



**UNCUYO**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE CUYO

**FCE**  
FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS

: Licenciatura en Economía

# **ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MENDOZA**

Trabajo de Investigación

POR

**Rodrigo Daniel Gutiérrez**

Profesor Tutor

**Mónica Iris Calderón**

M e n d o z a - 2013

## Indice

---

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>I. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</b>	<b>7</b>
<b>I.1. DEFINICIONES</b>	<b>7</b>
<b>I.2. CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>9</b>
<b>I.3. MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA</b>	<b>10</b>
<b>I.4. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) DURANTE LOS '90</b>	<b>11</b>
I.4.1. CARACTERÍSTICAS	11
I.4.2. ORGANIZACIÓN	12
I.4.3. AGENTES	12
I.4.4. INSTITUCIONES	17
I.4.5. IMPLEMENTACIÓN	17
<b>I.5. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA POST DEVALUACIÓN</b>	<b>18</b>
<b>I.6. EL MEM EN LA PROVINCIA DE MENDOZA</b>	<b>28</b>
<b>II. MODELOS TEÓRICOS</b>	<b>38</b>
<b>II.1. VARIABLES PROPUESTAS.</b>	<b>38</b>
II.1.1. PRECIO DE LA ENERGÍA	39
II.1.2. ACTIVIDAD ECONÓMICA	40
II.1.3. TEMPERATURA	41
II.1.4. STOCK-EQUIPAMIENTO	43
<b>II.2. FORMA FUNCIONAL</b>	<b>45</b>
II.2.1. DEMANDA RESIDENCIAL	45
II.2.2. DEMANDA GENERAL	45
II.2.3. GRANDES DEMANDAS	45
II.2.4. DEMANDA PARA RIEGO AGRÍCOLA	45
II.2.5. DEMANDA PARA ALUMBRADO PÚBLICO	46
<b>III. ANÁLISIS DE LAS REGRESIONES</b>	<b>47</b>
<b>III.1. VARIABLES UTILIZADAS</b>	<b>47</b>
<b>III.2. ANÁLISIS DE LOS COEFICIENTES DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS</b>	<b>49</b>
<b>III.3. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES ENDÓGENAS REZAGADAS Y DUMMIES</b>	<b>59</b>
<b>III.4. MODELOS FINALES</b>	<b>62</b>
III.4.1. EDEMSA (EDEMSA)	62
III.4.2. EDESTE (EDESTE)	64
III.4.3. COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GODOY CRUZ (CGCRUZ)	66
III.4.4. PEQUEÑAS Y MEDIANAS DISTRIBUIDORAS (RESTO)	67
<b>IV. CONCLUSIONES</b>	<b>69</b>

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>72</b>
<b>ANEXO I: VARIABLES</b>	<b>75</b>
<b>ANEXO II: ESTIMACIÓN DE LOS MODELOS</b>	<b>82</b>

## Introducción

---

Desde una perspectiva histórica, la mayoría de los trabajos de demanda de electricidad que utilizan información de hogares surgen durante la década de 1970, período que estuvo caracterizado por una mayor variabilidad en los precios debido a la crisis energética de 1973 y a la implementación de un nuevo esquema regulatorio en el sector eléctrico en los Estados Unidos. En sus inicios los trabajos sobre demanda de energía priorizaron al componente residencial, pero al observar que ésta se caracteriza por su variación a lo largo de un día, una semana o un año se incorporan dos sectores de altísima importancia: la industria y el comercio.

En la literatura sobre el tema se recoge una amplia variedad de procedimientos desarrollados para la estimación y pronóstico de la demanda de energía, que dependiendo de la aproximación que se haga al fenómeno pueden agruparse en modelos tipo top-down y modelos bottom-up.

Los primeros, que responden a un enfoque econométrico y utilizan datos agregados, se basan en el comportamiento histórico observado de los agentes y de los mercados.

Por su parte, los modelos bottom-up utilizan un enfoque más detallado del sistema energético, tanto por el lado de la oferta (características técnicas de funcionamiento de los diferentes tipos de plantas generadoras de electricidad, que puede llegar al detalle de la unidad de producción) como por el de la demanda (información técnica relativa al desempeño de los principales aparatos consumidores de energía utilizados en los hogares o en el equipamiento industrial) lo que implica la utilización de bases de datos muy detalladas.

En Argentina se destaca el trabajo de MATEOS, F., y otros (1999) en el que se buscó cuantificar el impacto de los diferentes determinantes de la evolución del precio de la electricidad en el mercado eléctrico, encontrándose que las variaciones del precio pueden ser explicadas, vía demanda, por las variaciones en el nivel de actividad y la temperatura, y vía oferta, por la potencia disponible, el precio del gas natural y la hidráulidad.

A nivel local, encontramos el ABRIL, J y otros (2004) en el que se describe el comportamiento de la serie de tiempo de la demanda provincial de energía y se realizaron pronósticos de corto y mediano plazo. Otro antecedente es CALDERON (2009) en el que se estima la demanda de energía para cada una de las empresas distribuidoras de la provincia, utilizando una matriz de consumos energéticos por tipo de actividad económica y región, para luego establecer los posibles escenarios para las proyecciones de demanda energética y así elaborar el cuadro tarifario para los años 2008-2012.

## **Planteamiento del problema**

Existen varias razones que llevan a considerar que la estimación de la demanda eléctrica de una determinada zona reviste gran importancia.

La primera, y quizás la más importante, está relacionada con el capital que es necesario movilizar y los plazos de tiempo requeridos para la planificación, construcción y puesta en marcha de nuevas capacidades de generación eléctrica. Una mala predicción de la demanda de electricidad puede implicar un déficit en la generación y problemas de suministro, lo que llevaría ineludiblemente a costos económicos de distinta índole. En este sentido, es un criterio muy extendido entre los especialistas encargados de la actividad de planificación y desarrollo de este sector, el hecho de que es preferible “pasarse”, o sea tener un exceso de oferta, a “quedarse cortos” en la predicción de la demanda y de las nuevas capacidades para su abastecimiento, pues así se evitan las pérdidas vinculadas al déficit de energía y las consiguientes restricciones para poder acceder a la misma. Sin embargo, aquí surge el problema del coste de oportunidad del capital invertido en exceso de capacidades, el cual llevará a una inadecuada asignación de los recursos.

Otras razones por las cuales resulta muy importante la modelización y la proyección de la demanda de electricidad están relacionadas con los problemas del impacto ambiental, seguridad y las consecuencias económicas resultante de la construcción y puesta en marcha de nuevas centrales eléctricas.

## **Objetivos**

La investigación tiene como principal objetivo determinar las características actuales del mercado así como su evolución en el pasado, por lo que se requerirá el estudio del comportamiento de variables que inciden directa o indirectamente sobre el consumo de energía eléctrica y realizar un diagnóstico y análisis de las perspectivas socio-económicas generales que caracterizan al área bajo investigación.

Para poder estimar la demanda eléctrica de la Provincia de Mendoza se estudiará cada sector económico por separado, haciendo una desagregación según los códigos tarifarios vigentes.

- Residencial.
- General.
- Alumbrado público.
- Grandes demandas.
- Riego agrícola.

Luego de haber delimitado el campo de estudio y la desagregación tarifaria, restaría especificar los objetivos específicos.

- Detectar las principales variables que influyen en la demanda eléctrica de la Provincia de Mendoza y cómo éstas determinan el comportamiento estacional de la misma.
- Evaluar la importancia de cada uno de los sectores que componen la demanda total de energía eléctrica.
- Estimar la demanda eléctrica para cada tipo tarifario (T1, T3, T4, T5 y T9), teniendo en cuenta sus características particulares

### **Metodología**

En la estimación de la demanda de energía eléctrica se recurre al uso de modelos teóricos-empíricos, especialmente modelos econométricos. Ellos constituyen un elemento muy importante para construir una teoría y, luego de su construcción, para aceptarla o modificarla. La importancia del modelo radica en el hecho de que permite una “economía de pensamiento” y, en su resolución, cuantificar las interrelaciones de diferentes fenómenos. Esta interrelación no es definitiva, ya que al trabajar con fenómenos observados, estos pueden ser parciales, y además, variables en el tiempo.

Un modelo econométrico utiliza instrumentos matemáticos y estadísticos en auxilio del conocimiento teórico. Su lógica operativa supone:

- Partir de una realidad empírica y de presupuestos teóricos respecto de ella;
- Construir una estructura lógica capaz de representar las principales interrelaciones que se establecen en la realidad empírica;
- Resolver el modelo para la realidad empírica dada;
- Contrastar los resultados obtenidos con los presupuestos teóricos;
- Proyectar sobre la base del modelo, la realidad empírica hacia el futuro.
- Para la concreción del estudio de la demanda de energía eléctrica, se utilizará el siguiente esquema de trabajo:
- Recolección de la información disponible
- Enunciación del modelo teórico aplicable a la realidad empírica.
- Selección a priori de variables independientes y definición del signo esperado de sus parámetros.
- Adaptación de la información empírica a los fines de hacerla apta para el modelo teórico a utilizar.
- Resolución del modelo y discusión de la bondad del ajuste.

- Conclusiones de todo el análisis, con las que se espera que se realimente el conocimiento teórico originario y se pueda construir un modelo prospectivo de la realidad presente.

Por último, para la construcción de los modelos econométricos se utilizarán los siguientes tipos de datos:

- **Datos de panel** de los últimos diez años para cada uno de los códigos tarifarios (T1, T3, T4, T5, T9), información que se obtendrá de la base de datos del Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE).
- **Series de Tiempo** del consumo de energía eléctrica con una periodicidad mensual, desde el año 2003.

La preferencia por usar esta forma de modelización en relación a otras más simples, radica en la riqueza de la información estadística. Gujarati<sup>1</sup> resume las principales ventajas en el uso de los datos de panel respecto a los modelos de series de tiempo o corte transversal, individualmente considerados.

La primera de las ventajas es que los datos relacionan individuos a lo largo del tiempo, no existiendo límite alguno para la heterogeneidad en estas unidades transversales.

La segunda de las ventajas es que al combinarse las series de tiempo con el corte transversal, los datos de panel proporcionan una mayor cantidad de datos informativos, más variabilidad, menos colinealidad entre variables, más grados de libertad y una mayor eficiencia. La tercera de las ventajas es que al estudiar la sección transversal repetida de observaciones en el tiempo, resultan más adecuados para estudiar la dinámica del cambio. Los conjuntos de datos en panel pueden detectar y medir mejor los efectos en los modelos de comportamiento más complejos. Finalmente, los datos en panel pueden minimizar el sesgo que pudiera resultar al trabajarse con pocos individuos o series de tiempo cortas.

---

<sup>1</sup> GUJARATI (2006) páginas 614 y 615

## I. El Mercado eléctrico mayorista

---

### I.1. Definiciones

Antes de comenzar con cualquier tipo análisis y con el objetivo de entender las similitudes y diferencias de la energía eléctrica con otros bienes económicos, se expondrán los conceptos básicos y las características más distintivas de este commodity<sup>2</sup>.

**Energía:** En Física se la define como la capacidad de un cuerpo para realizar o producir un trabajo, ya sea en forma de movimiento, luz, etc. La energía no es un estado físico real, sino sólo una magnitud escalar que se le asigna al cuerpo, es decir que es una herramienta o abstracción matemática de una propiedad de los sistemas físicos (en este caso, su capacidad de efectuar un trabajo).

**Tipos de energía:** La energía se manifiesta de varias formas, ya sean naturales: solar, química (presente en cuerpos combustibles) y bioquímica (presente en seres vivos); o con intervención del hombre en su control: hidráulica, térmica o calórica (originada en la combustión), eólica, eléctrica, etc. Las distintas manifestaciones o formas de energía pueden transformarse unas en otras, con alguna pérdida de eficiencia.

**Energía eléctrica:** Es la forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial o diferencia de carga entre dos puntos. Por un fenómeno físico, esa diferencia de potencial, también llamada tensión o voltaje, permite establecer entre ambos puntos cuando se los une mediante un conductor un flujo de electrones (denominado corriente eléctrica o “electricidad”) que cesará cuando ambos puntos igualen su potencial. El flujo de electrones continuará si se conecta una fuerza externa a este circuito, un generador.

**Generación de energía eléctrica:** Consiste en transformar alguna clase de energía de las mencionadas en energía eléctrica. En la generación para el consumo masivo se recurre a instalaciones denominadas Centrales o plantas eléctricas. Estas pueden ser:

**Centrales termoeléctricas o térmicas:** La fuente de energía es el calor, que puede obtenerse de combustibles fósiles (gas natural, carbón, petróleo y derivados) o de la fusión de un combustible nuclear (por ejemplo uranio). En general consisten en una caldera en la que se quema el combustible para calentar agua; el vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande a continuación en una turbina de vapor (TV), cuyo movimiento impulsa un alternador que genera la electricidad.

---

<sup>2</sup> Para ello nos basaremos en el material didáctico incluido en la página de la Secretaría de Energía. <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3484>.

**Ciclos combinados:** Es un tipo especial de central termoeléctrica más eficiente, ya que los gases de la combustión se usan para mover una turbina de gas (TG) y luego esos mismos gases se transforman en vapor para mover una TV.

**Central hidroeléctrica:** Aprovecha la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua en su caída mueve enormes turbinas hidráulicas que producen la electricidad en alternadores.

**Grupo electrógeno:** Es una máquina que mueve un generador de energía eléctrica a través de un motor de combustión interna.

**Otras centrales:** Solares o Helioeléctricas (utilizan paneles solares fotovoltaicos), Eólicas (molinos de viento), Geotérmicas (aprovechan las altas temperaturas del interior de la tierra) y Mareomotrices (utilizan el cambio de nivel periódico y las corrientes de agua de mares, océanos y lagos).

Además podemos clasificar las centrales dependiendo del servicio que brinden:

**Centrales de base o principales:** su función es suministrar energía eléctrica en forma permanente, la instalación suele estar en marcha durante largos períodos de tiempo y no debe sufrir interrupciones de la instalación. Este tipo de centrales se caracterizan por su alta potencia, y generalmente, se trata de centrales nucleares, térmicas e hidráulicas.

**Centrales de punta:** sirven de apoyo a las centrales de base y tienen como principal función cubrir la demanda de energía eléctrica cuando existen picos de consumo, o sea horas punta. Trabajan en espacios cortos de tiempo durante determinadas horas, su funcionamiento es periódico. Debido a la capacidad de respuesta necesaria, generalmente suelen ser centrales hidráulicas o térmicas.

**Centrales de reservas:** son las capaces de sustituir, total o parcialmente, a las centrales de base en las situaciones de escasez o falta de materias primas (agua, carbón, fuel-oil, etc.) o en el caso de fallas en sus maquinarias. Las centrales a las que se suele recurrir en esos casos son las hidráulicas o con turbinas de gas debido a la rápida capacidad de respuesta.

**Potencia eléctrica:** La potencia da una idea de la rapidez o velocidad con que se realiza un trabajo, es decir que es la cantidad de energía absorbida o disipada por unidad de tiempo. Cuanto mayor sea la potencia de un equipamiento, mayor será la energía que este pueda producir en el tiempo. La potencia en el tiempo produce la energía eléctrica, la cual para pequeñas unidades se mide en joules (un joule es el trabajo de un W en un segundo), pero para medir grandes cantidades se utiliza el kilo watt por hora (kWh) y sus múltiplos, análogos a los de la potencia.

## I.2. Características de la energía eléctrica

La comercialización del servicio de energía eléctrica es más compleja que en otros bienes, MEYER (2000) atribuye esta dificultad a los problemas de intangibilidad, inseparabilidad, variabilidad y caducidad.

**Intangibilidad:** es un servicio de prestación intangible, es decir no se puede percibir por los sentidos, es difícil de definir y no se puede formar una representación mental del mismo. Desde el punto de vista de su comercialización esto dificulta la transmisión de propiedad (cliente no se identifica con él), su promoción (al no poder apelar a los sentidos se debe recurrir a los beneficios), la diferenciación de la competencia y valorar el servicio.

**Inseparabilidad:** como consecuencia de la anterior, el servicio no puede separarse del prestador. Primero se vende y luego se produce y consume al mismo tiempo, lo que impide la producción centralizada y en masa.

**Caducidad:** No existen métodos económicamente viables de almacenamiento. La demanda no puede regularse.

**No direccionalidad:** Es un fluido que no se envía por las líneas o conductores que se desea, sino que fluye según la resistencia que las mismas le oponen.

**Monopolios naturales:** En el transporte y distribución de electricidad las instalaciones y los equipos necesarios para su desarrollo requieren de importantes inversiones iniciales, con tiempos de reposición generalmente largos, superando en la mayoría de los casos los 30 años. Además cuánto más energía distribuyan por sus redes, menor será el costo específico relacionado. Por lo que estas actividades presentan “economías de escala”. La teoría económica aconseja que sea desarrollada por un único prestador en un área geográfica determinada ya que toda otra solución en la que más de un prestador compita por la atención de los usuarios, será a mayor costo para los mismos. Debe, eso sí, utilizarse la regulación estatal para fijar un precio máximo que permita al mercado alcanzar la eficiencia productiva pero también al monopolista recuperar los costos para garantizar la sustentabilidad y no generar racionamiento del consumo.

**Escala de planta:** Se supone, en teoría, que el distribuidor y el transportista de electricidad han construido una escala de planta sobredimensionada y la operan por debajo del óptimo (mínimo Costo Medio). Esto se relaciona con dos características de estos negocios: la necesidad de atender picos extraordinarios de demanda y la necesidad de “redundancias” en la red eléctrica para resolver contingencias de cortes en distintos sectores.

### I.3. Mercado eléctrico en Argentina

La energía eléctrica a pesar de sus peculiares características no deja de ser un bien y como tal, se comercializa en un mercado, denominado en nuestro país Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En el MEM, como en todo mercado, interactúa la oferta (representada por todos los productores o generadores) y la demanda (constituida en gran medida por las distribuidoras de electricidad y los grandes usuarios). Además, cuenta con un soporte físico para llevar el producto desde los lugares de producción a los lugares donde se consume (actividad realizada por los transportistas de electricidad).

La electricidad también posee productos complementarios y sustitutos, y es asimismo un insumo de gran cantidad de productos finales, y por ende parte importante de su costo. Además no cabe duda que es un producto de gran importancia en la economía, ya que es el energético más utilizado en el mundo. Por ello se puede afirmar que la electricidad es el pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social y elemento esencial para el desarrollo tecnológico. Desde la invención de sus principales aplicaciones prácticas (bombilla eléctrica, motor de combustión, turbinas, etc.) ha permitido multiplicar la capacidad de trabajo del hombre y por lo tanto la producción de bienes y servicios. De esta forma, cualquier distorsión artificial introducida en su precio impacta no sólo en sus propios niveles de oferta y demanda, sino también en los precios de toda la economía y, en última instancia, en el crecimiento mismo de un país.

En Argentina se han verificado distorsiones en el mercado eléctrico en varias ocasiones, pero es en realidad a partir del año 2002, y luego de un período de 10 años de existencia de una tarifa sin intervenciones, que dicho fenómeno se ha reiniciado e intensificado en el tiempo, por los subsidios directos, indirectos y cruzados, implícita o explícitamente contenidos en las tarifas pagadas por los usuarios finales.

Para poder ahondar en la situación actual del mercado eléctrico mayorista, es necesario presentar una descripción de su evolución en las dos últimas décadas. Se comenzará con las medidas de liberalización adoptadas a principios de los '90 (las que configuran el nacimiento del mercado eléctrico propiamente dicho), donde existirá un único precio que resulta de la confluencia de demandantes y oferentes, el precio spot. Luego, se marca como hito el abandono de la convertibilidad, momento en el que se empieza a implementar una serie de transformaciones que irán configurando un nuevo mercado eléctrico con cada vez mayor intervención estatal y donde los subsidios (y sus distorsiones) empiezan a cobrar un rol cada vez más importante.

## I.4. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los '90

La crisis eléctrica de 1988-89, con significativos cortes rotativos programados en todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>3</sup>, reducción permanente de la tensión en un 10% y limitaciones horarias al alumbrado público, marquesinas y transmisiones de televisión, puso en evidencia el fracaso del Estado empresario y el agotamiento del modelo tradicional de abastecimiento basado en monopolios estatales y en subsidios indiscriminados al consumidor.

Esta delicada situación del sistema energético y la amenaza recurrente de crisis de abastecimiento obligaron al Estado a evaluar alternativas de reestructuración del sector. A su vez, las hiperinflaciones de 1989-90 hicieron imprescindible ordenar las cuentas públicas vía reducción de subsidios (financiados por el Tesoro). Sin embargo, para poder conciliar estos objetivos con las restricciones imperantes era necesario contar con tres elementos: un ambiente macroeconómico estable (se logró con la ley de convertibilidad, la apertura y desregulación de la economía y el consecuente acceso al financiamiento externo), un marco legal y regulatorio (se sancionaron las leyes 23.696/89 de reforma del Estado que autorizó la privatización de empresas estatales, la ley 23.697 de emergencia económica que creó condiciones para incentivar las inversiones extranjeras en el país y suspendió todo subsidio y la ley específica del marco regulatorio eléctrico 24065/92) y en tercer lugar un conjunto de nuevas ideas (aceptación casi universal por ese entonces del nuevo paradigma sobre el papel subsidiario del Estado en los servicios públicos).

La política de apertura económica seguida por el Gobierno de Menem (1989-1999) se plasmó en el mercado eléctrico a través del reemplazo de un modelo basado en un monopolio estatal verticalmente integrado y con planificación centralizada por un sistema transparente, competitivo, formado mayormente por actores privados, con una planificación indicativa y desintegrado vertical y horizontalmente.

### I.4.1. Características

- Sistema transparente: se creó un MEM que facilitara el acceso, la concurrencia y la formación de precios que otorgaran señales productivas a la oferta. Se crearon reglas eficientes, transparentes e iguales para quienes ya estaban en el mercado y para quienes desearan entrar. Asimismo se fijó un sistema compartido de información en tiempo real.
- Sistema competitivo: se incorporó, en condiciones de riesgo, al sector privado. Se introdujo la competencia donde fue posible (principalmente en la Generación).
- Preponderancia del sector privado: el Estado empresario se convierte en regulador. Se desprende de la gestión (liberando fondos al eliminar los aportes del Tesoro) pero no de

<sup>3</sup> SUAZO (2002) cuantifica los cortes programados en el SIN para el periodo '88/'99 en el orden de los 1.000.000 MWh/año.

su responsabilidad sobre los servicios públicos. Mantiene la regulación (para que los menores costos se trasladen a los usuarios) a través de señales e incentivos, pero sin inmiscuirse con la función de producción de la empresa ni sus costos y ni siquiera en sus planes de inversión

- Planificación indicativa: La decisión sobre nuevas inversiones es descentralizada, y los riesgos de la misma se transfieren al sector privado.
- Desintegración horizontal y vertical: Se separó el MEM en forma vertical en tres actividades: Generación, Transporte y Distribución y también en forma horizontal, creando varias unidades de negocio para cada una de las actividades mencionadas.

