulis, D. 2014. "Análisis de los determinantes de la demanda residencial de energía eléctrica en Argentina". Tesis de Maestría Interdisciplinaria en energía. CEARE. UBA. Buenos Aires.

Mastronardi, Leonardo, María Sfeir y Sebastián Sánchez. 2016. "La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos". LI Reunión Anual. Asociación Argentina de Economía Política.

Secretaría de Planeamiento Estratégico. 2016. "La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos. Ministerio de Economía y Minería. Documento de Trabajo,

Navajas, Fernando, Javier Alejo, Walter Cont, Pedro Hancevic, Mariana Marchionni, Walter Sosa Escudero y Santiago Urbiztondo. 2008. Tarifa social: en los sectores de infraestructura en la Argentina. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL).

Northwest Power and Conservation Council (NPCC). 2005. "The Fifth Northwest Electric and Conservation Plan" NPCC Document 2005-07, Julio.

Train, Kenneth. 1991. *Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly*. MIT Press Books, 1.

Violette, Daniel, Rachel Freeman y Chris Neil. 2006. "DRR Valuation and Market Analyses, Volume II: Assessing the DRR Benefits and Costs" task status report to the International Energy Agency Demand-Side Programme: Task XIII: Demand-Side Resources Project, Enero.

Anexo 1

Tabla 1: Potencia anual instalada por tipo de generación

TIPO	AÑO																
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Hidráulica	9.205	9.247	9.318	9.558	9.628	9.845	9.852	10.223	10.754	10.794	10.795	10.797	10.739	10752	11107		
Ciclos Combinados	6.307	6.363	6.363	6.363	6.363	6.363	6.935	7.046	8.185	8.725	9.191	9.191	9.227	9227	9227		
Turbina a gas	2.223	2.339	2.317	2.277	2.264	2.359	3.512	3.744	3.588	3.493	4.036	4.061	4.035	4.595	5251		
Turbovapor	4.521	4.521	4.526	4.496	4.463	4.573	4.438	4.438	4.438	4.445	4.451	4.451	4.451	4.451	4451		
Nuclear	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.010	1.010	1.010	1.755	1755		
Motor Diesel	4	4	4	4	4	26	267	398	607	1.131	1.347	1.388	1.415	1.415	1834		
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	109	162	187	187	195		
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17		
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	8	8	8	8		
Hidráulica Renovable	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	439	488		
POTENCIA INSTALADA TOTAL[MW]	23.646	23.860	23.914	24.084	24.108	24.552	26.390	27.235	28.427	29.942	31.320	31.447	31.475	32.816	33970		

Fuente: CAMMESA.

Tabla 2: Generación anual por tipo.

TIPO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
OTIMA	24891	25877	25856	28933	35199	32433	34885	42441	43248	36520	32542	30466	49399	53351	53928	63032	66877	63386	66665	73873	82495	82993	83048	86317	90067	96192	10077	10419
TERMICA	19805	19800	19798	20326	20758	20864	22213	26539	33760	43507	43900	38737	55131	59313	42827	37790	36882	40138	40226	39139	36261	40130	40660	39840	36192	42775	46776	49775
NUCLEAR	7091	7792	8200	7118	7536	8020	7437	6986	5731	6541	5393	7052	7133	6374	7153	6212	6849	7589	6652	5882	5904	5732	5238	6519	7677	1372	1372	
EDUCIA + SOLAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	356	462	849	2533	2653	462	
IMPORTACION	2387	3222	331	278	448	1834	3931	5400	2210	5238	1441	2222	359	849	374	2490	2851	2412	423	542	1398	1659	1470	1470	1470	1470	1470	
TOTAL GENERACION	54954	59486	63482	64887	67951	73774	76640	79817	83790	86007	83334	86442	93286	98160	104627	109842	112282	111333	113795	121232	125804	129820	131205	136864	138059	140059	144059	
% de generación térmica	46%	44%	41%	45%	51%	44%	46%	56%	52%	42%	40%	46%	53%	52%	52%	50%	60%	55%	57%	61%	66%	64%	63%	63%	63%	65%	66%	