### I.4.2. Organización

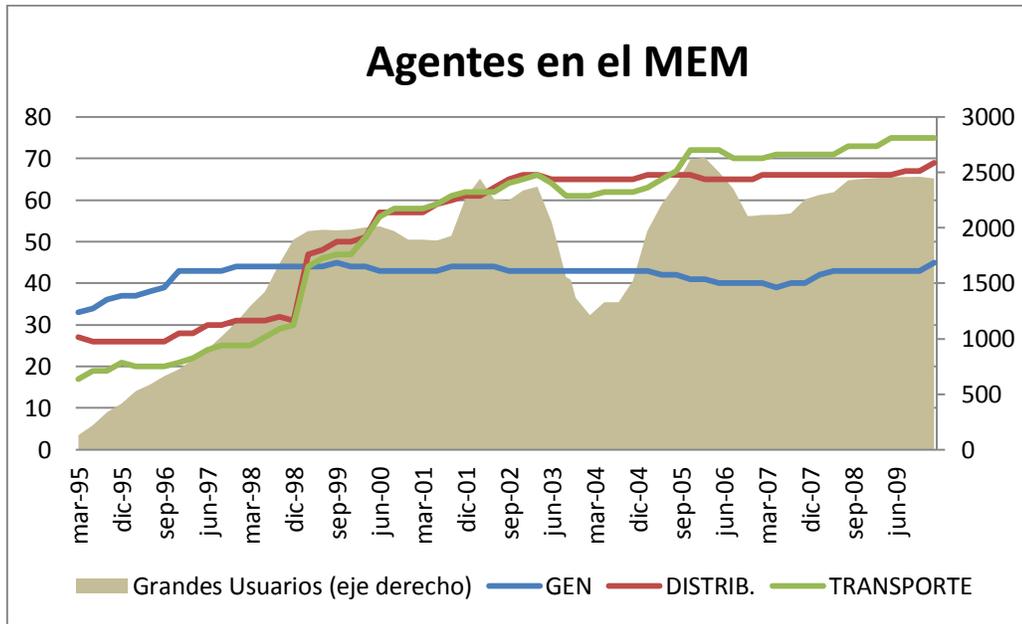
Como ya se mencionó, el MEM es el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, disperso a lo largo del país pero ubicado por convención en el centro de carga del sistema (Ezeiza, Prov. de Buenos Aires), punto en el cual se calcula en forma horaria el precio de mercado (PM) o precio *spot*, a partir del equilibrio de la oferta y demanda global de energía. Cada punto de entrada o salida al MEM se denomina nodo. Cada nodo tiene un precio (llamado precio nodal) y que es igual al PM multiplicado por un “factor de nodo” (FN) mayor o menor que la unidad y que depende del costo de transporte entre el mercado y ese nodo, el cual a su vez es función de las pérdidas de energía ocasionadas por el transporte. También existe un mercado a término o a futuro, en el cual se celebran contratos entre generadores y distribuidores con cantidades, precios y condiciones libremente pactadas y cuya finalidad es añadir mayor estabilidad a las actividades futuras.

### I.4.3. Agentes

Antes de comenzar con el análisis detallado de cada uno, se presenta un gráfico en el que se presenta la evolución de la cantidad de agentes en el periodo bajo análisis.

Indudablemente la evolución de la cantidad de agentes presenta un punto de inflexión en el año 2002, ya que en el gráfico se observan dos periodos bien marcados, el primero abarca los primeros 6 años graficados, donde la cantidad de todos los agentes aumentaba mes a mes. El segundo periodo que se inicia cerca del año 2002, muestra un nivel de estancamiento en la cantidad de agentes.

**Gráfico 1.** Número de agentes en el MEM



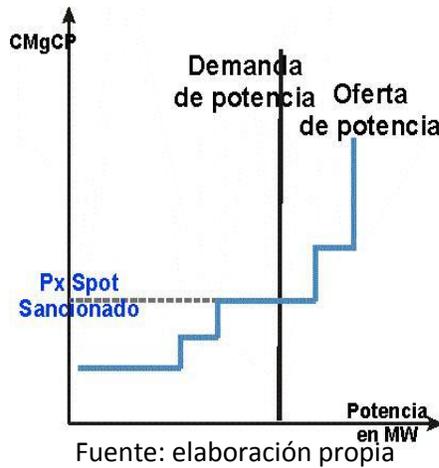
Fuente: CAMMESA.

### Generación

Se concibió como una actividad de riesgo sometida a condiciones de competencia. Por esta razón, en la ley 24.065, dice que “la generación es una actividad de interés general aunque afectada a un servicio público”. Es regulada únicamente en aquellos aspectos que afectan ese interés (temas ambientales y, para las hidroeléctricas, prioridades en el uso del agua) y en cuestiones procedimentales (coordinación del despacho, necesidad de minimizar el costo total de producción, necesidad de mantener una reserva, etc.). Adicionalmente, para evitar conductas contrarias al mercado, ninguna generadora puede contar con participación mayoritaria en actividades de distribución y transporte y no existen barreras significativas al ingreso de nueva generación.

Bajo este esquema la actividad se desarrolló en un sistema de declaración de costos donde la generación más barata desplazaba a la más cara y las usinas era despachadas y remuneradas al precio *spot* horario. Este *spot* dependía del costo de producción de la energía (básicamente el costo del combustible o el del agua), representado por el costo marginal de corto plazo (CMgCP) declarado, medido en el nodo de mercado. El precio sancionado en cada hora era el del generador más caro necesario para atender la demanda en ese instante, determinado luego de construir la curva de oferta en la que se ordenaba las máquinas generadoras en sentido creciente de acuerdo con sus CMgCP (es decir su costo variable de producción).

**Gráfico 2.** Determinación del precio spot sancionado durante la



Al ser horario, el precio *spot* era marcadamente volátil, ya que dependía de factores tan variados como el precio de los combustibles, la disponibilidad de gas durante el invierno (que obligaba a quemar combustibles alternativos de mayor costo), la indisponibilidad de las máquinas, restricciones en el transporte, el ciclo económico, las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, nieve, etc.), la hora del día, si era un día laborable o no, el nivel de agua de los embalses, etc.

Un generador era rentable en la medida en que al ser despachado, la diferencia entre el *spot* sancionado y su CMgCP le permitía cubrir el resto de sus costos fijos. Vale destacar que cada generador recibía además una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema (una forma de remunerar la necesidad de reserva) y otros pagos menores.

#### *Grandes usuarios*

Son consumidores finales que, cumpliendo con ciertos parámetros definidos por la Secretaría de Energía<sup>4</sup>, optaron por contratar su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores, pagando un “peaje” a los distribuidores por la utilización de las redes eléctricas.

#### *Distribuidores*

La distribución de electricidad es un servicio público (ley 24.065), por lo que se incorpora al capital privado a través del sistema de concesión. Las mismas tienen una duración de 95 años, divididos en un período inicial de 15 y 8 de 10 años cada uno. Al final de cada período se re-licita y si la oferta en sobre cerrado del Concesionario supera a la de eventuales competidores, este conserva la concesión. De lo contrario, cobra el monto de la mejor oferta y se retira. Al constituir un servicio público, la distribuidora está obligada a abastecer la totalidad de la demanda requerida, a su costo.

<sup>4</sup> El principal, es la potencia requerida mínima de 30 kW.

La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión. El único atisbo de competencia introducido fue la separación horizontal, lo que permite una competencia por comparación.

En cuanto a las tarifas máximas, las mismas están conformadas por dos términos independientes. Por un lado tenemos el *pass through*, componente que representa el costo de compra de energía en el MEM y que incluye conceptualmente el costo de deneración, el de transporte y las pérdidas de energía producidas por la distribución. Su objetivo es aislar el negocio de distribución de la compra y venta de energía en el mercado, haciendo un “pasaje a través” de la distribuidora de este costo a los usuarios finales. Dada la dificultad práctica de elaborar una tarifa al usuario final a partir de un PM que varía en forma horaria, se creó un sistema de precios estabilizado (precio estacional). Trimestralmente, en el proceso conocido como programación estacional, la Secretaría de Energía sancionaba el precio estacional que regía para ese período, que representaba el precio *spot* medio esperado. Las diferencias entre las compras al precio estacional (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio *spot* (que hacen los generadores) se acumulaban en un Fondo de Estabilización (FE) cuyo saldo se incorporaba en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

El segundo término es el *Valor Agregado de Distribución (VAD)*, el cual remunera la actividad de distribución, y es un valor que se actualizaba semestralmente con índices de inflación de Estados Unidos. Está compuesto por los costos de capital para la construcción y renovación de las redes, costos de operación y mantenimiento y los costos de gestión comercial, incluyendo una tasa de rentabilidad razonable. Los costos de operación y mantenimiento muestran una relación directa con la dispersión de la red eléctrica la que a su vez, por lo general, depende de la concentración poblacional.

Esta remuneración o VAD se fija por un plazo de cinco años al final del cual es recalculada por el regulador para los siguientes cinco años, en el procedimiento conocido como Revisión Tarifaria Integral (RTI). Esta remuneración fija da incentivos económicos a las distribuidoras para aumentar la eficiencia y disminuir el nivel de pérdidas, dado que se apropian del total de la disminución de los costos de distribución hasta el final de cada plazo tarifario.

Por otro lado, la regulación de este sector se basa en el control de los resultados de las empresas y se denomina *price cap*. Si transcurrido cada período tarifario la empresa no logra la rentabilidad esperada *ex-ante*, la tarifa del período siguiente aumentará para reconocerle sus mayores costos. Si la supera, la tarifa disminuirá trasladándole al cliente el beneficio logrado (en el siguiente período tarifario). El método de *price cap* (a diferencia de una regulación de la tasa de rentabilidad) no interviene con la gestión de la empresa, pero requiere controlar la calidad de servicio (y por ende, un regulador fuerte e independiente). El Distribuidor debe cumplir estándares mínimos de calidad en lo referido a nivel de tensión, oscilaciones, frecuencia y

duración de cortes y servicio comercial (plazos de conexión y de rehabilitación, errores de facturación y reclamos). Si incumple recibe sanciones, que constituyen un sistema de incentivos que alienta a mejorar y mantenerla calidad y tratan de reflejar el perjuicio ocasionado a los usuarios por la energía no suministrada. Se independiza así al regulador de realizar un control directo sobre las inversiones de la concesionaria.

### *Transporte*

La actividad de transmisión en alta tensión tiene la tarea de vincular eléctricamente a los generadores con las distribuidoras o los grandes usuarios. Por presentar fuertes economías de escala constituye un monopolio natural. La transmisión de alta tensión (500kV) fue concedida a una sola empresa (TRANSENER) mientras que en la distribución troncal (132kV a 400kV) se crearon cinco monopolios regionales.

Esta actividad se caracteriza por tener las tarifas reguladas, recibiendo distintos tipos de remuneraciones fijas, a saber.

- *Por la energía transportada:* el transporte es remunerado de acuerdo con costos marginales, pero como el CMgCP de esta actividad está dado por las pérdidas de energía que se producen durante el transporte y mayores pérdidas implicarían mayores ingresos para el transportista (lo cual atentaría contra la calidad del servicio), recibe como remuneración un monto fijo anual en dólares (ajustable por la inflación de EEUU), quedándose con los beneficios de una eventual reducción en las pérdidas de energía.
- *Por la capacidad de transporte:* se remunera la operación y mantenimiento del equipamiento de interconexión existente. Son montos fijos por hora por kilómetro de línea.
- *Por conexión:* se remunera la disponibilidad de los vínculos de conexión. Son montos por hora de disponibilidad por cada conexión, pagados por distribuidores y grandes usuarios.

Los dos primeros pagos surgen de un fondo formado por la suma de las diferencias en los valores de la energía y potencia transportada entre nodos. Por lo tanto, esta recaudación no se corresponde con un pago explícito de los agentes del sistema pero aun así mantiene una relación directa con las pérdidas del transporte. Si dicho fondo no es suficiente, se cobran cargos complementarios a los distribuidores (que los trasladan a los usuarios finales) y a los grandes usuarios.

Las empresas transportistas tiene la obligación de brindar libre acceso a la capacidad de transporte existente. No puede comprar ni vender energía para terceros. En cuanto al régimen

de calidad, si incumple condiciones mínimas de disponibilidad y tensión está sujeta a penalidades que pagan a los Distribuidores y al regulador.

La remuneración que percibe constituye una remuneración por capacidad existente. Las ampliaciones deben ser decididas y financiadas por el sector privado. El razonamiento subyacente es el siguiente, como los Distribuidores tienen la obligación de atender toda la demanda o sufrirán penalidades, tienen incentivos para celebrar contratos a término con Generadores y asegurarse la provisión de energía y su transporte. Si por restricciones en el transporte se producen cuellos de botella, existen interesados o beneficiarios para llevar a cabo la ampliación requerida, que son quienes se harán cargo de su costo, mientras que TRANSENER ejecutará y utilizará la ampliación. La expansión puede llevarse a cabo por un contrato entre partes o por concurso público (en este caso la decisión acerca de la realización de la misma surge de un complejo régimen de votación y mayorías entre los beneficiarios).

#### I.4.4. Instituciones

Se crearon dos instituciones específicas.

- **Compañía Administradora Mixta del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA):** empresa privada sin fines de lucro propiedad en un 80% de las cuatro asociaciones civiles que representan a cada uno de los Agentes del MEM. El 20% restante está en poder del Estado Nacional, quien posee poder de veto en temas relacionados con tarifas. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas del MEM (incluyendo los contratos a término y la gestión de cobros y pagos entre agentes).
- **Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE):** ente autárquico creado por la ley 24.065 (Art. 54) en el ámbito de la Secretaría de Energía. Sus funciones son: controlar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión, imponer las sanciones que prevé la ley, establecer las bases para el cálculo de las tarifas en las concesiones de orden nacional, controlar su aplicación y promover la competitividad. Por último, la Secretaría de Energía (SE) se reserva las tareas de autorizar accesos al MEM, aprobar las tarifas de las distribuidoras y la programación estacional, participar en Cammesa y servir como alzada ante resoluciones del ENRE.

#### I.4.5. Implementación

Habiendo descrito el espíritu y la organización del MEM, resta ahora exponer cómo se implementaron estos cambios. Como era de esperar, se siguió una secuencia lógica según la coyuntura del momento: en un primer momento se definió y aprobó el marco legal y

regulatorio; en segundo lugar se constituyeron las unidades de negocio fragmentando las empresas existentes. Se comenzó por SEGBA (1992), dividiéndola en 5 generadoras y tres distribuidoras (EDENOR, EDESUR y EDELAP), ya que debía atenderse la urgencia de recomponer el parque térmico. Luego siguió AYEE, que fue dividida en 17 empresas de generación, y finalmente el resto de las generadoras hidroeléctricas (Hidronor se dividió en 5 unidades) y el sistema de transporte. Luego se elaboraron los pliegos de licitación y/o contratos de concesión, dependiendo la modalidad del tipo de empresa: para la generación térmica se procedió a la venta de los activos, mientras que las centrales hidráulicas se otorgaron por concesión (30 años), estando obligadas a pagar regalías a las provincias en las que operan.

Los segmentos de transporte y distribución se entregaron en concesión entre 1992 y 1994. Cabe destacar que entre 1995 y 1997 varias provincias privatizaron los servicios de distribución (Buenos Aires, Mendoza, Salta, San Luis, etc.) mientras que otras decidieron mantener sus empresas estatales (Córdoba, Santa Fe, etc.). Más allá del funcionamiento y resultados de este esquema que se analizará más adelante, hacia fines de la década comenzaron a observarse algunos problemas en el modelo, aunque ninguno de la magnitud de la principal amenaza constituida por la salida de la convertibilidad, período final que se examinará a continuación.

### **I.5. Mercado eléctrico mayorista post devaluación**

La prolongada recesión, agravada por la suba de las tasas internacionales de interés, el elevado nivel de endeudamiento del Estado (que a su vez incrementó las tasas locales reduciendo drásticamente la inversión privada) y el abultado gasto público minaron la confianza del público en el sistema financiero y hacia fines de 2001 se generó un masivo retiro de depósitos y por ende una caída de reservas, que eran el sustento del régimen de convertibilidad.

Las restricciones impuestas en diciembre (“corralito”) transformaron la crisis no sólo en económica y financiera sino también en social y finalmente en política e institucional. La salida formal de la convertibilidad se produce el 6 de enero de 2002 con la ley 25.561 de emergencia pública y reforma del régimen cambiario, la cual afecta a toda la actividad económica del país, pero algunas de sus disposiciones impactan en forma directa y fuertemente a los agentes que participan en el MEM, como:

- La “pesificación” a la paridad un dólar igual a un peso de las tarifas originalmente consignadas en dólares y la prohibición de indexar las mismas (artículo 8 de la ley).
- Autorización al Poder Ejecutivo para comenzar la renegociación de los contratos de concesión, considerando el impacto de las tarifas en la competitividad y en la distribución de los ingresos, la calidad de servicio y la rentabilidad de las empresas (artículo 9).

- Se impide a las empresas incumplir sus obligaciones contractuales (artículo 10).
- Disposiciones generales: La conversión de las deudas en dólares en pesos a la paridad 1 a 1 y su ajuste por el índice CER (artículo 11), la suspensión de los despidos sin causa y el establecimiento de la doble indemnización (artículo 16) y el hecho de diferir por 5 años la deducción impositiva de pérdidas por diferencias de cambio (artículo 17).

La vigencia de esta ley, provocó un cambio substancial en las reglas de juegos para cada uno de los agentes del MEM, por lo que a continuación se analiza cómo fue su evolución en este periodo para cada uno por separado.

### Generación

La mayor parte de la actividad regulatoria del año 2002 estuvo destinada a mantener operativo al sector Generación, es decir al abastecimiento de la demanda. Es así que teniendo en cuenta el vínculo entre el precio del dólar y el costo de los combustibles utilizados en la generación, la SE emitió una serie de resoluciones que incrementaron la frecuencia de declaración de costos, permitieron declarar costos adicionales al combustible, liberaron dinero del FE para pre-financiación de compra de combustibles o para la realización de mantenimientos mayores de equipamiento e incrementaron la remuneración de la potencia.

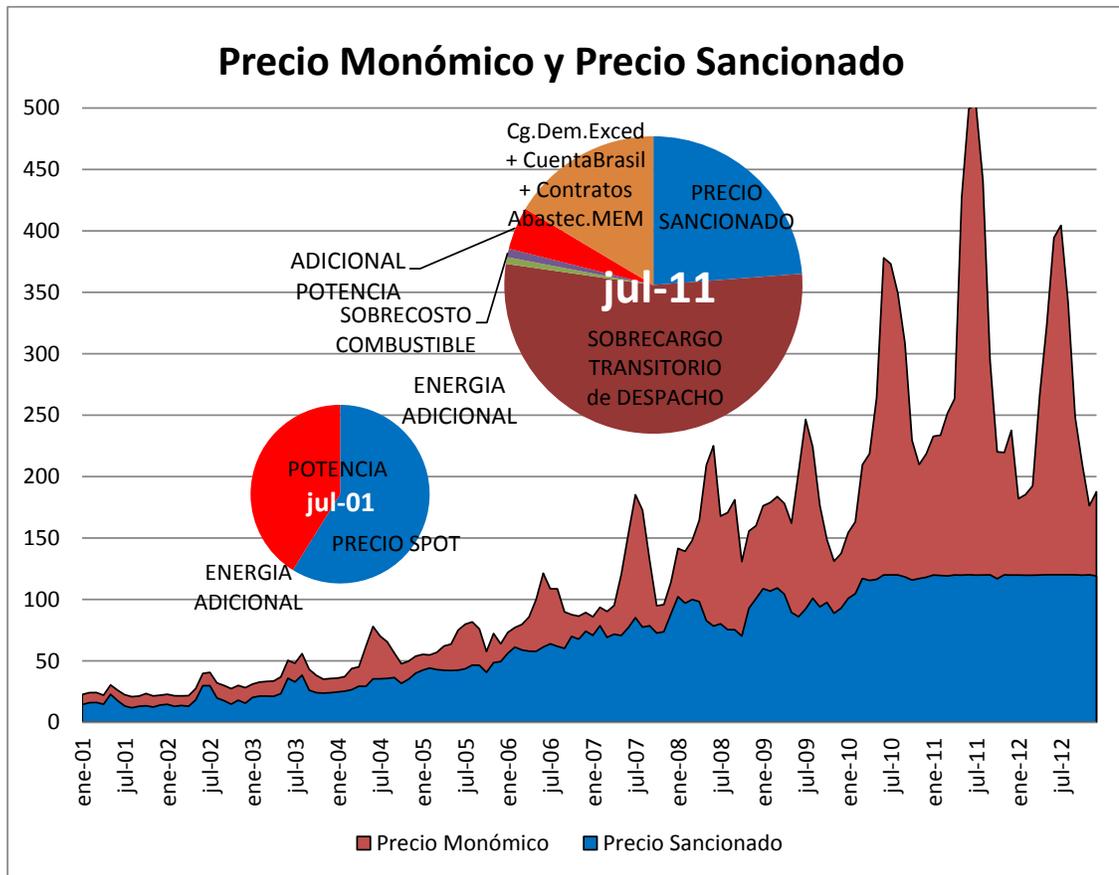
Pero simultáneamente se rompió con la teoría marginalista de fijación de precios, al establecer por Resolución 240/03 un **spot máximo**. A los generadores que declarasen su costo variable de producción (CVP) por debajo de ese precio se les pagaba este *spot máximo* sancionado y a los que declarasen por encima se les reconocía ese CVP, pero pagando dicho sobre costo de un fondo financiado por todos los agentes del mercado. Esta fijación de un precio máximo por debajo del precio de equilibrio generó dos efectos económicos clásicos:

- Una retracción de la oferta: un bajo precio *spot* desalienta las nuevas inversiones en Generación, al impedir la recuperación en el mediano plazo de la inversión inicial necesaria.
- Un aumento de la demanda: si bien la elasticidad precio de la electricidad es baja, su elasticidad ingreso es significativa. Es por ello que en los años posteriores a 2002 se registró un crecimiento sostenido del consumo de electricidad. También contribuyeron el mayor aumento de los precios de bienes sustitutos (principalmente gas) y la mayor propensión al consumo para evitar mantener activos monetarios en un contexto de inflación creciente.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los precios monómico y sancionado, los cuales luego del abandono de la fijación marginalista del precio, empiezan a alejarse más el uno del otro. Recordemos que el precio monómico de la energía indica el costo promedio de un

KWh habida consideración del pago de potencia que se debe hacer y de los costos totales incurridos para generar ese KWh, (que obviamente incluyen entre otros al spot sancionado). Por otro lado, el precio spot sancionado (que luego de la ley de emergencia económica, en 2002, es *el spot sancionado máximo*) es el precio que se les paga a todo generador que produzca a ese precio o a uno inferior. Si un generador produce por encima del spot se le reconoce ese “sobre costo” y se financiará, en su gran mayoría, con transferencias del Estado Nacional. Por lo que estos subsidios se pueden aproximar como la diferencia entre el precio monómico y el spot sancionado.

**Gráfico 3.** Evolución del precio monómico y spot sancionado (enero 2000-diciembre 2012)



Fuente: CAMMESA y SE

Para comprender mejor la composición del precio monómico, se eligen el mismo mes pero de distintos años para que resulten comparables entre sí. Por ejemplo se prefiere julio, al ser el mes donde históricamente existió el precio más alto por razones estacionales de demanda.

Primero se toma como referencia del periodo “de fijación marginalista del precio spot” a julio de 2001, en el cual el precio spot representa cerca del 60% del precio monómico y la

diferencia entre estos dos estaba explicada únicamente por los cargos por potencia instalada (se utilizaba para remunerar los generadores de reserva). Se observa que hasta 2003, el precio spot era el único responsable por el aumento estacional del precio monómico (es decir esto implicaba que los cargos incluidos en el monómico aparte del spot eran constantes). Esto es totalmente coherente con el método utilizado para remunerar a los generadores en este periodo, ya que en invierno como se requería de mayor generación para abastecer la demanda, el ajuste se realizaba vía precios (subía el spot), lo que subía el precio monómico y más generadores entraban al MEM a ofrecer esas cantidades extras de energía requeridas.

Si se toma cualquier julio luego del “abandono de la fijación marginalista” se puede observar que el precio monómico exhibe picos cada vez mayores, lo que implicaría que los costos de producción aumentan año a año. No obstante, si se lo compara con el precio spot sancionado, éste ya no es el único responsable del aumento del costo (es más a final de la serie, el spot queda congelado nominalmente en 120 pesos), por lo que existen otros componentes que serían los responsables. ¿Pero cuáles? Para responder la pregunta, se elige el mes de julio de 2011, donde el precio spot se encuentra congelado en 120 pesos, pero el precio monómico era 4 veces mayor (alcanzando los \$502.95)<sup>5</sup>. En Julio de 2011, el precio sancionado era responsable sólo del 25% del precio monómico, el otro 75% se repartía entre:

- el sobrecargo transitorio de despacho (53%): cargo para financiar parcialmente el costo incurrido por generar electricidad con otros combustibles distintos del gas natural. Menos eficientes y con mayores costos (como fuel oil o incluso gas oil).
- Cg.Dem.Exced + CuentaBrasil + ContratosAbastec.MEM (16%): que principalmente el costo atribuible a la importación de energía desde Brasil.
- Resto (6%)

Es así que a partir de 2002 se pasó de un esquema regido por las fuerzas del mercado a una con fuerte intervención estatal. Esto se evidenció claramente con el abandono de la fijación marginalista del precio spot, lo que produjo mayores costos de producción, menos rentabilidad a los generados y abultados subsidios a las energéticas, lo que redundó probablemente en una menor eficiencia asignativa.

La mayoría de las múltiples intervenciones durante la década se orientaron a “acercar” las curvas de oferta y demanda de electricidad utilizando distintos mecanismos destinados a aumentar la oferta y/o a reducir la demanda.

---

<sup>5</sup> Si bien el precio de julio de 2011 es el máximo de la serie, este dato probablemente sea superado por el julio de 2012 cuando se publique el Informe anual 2012 de CAMMESA (en abril o mayo de 2013) y sea revisado el precio monómico publicado (\$404.95) agregándole los cargo correspondiente a costos por importación de energía de Brasil. Estos costos no se publican en los informes mensuales (y que fueron la fuente para armar la serie) y sólo se dan a conocer con los informes anuales.

### *Mecanismos para aumentar o sostener la oferta*

El más importante fue el uso de combustibles alternativos, como es el gas. Dado que es el combustible más barato y eficiente para la generación térmica y un recurso usualmente abundante en Argentina (incluso fue exportadora del mismo en los '90). Obviamente, la análoga pesificación del precio del gas generó para ese producto efectos adversos similares: caída de la producción, reducción de las reservas comprobadas, aumento de demanda y escasez. El escaso gas disponible se destinó al consumo residencial, a aquellas máquinas generadoras de electricidad que no podían usar combustibles alternativos y cuyo despacho era indispensable y por último al uso industrial.

Otras medidas adoptadas para procurar combustibles fueron la suspensión exportación de gas (Res SE 265/2004), la compra de fuel oil a Venezuela (desde 2004), la compra de fuel oil y gasoil para los generadores directamente por Cammesa, la importación de gas natural desde Bolivia, el racionamiento de gas a industrias (principalmente desde 2007) y la firma de acuerdos de precios con los productores de gas.

Durante este periodo se destaca el uso intensivo de la potencia instalada. El crecimiento de la demanda hizo que fuera necesario que prácticamente toda la potencia instalada del país esté despachada. Cammesa comenzó a intervenir obligando a las generadoras térmicas a postergar paradas por mantenimientos preventivos. Paradójicamente, esto empeoró la disponibilidad, debido a la sobreexigencia de las instalaciones y al uso de combustibles alternativos de menor calidad que aceleran el deterioro de las turbinas.

Por otro lado ante el déficit energético se hace necesario recurrir a la importación de electricidad, principalmente desde Brasil. El porcentaje de la demanda cubierta de esta manera fue del 1.6% entre 2002 y 2010, triplicando el valor del período 1994-2000.

Todos los eventos antes mencionados (aumento de la demanda, inflación, uso de combustibles más caros) a los que se sumó el aumento del precio internacional del petróleo, determinaron un crecimiento sustancial del precio *monómico*, mientras que el precio estacional se mantuvo fijo, reflejando el congelamiento de las tarifas a usuario final. Esta situación generó un déficit del Fondo de Estabilización (FE), el cual fue cubierto principalmente (salvo por lo indicado en el siguiente inciso) y en forma creciente por aportes del Tesoro Nacional. Estos aportes a un fondo cuyo destino original era amortiguar diferencias temporales entre el *spot* y el estacional constituyen los discutidos subsidios del Estado al precio de la electricidad. Como puede verse, los mismos no son otorgados en forma específica a ninguna empresa, a diferencia de los subsidios tradicionales.

Al agotarse el saldo del FE en 2003 la SE estableció un orden de prioridades de pagos en virtud del cual los generadores solo cobran su CVP declarado y los pagos por potencia. Los

márgenes variables no pagados representan un crédito de los generadores para con el MEM. En 2004 se “invitó” a los generadores a convertir sus acreencias por dicho concepto en una participación en dos proyectos de ciclos combinados a construir con recursos del “Fondo para inversiones que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM” (FONINVEMEM).

Este fondo se constituyó con un cargo específico que pagó la demanda no residencial de todo el país, terminándose la construcción en 2008 y cerrándose el ciclo combinado en 2010, representando un importante alivio a la crisis energética.

Hacia fines de 2010 se estableció un esquema similar para las acreencias del período 2008-2011, pero no en forma conjunta sino a través de acuerdos con cada generador.

En el marco de estos nuevos acuerdos de fines de 2010 también se aumentó el precio de potencia, pero sin trasladarlo a la tarifa del usuario final y sujetando su pago a que cada central alcance un cierto nivel mínimo de disponibilidad.

Otra medida que vale destacar fue el nuevo precio del Fondo Nacional de Energía Eléctrica. Este fondo (FNEE) es facturado por Cammesa (a razón de un precio por kWh) a los distribuidores, quienes a su vez lo trasladan en su tarifa a los usuarios finales, y se destina a un fondo para el desarrollo eléctrico del Interior (FEDEI). Para fomentar estas obras se determinó que dicho precio varíe con la facturación media de los generadores al mercado, aunque finalmente se le puso un tope a dicho valor para evitar aumentos adicionales.

Por último se puede mencionar la creación de ENARSA. En octubre de 2004, por ley 25.943, se crea Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), empresa integrada por el Estado Nacional, Provincias e inversores privados, que busca actuar en toda el área energética. Su principal contribución al mercado eléctrico ha sido la instalación, a partir de 2008, de grupos generadores transportables de baja potencia, en el marco del programa de Generación Distribuida.

#### *Mecanismos para reducir la demanda*

En 2004 se creó el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE). El mismo está basado en un sistema de premios a quienes reducen su consumo en más de un 5% contra un año base que permanece fijo (2003) y castigos a quienes no lo logran. Es incluido en su facturación por las distribuidoras metropolitanas (y aquellas provinciales que adhirieron a ese esquema). Con el correr de los años se introdujeron modificaciones a este programa haciéndolo más exigente. El excedente estaba destinado originalmente a engrosar el FE, aunque luego esto se modificó, como se verá más adelante.

A fines de 2007 el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) instituyó otro programa, el programa nacional de uso racional y eficiente de la energía (PRONUREE), destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía. Sus principales disposiciones son el régimen de etiquetado de eficiencia energética, el programa de ahorro de energía en la Administración Pública, un plan de educación energética y el plan de reemplazo de lámparas incandescentes por luminarias de bajo consumo.

Por otro lado, durante 2004 se incrementó tres veces el precio estacional (el cual hasta ese momento había sido único para todos los clientes), sancionando y trasladando a tarifa final distintos precios para cada categoría tarifaria. Conviene ilustrar la filosofía de esta medida con un extracto del informe anual del ENRE de 2004: “A diferencia de lo ocurrido con anterioridad a 2002, cuando la sanción de precios se correspondía exclusivamente con la información declarada por los distintos agente, en esta oportunidad se consideraron además las distorsiones en materia de ingresos generadas a partir de la salida de la convertibilidad y la capacidad de pago de los usuarios, las pequeñas demandas (residenciales) no vieron modificaciones en el precio de compra de la energía”. Durante 2005 se discontinuó esta política de aumentos, hasta fines de 2008, donde se produjo una situación que será analizada luego.

La Secretaria de Energía, crea en 2006 el “servicio de energía plus”, en la que se establece que todo usuario con demanda de potencia superior a 300kW debe gestionar la contratación del excedente respecto a su demanda del año 2005 ya sea en forma independiente (por ejemplo con grupos electrógenos) o a través del servicio de energía plus. Este último consiste en la oferta de generación adicional ingresada al MEM a partir de septiembre de 2006. Los contratos de abastecimiento que se firmen entre los demandantes y los generadores bajo este plan no están sujetos a las limitaciones del precio *spot*, y se acordará un precio que cubra los costos de generación y deje un margen de ganancia (el cual será definido por la SE). Los clientes de más de 300kW que no contraten su demanda adicional deberán estar dispuestos a reducir carga a pedido de Cammesa o pagarán el excedente de energía a un precio igual al costo real (es decir no subsidiado) de las máquinas necesarias para cubrir esta mayor demanda. Cammesa factura a las distribuidoras esos costos y estas los trasladan a los clientes correspondientes.

También se debió recurrir a las restricciones en el consumo, siendo el período más crítico de abastecimiento el frío y seco invierno de 2007, con el agravante de la faltan de gas. Se aplicaron entonces las disposiciones del punto anterior. El balance de publicación de EDENOR de 2007 relata adecuadamente este período: “...a partir del 30 de mayo y hasta el 26 de agosto,... CAMMESA dispuso restricciones en el suministro (...), los clientes con registros de demanda superiores a 300kW recibirán diariamente el valor de demanda máxima autorizada y el horario en el cual dicho valor no debía ser superado”. El año 2008 se sobrellevó sin mayores contratiempos debido a temperaturas más benignas, el ingreso de los nuevos ciclos combinados

del FONINMEM y la crisis mundial que retrajo el nivel de actividad. Igualmente en octubre de ese año se dispuso un adelantamiento de 60 minutos.

### *Distribucion*

A los fines de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Ley 25.561, se creó en 2002 una comisión de renegociación de contratos dependiente del Ministerio de Economía y con participación de representantes de los usuarios. Durante ese año se intentó dar aumentos de VAD en tres oportunidades, utilizando sucesivamente un mecanismo de audiencia pública, una disposición de la ley 24.065 y un decreto del PEN. Todas esas tentativas fueron frustradas por presentaciones judiciales de asociaciones de consumidores o del Defensor del pueblo. En 2003 se creó el Ministerio de Planificación, que tomó competencia en esta materia y creó la unidad de renegociación y análisis de contratos de servicios públicos (UNIREN), la cual a fines de 2004 cerró su primer “Acta Acuerdo” con EDELAP; en 2005 adhirieron EDENOR y EDESUR, con adecuaciones.

Estos acuerdos establecían un período de transición de un año en el cual las distribuidoras:

- Recibían un incremento promedio del VAD del 28% que excluía a usuarios residenciales.
- Podían solicitar un ajuste de las tarifas cada seis meses cuando sus costos hubieran aumentado más de un 5%, medido por un Índice de Variación de Costos (IVC) formado por una “canasta” específica para cada distribuidora.
- Comprometían un plan de inversiones para el siguiente año.
- Seguían un régimen de calidad de servicio diferencial menos exigente, el cual de cumplirse permitía convertir penalidades en inversiones.
- Suspendían sus acciones en el CIADI y aceptaban no pagar dividendos
- Acordaban un plan de financiación sobre sus penalidades impagas destinadas a usuarios, las cuales se ajustaban por los aumentos de VAD obtenidos o a obtener.
- Llevarían a cabo junto al ENRE el proceso de RTI

Finalizado el plazo de un año se implementaría la RTI que recompondría definitivamente los contratos de concesión. Luego de varias demoras, cada acta acuerdo fue aprobada por el PEN y los primeros incrementos de VAD comenzaron a aplicarse en febrero de 2007, más un retroactivo a noviembre de 2005 a facturar en 55 cuotas.

Respecto a la RTI, si bien las distribuidoras efectuaron los estudios necesarios y presentaron sus resultados al ENRE, la falta de voluntad política para concluir este proceso llevó a sucesivas postergaciones y consecuentes ampliaciones del “período de transición”.

En generalm las distribuidoras cumplieron sus obligaciones durante este período de transición, mientras que sólo recibieron dos recomposiciones parciales y extemporáneas de su VAD bajo el mecanismo del IVC: en 2007 (10%) y en julio de 2008 (18%), en este último caso incluyendo por primera vez a los clientes residenciales. Como compensación parcial, a partir de 2008 se les permitió retener los fondos PUREE recaudados a cuenta de los montos de IVC pendientes de aplicar, pero dichos fondos deberán ser reintegrados al FE cuando se autorice su inclusión en tarifa.

Respecto al principio del *pass-through*, en general fue respetado, ya que todo aumento del precio estacional fue trasladado a tarifa, excepto el caso del aumento del FNEE en 2006, cuando inicialmente las distribuidoras soportaron ese mayor costo. Luego se les permitió compensar esa diferencia con los fondos PUREE recaudados, hasta que finalmente se pasó a tarifa en 2008.

El hecho más reciente en términos de tarifa se produjo durante 2009 y tomó cierta notoriedad en los medios. Su génesis fue la sanción en noviembre de 2008 de un incremento de precios estacionales que establecía una nueva segmentación de la demanda residencial en tres categorías adicionales para consumos mayores a 1000 kWh bimestrales (menor a 1400, menor a 2800 y mayor a 2800 kWh) para los cuales el precio estacional nuevo era aproximadamente tres, cinco y nueve veces superior al anterior, respectivamente.

El problema se desató en junio-julio de 2009, cuando el relativamente pequeño universo de clientes con altos consumos se engrosó durante el invierno, recibiendo entonces dichos clientes facturas con incrementos sustanciales respecto al bimestre anterior. A raíz de las múltiples quejas de los usuarios, en agosto la SE decidió sancionar cuadros tarifarios especiales para el período invernal (junio a septiembre) que mantuviesen los precios estacionales anteriores al aumento de 2008, debiendo las distribuidoras re-facturar o reintegrar la diferencia. También debieron éstas desdoblarse el cargo variable de todas sus facturas, identificando los montos con y sin subsidio del Estado Nacional, es decir aplicando un cuadro tarifario supuestamente “técnico”, que reflejaran el verdadero costo de la energía y mostrando como un crédito (con fondo de color rojo) el “subsidio al consumo” llegando así al total a pagar según el cuadro tarifario realmente aplicado. Por último, la inscripción “Consumo con subsidio del Estado Nacional” con letra roja debe atravesar el fondo de la factura. El esquema de cuadros tarifarios invernales se repitió en 2010, 2011 y 2012.

### *Transporte*

Las empresas de transporte atravesaron durante esta década una situación similar a las de distribución, y similar fue la recomposición de sus ingresos:

- Firmaron en 2005 un acta acuerdo aumentando su remuneración un 31%, a cambio de un compromiso de inversiones, una calidad de servicio promedio y el no pago de dividendos.
- Dicha Acta contemplaba también una RTI que nunca fue efectivizada y un mecanismo de IVC, aplicado solamente en julio de 2008 (alrededor de 25%).
- En 2010, el ENRE les reconoció todos los IVC adeudados compensando los mismos con financiamiento que les había otorgado Cammesa para mantener operativa la empresa.
- Luego de algunos años de estancamiento las inversiones en alta tensión han crecido significativamente merced a un plan federal de transporte manejado a través de un fideicomiso entre las transportistas y Cammesa.

### *Consideraciones finales del periodo*

El 'congelamiento' en las tarifas finales minoristas cobradas por los distribuidores, que en principio puede ser percibida como beneficiosa por el usuario final, genera en realidad una serie de problemas y trastornos a mediano y largo plazo, algunos de los cuales son fácilmente evidenciables y otros que se pueden entender luego del análisis detallado el funcionamiento del MEM realizado en los apartados anteriores.

A continuación, se realiza una enumeración no taxativa de los problemas presentes en la actualidad.

- Una tarifa baja en términos relativos y absolutos fomenta el derroche del recurso.
- Lo anterior se acentúa en un contexto de alto crecimiento económico motorizado por el consumo (en vez de por la inversión) y acompañado por una elevada inflación, factores que promueven la compra de artículos de confort que nuevamente incrementan el consumo eléctrico (por ejemplo aire acondicionado, microondas, calefacción eléctrica, etc.)
- La consecuente mayor producción de electricidad incrementa el costo de los insumos necesarios para generarla (principalmente combustibles líquidos y gaseosos) y por lo tanto presiona también al alza al precio pagado por los usuarios finales.
- La escasez de gas (el insumo de producción térmica de electricidad más barato y eficiente) debido a un panorama similar en ese mercado, deriva en la utilización de sustitutos sub-óptimos en cuanto a precio y rendimiento, como el fuel oil y el gas oil.

- Los bajos precios reconocidos al productor brindan una señal económica que desalienta la inversión en nueva oferta de generación, necesaria para sostener adecuadamente el sistema eléctrico y acompañar el crecimiento de la demanda.
- El congelamiento del precio final, sin respetar la ecuación económica de transportistas y distribuidores, produce una reducción de inversiones que en última instancia afecta la calidad del servicio que percibe el usuario actual (frecuencia y duración de cortes, nivel de tensión, etc.) pero también dificulta la incorporación de nuevas industrias y el incremento de capacidad de las existentes, por falta de fondos para realizar las generalmente significativas inversiones para darles suministro, que la tarifa actual no permite repagar en el tiempo.

Estos fenómenos no sólo han redefinido totalmente el funcionamiento del MEM, sino también creado un alto grado de incertidumbre en toda la economía debido a la falta de premisas claras sobre la probable evolución futura del precio de este *commodity*, hoy totalmente distorsionado.

## I.6. El MEM en la Provincia de Mendoza

La Provincia de Mendoza participa en el mercado eléctrico mayorista tanto por el lado de la demanda (a través de la demanda eléctrica de las Distribuidoras y los Grandes Usuarios) como por el lado de la oferta (ofreciendo la energía producida por los generados instalados en el territorio provincial). Además como ya se expuso en los apartados anteriores, en el mercado eléctrico se precisa de un agente adicional que conecte la demanda con la oferta: el transportista (para nuestro caso DISTROCUYO). En los siguientes párrafos se intentará caracterizar el mercado eléctrico provincial, analizando las características particulares de cada uno de sus agentes.

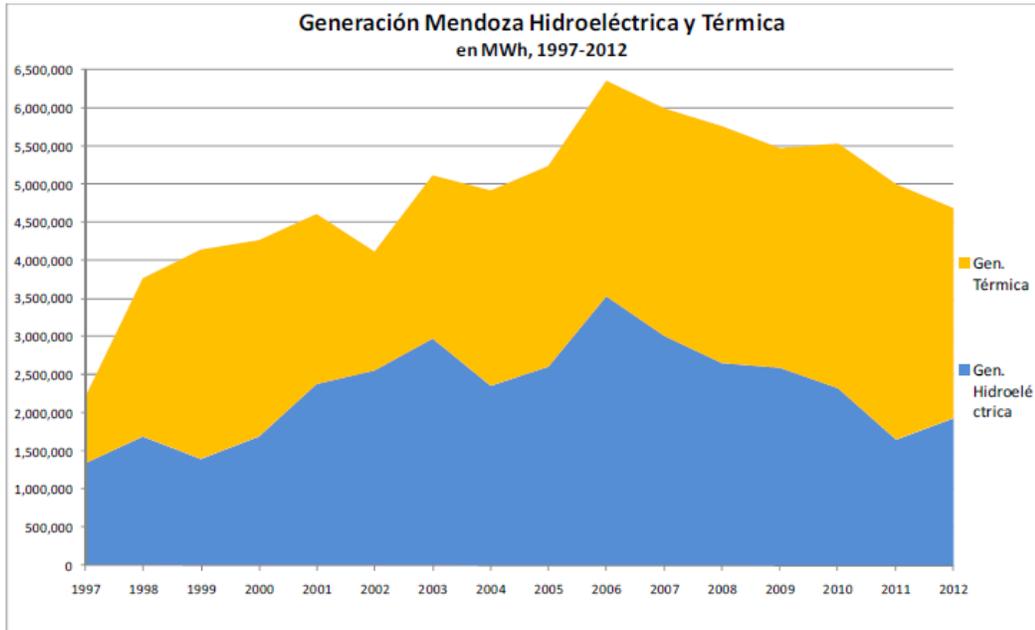
### *Generación*

La Generación de energía eléctrica en la provincia de Mendoza está compuesta por generadores que utilizan fuentes fósiles para producir energía a través de procesos térmicos (generación térmica) y por otros que aprovechan los saltos de agua para hacer funcionar las turbinas (generación hidroeléctrica).

En dicha provincia, la generación posee una estacionalidad muy característica: mayor producción en verano y una reducción considerable en el invierno por el menor aporte hidráulico de los ríos, por lo que históricamente la generación prácticamente duplica sus valores durante los meses de verano. Este fenómeno se debe a que el mayor derrame se produce durante el verano debido al régimen nivel de los ríos y al peso que tiene la generación hídrica sobre la total.