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

Tabla 3: Serie precio Monómico Medio, PEST y Spot

(\$/MWh)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Costo Monómico Medio	27,4	23,2	28,5	39,3	53,6	66,6	92,5	131,3	168,8	178	256	320	332	389,4	550	635,5	1054,9	
PEST	29,1	26,7	27,7	29,6	38,3	49,8	50,1	49,6	51,4	56,8	56,3	56,7	56,7	119,5	120	120	120	
Precio Mayorista Spot	35,32	24,17	28,74	38,5	53,7	66,6	92,5	131,3	168,8	178	256	320	332	389,4	550	635,5	1054,9	
% del Monómico Cubierto por el PEST	106%	115%	97%	75%	71%	75%	54%	38%	30%	32%	22%	18%	25%	24%	17%	15%	31%	
% de Monómico Cubierto por el Spot	129%	104%	101%	98%	100%	100%	100%	100%	47%	61%	45%	37%	36%	31%	22%	19%	11%	

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

Tabla 4: Serie Subsidios Monómico Medio, PEST y Spot

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Demanda Res. A Monómico	\$ 2.100.031.200	\$ 3.087.002.500	\$ 4.902.610.700	\$ 6.602.443.200	\$ 7.141.716.000	\$ 10.977.536.000	\$ 14.361.280.000	\$ 15.843.704.000	\$ 19.613.688.600	\$ 28.294.200.000	\$ 35.212.419.500	\$ 148.136.631.700
Demanda Res. A PEST	\$ 1.570.293.600	\$ 1.671.987.300	\$ 1.852.014.400	\$ 2.010.459.600	\$ 2.278.929.600	\$ 2.414.200.300	\$ 2.544.639.300	\$ 3.956.153.800	\$ 4.790.091.900	\$ 4.897.468.800	\$ 5.280.477.700	\$ 33.266.716.300
Subsidio	\$ 529.737.600	\$ 1.415.015.200	\$ 3.050.596.300	\$ 4.591.983.600	\$ 4.862.786.400	\$ 8.563.335.700	\$ 11.816.640.700	\$ 11.887.550.200	\$ 14.823.596.700	\$ 23.396.731.200	\$ 29.931.941.800	\$ 114.869.915.400
Subsidio a precios constante	\$ 5.183.842.792	\$ 12.330.263.896	\$ 24.619.931.842	\$ 30.456.682.224	\$ 26.779.074.942	\$ 29.804.403.076	\$ 43.129.453.669	\$ 35.285.938.556	\$ 35.771.442.961	\$ 42.790.651.152	\$ 39.381.128.410	\$ 335.682.854.209
Demanda Grandes Consumos	\$ 4.053.009.600	\$ 5.940.535.000	\$ 8.617.219.000	\$ 11.286.474.400	\$ 11.487.230.000	\$ 17.381.120.000	\$ 22.950.960.000	\$ 24.392.040.000	\$ 29.147.368.800	\$ 41.262.650.000	\$ 48.737.766.000	\$ 225.226.372.800
Demanda Grandes Consumos	\$ 4.053.009.600	\$ 5.940.535.000	\$ 8.617.219.000	\$ 11.286.474.400	\$ 11.487.230.000	\$ 17.381.120.000	\$ 22.950.960.000	\$ 24.392.040.000	\$ 29.147.368.800	\$ 41.262.650.000	\$ 48.737.766.000	\$ 225.226.372.800
Subsidio	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5.937.434.400	\$ 4.452.915.000	\$ 9.573.195.000	\$ 14.361.414.000	\$ 15.575.640.000	\$ 20.165.128.800	\$ 32.259.890.000	\$ 39.534.726.000	\$ 141.860.343.200
Subsidio a precios constante	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 39.412.298.786	\$ 24.521.937.291	\$ 44.488.510.788	\$ 52.551.288.564	\$ 46.213.320.656	\$ 48.651.319.479	\$ 59.003.636.083	\$ 52.015.496.540	\$ 366.914.641.207
Subsidio Total	\$ 529.737.600	\$ 1.415.015.200	\$ 3.050.596.300	\$ 10.529.418.000	\$ 9.315.701.400	\$ 18.116.530.700	\$ 26.178.054.700	\$ 27.461.190.200	\$ 34.988.725.500	\$ 55.656.621.200	\$ 69.466.662.800	\$ 256.730.258.600
Precios Constantes 2016 (IPC San Luis)	\$ 5.183.842.792	\$ 12.330.263.896	\$ 24.619.931.842	\$ 69.928.892.010	\$ 58.301.913.938	\$ 84.302.952.848	\$ 95.790.742.233	\$ 81.519.272.202	\$ 84.432.763.440	\$ 101.791.297.275	\$ 91.396.534.951	\$ 702.597.505.415