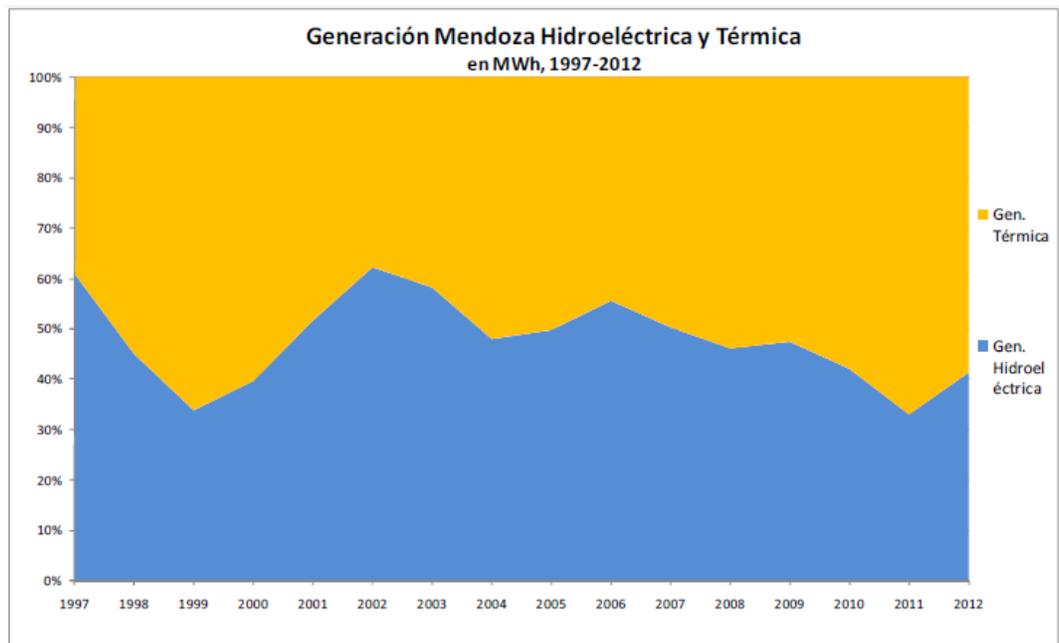
Para comprender mejor el comportamiento de la generación local, se muestra en la siguiente página la composición de la generación local para el período 1997/2011, tanto en términos absolutos (MWh) como relativos (%).

**Gráfico 4.** Generación eléctrica en Mendoza según tipo (en MWh)



Fuente: EPRE

**Gráfico 5.** Generación eléctrica en Mendoza según tipo (como % del total)



Fuente: EPRE

Si bien se aprecia un notable aumento en la generación eléctrica de la provincia (crece más de un 150% en el periodo analizado), hasta que no se analice la demanda, no se puede saber a priori si este crecimiento fue suficiente para acompañar la demanda.

Lo que evidentemente se puede concluir con los gráficos anteriores es que cada vez, el peso de la generación térmica es mayor. Como consecuencia de esto, se estaría pasando de un esquema equilibrado de generación (50-50) y relativamente más amigable con el ambiente (dado que la generación hidroeléctrica no contribuye a la emisión de CO<sub>2</sub>), a uno por más intensivo en combustibles fósiles, más contaminantes y con costos marginales de producción generalmente mayor.

Otro aspecto importante de destacar, es que si bien la generación hidroeléctrica se suele utilizar como la generación “base” por excelencia (se esperaría una generación constante todo el año), como se adelantó al comienzo del apartado, en nuestra provincia la variabilidad intraanual es significativa (al existir un régimen estival de escurrimiento) la cual es potenciada por la importante variación interanual (los caudales año a año son muy irregulares). Es decir durante un año hidrológicamente “pobre” como 2010 y 2011 la generación retrocede significativamente.

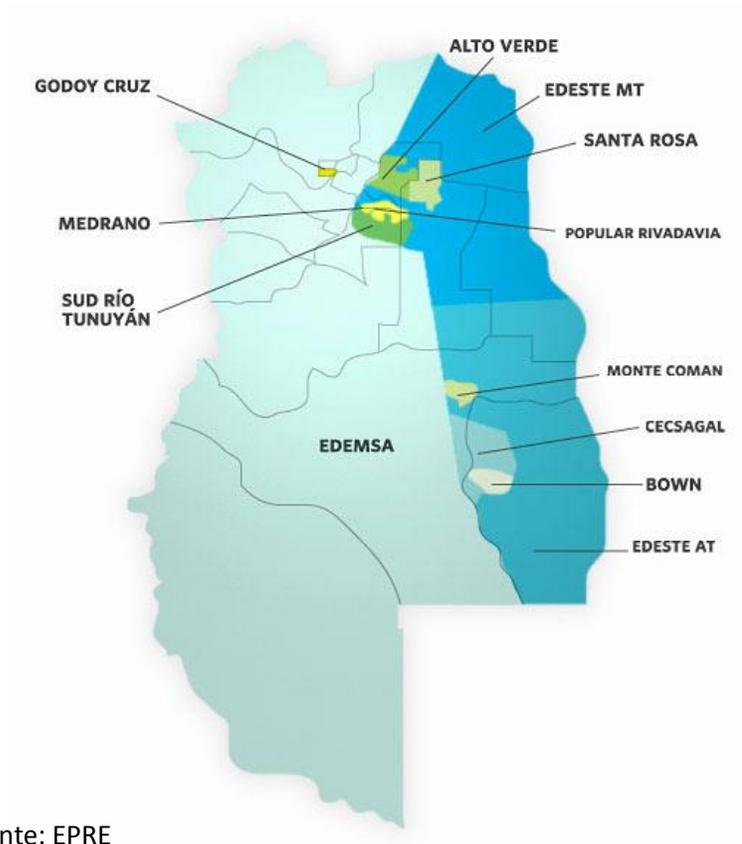
### *Demanda*

La demanda eléctrica de la provincia de Mendoza está compuesta por las GUMAs y por las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica (distribuidoras), a saber:

- Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A. (EDEMESA)
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EESTE S.A.)
- La Cooperativa, Empresa Eléctrica de Godoy Cruz Ltda.
- Cooperativa de Electrificación Rural Alto Verde y Algarrobo Grande
- Cooperativa de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL)
- Cooperativa Eléctrica y Anexos Popular Rivadavia Ltda.
- Cooperativa de Electrificación Rural Santa Rosa Ltda.
- Cooperativa de Electrificación Rural Sud Río Tunuyán Rivadavia Ltda.
- Cooperativa de Obras y Servicios Asistenciales y Consumo COSPAC de Bowen Ltda.
- Cooperativa Eléctrica y de Servicios Públicos Medrano Ltda.
- Cooperativa Eléctrica Monte Comán Ltda.

Se presenta a continuación, un mapa en el que se marca el área de concesión de cada una de las once distribuidoras, como se apreciará existe una marcada heterogeneidad de zonas de coberturas (algunas abarcan muchos departamentos como EDEMSA y otras se reducen a pequeñas localidades como la Coop. Elec. Monte Comán o la COSPAC de Bowen).

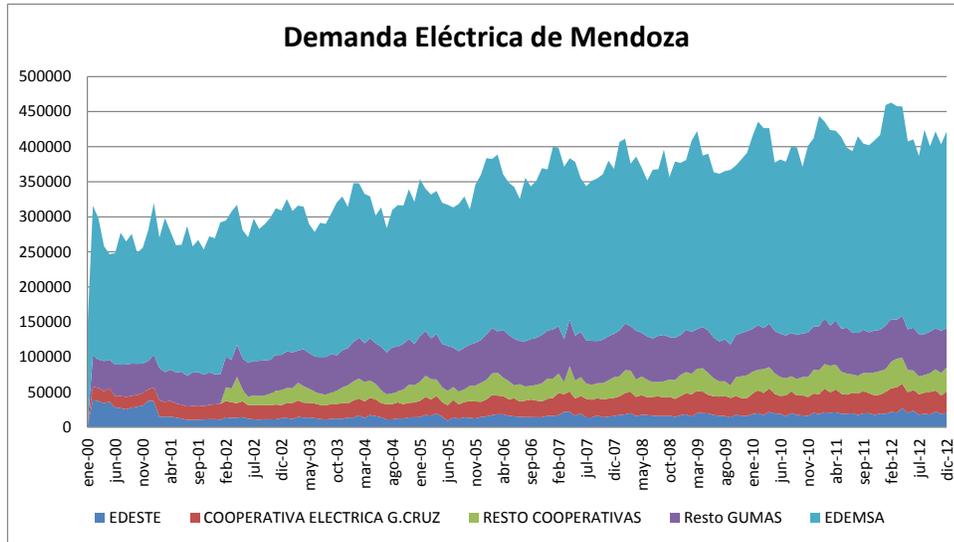
**Gráfico 6.** Distribuidoras Eléctricas según zonas de cobertura.



Fuente: EPRE

Para poder comprender el peso relativo de cada uno de los agentes que están comprendidos en la demanda eléctrica, se presenta el siguiente gráfico, en el cual se abre la demanda total de energía eléctrica en 5 grupos: EDEMSA, EDESTE, COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GODOY CRUZ, RESTO DE COOPERATIVAS (agrupa las últimas 8 del listado anterior) y al RESTO de GUMAS (grandes usuarios cuya demanda no es facturada por las Distribuidoras).

**Gráfico 7.** Demanda de energía eléctrica por Distribuidora (o grupos de)

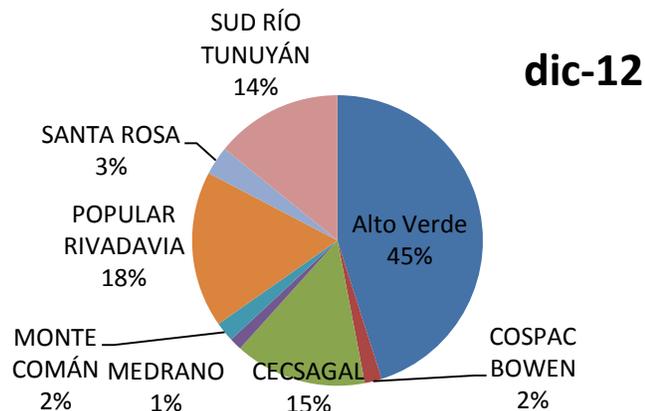


Fuente: EPRE

Como se puede apreciar en los gráficos anteriores, EDEMSA es el agente más importante de la demanda eléctrica total de la provincia tanto a nivel espacial como en cantidad de KWh facturados (cerca el 65% de la demanda es explicada únicamente por esta distribuidora). En orden de importancia siguen Resto de GUMAs (17% del total), COOPERATIVA ELEC. G.CRUZ (7%), las 8 pequeñas y medias cooperativas locales agrupadas en RESTO COOPERATIVAS (6%) y EDESTE (5%).

Con respecto al conjunto de cooperativas que conforman RESTO COOPERATIVAS, la composición también es muy heterogénea, ya que por ejemplo para un mes en particular (como puede ser diciembre 2012), cerca del 90% de la demanda de RESTO se explica únicamente por 4 distribuidoras (Alto Verde, Popular Rivadavia, CECSAGAL y Sud Rio Tunuyán) como se puede observar en el siguiente gráfico:

**Gráfico 8.** Participación % de cada distribuidora dentro de 'RESTO' en diciembre 2012



Fuente: EPRE

Una vez analizados los agentes que componen la demanda total de electricidad de la provincia, procedemos a describir el universo de usuarios que consumen electricidad y que son finalmente los que están detrás de la demanda de cada una de las distribuidoras<sup>6</sup>. Para ello hace falta recordar que actualmente en la Provincia de Mendoza, los usuarios abastecidos por las distribuidoras se clasifican en 5 grupos (también conocidos como Códigos Tarifarios):

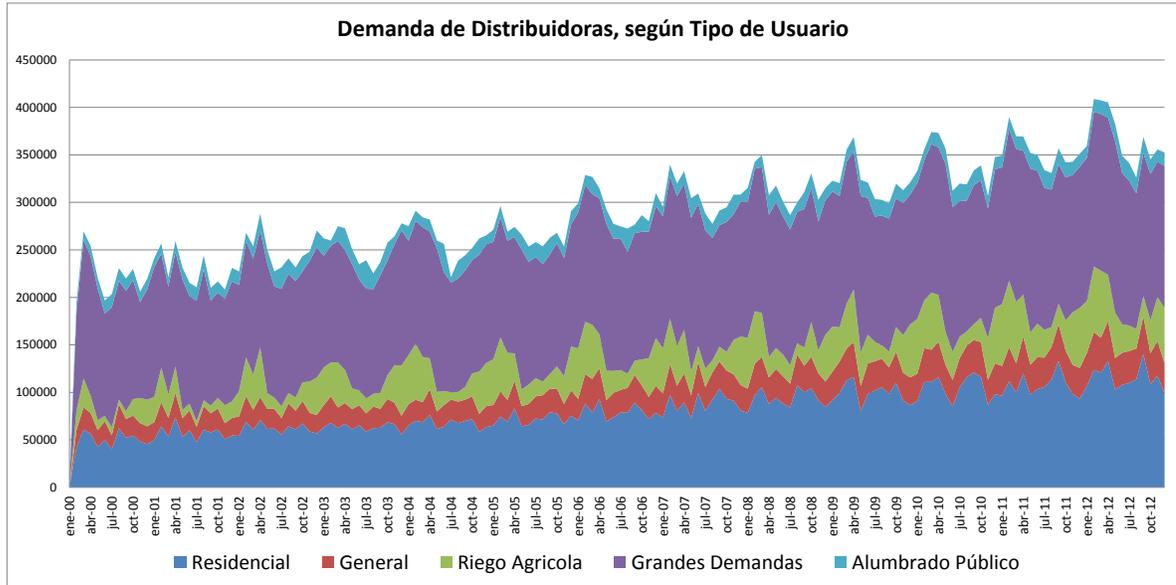
- **Residencial** o Tarifa 1-R (pequeñas demandas uso residencial): se aplica a todos los suministros en lugares destinados a vivienda, incluyendo instalaciones de uso colectivo que sirvan a dos o más vivienda.
- **General** o Tarifa 1-G (pequeñas demandas uso general): se aplica a todo el resto de usos que no sean ni residencial ni alumbrado público.
- **Grandes demandas** o Tarifa 2: se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica en los niveles de baja, media y alta tensión, a usuarios cuya demanda máxima es superior a 10 kW. No confundir con los GUMAs, ya que los primeros interactúan indirectamente en el MEM (a través de una distribuidora, quienes los abastece y factura su consumo), mientras que los GUMAS interactúan directamente en el MEM (aunque puede que le ‘usen’ las redes a las distribuidoras y por ello deban pagarle un ‘peaje’).
- **Riego agrícola:** se aplica a aquellos usuarios que utilizan el servicio eléctrico para el Riego Agrícola de acuerdo a lo previsto en el artículo 36 de la Ley 6.498 y su reglamentación.
- **Alumbrado público** o Tarifa 1-AP (pequeñas demandas-alumbrado público): se aplica al alumbrado público de plazas, vías, monumentos y edificios de propiedad nacional, provincial y municipal, como así también al señalamiento luminoso para el tránsito.

A continuación presentamos la demanda eléctrica de las distribuidoras (es decir excluimos de la demanda total, el 15% correspondiente a las GUMAs), discriminando según los tipos de usuarios.,

---

<sup>6</sup> Para todo el análisis se tomarán los informes mensuales y anuales del EPRE Mendoza.

**Gráfico 9.** Demanda de energía eléctrica en Mendoza, por tipo de usuarios. (sin GUMAs)



Fuente: EPRE

Indudablemente las Grandes Demandas son las que explican casi la mitad de la demanda eléctrica de las distribuidoras (más precisamente en promedio el 48%), luego le siguen en importancia los usuarios residenciales (con el 28%) y el resto se reparte entre Riego Agrícola (10%), General (9%) y Alumbrado Público (5%).

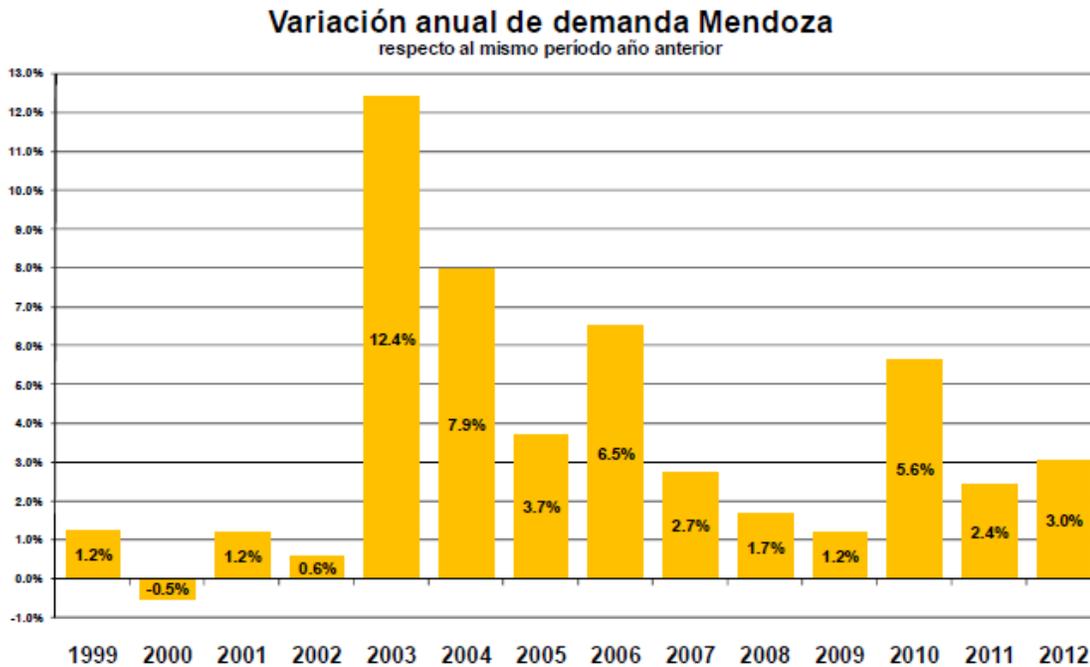
Por otro lado, se puede afirmar que el fuerte componente estacional de la demanda eléctrica de la provincia se debe principalmente a dos tipos de usuarios en particular: riego agrícola y grandes demandas. El primero por obvias razones tiene un componente estacional que tiende a acompañar los requerimientos hídricos de los cultivos (principalmente en verano) y el segundo puede que atento a las características de los establecimientos de nuestra provincia (principalmente industrias agroalimentarias, como bodegas o fábricas de conservas por ejemplo) tienen un fuerte componente estacional relacionado con las actividades desarrolladas (las mismas procesan la producción luego de ser cosechada por ejemplo conservas entre diciembre y marzo y bodegas entre marzo y abril). De esta manera al concentrarse las actividades en verano, resulta lógico que el pico máximo de consumo se produzca entre enero y marzo.

El análisis del párrafo anterior no implica que las otras demandas no presentan estacionalidad, ya que si se observa el gráfico anterior el consumo residencial tiene una estacionalidad con dos picos anuales de consumo (uno en verano y otro en invierno) pero en términos relativos esta demanda (al igual que la general) es más estable. Por otro lado, a pesar que el alumbrado público tiene una estacionalidad contracíclica al resto (en invierno se produce

el pico máximo y en verano el mínimo) no se logra evidenciar a nivel agregado, como consecuencia de su poco peso relativo en la demanda total.

Analizada en profundidad la composición de la demanda eléctrica en la provincia de Mendoza, se procede a analizar su evolución en los últimos años. Para ello, se presenta el siguiente gráfico en el que se observan las tasas de crecimiento interanual.

**Gráfico 10.** Variación anual de la demanda eléctrica en Mendoza (%)



Fuente: EPRE

La demanda eléctrica experimentó un fuerte crecimiento en la década anterior luego de la salida de la convertibilidad hasta el año 2007. Luego se estabiliza entorno del 2%-3% (excepto para 2010, que se produce el rebote luego de la crisis internacional del 2008). Algo que es interesante destacar es que excepto en el año 2000 (que presenta una caída marginal del 0.5%) la demanda eléctrica siempre tiene un crecimiento positivo, incluso en periodos de recesión (como ocurre en 1999-2002, 2009)<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Tasas de crecimiento del Producto Bruto Geográfico de la Provincia de Mendoza (Fuente DEIE Mendoza) : 1999 (-0,3%); 2000 (-1,7%) ; 2001 (-6,5%); 2002 (-6,62%); 2003 (+16,06%); 2004 (+16,06%); 2005 (+9,99%); 2006 (+10,64%); 2007 (+8,26%); 2008 (+4,16%); 2009 (-3,93%); 2010 (+8,79%).  
<http://www.deie.mendoza.gov.ar/publicaciones/informeconomico2010/Producto%20Bruto%20Geografico.pdf>

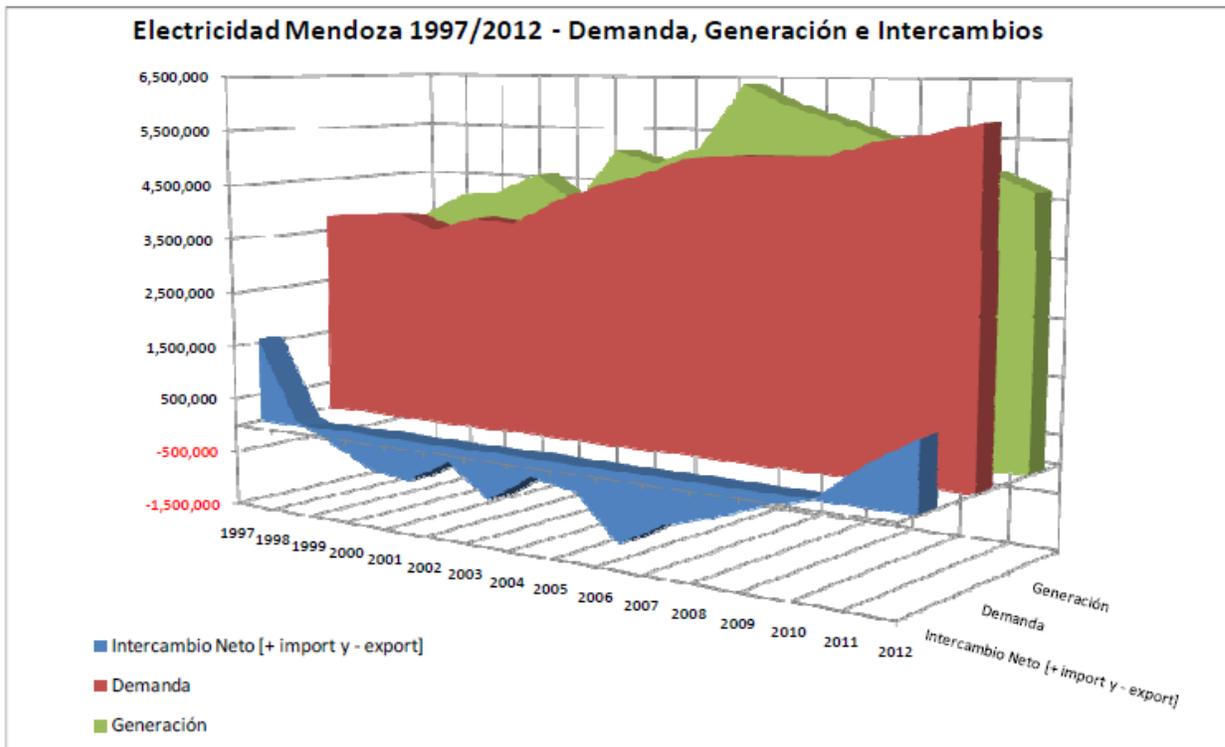
*Demanda y oferta eléctrica en mendoza*

En este apartado, se analizará en forma conjunta la evolución de la demanda eléctrica total y la oferta (generación total) de la provincia de Mendoza. Para ello, es necesario destacar que nuestra provincia posee actualmente dos intercambios eléctricos: el primero con San Juan y el segundo con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través del vínculo Mendoza/Río Grande y de la línea Comahue-Cuyo.