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA e Índice de Precios al Consumidor de la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos, Provincia de San Luis.

Tabla 5: Serie uso de combustibles para generación y Monómico

Combustible utilizado	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
GAS NATURAL	1.712.553	1.575.598	1.461.907	1.226.232	1.015.256	944.887	894.234	1.213.469	1.201.818	1.370.807	1.325.194	1.646.606
FUEL OIL (TON)	189.653	266.451	168.882	224.088	305.588	269.661	314.037	249.853	225.243	115.084	118.894	203.167
GAS OIL (m3)	58.822	66.810	34.162	121.900	339.154	618.219	706.747	251.611	90.566	15.851	28.352	48.680
CARBÓN MINERAL	66.613	91.378	51.222	12.183	8.097	19.343	86.776	97.468	98.262	43.566	60.862	89.492
BIODIESEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%de líquidos utilizados	12%	17%	12%	22%	39%	48%	51%	28%	20%	8%	10%	13%
%de aumento de uso de líquidos	-8%	34%	-39%	70%	86%	38%	15%	-51%	-37%	-59%	12%	71%
Monómico	787,9	904,8	893,2	1037,2	1154,0	1328,1	1403,9	1145,6	1053,8	944,6	965,7	1039,7
%aumento monómico	20%	15%	-1%	16%	11%	15%	6%	-18%	-8%	-10%	2%	8%

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

Tabla 6: Demanda de energía eléctrica por sector.

Año Miles TEP	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria	Total	%Res. sobre el total	Δ Porcentual de crecimiento Res.
2000	1848	1528	48	41	2996	6462	29%	
2001	1901	1645	44	41	2927	6557	29%	2,82%
2002	1827	1596	45	42	2929	6439	28%	-3,88%
2003	1855	1681	47	51	3234	6868	27%	1,56%
2004	1935	1780	50	65	3439	7269	27%	4,32%
2005	2097	1940	52	59	3538	7686	27%	8,34%
2006	2280	1964	53	64	3850	8211	28%	8,74%
2007	2562	2216	54	65	3698	8594	30%	12,34%
2008	2697	2277	56	63	3949	9042	30%	5,29%
2009	2780	2325	57	71	3826	9058	31%	3,07%
2010	2937	2285	58	75	4154	9509	31%	5,67%
2011	3108	2439	60	87	4275	9967	31%	5,79%
2012	3230	2460	53	90	4346	10178	32%	3,95%
2013	3448	2600	53	92	4207	10399	33%	6,72%
2014	3773	2524	51	90	4419	10857	35%	9,45%
2015	4047	2620	52	92	4336	11147	36%	7,25%

Fuente: Elaboración Propia en base a Balances Energéticos Nacionales 2000-2015

Tabla 7: Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario MEM.

(GWh)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda Residencial	31532	33373	37339	39114	40122	42881	44879	47722	50369	51444	55409
Menores (< 10kW)	12646	13349	14054	14570	15057	15634	16458	17592	16899	16915	17784
Intermedios (10 y 300 kW)	14135	15066	15996	16817	17304	18121	19197	20104	19708	19591	20075
Mayores (> 300 kW)	34075	35807	35580	35476	32174	34140	35973	35774	38245	38517	38833
Grandes Consumidores	60856	64222	65630	66863	64535	67895	71628	73470	74852	75023	76692
TOTAL	92388	97595	102969	105977	104657	110776	116507	121192	125221	126467	132101
%Res. sobre el total	34%	34%	36%	37%	38%	39%	39%	39%	40%	41%	42%

Fuente: Elaboración Propia en base a CAMMESA.