Las características estacionales, tanto de la Demanda como de la Generación de electricidad de Mendoza, han provocado que históricamente la Provincia “exporte” energía en verano, por la mayor generación local e “importe” electricidad en invierno, como consecuencia de consumos relativamente altos y baja generación local. Sin embargo, el incremento de los últimos años de la demanda y la potencia instalada prácticamente estancada, con el aditamento de la baja hidráulicidad de los años 2010, 2011 y 2012, han generado que los intercambios de Mendoza sean importaciones netas durante prácticamente todos los meses desde 2010.

A continuación se grafican la demanda, la oferta y los intercambios de Mendoza, en la cual se indican con valores positivos las “importaciones” de la Provincia y con valores negativos las “exportaciones”.

**Gráfico 11.** Intercambio de la Provincia de Mendoza con el resto del MEM

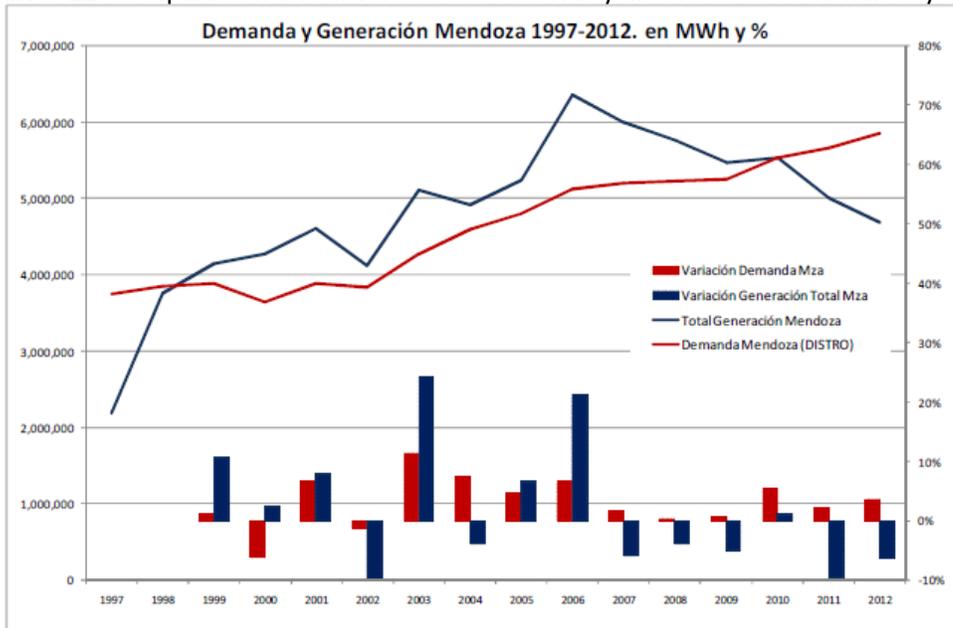


Fuente: EPRE

Realizando un análisis de los últimos años, Mendoza desde 1998 hasta 2010 fue ‘exportador’ neto de energía eléctrica, alcanzando un pico máximo en 2006 en el cual se ‘exportaron’ 1.204,1 GWh (casi un 20% de la generación local)<sup>8</sup>. Como consecuencia del incremento de demanda del período y la reducción en la generación local, las exportaciones cayeron a punto tal que en 2010 se exportó menos del 1% de la generación local. En el año 2011, la provincia deja de ser exportador neto al importar 611 GWh y en el año 2012 profundiza esta tendencia al importar 1.175 GWh, lo cual representa un cuarto (25%) de la generación local e implica un incremento del 80% respecto 2011.

Finalmente, se presenta gráficamente la evolución de la demanda y la oferta de electricidad de Mendoza, para el período 1997/2012 y en la parte inferior se aprecian junto con las tasas de crecimiento anuales de ambas series.

**Gráfico 12.** Comparación entre: variaciones relativas y absolutas de la demanda y la oferta.



Fuente: EPRE

La demanda se incrementó en todo el período, a excepción del año 2000 en el cual experimentó una baja de 1,2%, alcanzando un incremento de 56% respecto de 1997. La Generación prácticamente se triplicó en el período 1997/2006 (+190%) para alcanzar su máximo en el 2006, momento a partir del cual experimenta bajas anuales que la han llevado a alcanzar en el 2012 un volumen generado un 26% inferior al máximo.

<sup>8</sup> Igualmente la estacionalidad intraanual, tanto de la Demanda como de la Generación de electricidad, es tan marcada que aún en el año 2006, también se tuvo que “importar” electricidad durante los meses de invierno, a través del vínculo con el MEM.

## II. Modelos teóricos

---

En este capítulo se formalizarán los modelos teóricos correspondientes a la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza. Primero se determinarán aquellas variables que, desde la teoría económica, explicarían el comportamiento de nuestra variable endógena. Luego se determinarán las formas funcionales de los modelos para cada uno de los tipos de usuarios: residencial, general, grandes demandas, riego agrícola y alumbrado público.

### II.1. Variables propuestas.

En la determinación de las variables relevantes, se tendrán en cuenta las características propias del MEM<sup>9</sup> y de sus agentes. Dentro de estos últimos, la investigación sólo tendrá en cuenta las particularidades de aquellos usuarios que son abastecidos a través de las distribuidoras y que en forma conjunta explican cerca el 85% de la demanda total de electricidad de la provincia de Mendoza<sup>10</sup>.

Antes de comenzar con el análisis, se procede a determinar el periodo que abarcará análisis y la frecuencia elegida para los datos. Para ello, es necesario tener presente que en las dos últimas décadas, el MEM pasó de un modelo regido por las fuerzas de mercado (donde los agentes interactuaban libremente bajo una regulación estatal) a un modelo con menores grados de libertad para los agentes y con mayor presencia estatal. Por ello se elige abarcar este último periodo, el cual tiene como hito inicial el abandono de la convertibilidad (y la sanción de la ley de emergencia económica) y que aún continúa en la actualidad (es decir el periodo a analizar es enero 2002-diciembre 2012).

En cuanto a la frecuencia, se elige una periodicidad mensual, la cual aparte de aportar una cantidad significativa de datos para cada variable (superior a los 100), ayudaría a determinar con mayor precisión los “picos” de consumo para cada grupo de usuarios. Este último hecho adquiere una gran importancia en la coyuntura actual del MEM, donde existe plena utilización de la capacidad instalada de generación.

En la estimación de un modelo cuya variable es de frecuencia mensual, interactúan variables del mismo rango temporal, pero algunas tienen un ámbito de acción que puede catalogarse como de mediano y largo plazo (población, renta, construcción de nuevas viviendas, acumulación y renovación del equipamiento doméstico) y otras que se acotan al corto plazo (variables climáticas o actividad económica).

---

<sup>9</sup> Las mismas fueron analizadas en profundidad en el Capítulo I, Secciones 1.1 y 1.2.

<sup>10</sup> Se excluyen los grandes usuarios que participan directamente en el MEM (GUMAs, GUMEs) y son parte de la demanda. Remitirse al Capítulo I, Sección 1.6

En base a la revisión bibliográfica efectuada sobre modelización de la demanda de energía eléctrica, se estableció, que los modelos utilizados deberían contener, al menos, los siguientes tipos de variables explicativas:

**PRECIO DE LA ENERGÍA:** Variable imprescindible, ya que no se puede concebir una estimación de demanda sin incluir el precio como variable explicativa.

**ACTIVIDAD ECONÓMICA:** Variable que refleja la actividad económica del país y genera necesidades de consumo energético y en consecuencia de energía eléctrica.

**TEMPERATURA:** Variables que recogen los niveles de frío y calor y que inciden en la demanda de energía eléctrica mediante la utilización de aparatos de calefacción y frío.

**STOCK-EQUIPAMIENTO:** Variable de largo plazo que según aumenta en el tiempo genera, para los mismos niveles de las variables anteriores, mayores consumos de energía eléctrica. Se suele caracterizar con variables tales como número y tipo del stock de viviendas, equipamiento, superficie comercial, etc.

A continuación se analizará cada una de estas variables, describiendo sus características y haciendo una breve descripción de la utilización de las mismas como variables explicativas en investigaciones previas. Paralelamente, se irá esbozando cómo estas variables se incluirán finalmente en los modelos econométricos teóricos.

### II.1.1. Precio de la Energía

En un mercado donde la interacción de la demanda y de la oferta eléctrica determinan un único precio (el precio spot), resulta muy sencillo modelar esta variable, directamente se la incluye como una variable explicativa más. Sin embargo, como sucedió en nuestro país, a medida que el mercado empieza a alejarse de esta situación “de libre mercado” y el Estado adquiere una mayor relevancia en las decisiones, la situación puede cambiar sustancialmente. Sin entrar en juicios de valor y focalizándonos solamente en términos de eficiencia productiva, la intervención estatal comienza a distorsionar las decisiones de los agentes, cambiando los incentivos y haciendo que el precio pierda, en parte, su principal función: asignar eficientemente los recursos.

Este proceso irá gestando la situación actual, en la que existe un precio artificialmente bajo para los consumidores a pesar que los costos de producción aumentaron notablemente (al recurrir a métodos de producción no tan eficientes). ¿Entonces qué precio utilizar? ¿Cuál es el relevante a la hora de determinar la demanda?

Para responder a estas preguntas, hay que hacer una aclaración previa: los precios que pagan los distintos tipos de usuarios tienen diferentes grados de subsidios. Probablemente de

todos los tipos de usuarios, los que pagan un precio relativamente más alto son los grandes usuarios (aunque tampoco terminan pagando el precio que incluya todos los costos de producción: el monómico). En el otro extremo se encontrarían los usuarios residenciales (al ver sus tarifas congeladas en los últimos años) serían los que probablemente reciben un mayor subsidio por KW/h consumido.

Dado que las fuentes oficiales de información<sup>11</sup> sólo publican dos tipos de precios: el spot sancionado máximo y el monómico, hay que elegir qué precio representaría mejor el “precio observado” por cada usuario. El precio spot sancionado (congelado desde hace 3 años) es el que representaría mejor el precio subsidiado, por lo que éste se utilizará para estimar las demandas residenciales, generales y de alumbrado público (al ser los tipos de usuarios que observan los precios “más bajos”, incluso menores en algunos casos, precio spot máximo). El precio monómico (que incluye todos los costos de producción) sería pagado principalmente por los grandes demandas y en menor medida riego agrícola.

### II.1.2. Actividad Económica

La demanda eléctrica, como todo producto energético, se incorpora al sistema económico desde una doble óptica, como producto englobado en la demanda final de los hogares, y como un “input” en el proceso productivo de las empresas industriales y de servicios.

El PIB es la variable macroeconómica por excelencia, dado que recoge el valor de la producción final generada por una economía en un período de tiempo determinado, y por lo tanto sintetiza el nivel de actividad de todos los sectores productivos. Asimismo, dada la identidad entre PIB y Renta, permite aproximar las variaciones de renta disponible, por lo que resulta un indicador adecuado de la capacidad de gasto de los hogares. A pesar de la idoneidad de este indicador, es evidente la insuficiencia del mismo ya que, por un lado el PBI para nuestro país se publica trimestralmente (lo cual no concuerda con la periodicidad mensual elegida) y por el otro la bibliografía existente destaca que muchas veces la demanda eléctrica ha registrado crecimientos superiores a los registrados por el PIB<sup>12</sup>.

Además debido a que no todos los sectores presentan idénticos requerimientos energéticos en sus procesos productivos, ni se enfrentan a condicionantes económicos y técnicos similares, la estructura del consumo eléctrico no presenta una correspondencia directa con el peso de cada sector en el PIB. Por ello y por lo expuesto en el párrafo anterior, es necesario tomar un indicador de actividad económica adecuado para la explicación de la demanda eléctrica. Por lo que los candidatos ideales serían el EMAE (Estimador Mensual de la Actividad Económica) o el EMI (Estimador Mensual Industrial), indicadores sintéticos de

<sup>11</sup> CAMMESA y la Secretaría de Energía.

<sup>12</sup> Como lo destaca CARCERDO y OTERO (2003)

actividad económica disponibles para la periodicidad elegida y de los que se espera que recojan el impacto que presenta la actividad de cada uno de los sectores económicos en la demanda de cada grupo de usuarios.

### II.1.3. Temperatura

Los requerimientos de energía eléctrica de una país, se hayan fuertemente vinculados a factores climatológicos, los cuales explican en gran medida la variabilidad que año a año experimenta el consumo eléctrico y donde la temperatura ocupa un rol destacado. Si bien la mayor parte de la bibliografía se orienta por incluir únicamente a esta última, no es la única opción contemplada en otras investigaciones, en las cuales se la utiliza muchas veces combinada con otros indicadores (como luminosidad, humedad, velocidad del viento, etc.). Así, Sailor y Muñoz (1997) o Yan (1998) utilizan datos de temperatura, humedad, velocidad del viento, nubosidad, precipitación atmosférica y radiación solar en la elaboración de una variable climática. No obstante, la opción habitual, como se ha señalado, es la de emplear exclusivamente la temperatura, dado que condensa la información del resto de variables climáticas. Este es el caso de Engle et al. (1986), Vicéns (1988 y 1990), Filippini (1995) Henley y Peirson (1997 y 1998), Beenstock et al. (1999), García-Cerruti (2000), Considine (2000), Halvorsen y Larsen (2001), Johnsen (2001), o Catarlis et al. (2001).

La bibliografía consultada sugiere que la respuesta del consumo eléctrico a los cambios, presenta una forma funcional claramente no lineal. Esta no linealidad hace referencia al hecho de que tanto las disminuciones de temperatura como los aumentos tienen un efecto positivo sobre el consumo, incrementándose éste como consecuencia de la utilización de aparatos de calefacción en períodos de bajas temperaturas y de los aires acondicionados cuando las temperaturas son elevadas.

Henley y Peirson (1997), sostienen que la relación es convexa, dado que la pérdida de calor, y por tanto los requerimientos energéticos necesarios para mantener una temperatura de confort (o "ideal"), es una función que crece a ritmo creciente en relación a la diferencia de temperatura interna y externa, de manera que cuando ambas temperaturas son similares, la pérdida de calor es nula y, por lo tanto, los requerimientos energéticos por calefacción son despreciables. Esta misma relación puede apreciarse en relación al calor, así si la temperatura externa excede significativamente de la interna, los requerimientos de energía para mantener una temperatura de confort aumentarán. Igualmente agrega que a pesar de esta relación puramente física, la respuesta del consumo energético a las variaciones de temperatura se ve afectada por otras variables que pueden limitar el grado de convexidad y la forma de la curva de respuesta sustancialmente.

Si el clima es templado y sin grandes variaciones, cabe esperar una respuesta mucho menos pronunciada, del mismo modo. Otras variables que pueden influir en esta curva serían, las especificaciones técnicas de los sistemas de calefacción y refrigeración (ya que afectan el grado en que aumenta la respuesta a las diferencias térmicas), la renta y los precios energéticos, que también afectan a la cuantificación del rango de la “temperatura ideal”. En conclusión, la forma de la curva de respuesta es imposible de establecer a priori, de ahí que algunas investigaciones consideren simplemente una relación proporcional entre diferencias de temperatura.

Para el caso particular de la Provincia de Mendoza, donde la amplitud térmica es significativa (a causa del clima semi desértico), se decide tomar como variable la temperatura máxima promedio<sup>13</sup> y como variable relevante el desvío de ésta respecto a la temperatura “ideal”<sup>14</sup>. En cuanto a la forma funcional de la respuesta a los cambios de temperatura (forma de la curva), se considerarán dos hipótesis:

- Considerar una relación proporcional entre temperatura y requerimiento (lineal frente a los desvíos)<sup>15</sup>.
- Admitir que la relación puede ser más que proporcional, es decir que a mayor (menor) temperatura con respecto al umbral (o “temperatura ideal”) la demanda para climatización será más (menos) que proporcional<sup>16</sup>.

Ahora bien, determinada la variable relevante y propuesta la(s) forma(s) funcionales de la curva es importante aclarar que el equipamiento para climatizar un hogar o industria presenta un perfil creciente, tanto en su penetración y como en los requerimientos energéticos. Es decir, la respuesta de la demanda eléctrica a los cambios de temperatura ha de evolucionar con el paso de los años, de forma que en caso de considerar un período de tiempo amplio, puede que la curva de respuesta se vea alterada por dos factores:

- Evolución tecnológica (cambios en el consumo eléctrico de los aparatos utilizados para climatizar)
- Cambios en la cantidad de aparatos instalados.

---

<sup>13</sup> Se prefiere la temperatura máxima antes que la mínima por la razón que el requerimiento energético probablemente sea más sensible a la primera. Pensemos que para el periodo estival, los aires acondicionados se utilizarán en aquellos días donde la máxima exceda la temperatura umbral (o “ideal”) y para el caso de los días de invierno el requerimiento energético será mayor mientras menor sea la máxima.

<sup>14</sup> En la literatura analizada la determinación de los valores de la temperatura “ideal” o umbral suele realizarse por simple observación de gráficos, en los que se representa el consumo eléctrico versus la temperatura Sailor y Muñoz (1997).

<sup>15</sup> Esta hipótesis fue utilizada frecuentemente en zonas de clima templado con relativa poca ampliación térmica (CASO ESPAÑOL).

<sup>16</sup> Propuesta por HENLEY y PEIRSON (1997)

Considerando el periodo de análisis (2002-2012), puede suponerse que en el mismo, no existió un cambio significativo en el nivel tecnológico que altere la respuesta de cada uno de los hogares/industrias. Sin embargo, no sería correcto suponer que la cantidad de hogares o industrias con equipamiento se mantuvo constante, ya que existen razones suficientes para pensar que durante este periodo se produjo un importante aumento<sup>17</sup>. Por ello, se decide incorporar alguna variable *proxy* de la cantidad de equipamiento y la cual se analizará en el siguiente ítem.

#### II.1.4. Stock-Equipamiento

La tendencia creciente que exhibe la demanda eléctrica puede deberse a múltiples causas pero si nos centramos en la demanda de tipo residencial, es donde las variables de largo plazo, y en concreto el stock de equipamiento que precisa un suministro eléctrico continuo adquiere gran importancia. Por ello, a continuación se exhibe un cuadro en el que se compara la tenencia de artefactos de los hogares de nuestro país. Dado que dicha información es solamente recabada en forma decenal (en los censos) la misma se utiliza como disparadora para elegir alguna variable “proxy”.

**Tabla 1.** Posesión de artefactos Censo 2001 vs Censo 2010

Año	Total Hogares	Heladera		Computadora		Teléfono celular		Teléfono de Línea		
		SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
2010	cdad	12.171.675	11.450.204	721.471	5.719.185	6.452.490	10.470.239	1.701.436	6.755.638	5.416.037
	%	100,00%	94,07%	5,93%	46,99%	53,01%	86,02%	13,98%	55,50%	44,50%
2001	cdad	10.073.625	9.171.622	902.003	2.065.362	8.008.263	2.729.417	7.344.208	5.746.060	4.327.565
	%	100,00%	91,05%	8,95%	20,50%	79,50%	27,09%	72,91%	57,04%	42,96%

Fuente: INDEC (Censo 2001 y Censo 2010)

Al comparar los datos, observamos que en el Censo 2010, en promedio, el 94% de los hogares contaba con heladera (3 puntos porcentuales más que el valor observado en el año 2001) por lo que casi la totalidad de los hogares demandan electricidad para abastecer al menos el consumo de este artefacto.

En el Censo 2001, nuestro país contaba con una baja proporción de hogares con computadora, que se ubicaba en torno al 21%. Esta proporción, en el periodo 2001-2010 se incrementó fuertemente (en términos netos un 156%) ubicándose en el 2010 en una cifra del 47%. Por lo que ahora casi la mitad de los hogares demandan electricidad para abastecer el consumo de al menos una computadora.

<sup>17</sup> Este aumento puede ser atribuido principalmente a:

La recuperación económica luego de la devaluación del 2002, donde el país experimentó tasas de crecimiento del PBI cercanas al 8% (para 2003-2007 y 2010-2011).

El proceso inflacionario con tasas de dos dígitos en casi todo el periodo (incluso superior al 20% en el último lustro) que llevó a “refugiarse” en los bienes durables.

Ahora bien, reconociendo que el consumo eléctrico (para recargar las baterías) de celulares es prácticamente insignificante, analizar su evolución nos puede ayudar a sacar conclusiones interesantes desde el punto de vista teórico. En el año 2001 la proporción de hogares con celular se ubicaba en torno al 27% y para el 2010 en un 86%. Este incremento del 263% representa, a 7.740.822 hogares que cuentan con al menos un celular (vale resaltar que en muchos hogares hay más de un teléfono móvil y este bien tiene una tasa de recambio muy inferior a los nueve años, lo que debe significar un aumento considerablemente mayor a la cantidad de celulares vendidos en dicho periodo). Este espectacular aumento parece reflejar la obsolescencia de los teléfonos de línea, cuyo reemplazo tecnológico llegó de manos del teléfono celular.

Pero si contextualizamos el aumento de hogares con teléfonos celulares (o incluso con computadoras) en un momento de “boom tecnológico”, donde ahora la gran mayoría de hogares demandan electricidad para abastecer microondas, lavarropas, televisores, cargadores de baterías para (reproductores de música, cámaras digitales) y así la lista se puede ampliar hasta un sinfín de artefactos electrónicos que hasta hace un par de décadas (incluso hasta hace 15 o 20 años) no estaban al alcance de cualquier hogar o incluso no existían dichos artefactos.

Por ello, se decide tomar como variable “proxy” del equipamiento tecnológico, al volumen de ventas de electrodomésticos<sup>18</sup>. La cual incluye, además de los artefactos mencionados en el párrafo anterior, los equipamientos requeridos para climatizar hogares (como aires acondicionados, estufas eléctricas, ventiladores, etc.)<sup>19</sup>.

El equipamiento vinculado a actividades productivas (maquinaria, locales comerciales, nuevas empresas en una industria, nuevos comercios, etc.) debe aparecer reflejado en las cifras de producción (utilizadas en el indicador de actividad económica) en ausencia de cambios bruscos en la eficiencia energética o productiva del equipamiento.