Tabla 8: Serie ventas de Electrodomésticos GBA

Precios constantes 2010 (IPC San Luis)	2010	2011	2012	2013	2014
Total	14.755.219	14.569.417	14.471.444	14.601.669	12.519.399
AC	1.156.806	1.168.437	1.461.052	1.614.343	1.342.605
Televisores	3.859.069	3.314.752	3.286.525	3.050.569	2.872.210
Equipos de audio	617.170	553.661	519.775	472.215	388.919
Heladeras y freezers	1.216.808	1.226.148	1.120.379	1.106.809	900.215
Lavarropas y lavavajillas	1.016.834	1.033.186	983.174	928.081	727.432
Cocinas y microondas	1.230.927	1.121.334	1.086.537	1.145.062	1.097.138
Computadoras	2.970.935	2.814.085	2.701.508	2.661.396	1.942.065
Otros	2.686.670	3.337.813	3.312.494	3.623.195	3.248.814
%A.C.	8%	8%	10%	11%	11%

Fuente: Elaboración propia en base a INDEC, Encuesta de Comercios de Electrodomésticos y Artículos para el Hogar 2010-2014 e Índice de Precios al Consumidor de la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos, Provincia de San Luis.

Tabla 9: Serie Producción Industrial de Acondicionadores Domésticos

Periodo	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Acondicionadores domésticos (Unidades)	43.000	51.900	59.500	58.000	43.498	84.804	80.112	53.502	112.336	190.930	4.159	39.227	173.527	394.996	751.901	1.005.852	1.373.662	570.897	1.138.006	1.800.535	1.548.830	1.652.856	1.432.759

Fuente: Elaboración propia en base a INDEC, Estadística de Productos Industriales.

Tabla 10: Serie Evolución factura 150KWh mensuales s/imp. EDENOR y EDESUR

Factura Sin Impuestos	Resol 3/2005	Resol 3/2005	Resol 102/2007	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 628/2008	Resol 1/2016
TIRI- 150 KWH/Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FACTURA EDESUR	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	94,52
FACTURA EDENOR	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	90,62
Factura a precios constantes												
2005 EDESUR												
(IPC San Luis)	14,52	13,44	11,02	9,11	7,72	6,08	4,94	4,02	3,04	2,19	1,66	8,24
Factura a precios constantes												
2005 EDENOR												
(IPC San Luis)	14,38	13,31	10,91	9,02	7,64	6,02	4,89	3,98	3,01	2,17	1,64	7,90

Fuente: Elaboración propia en base a Resoluciones ENRE e IPC de la Dirección Nacional de Estadística de la Provincia de San Luis.

Anexo 2: Cálculo de la variable precio

i. Impuestos

Impuestos Cont (2007)							
Código de Provincia	Provincia	Distribuidora	Fdo. Sta. Cruz	IVA	Provinciales	Municipales	Total
6	Buenos Aires	EDEA	0,6%	21%	21%	6%	48,7%
2	CABA	EDENOR	0,6%	21%	0%	6%	28,0%
22	Chaco	SECHEEP	0,6%	21%	11%	0%	32,3%
26	Chubut	SCPLCR	0,6%	21%	N/D	N/D	21,6%
14	Córdoba	EPEC	0,6%	21%	0%	10%	31,6%
18	Corrientes	DPEC	0,6%	21%	0%	0%	21,6%
30	Entre Ríos	ENERSA	0,6%	21%	(1)	18%	39,6%
38	Jujuy	EJESA	0,6%	21%	0%	6%	27,6%
50	Mendoza	EDEMSA	0,6%	21%	5%	0%	26,1%
58	Neuquén	EPEN	0,6%	21%	0%	6%	27,6%
62	Río Negro	EDERSA	0,6%	21%	3%	6%	30,6%
66	Salta	EDESA	0,6%	21%	0%	0%	21,6%
70	San Juan	ESJSA	0,6%	21%	4%	12%	37,1%
74	San Luís	EDESAL	0,6%	21%	0%	6%	28,0%
78	Santa Cruz	SPSE	0,6%	21%	0%	N/D	21,6%
82	Santa Fe	EPESF	0,6%	21%	0%	6%	27,6%
90	Tucumán	EDET	0,6%	21%	0%	15%	36,6%
46	La Rioja	EDELAR	0,6%	21%	1%	14%	36,6%
10	Catamarca	ECSAPEM	0,6%	21%	8%	N/D	29,1%
34	Formosa	REFSA	0,6%	21%	2%	7%	30,1%
42	La Pampa	APE	0,6%	21%	3%	0%	24,1%
54	Misiones	EMSA	0,6%	21%	0%	0%	21,6%
86	Santiago del Estero	EDESE	0,6%	21%	0%	6%	28,0%

Fuente: Cont (2007)

ii. Cálculo del precio por KWh para un consumo de 150 KWh mensuales

Consumo mensual menor a 150 KWh									
Código de Provincia	Provincia	Distribuidora	Cargo Fijo	Cargo por Consumo	Factura s/Imp.	Imp.	Precio c/Imp.	Categoría Tarifaria	Resolución
			\$/mes	\$/KWh	\$/kWh	%	\$/KWh		
6	Buenos Aires	EDEA	5,37	86,00	91,37	49%	0,9057	Tarifa 1R	M.I.V.S.P N°243/12
2	CABA	EDENOR	2,23	12,15	14,38	28%	0,1227	Tarifa 1 - R1	628/2008
22	Chaco	SECHEEP	32,05	31,35	63,40	32%	0,5592	T1 R 0 a 250	9447/13
26	Chubut	SCPLCR	12,44	32,45	44,89	22%	0,3639	Tarifa 1 - R	Disposición 234 DSGP
14	Córdoba	EPEC	14,36	43,79	58,15	32%	0,5102	T1	N° 10 DEPEC 1049/08 Decreto
18	Corrientes	DPEC	6,60	24,60	31,20	22%	0,2529	Tarifa 1 - R1	2668/08
30	Entre Ríos	ENERSA	7,78	37,26	45,04	37%	0,4101	T1 R <500	41214
38	Jujuy	EJESA	15,53	39,47	55,00	28%	0,4678	T1 R	SUSEPU 349/2012
50	Mendoza	EDEMSA	2,84	20,69	23,52	26%	0,1977	T1 R1	146/11
58	Neuquén	EPEN	23,55	46,95	70,50	28%	0,5997	Tarifa 1 - R3	Res. P/N° 0017/11
62	Río Negro	EDERSA	9,24	25,05	34,29	31%	0,2985	Tarifa 1 - R1	Nov. 2011- Enero 2012
66	Salta	EDESA	22,82	45,29	68,11	22%	0,5521	Tarifa 1 - R1 < 10 kW	ENRESP 996/12 Y SE 255/12
70	San Juan	ESJSA	10,47	24,96	35,43	37%	0,3238	Tarifa 1 - R1	009/2011-00/01/1900
74	San Luís	EDESAL	0,88	27,39	28,27	28%	0,2412	Tarifa 1 - R2	Noviembre 2012
78	Santa Cruz	SPSE	13,07	48,15	61,22	22%	0,4963	Tarifa 1 A	40909
82	Santa Fe	EPESF	18,08	33,72	51,80	28%	0,4406	T1 R	40909
90	Tucumán	EDET	6,90	70,42	77,32	37%	0,7041	T1 R	EPRET 440/12
46	La Rioja	EDELAR	5,60	29,45	35,05	37%	0,3191	T1-R10	Res EUCOP 001
10	Catamarca	ECSAPEM	6,36	71,78	78,13	29%	0,6724	Tarifa 1 - R1	S.P.N 09/13
34	Formosa	REFSA	6,57	30,68	37,24	44%	0,3578	Tarifa 1 - R1 < 10 kW	Ag. 2012-Oct.12
42	La Pampa	APE	10,61	68,71	79,31	24%	0,6562	Res 61 a 500	APE 143/11
54	Misiones	EMSA	15,36	39,33	54,69	22%	0,4434	T1 R	Cuadro Tarifario 230
86	Santiago del Estero	EDESE	1,45	22,20	23,65	28%	0,2018	Tarifa 1 - R1 < 10 kW	ENRESE 2011