Por lo que para estas demandas (es decir todas las que no son residenciales) al incluir la proxy del nivel de actividad junto con los volúmenes de ventas de supermercados o centros comerciales, se estaría capturando la demanda para equipamiento de industrias o empresas de servicios.

---

<sup>18</sup> En la actualidad no existen otros datos estadísticos sobre equipamiento acordes a las necesidades de nuestro estudio (datos mensuales, series mínimamente largas). Dado que la inexistencia de series estadísticas de stocks o equipamiento es una carencia extendida, la literatura económica ha propuesto a lo largo de la historia un conjunto de técnicas y metodologías de estimación de series de stock. Una de las cuales es aproximarla por alguna variable que nos permita capturar la variación del stock: como puede ser el volumen de ventas.

<sup>19</sup> De esta forma incorporamos una variable explicativa que nos soluciona dos problemas: aproximar los requerimiento de equipamiento para climatizar hogares (ver ítem anterior) y de los equipamiento de artefactos electrónicos.

## II.2. Forma funcional

En este apartado simplemente se formalizarán los modelos econométricos teóricos a estimar. La justificación de la inclusión de las variables (y de la elección de las mismas) se realizó en el apartado anterior.

Se propondrán cinco modelos teóricos, atentos a modelar cada uno de los tipos usuarios abastecidos por las distribuidoras<sup>20</sup> en nuestra provincia:

### II.2.1. Demanda residencial

$$Dem_{RESIDEN} = \beta_0 + \beta_1 PX_{SUB} + \beta_2 EMAE + \beta_3 POB + \beta_4 vtas_{electro} + \beta_5 DTMAX$$

- $\beta_i$  son los coeficientes de cada variable.
- $PX_{SUB}$  es el precio subsidiado;
- $EMAE$  es el Estimador Mensual de la Actividad Económica
- $POB$  es la población;
- $vtas_{electro}$  es el volumen de ventas de electrodomésticos
- $DTMAX$  es la desviación del promedio de temperatura máxima mensual respecto de un ideal

### II.2.2. Demanda general

$$Dem_{GRAL} = \beta_0 + \beta_1 PX_{SUB} + \beta_2 EMI_{AYB} + \beta_3 vtas_{super}$$

- $\beta_i$  son los coeficientes de cada variable.
- $PX_{SUB}$  es el precio subsidiado;
- $EMI_{AYB}$  es el Estimador Mensual Industrial de Alimentos y Bebidas
- $vtas_{SUPER}$  es el volumen de ventas en supermercados.

### II.2.3. Grandes demandas

$$Dem_{GRANDEM} = \beta_0 + \beta_1 PX_{MON} + \beta_2 EMAE + \beta_3 PETROLEO$$

- $\beta_i$  son los coeficientes de cada variable.
- $PX_{MON}$  es el precio monómico;
- $EMAE$  es el Estimador Mensual de la Actividad Económica
- $PETROLEO$  es el precio internacional del petróleo (proxy de la inflación internacional).

### II.2.4. Demanda para riego agrícola

$$Dem_{RIEGO} = \beta_0 + \beta_1 PX_{MON} + \beta_2 EMI_{AYB} + \beta_3 CAUDALES + \beta_4 TMAX$$

- $\beta_i$  son los coeficientes de cada variable.
- $PX_{MON}$  es el precio monómico;
- $EMI_{AYB}$  es el Estimador Mensual Industrial de Alimentos y Bebidas

<sup>20</sup> Los mismos fueron analizados en la última sección del Capítulo I.

- *CAUDALES* es el volumen de los caudales de los 4 ríos que escurren por los oasis productivos de la provincia: Mendoza, Tunuyán, Atuel y Diamante.
- *TMAX* es el promedio de temperatura máxima mensual

### II.2.5. Demanda para alumbrado público

$$Dem_{AP} = \beta_0 + \beta_1 PX_{SUB} + \beta_2 POB + \beta_3 HS_{sol}$$

- $\beta_i$  son los coeficientes de cada variable.
- $PX_{SUB}$  es el precio subsidiado;
- $POB$  es la población;
- $HS_{sol}$  son la cantidad de horas de sol mensuales.

### III. Análisis de las regresiones

---

En este capítulo se analizarán los resultados obtenidos en la estimación de los modelos teóricos propuestos en el capítulo anterior. Para ahondar en el proceso llevado a cabo para obtener los modelos econométricos finales se recomienda leer el ANEXO II, donde se expone paso a paso la metodología utilizada en cada modelo.

Para realizar la estimación se abrió la demanda total de energía eléctrica de la Provincia de Mendoza en cuatro grandes grupos: Edemsa (EDEMISA); Edeste (EDESTE); Cooperativa Eléctrica de Godoy Cruz (CGCRUZ) y el resto de Pequeñas y Medianas Distribuidoras<sup>21</sup> (RESTO). Al mismo tiempo, para cada una se realizó una sub-apertura tendiente a respetar los distintos tipos de usuarios abastecidos: Residencial (RESIDEN), General (GRAL), Grandes Demandas (GRANDEMAN), Riego (RIEGO)<sup>22</sup> y Alumbrado Público (AP).

En un primer momento se presentarán las variables utilizadas en las estimaciones, luego se analizan e interpretan los coeficientes estimados para cada modelo para finalmente formalizar las ecuaciones de los modelos econométricos y verificar el grado de ajuste de los modelos.

#### III.1. Variables utilizadas

A continuación se presenta un cuadro resumen de las variables utilizadas en las estimaciones, su nomenclatura abreviada, el periodo de la serie y la fuente. En caso de ser una serie construida se colocan la letra EP (Elaboración Propia) y la o las fuentes secundarias utilizadas para construirla.

Para aquellos lectores que deseen conocer en mayor detalle todas las variables seleccionadas para el análisis deben dirigirse al ANEXO I, donde se realiza un análisis descriptivo de todas las variables explicativas (usadas y no en las regresiones) y de las dependientes.

---

<sup>21</sup> Este grupo está integrado por Cooperativa de Electrificación Rural Alto Verde y Algarrobo Grande; Cooperativa de Electricidad, Consumo, Comercialización, Vivienda y Servicios Asistenciales General Alvear Ltda. (CECSAGAL); Cooperativa Eléctrica y Anexos Popular Rivadavia Ltda.; Cooperativa de Electrificación Rural Santa Rosa Ltda.; Cooperativa de Electrificación Rural Sud Río Tunuyán Rivadavia Ltda.; Cooperativa de Obras y Servicios Asistenciales y Consumo COSPAC de Bowen Ltda.; Cooperativa Eléctrica y de Servicios Públicos Medrano Ltda. y Cooperativa Eléctrica Monte Comán Ltda.

<sup>22</sup> La Cooperativa Eléctrica de Godoy Cruz no abastece usuarios pertenecientes a este código tarifario.

**Tabla 2: Variables utilizadas en los modelos estimados.**

Nombre	Variable	Periodo	Fuente
PXSUB	Precio Subsidiado (deflactado)	Ene 01– Dic 12	CAMMESA
PX MON	Precio Monómico (deflactado)	Ene 01– Dic 12	CAMMESA
EMAE	Estimador Mensual de la Actividad Económica	Ene 01– Set 12	MEcon
EMIAYB	Estimador Mensual Industrial de Alimentos y Bebidas	Ene 01– Set 12	MEcon
EMI	Estimador Mensual Industrial	Ene 01– Set 12	Mecon
POB	Población	Jul 01– Dic 12	EP: INDEC, DEIE Mdz
TMAX	Temperaturas Máximas Promedio	Ene 00– Set 12	SMN
DMAX2	Desviación al cuadrado de las TMAX respecto de la temperatura “ideal” de 22°C	Ene 00– Set 12	EP: SMN
CAUDALES	Sumatoria de los caudales de los ríos: Mendoza, Tunuyán , Atuel y Diamante	Jul 02– Dic 12	Depto. Gral. de Irrigación
DESV_MENDOZA	Desvío del caudal del río Mendoza respecto de su promedio histórico.	Jul 02– Dic 12	Depto. Gral. de Irrigación
DESV_TUNUYAN	Desvío del caudal del río Tunuyán respecto de su promedio histórico	Jul 02– Dic 12	Depto. Gral. de Irrigación
VTAELEC	Ventas de Electrodoméstico (deflactado con IPC)	Ene 04– Dic 12	MEcon
VTASUPER	Ventas en Supermercados (deflactado con IPC)	Ene 01– Sep 12	MEcon
VTACC	Venta en Centros Comerciales (deflactado con IPC)	Ene 04– Ago 12	MEcon
PETROLEO	Precio Promedio del Barril de Petróleo (deflactado IPC EEUU)	Ene 00– Dic 12	MEcon
HS_SOL	Cantidad de horas de sol al 21 de cada mes.	Ene 00– Dic 12	SMN
X_RESIDEN	Demanda de Energía Eléctrica correspondiente a usuario Residenciales de la Distribuidora “X”	Ene 01– Dic 12	EPRE
X_GRAL	Demanda de Energía Eléctrica correspondiente a usuario Generales de la Distribuidora “X”	Ene 01– Dic 12	EPRE
X_GRANDEM	Demanda de Energía Eléctrica correspondiente a Grandes Demandas de la Distribuidora “X”	Ene 01– Dic 12	EPRE
X_RIEGO	Demanda de Energía Eléctrica correspondiente a Riego Agrícola de la Distribuidora “X”	Ene 01– Dic 12	EPRE
X_AP	Demanda de Energía Eléctrica correspondiente a Alumbrado Público de la Distribuidora “X”	Ene 01– Dic 12	EPRE

EP:Elaboración Propia

### III.2. Análisis de los coeficientes de las variables explicativas

En las siguientes páginas se presentan las tablas 3(a) y 3(b). En la primera se muestran los coeficientes estimados para cada uno de los modelos junto con su grado de significación. El número que aparece arriba corresponde al coeficiente y el de abajo en (en color **gris**) su grado de significación. Para facilitar la lectura se diferenciaron los coeficientes según el grado de significación. Aquellos coeficientes que son significativos al 5% están destacados con **negrita**, los que son significativos al 10% están en texto normal y los que no son significativos están en *cursiva*. No se colocaron las variables dummies<sup>23</sup> en este cuadro por razones dos razones: por un lado por un motivo de presentación de la información (el cuadro tendría 11 columnas adicionales) y por otro, para poder presentarlas todas juntas y poder así realizar un análisis más detallado.

En la tabla 3(b) se muestran las elasticidades de las variables explicativas relevante para cada una de las demandas. Las mismas fueron calculadas a partir de los coeficientes del cuadro XX. Por ejemplo si queremos calcular la elasticidad de la demanda residencia respecto al precio, la misma se calcularía de la siguiente forma:

$$\eta_{RES,px} = \widehat{\beta}_{px} * \frac{\overline{px}}{\overline{RES}}$$

Siendo  $\eta_{RES,px}$  es la elasticidad de la demanda residencial respecto del precio;  $\widehat{\beta}_{px}$  es el coeficiente estimado para el precio;  $\overline{px}$  es la media del precio y  $\overline{RES}$  es la media de la demanda residencial.

Antes de comenzar a analizar los coeficientes, se hace una breve descripción general de las regresiones efectuadas. Como primera aclaración destacamos que todos los datos fueron transformados a valores comparables entre sí, es decir en caso de no estar expresados en términos reales como sucedía con variables precios (subsidiado, monómico y del petróleo), las ventas (de Supermercados, de Centros Comerciales o de electrodomésticos), las mismas fueron transformadas (en nuestro caso deflactadas) para que sí lo sean. El método utilizado para estimar los coeficientes del modelo fue el de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) y su aplicación se efectuó a través del software econométrico E-VIEWS 5.0.

<sup>23</sup> Las variables dummies o dicotómicas son de naturaleza cualitativa, es decir, en vez de reflejar una cantidad, captan posibles diferencias de la variable dependiente que se deben a distintos atributos o cualidades. Las variables cualitativas, generalmente, indican la presencia o ausencia de alguna «cualidad» o «atributo». Para incluir una variable dummy o dicotómica, se construye una serie que tomará valor 1 si se cumple el evento en cuestión (por ejemplo si es el mes Enero) y, tomará valor 0 en cualquier otro caso (en el resto de los meses). Al correr la regresión, si el coeficiente de la variable dummy o dicotómica es significativo, podemos aceptar que existen diferenciales de la variable dependiente respecto de esa cualidad (o en nuestro caso de ese mes).

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

Tabla 3 (a). Coeficientes estimados para cada modelo.

TIPO de USUARIO		Intercepto	PXSUB	PX MON	EMAE	EMIAVB	EMI	POB	TMAX	DMAX2	CAUDALES	DESV_MENDOZ A	DESV_TUNUJA N	VTAELEC	VTASUPER	VTACC	PETROLEO	HS_SOL	HS_SOL(-1)		
EDEMESA	RESIDEN	-11365 0.0149	18.1 0.215	-	598.6 0.000	-	-	-	-	-	70.13 0.002	-	-	-	-28.8 0.003	-	-	-	-	-	
	GRAL	1952 0.1083	-5.2 0.241	-	-	144.5 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81 0.014	-	-	-	-	-	
	GRANDEM	57240 0.0000	-	-3.53 0.518	180.9 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.01 0.204	-	-	
	RIEGO	-26056 0.0000	-	-4.22 0.388	-	164.6 0.000	-	-	-	1223 0.000	-	-	-46.7 0.033	-	-	-	-	-	-	-	-
	AP	25493 0.0098	-5.19 0.398	-	-	-	-	-	0.001 0.830	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1078 0.000	-
EESTE	RESIDEN	-1251 0.0953	2.1 0.354	-	76.9 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.97 0.062	-	-	-	-	-	
	GRAL	-58 0.6297	0.8 0.088	-	-	-	8.27 0.001	-	-	-	-	-	-	-	0.17 0.000	-	-	-	-	-	
	GRANDEM	1644 0.0000	-	0.65 0.400	13.1 0.004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.72 0.881	-	-	
	RIEGO	-1480 0.0006	-	-0.51 0.401	-	8.16 0.040	-	-	-	116.1 0.000	-	-	-	-8.21 0.038	-	-	-	-	-	-	-
	AP	-443 0.0562	0.13 0.355	-	-	-	-	-	0.001 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-87.4 0.000	-
CGCRUZ	RESIDEN	139 0.8504	2.4 0.318	-	72.2 0.000	-	-	-	-	10.78 0.005	-	-	-	-	-2.21 0.080	-	-	-	-	-	
	GRAL	1114 0.0000	0.1 0.784	-	-	14.3 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.70 0.000	-	-	-	-	
	GRANDEM	2971 0.0000	-	-0.07 0.905	19.5 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.96 0.575	-	-	
	AP	2183 0.0875	-1.80 0.026	-	-	-	-	-	0.002 0.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-175 0.000	
RESTO	RESIDEN	-1392 0.0729	-3.7 0.106	-	-	-	103.7 0.000	-	-	19.90 0.000	-	-	-	-	-2.82 0.022	-	-	-	-	-	
	GRAL	-1089 0.0000	0.8 0.136	-	-	10.7 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	0.22 0.000	-	-	-	-	-	
	GRANDEM	304 0.3598	-	1.02 0.192	10.4 0.005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.24 0.424	-	-	
	RIEGO	1055 0.4103	-	-3.68 0.062	-	52.60 0.000	-	-	-	-	-	-4.43 0.123	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AP	-4233 0.0000	-0.01 0.955	-	-	-	-	-	0.005 0.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-152 0.000	

Tabla 3 (b): Elasticidades estimadas para cada variable.

USUARIO	TIPO de	MEDIA	PXSUB	PXMOM	EMAE	EMIAVB	EMI	POB	TMAX	DMAX2	CAUDALES	DESV_MENDOZA	DESV_TUNUYAN	VTAELEC	VTASUPER	VTACC	PETROLEO	HS_SOL	HS_SOL(-1)
EDEMSA	RESIDEN	65087	0.05	-	1.45	-	-	-	-	-	0.04	-	-	-	-0.20	-	-	-	-
	GRAL	20768	-0.05	-	-	0.75	-	-	-	-	-	-	-	-	0.32	-	-	-	-
	GRANDEM	118863	-	-0.01	0.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.03	-
	RIEGO	22912	-	-0.06	-	0.77	-	-	1.24	-	-	-0.0004	-	-	-	-	-	-	-
	AP	10411	-0.09	-	-	-	-	-	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.25
EESTE	RESIDEN	6599	0.06	-	1.84	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.21	-	-	-	-	-
	GRAL	1755	0.08	-	-	-	0.52	-	-	-	-	-	-	-	0.77	-	-	-	-
	GRANDEM	4686	-	0.05	0.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-
	RIEGO	2510	-	-0.07	-	0.35	-	-	1.07	-	-	-	-0.0005	-	-	-	-	-	-
	AP	1156	0.02	-	-	-	-	-	2.10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.91
CGCRUZ	RESIDEN	11938	0.04	-	0.95	-	-	-	-	0.03	-	-	-	-0.09	-	-	-	-	-
	GRAL	3043	0.01	-	-	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	-	-	-
	GRANDEM	9656	-	0.00	0.32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	-
	AP	1751	-0.19	-	-	-	-	-	1.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.21
RESTO	RESIDEN	8481	-0.08	-	-	-	1.34	-	-	0.08	-	-	-	-0.15	-	-	-	-	-
	GRAL	1979	0.08	-	-	0.58	-	-	-	-	-	-	-	-	0.90	-	-	-	-
	GRANDEM	4888	-	0.07	0.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.05	-
	RIEGO	9124	-	-0.14	-	0.62	-	-	-	-	-0.07	-	-	-	-	-	-	-	-
	AP	1437	0.00	-	-	-	-	-	5.54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.27

El análisis de coeficientes y elasticidades se realizará para cada uno de los tipos de usuarios, comenzando la descripción con los resultados obtenidos para Edemsa (la distribuidora con mayor peso relativo tanto en área cubierta, como usuarios abastecidos y obviamente en KW/h distribuidos) para luego comparar las diferencias encontradas con el resto de las distribuidoras.

### **Demanda residencial**

Para la demanda Residencial de EDEMSA resultaron significativas las variables EMAE, DMAX2 y VTAELEC y la variable dependiente rezagada un periodo RESIDEN(-1). La variable proxy del nivel de ingreso (EMAE) resultó tener el signo esperado con la teoría económica y la elasticidad se calculó entorno al 1.45, lo que significa que un aumento de 1% en el nivel de actividad mensual, la demanda eléctrica de este tipo de usuarios aumentaría en un 1.45%. Es decir, sería una demanda muy elástica a las variaciones de ingreso.

En cuanto a las ventas de electrodomésticos el coeficiente resultó negativo lo que a priori parecería no ser del todo adecuado con el modelo teórico propuesto, pero teniendo en cuenta las características propias del periodo bajo análisis se puede justificar económicamente. El signo negativo probablemente se debe a que el fuerte crecimiento de ventas de electrodomésticos en el periodo analizado<sup>24</sup>, resultó en un reemplazo de artefactos relativamente poco eficientes por otros que logran iguales o mejores resultados con menores consumos energéticos<sup>25</sup>. Es decir, se puede esperar que la demanda eléctrica sea menor mientras mayor sea la cantidad de nuevos artefactos (relativamente más eficientes) en los hogares. Según el coeficiente estimado y bajo el supuesto de “ceteris paribus”, un aumento de un 1% en las ventas de electrodomésticos (modernos y relativamente más eficientes que los que reemplazan) provocaría una disminución de un 0,20% en la demanda de energía eléctrica para uso residencial.

La desviación al cuadrado de las temperaturas, resulta significativa y con el signo positivo, lo que indica que mientras más alta sea la temperatura y más se aleje del “ideal” se espera que exista mayor demanda de energía residencial proveniente principalmente de los artefactos que ayudan a climatizar el hogar (principalmente ventiladores y aires acondicionados). Además una temperatura muy baja llevará a recurrir a métodos de calefacción poco eficientes y con gran consumo de electricidad (estufas eléctricas, calentadores, etc.) además de coincidir con la época del año donde la demanda de energía para luminosidad artificial crece al existir menos horas de sol. La elasticidad fue positiva y

<sup>24</sup> Explicado por el boom de consumo en los últimos años, cuyas causas son principalmente la disminución del precio relativo de este tipo de bienes y el proceso inflacionario (que produce un refugio en bienes durables).

<sup>25</sup> A modo de ejemplo se cita el caso de las heladeras, al ser uno de los electrodomésticos que más consume en el hogar. La que están clasificadas como tipo A (modernas más eficientes) permite ahorrar hasta un 48% anual respecto de las convencionales.

muy baja (0,04) lo cual indicaría que los picos de consumos se producirían recién para temperaturas extremas muy alejadas del “ideal” (olas de calor en verano y olas polares en inviernos) lo cual se acerca bastante a la realidad.

Por último resta analizar el coeficiente del precio subsidiado, el cual tiene un signo contrario a la teoría económica y no es para nada significativo. Económicamente puede interpretarse que la demanda residencial de electricidad es totalmente inelástica al precio, algo que en la coyuntura actual de nuestro país es totalmente posible dado que el precio pagado por el consumidor se encuentra nominalmente constante (decreciente en términos reales) y muy por debajo al recibido por el productor (generador). Esta situación sumada a las características propias de la energía eléctrica como bien, lleva a que un hogar a la hora de demandar electricidad sólo tenga en cuenta los requerimientos eléctricos del stock de artefactos instalados y no utilice al precio como señal<sup>26</sup>. Es decir, en un contexto como el actual, puede darse el caso que una disminución en el precio de la electricidad no necesariamente se traduzca en un incremento en la cantidad demandada.

Para una mejor comprensión se propone el siguiente ejercicio, pensar hipotéticamente en un hogar que ya tiene todos los electrodomésticos que precisa (heladeras, microondas, aire acondicionado, etc.) por más que el precio de la electricidad disminuya (y dado que al precio vigente no se “reprime” consumo alguno), no va a usar dos heladeras o no prenderá el aire acondicionado para climatizar si el hogar ya está climatizado, sólo demandará más energía siempre y cuando se adquiera un nuevo artefacto. Por ello, la elasticidad-precio es estadísticamente nula y la elasticidad-ingreso es muy elevada (1.45).

En cuanto a la demanda residencial para las otras tres distribuidoras, hay que destacar que para el conjunto de pequeñas y medianas distribuidoras que conforman RESTO el precio subsidiado tiene signo negativo y resulta ser una variable significativa al 10% (la elasticidad-precio sería cercana a -0,08) lo cual confirmaría la hipótesis de que la elasticidad-precio de la energía eléctrica para uso residencial en el periodo bajo análisis probablemente es muy cercana a 0.