Fuente: Elaboración propia en base a Cuadros Tarifarios vigentes Noviembre-Diciembre 2012 y Cont (2007)

iii. Cálculo del precio por KWh para un consumo de 300 KWh mensuales

Consumo mensual entre 150 y 300 KWh									
Código de Provincia	Provincia	Distribuidora	Cargo Fijo	Cargo por Consumo	Factura s/Imp.	Imp.	Precio c/Imp.	Categoría Tarifaria	Resolución
			\$/mes	\$/KWh	\$/kWh	%	\$/KWh		
6	Buenos Aires	EDEA	5,37	183,48	188,85	49%	0,9361	Tarifa 1R	M.I.V.S.P N°243/12
2	CABA	EDENOR	8,14	12,60	20,74	28%	0,0885	Tarifa 1 - R1	628/2008
22	Chaco	SECHEEP	32,05	80,58	112,62	32%	0,4967	T1 R 250	9447/13
26	Chubut	SCPLCR	21,32	65,60	86,92	22%	0,3523	Tarifa 1 - R	Disposición 234 DSGP
14	Córdoba	EPEC	14,36	106,58	120,94	32%	0,5305	T1	N° 10 DEPEC 1049/08 Decreto
18	Corrientes	DPEC	6,60	58,74	65,34	22%	0,2648	Tarifa 1 - R1	2668/08
30	Entre Rios	ENERSA	7,78	107,03	114,81	37%	0,5228	T1 R <500	41214
38	Jujuy	EJESA	15,53	93,44	108,97	28%	0,4635	T1 R	SUSEPU 349/2012
50	Mendoza	EDEMSA	17,13	39,45	56,58	26%	0,2378	T1 R2	146/11
58	Neuquén	EPEN	51,88	62,10	113,98	28%	0,4848	Tarifa 1 - R4	Res. P/N° 0017/11
62	Río Negro	EDERSA	12,47	53,40	65,87	31%	0,2867	Tarifa 1 - R2	Nov. 2011- Enero 2012
66	Salta	EDESA	27,82	90,57	118,39	22%	0,4799	Tarifa 1 - R2 < 10 kW	ENRESP 996/12 Y SE 255/12
70	San Juan	ESJSA	23,37	42,30	65,67	37%	0,3001	Tarifa 1 - R2	009/2011-00/01/1900
74	San Luis	EDESAL	12,32	52,44	64,76	28%	0,2763	Tarifa 1 - R5	Noviembre 2012
78	Santa Cruz	SPSE	14,05	102,30	116,35	22%	0,4716	Tarifa 1 A	40909
82	Santa Fe	EPESF	18,08	91,25	109,33	28%	0,4650	T1 R	40909
90	Tucumán	EDET	6,90	158,80	165,70	37%	0,7545	T1 R	EPRET 440/12
46	La Rioja	EDELAR	5,60	58,31	63,91	37%	0,2910	T1-R2	Res EUCOP 001
10	Catamarca	ECSAPEM	6,36	143,55	149,91	29%	0,6451	Tarifa 1 - R1	S.P.N 09/13
34	Formosa	REFSA	7,19	61,35	68,54	44%	0,3292	Tarifa 1 - R1 < 10 kW	Ag. 2012-Oct.12
42	La Pampa	APE	10,61	112,62	123,23	24%	0,5098	Res 61 a 500	APE 143/11
54	Misiones	EMSA	15,36	75,74	91,10	22%	0,3693	T1 R	Cuadro Tarifario 230
86	Santiago del Estero	EDESE	6,79	44,40	51,19	28%	0,2184	Tarifa 1 - R1 < 10 kW	ENRESE 2011

Fuente: Elaboración propia en base a Cuadros Tarifarios vigentes Noviembre-Diciembre 2012 y Cont (2007)

iv. Cálculo del precio por KWh para un consumo de 450 KWh mensuales

Consumo mensual mayor a 300 KWh									
Código de Provincia	Provincia	Distribuidora	Cargo Fijo	Cargo por Consumo	Factura s/Imp.	Imp.	Precio c/Imp.	Categoría Tarifaria	Resolución
			\$/mes	\$/KWh	\$/kWh	%	\$/KWh		
6	Buenos Aires	EDEA	5,37	289,08	294,45	49%	0,9730	Tarifa 1R	M.I.V.S.P N°243/12
2	CABA	EDENOR	10,05	21,15	31,20	28%	0,0887	Tarifa 1 - R2	628/2008
22	Chaco	SECHEEP	32,05	67,18	99,23	32%	0,2917	T1 R 250	9447/13
26	Chubut	SCPLCR	29,85	42,30	72,15	22%	0,1950	Tarifa 1 - R	Disposición 234 DSGP
14	Córdoba	EPEC	14,36	170,03	184,39	32%	0,5392	T1	N° 10 DEPEC 1049/08 Decreto
18	Corrientes	DPEC	6,60	88,11	94,71	22%	0,2559	Tarifa 1 - R1	2668/08
30	Entre Rios	ENERSA	7,78	194,83	202,61	37%	0,6150	T1 R <500	41214
38	Jujuy	EJESA	15,53	102,70	118,23	28%	0,3352	T1 R	SUSEPU 349/2012
50	Mendoza	EDEMSA	17,13	59,18	76,30	26%	0,2138	T1 R2	146/11
58	Neuquén	EPEN	51,88	93,15	145,03	28%	0,4112	Tarifa 1 - R4	Res. P/N° 0017/11
62	Río Negro	EDERSA	12,47	80,10	92,57	31%	0,2686	Tarifa 1 - R2	Nov. 2011- Enero 2012
66	Salta	EDESA	49,73	135,86	185,58	22%	0,5015	Tarifa 1 - R2 < 10 kW	ENRESP 996/12 Y SE 255/12
70	San Juan	ESJSA	23,37	63,45	86,82	37%	0,2645	Tarifa 1 - R2	009/2011-00/01/1900
74	San Luis	EDESAL	13,08	83,48	96,55	28%	0,2746	Tarifa 1 - R6	Noviembre 2012
78	Santa Cruz	SPSE	15,03	162,45	177,48	22%	0,4796	Tarifa 1 A	40909
82	Santa Fe	EPESF	18,08	148,78	166,86	28%	0,4731	T1 R	40909
90	Tucumán	EDET	6,90	246,94	253,83	37%	0,7705	T1 R	EPRET 440/12
46	La Rioja	EDELAR	5,60	83,08	88,68	37%	0,2692	T1-R3	Res EUCOP 001
10	Catamarca	ECSAPEM	6,36	215,33	221,68	29%	0,6360	Tarifa 1 - R1	S.P.N 09/13
34	Formosa	REFSA	9,85	91,49	101,34	44%	0,3245	Tarifa 1 - R2 < 10 kW	Ag. 2012-Oct.12
42	La Pampa	APE	10,61	159,78	170,39	24%	0,4699	Res 61 a 500	APE 143/11
54	Misiones	EMSA	15,36	134,71	150,07	22%	0,4055	T1 R	Cuadro Tarifario 230
86	Santiago del Estero	EDESE	11,97	50,40	62,37	28%	0,1774	Tarifa 1 - R2 < 10 kW	ENRESE 2011

Fuente: Elaboración propia en base a Cuadros Tarifarios vigentes Noviembre-Diciembre 2012 y Cont (2007)