Otra diferencia destacable es que la única distribuidora en la cual la desviación al cuadrado de la temperatura máximo no resultó significativa fue EDESTE, este hecho puede ocurrir por las características propias de los usuarios abastecidos por esta distribuidora (departamentos del este mendocino) los cuales podrían estar utilizando otros métodos no intensivos en electricidad para climatizar sus hogares. Por ejemplo en verano podría no ser tan común utilizar aires acondicionados como lo es en el resto de aglomerados urbanos de

---

<sup>26</sup> Además el stock de artefactos de un hogar dependerá principalmente su nivel de ingreso y no del precio de su insumo (electricidad).

la provincia o en invierno podría ser más frecuente recurrir ante temperaturas extremadamente bajas a energías tradicionales como la leña.

### **Demanda general**

En cuanto a la demanda para este tipo de usuarios de EDEMSA, resultaron significativas las variables EMIAYB y VTASUPER, ambas con el signo esperado por la teoría económica.

La variable EMIAYB viene a ser una variable proxy del nivel de actividad de este tipo de usuarios, con lo cual la elasticidad obtenida podría ser interpretada como la elasticidad-ingreso de la demanda general de Edemsa cuyo valor se estima en 0.75. La misma estaría indicando que si bien la demanda eléctrica es sensible al nivel de actividad, al ser menor a la unidad el consumo eléctrico aumentaría menos que proporcionalmente. Este resultado se corresponde perfectamente con la teoría económica, ya que si todos los usuarios de tipo general tienen un aumento de un 1% (para simplicidad de análisis supongamos por un instante que únicamente hay heladerías en esta demanda) la demanda eléctrica sólo aumentaría en un 0.75%, resultado que es explicado en gran medida por los rendimientos de escala (las heladerías demandarán más electricidad para preparar y refrigerar mayor cantidad de helados, pero no para iluminar más por ejemplo).

Por otro lado para las ventas de supermercados la elasticidad estimada fue 0.32, lo cual indicaría que ante un mayor volumen de compras (1%) se esperaría que la demanda eléctrica crezca 0.32%, aún menos que la elasticidad-ingreso calculada. Es decir podríamos sospechar que mientras más grande sea el comercio incluido en este tipo de tarifa la escala jugaría un rol más importante y se demandaría proporcionalmente menos electricidad.

En cuanto al precio (subsidiado) si bien tuvo signo negativo, no resultó significativo por lo que siguiendo la lógica expuesta para la demanda residencial significaría que la elasticidad sería muy baja o incluso nula también para este tipo de usuario<sup>27</sup>.

Comparando con las otras distribuidoras prácticamente se obtuvieron los mismos resultados pero dado las características propias de cada, las variables proxy significativas cambiaron:

- Para Edeste resultó significativo como proxy del ingreso el nivel general de actividad industrial general (EMI), estimándose una elasticidad-ingreso cercana a 0.52. Vale destacar que esta elasticidad para todas las distribuidoras (excepto Edemsa) se sitúa en torno a 0.50.

---

<sup>27</sup> Remitirse al análisis de precio subsidiado realizado para la Demanda Residencial.

- Para la Cooperativa Eléctrica de Godoy Cruz fue ventas en centros comerciales (VTACC) la variable significativa y la elasticidad se estima en 0.14.

En ninguna de las tres distribuidoras restantes el precio subsidiado resulta significativa al 5%, sólo para Edeste el coeficiente tiene signo positivo y lo es recién al 10% pero el valor dado que el valor es demasiado bajo (elasticidad estimada en 0.08) se podría considerar que al igual de Edemsa, la demanda es inelástica al precio.

### **Grandes demandas**

La única variable significativa para todas las distribuidoras (aparte de las dummies mensuales) fue el nivel de general de actividad (EMAЕ). Para esta demanda en particular se recomienda leer el ANEXO II en el cual se puede verificar que la inclusión de las variables dicotómicas mensuales son fundamentales en este modelo, ya que al existir un fuerte componente estacional el no incluirlas llevaría a cometer un error de especificación por omisión de variable relevante.

El nivel de actividad (variable proxy del ingreso) resultó tener el signo esperado por el modelo teórico y las elasticidades estimadas para las cuatro distribuidoras no fueron significativamente distintas, ya que las mismas se movieron en el rango de 0.24 a 0.44, es decir la elasticidad-ingreso resultó ser bastante inelástica. Intuitivamente se puede pensar que un aumento de un 1% del PBI se traduciría en un incremento de alrededor 0.25% en la demanda eléctrica para este grupo de “grandes consumidores”. Otra vez más se ve aquí que la electricidad como insumo para hacer funcionar las maquinarias presenta economías de escala importantes.

El petróleo fue incluido como variable proxy de la inflación internacional, el signo fue positivo para tres de las distribuidoras (excepto Edeste) como se esperaría en la teoría económica (al subir la inflación internacional, se abaratarían relativamente nuestros productos, lo que se traduciría en una mayor demanda de nuestros productos y con ello mayores requerimientos eléctricos para producir) pero no resultó significativo en ningún caso. Probablemente se debe a que en el periodo bajo análisis el tipo de cambio real experimentó un marcado descenso<sup>28</sup>, en el que la inflación internacional poco tuvo que ver en este proceso.

El precio monómico, no resultó significativo para ninguna distribuidora, hecho que nos llevaría a pensar que la elasticidad-precio es muy baja o incluso nula. Si bien esta conclusión es similar a la arribada para las demandas anteriores, las causas son sutilmente diferentes:

---

<sup>28</sup> Principalmente a causa de una política cambiaria de tipo de cambio casi fijo que no era consistente con el brote inflacionario experimentado en los últimos 5 años (inflación superior al 20%).

Los grandes consumidores de electricidad efectivamente pagan una tarifa relativamente menos subsidiada que el resto de los usuarios abastecidos, por ello se utiliza en las regresiones el precio monómico en vez del precio spot sancionado (o subsidiado para nuestro análisis). Pero no hay que olvidar que como bien se expuso en el Capítulo I, la teoría marginalista de fijación de precio se rompió a comienzos de la década pasada<sup>29</sup>, por lo que el precio pagado por las distribuidoras y el efectivamente recibido por los generadores dejó de estar relacionado y con ello el precio dejó de cumplir su rol como señal de “escasez” en el mercado eléctrico<sup>30</sup>.

Recordemos que en el marco actual ante una escasez de energía se recurre primero a ocupar toda la capacidad instalada (incluso utilizando combustibles menos eficientes), a importar energía (principalmente de Brasil) y en caso de no ser suficiente esta mediada se procede a realizar restricciones en el consumo. Esta última medida afecta principalmente a los grandes usuarios ya que se prioriza el abastecimiento residencial, general y el de alumbrado público.

Por ello, en un mercado altamente regulado como el actual, donde los grandes usuarios no observan la escasez de energía vía precios sino vía cantidad<sup>31</sup> y dado que se trata de un bien no almacenable, no resultaría extraño que la elasticidad-precio sea nula. Los agentes al no poder “guardar” electricidad para las épocas de restricciones, tienen fuertes incentivos para planificar la producción (y con ello el consumo de electricidad) en base a la disponibilidad real de energía, sin considerar el precio a pagar. Intuitivamente se puede pensar que sea cual sea el precio, se demandará el total de cupo asignado para producir y aprovechar el exceso para adelantar producción (en caso de ser posible) para las épocas de restricción.

### **Riego agrícola**

La variable proxy del nivel de ingreso, EMIAyB, resultó significativa para las tres distribuidoras que abastecen este tipo de usuario, con valores de elasticidad-ingreso de 0.35 para Edeste, 0.62 para Resto y 0.77 para Edemsa. La diferencia de valores probablemente se deba a que:

En la Zona Este de Mendoza (área cubierta por Edeste) es donde se concentra la mayor cantidad de perforaciones de la provincia y es donde más fincas dependen únicamente del pozo; En el Oasis Norte (abastecido por Edemsa) el pozo generalmente es un complemento al agua de cauce (asignado por turnos).

---

<sup>29</sup> Cuando luego de la Crisis del 2001, se dicta la Ley de Emergencia Económica.

<sup>30</sup> Recordar que el precio monómico sólo lo reciben aquellos generadores que producen a un costo superior al sancionado, por lo que no existe un precio “no subsidiado único”.

<sup>31</sup> Con cortes programados a las industrias en las épocas de exceso de demanda.

A raíz de esto, los problemas de sobreexplotación de acuíferos (que derivan principalmente en la salinización del agua) son mucho mayor en la Zona Este, por lo que las autoridades han tenido que llevar a cabo un estricto control de las perforaciones en dicha zona (regulando el uso de los pozos y llegando a prohibir en algunos casos nuevas perforaciones).

En resumen, un incremento de un 1% en los ingresos, llevaría a usar más agua de perforaciones (para mayor producción) siempre y cuando se puedan hacer nuevas perforaciones o se pueda utilizar con mayor intensidad los pozos ya existentes. Dadas las fuertes regulaciones impuestas en la Zona Este se esperaría que el incremento sea mayor en el Oasis Norte.

Por otro lado, el promedio de las temperaturas máximas mensuales (TMAX), resulta significativa para Edemsa y Edeste, y con una valor para elasticidad muy similar (1.24 y 1.07 respectivamente). Esta variable logra capturar la fuerte estacionalidad de la demanda (máximo consumo en verano y mínimo en invierno) dado que los requerimientos de agua para regadío acompañan al ciclo del cultivo (principalmente en verano). Es decir, según los resultados obtenidos un aumento de un 1% en la temperatura máxima promedio, produce un aumento de 1.24% en la demanda de electricidad para riego agrícola.

Otra variable relevante es el nivel de los caudales de los ríos, ya que como se mencionó en los párrafos anteriores, el agua de pozo es muchas veces un complemento al agua de cauce. Para Edemsa, resultó estadísticamente significativo el desvío del nivel del Rio Mendoza respecto de su media normal (DESV\_MENDOZA) mientras que para Edeste fue el desvío del Rio Tunuyán (DESV\_TUNUYAN). En ambos el coeficiente fue negativo, ya que a mayor cantidad de agua, el desvío es positivo y menos uso de agua de pozo se esperaría. Las elasticidades estimadas resultaron muy bajas cercanas a -0.0005 en ambos casos, lo cual podría atribuirse al hecho que ambos ríos tienen su curso de agua regulado con un dique (Potrerillos y El Carrizal respectivamente) por lo que las desviaciones no son percibidas por los productores. Por otro lado, para el conjunto de distribuidoras que componen RESTO resultó significativa al 10% la variable CAUDALES, con una elasticidad estimada de -0.07.

Por último, el coeficiente del precio monómico fue negativo para las tres distribuidoras pero sólo resultó significativa al 10% para RESTO, por lo que para EDEMSA y EDESTE se podría pensar en una elasticidad-precio muy baja o incluso nula. La elasticidad estimada para RESTO de -0.14 ayudaría a confirmar esta hipótesis. Las causas pueden deberse a que:

- En caso de fincas que no tengan derecho a agua de cauce y dependan únicamente del pozo, se esperaría una elasticidad-precio muy baja (al no tener bien sustituto alguno).
- En caso de tener derecho a agua de cauce, muchas fincas necesitan del pozo para completar el regadío de sus cultivos, por lo que no pueden prescindir del mismo.

### **Alumbrado público**

Las variables relevantes para este tipo de usuarios resultaron ser POB y HS\_SOL para todas las distribuidoras, ambas con coeficientes positivos y acordes a lo esperado según la teoría económica. PXSUB sólo resultó significativo para la Cooperativa Eléctrica de G.Cruz .

La elasticidad demanda de electricidad para AP respecto de la población se estimó en 0.20 para el caso de Edemsa, muy por debajo que la estimada para el resto de las distribuidoras (2.10 para Edeste, 1.50 para Cooperativa de G.Cruz y 5.10 para el Resto). La diferencia es notable, ya que un aumento de un 1% de la población, para Edemsa se significaría un incremento de demanda para AP de sólo 0.20% mientras que para el conjunto de distribuidoras que conforman RESTO sería 5.10%.

Esta diferencia puede radicar en el hecho en que los aglomerados urbanos abastecidos por EDEMSA (principalmente el Gran Mendoza) están conformados por núcleos urbanos con población altamente concentrada y con alumbrado público ya instalados. Por ello, incrementos marginales de la población no requerirían demasiadas inversiones en nuevos tendidos, por las economías de escala que presenta el alumbrado público. En el otro extremo se encuentran las pequeñas y medianas distribuidoras (RESTO), las que abastecen zonas rurales o rurales dispersas principalmente. En este caso, incrementos marginales en la población implicarán necesariamente de nuevas iluminarias (que demandarán más energía) al existir una mayor dispersión entre los usuarios abastecidos.

Si bien las horas de sol resultaron significativas, existe una importante diferencia entre Edemsa-Edeste y Coop.GCruz-Resto. Para las primeras, la variable relevante y que se ajusta al modelo es HS\_SOL, para el segundo grupo HS\_SOL(-1). La diferencia no está relacionada a diferencias en el patrón de consumo de los usuarios, sino es atribuible a divergencias en la forma de facturación<sup>32</sup>. Aclarado esto, se procede a comparar los

---

<sup>32</sup> Para Edemsa y Edeste el consumo máximo se produce en julio mientras que el mínimo sucede en enero de cada año. Para Coop. GCruz y Resto éstos se producen un mes antes (junio y diciembre respectivamente). Como la variable HS\_SOL contiene la cantidad de horas de sol correspondiente al 1er día de cada mes, el máximo se exhibe en enero (computa las horas de sol 10 días después del solsticio de verano) y el mínimo en julio (10 días luego del solsticio de invierno).

resultados de las elasticidades estimadas, los cuales son negativos<sup>33</sup> y fluctúan entre -0,97 y -1.27<sup>34</sup>.

### III.3. Análisis de las variables endógenas rezagadas y DUMMIES

En el siguiente cuadro se presentan las variables endógenas rezagadas para cada uno de los modelos estimados, en cada fila están las distribuidoras y en cada columna las variables endógenas rezagadas un periodo (sólo para riego aparece rezagada dos periodos). Los números en **negrita** representan los coeficientes estimados y los **grises** su nivel de significación. Cada modelo estaría representado por cada cuadrado del interior. Por ejemplo si queremos conocer si la variable dependiente GRANDDEM se utilizó rezagada en el modelo para EDESTE, se observa que efectivamente al estimar la endógena rezagada un periodo, el valor estimado fue 0.092 con un nivel de significación de 0.002.

**Tabla 4.** Coeficientes de las variables endógenas rezagadas para cada modelo

	RESIDEN(-1)	GRAL(-1)	GRANDEM(-1)	RIEGO(-1)	RIEGO(-2)	AP(-1)
EDEMSA	<b>-0.170</b> 0.044	- -	<b>0.262</b> 0.000	<b>0.215</b> 0.001	- -	<b>-0.313</b> 0.000
EDESTE	<b>-0.469</b> 0.000	<b>-0.373</b> 0.000	<b>0.092</b> 0.002	<b>0.524</b> 0.000	<b>-0.277</b> 0.000	<b>0.211</b> 0.000
CGCRUZ	- -	- -	<b>0.317</b> 0.000			<b>-0.356</b> 0.000
RESTO	- -	- -	<b>0.323</b> 0.000	<b>0.160</b> 0.028	- -	<b>-0.285</b> 0.000

De los 19 modelos estimados, sólo en 4 no se utilizaron variables endógenas rezagadas, lo que principalmente es consecuencia de la aplicación del método del Cochrane–Orcutt para corregir problemas autocorrelación serial en los residuos.

Como primera apreciación se puede observar que si bien los valores de los coeficientes fluctúan de una distribuidora a otra, el signo generalmente es el mismo (la única excepción se produce para alumbrado público de EDESTE).

Con respecto a la demanda residencial como variable endógena rezagada RESIDEN(-1), para las dos distribuidoras que la utilizan (Edemsa y Edeste) el signo es negativo. Esto

<sup>33</sup>La lógica sería la siguiente: mayor cantidad de horas de sol implicarían menor demanda de electricidad para iluminar.

<sup>34</sup> Un aumento de un 1% en la cantidad de horas de sol, llevaría a aumento de la demanda de energía eléctrica para AP en torno a un 1%.

implicaría que si un mes aumenta la demanda el siguiente disminuye, lo cual es esperable por tratarse de series con alta variabilidad mensual. Dado que el valor absoluto del coeficiente estimado para Edeste es mayor que para Edemsa (0.47 y 0.17 respectivamente), se esperaría una mayor volatilidad para la primera.

En la estimación de la demanda general, la única distribuidora que utilizó esta la variable rezagada un periodo fue para Edeste. Teniendo en cuenta el signo y el valor estimado (-0.373), estamos en presencia de una variable con alta volatilidad.

Distinto es el caso de los modelos estimados para los usuarios denominados Grandes Demandas, los cuales para todas las distribuidoras se utilizó esta variable dependiente rezagada un periodo, obteniendo coeficientes positivos y muy significativos. Los valores estimados varían entre 0.092 (para Edeste) y 0.323 (para RESTO). La interpretación económica sería la siguiente, si un mes existe una demanda de energía relativamente alta (asociados a altos niveles de producción), se esperaría para el siguiente mes un comportamiento similar, dado que el ajuste en los niveles de producción tiende a ser progresivo.

Una interpretación similar se podría extender para las demandas de energía para riego agrícola, ya que la variable endógena rezagada un periodo resultó significativa para todas las distribuidoras y se estimaron valores positivos entre 0.16 (RESTO) y 0.52 (Edeste). Sólo para Edeste se utiliza la variable rezagada dos periodos con un valor estimado de -0.278, es decir el mes actual estaría positivamente relacionado con el nivel de consumo del mes anterior pero negativamente con el de dos meses atrás.

Analizando la demanda para alumbrado público, la variable endógena rezagada un periodo es utilizada por todas la distribuidoras, el signo estimado resultó cercano a -0.30 para la mayoría de las distribuidoras (excepto Edeste que tuvo signo positivo y cercano 0.21). La interpretación es similar a la realizara en los párrafos anteriores para las demandas residenciales y generales.

A continuación, se muestra un cuadro en el que aparecen las variables dicotómicas mensuales (dummies) para cada uno de los modelos estimados. La numeración sigue el orden de los meses calendario, por lo que D1 representa a Enero, D2 a Febrero, ... , D12 a Diciembre. Se omite la variable D9 ya que se utilizará al mes de septiembre como mes base de comparación (al ser en el mes con menor estacionalidad para todas las variables).

**Tabla 5.** Coeficientes estimados para las variables dummy

	TIPO de USUARIO	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D10	D11	D12	
EDEMESA	RESIDEN	-	-	6602,9 0,002	-4329,6 0,051	-	-	-	9096,4 0,000	-	-8465,3 0,000	-6496,1 0,006	
	GRAL	2628,0 0,000	-	2621,3 0,001	-2932,3 0,000	-	-2268,2 0,002	-	-1482,1 0,040	-5447,7 0,000	-2715,1 0,001	-5175,1 0,000	
	GRANDEM	4567,0 0,011	3520,0 0,046	-	14182 0,000	-	-	-	-	-	-	4922,4 0,007	-
	RIEGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EESTE	RESIDEN	-	-	1246,9 0,000	-816,4 0,021	-794,3 0,021	-837,5 0,016	-	-	-732,5 0,052	-1362,6 0,000	-789,0 0,048	
	GRAL	205,1 0,002	746,2 0,000	286,6 0,000	463,5 0,000	-	356,1 0,000	-	403,5 0,000	203,0 0,007	-	-	
	GRANDEM	-	1000,8 0,000	1730,1 0,000	2727,2 0,000	1643,4 0,000	-	-	-	-698,9 0,007	-	-	
	RIEGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AP	-	-	-	-107,78 0,000	-	-84,626 0,002	-	-	-	-	-	
CGCRUZ	RESIDEN	1977,2 0,000	-	1722,3 0,000	-	-	1118,2 0,001	1453,8 0,000	1113,4 0,001	-	-798,7 0,022	-	
	GRAL	433,4 0,000	-	392,34 0,000	-226,4 0,002	-228,13 0,002	-	-	-188,95 0,009	-430,40 0,000	-295,47 0,000	-170,25 0,033	
	GRANDEM	1898,5 0,000	2363,0 0,000	1038,7 0,000	738,9 0,001	-	-	-491,5 0,009	-	-	819,1 0,000	1835,6 0,000	
	AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESTO	RESIDEN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1554,2 0,000	-1600,5 0,000	
	GRAL	214,5 0,003	215,05 0,003	186,23 0,011	-	-	-	-	-251,24 0,001	-338,14 0,000	-	-825,49 0,000	
	GRANDEM	1304,3 0,000	1482,5 0,000	2613,1 0,000	4372,3 0,000	1137,5 0,003	-	-	-	-	-	-	
	RIEGO	7360,6 0,000	7338,9 0,000	3230,4 0,000	-	-	-	-1634,2 0,011	-	5229,0 0,000	7563,5 0,000	7649,4 0,000	
	AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

La mayoría de los modelos utiliza al menos una variable dicotómica (sólo en 5 no resultaron significativas). Esto indicaría que las variables presentan comportamientos estacionales que no pueden ser explicados del todo por las variables independientes. Las excepciones son las demandas para riego agrícola y para alumbrado público, variables que a pesar de tener una estacionalidad muy fuerte, las temperaturas máximas promedio y las horas de sol (respectivamente) logran capturar el comportamiento estacional en la mayoría de las distribuidoras.

Un caso particular y que merece especial atención es el de grandes demandas. Tal como se adelantó en la sección anterior, la no inclusión de las variables dicotómicas mensuales lleva a producir un error de estimación por omisión de variable relevante<sup>35</sup>.

<sup>35</sup> Ver Anexo II, página 87

Probablemente este hecho se deba a que los usuarios comprendidos en esta demanda, son en su gran mayoría (en especial para Edeste y Resto) industrias agroalimentarias en la que existen periodos de gran cantidad de producción (conservas, vinos, etc.) concentrados en algunos meses en particular (enero-mayo) y que año a año repiten el mismo patrón de consumo.

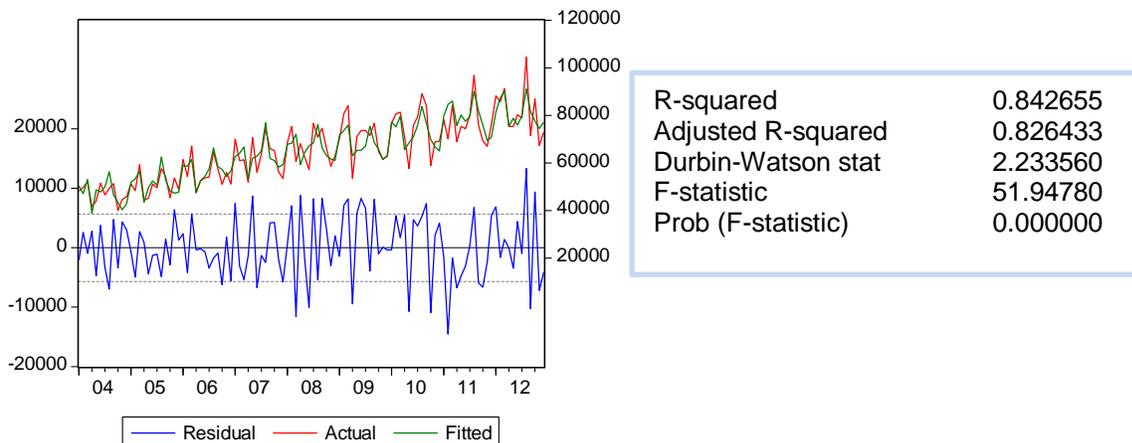
En cuanto a las demandas residenciales y generales, si bien no existe un patrón inequívoco para todas las distribuidoras, los signos de las variables dummies tienen cierto nivel de semejanza. Por ejemplo para la demanda general, las dicotómicas significativas del primer semestre son en su gran mayoría positivas mientras que las del segundo son negativas. Para las residenciales se observa un comportamiento similar pero entre el primer trimestre (positivas) y el último (negativas). Económicamente se interpreta que para los meses (o periodos) con dummies significativas de signo positivo la demanda eléctrica se colocaría por encima del mes base (septiembre) y lo contrario sucedería si el valor es negativo.

### III.4. Modelos finales

Una vez analizados los coeficientes estimados para las variables explicativas, endógenas rezagadas y dicotómicas se procede a presentar las ecuaciones formales para cada uno de los modelos estimados. Además, se mostrará el valor del estadístico Durbin-Watson, F-Fisher, junto con el  $R^2$  y el gráfico que muestra el ajuste del modelo y los residuos.

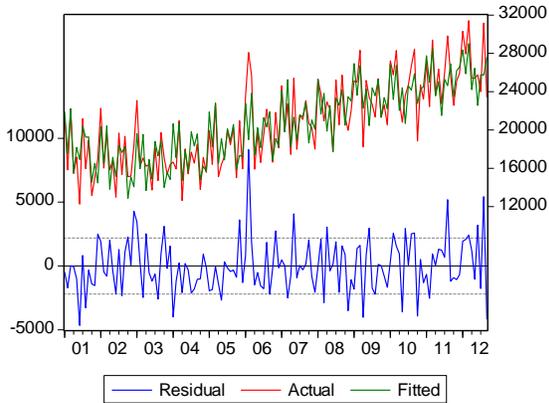
#### III.4.1. Edemsa

$$EDEMSA_{RESIDEN} = -11365,43 + 18,07702PXSUB + 598,5824EMAE + 70,12571D_{MAX2} - 28,78104V_{TAELEC} - 0,170371RESIDEN(-1) + 6602,886D3 - 4329,56D4 + 9096,375D8 - 8465,318D11 - 6496,117D12$$



Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

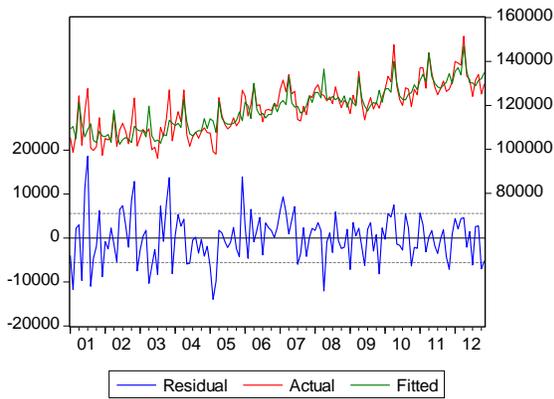
$$EDEMSA\_GENERAL = 1952,097 - 5,201111PXSUB + 144,4678EMIAYB + 2627,95D1 + 2621,27D3 - 2932,319D4 - 2268,151D6 - 1482,1D8 - 5447,658D10 - 2715,143D11 - 5175,077D12$$



R-squared	0.769192
Adjusted R-squared	0.749511
Durbin-Watson stat	2.126595
F-statistic	39.08244
Prob(F-statistic)	0.000000

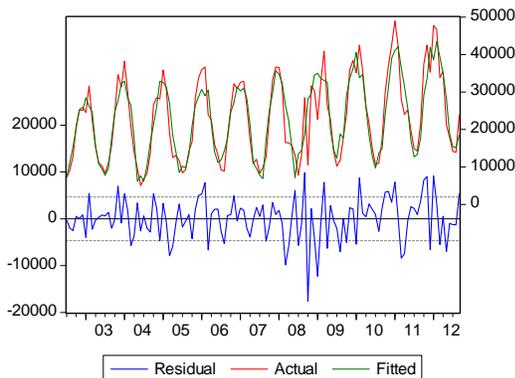
$$EDEMSA\_GRANDEM =$$

$$57239,65 - 3,532654PXMOM + 180,9172EMAE + 43,00748PETROLEO + 0,2618GRANDEM(-1) + 4567,016D1 + 3520,003D2 + 14182,09D4 + 4922,436D11$$



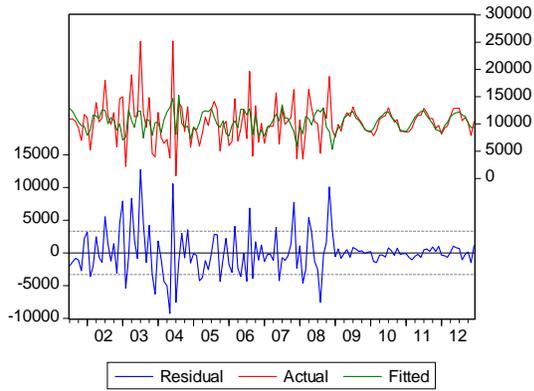
R-squared	0.772364
Adjusted R-squared	0.758774
Durbin-Watson stat	1.856956
F-statistic	56.83232
Prob(F-statistic)	0.000000

$$EDEMSA\_RIEGO = -26055,62 - 4,218355PXMOM + 164,565EMIAYB + 1222,676TMAX - 46,66411DESV\_MENDOZA + 0,214844RIEGO(-1)$$



R-squared	0.823421
Adjusted R-squared	0.815875
Durbin-Watson stat	2.052146
F-statistic	109.1187
Prob(F-statistic)	0.000000

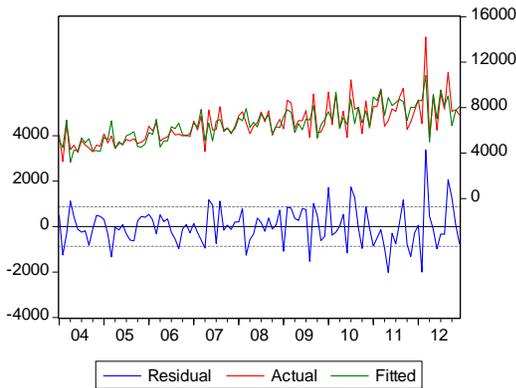
$$EDEMSA\_AP = 25493,47 - 5,188449PXSUB + 0,001237POB - 1078,425HS\_SOL - 0,313067AP(-1)$$



R-squared	0.215250
Adjusted R-squared	0.191648
Durbin-Watson stat	2.131203
F-statistic	9.120177
Prob(F-statistic)	0.000000

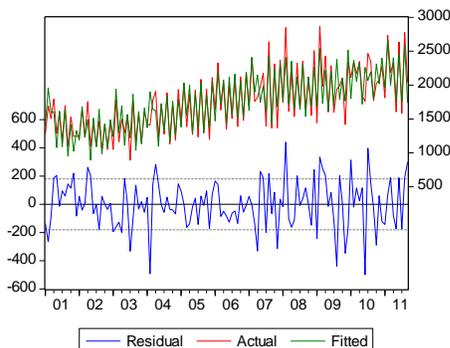
### III.4.2. Edeste

$$EDESTE\_RESIDEN = -1251,368 + 2,09768PXSUB + 76,94923EMAE - 2,97394VTAELEC - 0,468871RESIDEN(-1) + 1246,941D3 - 816,4125D4 - 794,3481D5 - 837,5008D6 - 732,5401D10 - 1362,64D11 - 789,0278D12$$



R-squared	0.762677
Adjusted R-squared	0.735483
Durbin-Watson stat	2.052861
F-statistic	28.04649
Prob(F-statistic)	0.000000

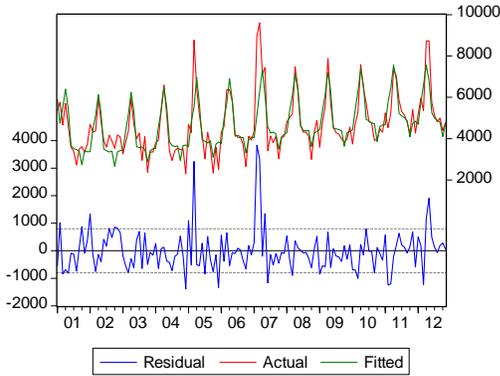
$$EDESTE\_GRAL = -58,18559 + 0,802479PXSUB + 8,269604EMI + 0,168824VTASUPER - 0,372779GRAL(-1) + 205,0656D1 + 746,1555D2 + 286,6359D3 + 463,4508D4 + 356,0994D6 + 403,499D8 + 203,0373D10$$



R-squared	0.853423
Adjusted R-squared	0.839642
Durbin-Watson stat	2.124174
F-statistic	61.92845
Prob(F-statistic)	0.000000

**EDESTE\_GRANDEM =**

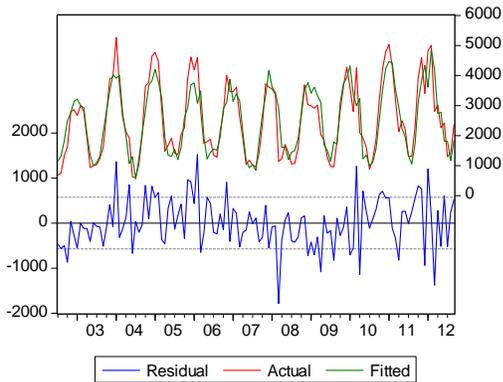
$$1644,023 + 0,652266PXMON + 13,13973EMAE - 0,716332PETROLEO + 0,091737GRANDEM(-1) + 1000,831D2 + 1730,094D3 + 2727,2D4 + 1643,369D5 - 698,9234D10$$



R-squared	0.688962
Adjusted R-squared	0.667914
Durbin-Watson stat	1.774207
F-statistic	32.73338
Prob(F-statistic)	0.000000

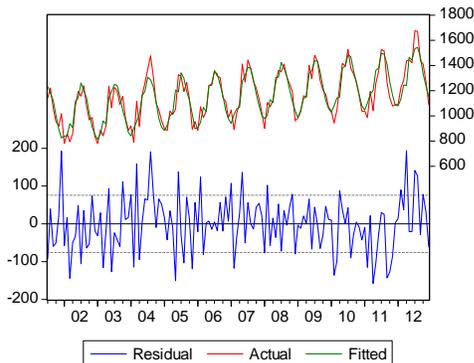
**EDESTE\_RIEGO =**

$$-1479,868 - 0,508983PXMON + 8,157512EMIAYB + 116,077TMAX - 8,20738DESV_TUNUYAN + 0,523676RIEGO(-1) - 0,276611RIEGO(-2)$$



R-squared	0.788198
Adjusted R-squared	0.777243
Durbin-Watson stat	1.997069
F-statistic	71.94700
Prob(F-statistic)	0.000000

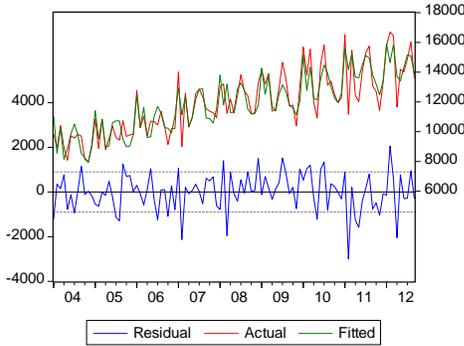
**EDESTE\_AP = -442,7626 + 0,129747PXSUB + 0,001428POB - 87,44189HS\_SOL + 0,210834AP(-1) - 107,7766D4 - 84,62607D6**



R-squared	0.853960
Adjusted R-squared	0.847271
Durbin-Watson stat	2.185112
F-statistic	127.6694
Prob(F-statistic)	0.000000

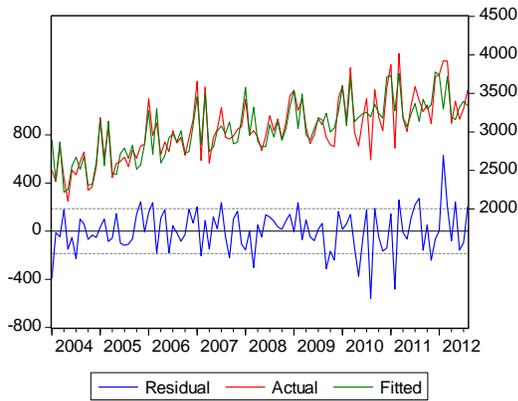
### III.4.3. Cooperativa Eléctrica de Godoy Cruz (CGCRUZ)

$$CGCRUZ\_RESIDEN = 138,846 + 2,40889PXSUB + 72,16119EMAE + 10,7766DMAX2 - 2,206529VTAELEC + 1977,215D1 + 1722,305D3 + 1118,184D6 + 1453,76D7 + 1113,445D8 - 798,6589D11$$



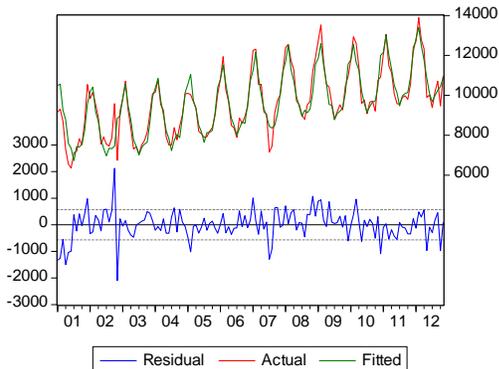
R-squared	0.836823
Adjusted R-squared	0.819464
Durbin-Watson stat	2.246885
F-statistic	48.20614
Prob(F-statistic)	0.000000

$$CGCRUZ\_GRAL = 1114,198 + 0,142269PXSUB + 14,25215EMIAYB + 1,69676VTACC + 433,4004D1 + 392,3373D3 - 226,4457D4 - 228,1338D5 - 188,9459D8 - 430,4032D10 - 295,4717D11 - 170,2509D12$$



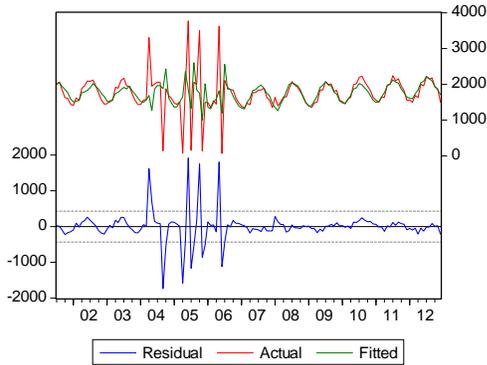
R-squared	0.805413
Adjusted R-squared	0.805413
Durbin-Watson stat	2.1568757
F-statistic	34.61776
Prob(F-statistic)	0.000000

$$CGCRUZ\_GRANDEM = 2971,145 - 0,070996PXMOM + 19,4514EMAE + 1,957856PETROLEO + 0,316987GRANDEM(-1) + 1898,488D + 12363,027D2 + 1038,664D3 + 738,8542D4 - 491,5431D7 + 819,0995D11 + 1835,597D12$$



R-squared	0.885411
Adjusted R-squared	0.875789
Durbin-Watson stat	1.725960
F-statistic	92.01988
Prob(F-statistic)	0.000000

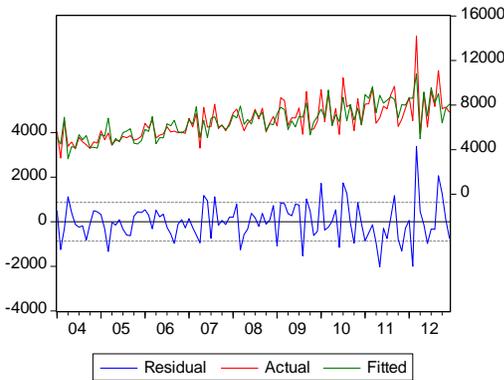
$$CGCRUZ\_AP = 2182,877 - 1,803702PXSUB + 0,001546POB - 175,2416HS\_SOL(-1) - 0,355744AP(-1)$$



R-squared	0.281802
Adjusted R-squared	0.260202
Durbin-Watson stat	2.123149
F-statistic	13.04645
Prob(F-statistic)	0.000000

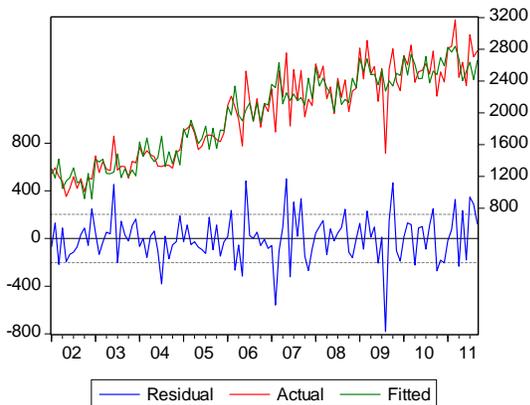
### III.4.4. Pequeñas y Medianas Distribuidoras (RESTO)

$$RESTO\_RESIDEN = -1391,901 - 3,735645PXSUB + 103,6684EMI + 19,89506DMAX2 - 2,819406VTAELEC - 1554,155D11 - 1600,529D12$$



R-squared	0.760494
Adjusted R-squared	0.745830
Durbin-Watson stat	1.973335
F-statistic	51.86246
Prob(F-statistic)	0.000000

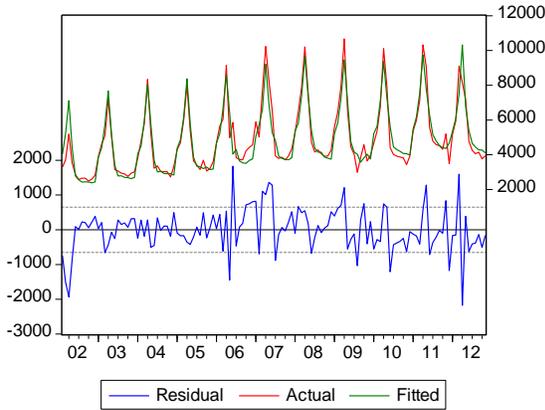
$$RESTO\_GRAL = 1089,244 + 0,831583PXSUB + 10,70689EMIAYB + 0,221642VTASUPER + 214,5417D1 + 215,0549D2 + 186,2265D3 - 251,2355D8 - 338,1354D10 - 825,4943D12$$



R-squared	0.880450
Adjusted R-squared	0.870394
Durbin-Watson stat	2.283717
F-statistic	87.55816
Prob(F-statistic)	0.000000

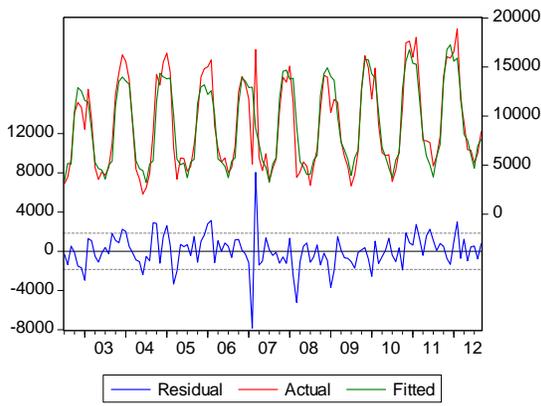
Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

$$\begin{aligned} \mathbf{RESTO}_{GRAMDEM} = & 304,1211 + 1,015348\mathbf{PXMON} + 10,36759\mathbf{EMAE} + 3,240099\mathbf{PETROLEO} \\ & + 0,322644\mathbf{GRANDEM}(-1) + 1304,257\mathbf{D1} + 1482,546\mathbf{D2} + 2613,085\mathbf{D3} \\ & + 4372,293\mathbf{D4} + 1137,467\mathbf{D5} \end{aligned}$$



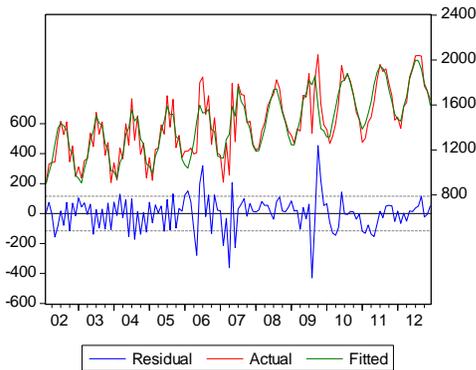
R-squared	0.891511
Adjusted R-squared	0.883374
Durbin-Watson stat	1.909022
F-statistic	109.5667
Prob(F-statistic)	0.000000

$$\begin{aligned} \mathbf{RESTO}_{RIEGO} = & 1054,92 - 3,68419\mathbf{PXMON} + 52,60051\mathbf{EMIAYB} - 4,431535\mathbf{CAUDALES} + \\ & 0,160375\mathbf{RIEGO}(-1) + 7360,649\mathbf{D1} + 7338,888\mathbf{D2} + 3230,384\mathbf{D3} - 1634,24\mathbf{D7} + \\ & 5228,984\mathbf{D10} + 7563,482\mathbf{D11} + 7649,432\mathbf{D12} \end{aligned}$$



R-squared	0.849740
Adjusted R-squared	0.834849
Durbin-Watson stat	1.993697
F-statistic	57.06530
Prob(F-statistic)	0.000000

$$\begin{aligned} \mathbf{RESTO}_{AP} = & -4232,653 - 0,012441\mathbf{PXSUB} + 0,004686\mathbf{POB} - 151,672\mathbf{HS\_SOL}(-1) - \\ & 0,285314\mathbf{AP}(-1) \end{aligned}$$



R-squared	0.846659
Adjusted R-squared	0.841791
Durbin-Watson stat	2.088292
F-statistic	173.9251
Prob(F-statistic)	0.000000

## IV. Conclusiones

---

La energía eléctrica a pesar de sus peculiares características no deja de ser un bien y como tal, se comercializa en un mercado, el MEM y como en todo mercado, interactúan la oferta (generadores de electricidad) y la demanda (distribuidoras y los grandes usuarios). Además, cuenta con un soporte físico para llevar el producto desde los lugares de producción a los lugares donde se consume (transportistas).

En Argentina se han verificado distorsiones en el mercado eléctrico en varias ocasiones, pero es en realidad a partir del año 2002, y luego de un período de 10 años de existencia de una tarifa sin intervenciones, que dicho fenómeno se ha reiniciado e intensificado en el tiempo. Esto se evidenció claramente con el abandono de la fijación marginalista del precio spot, al establecer un spot máximo, lo que produjo un incremento en los costos de producción y una disminución en la rentabilidad de los generadores. Situación agravada por el 'congelamiento' de las tarifas pagadas por los usuarios finales, gracias a los subsidios directos, indirectos y cruzados, implícita o explícitamente contenidos en las mismas, que en principio puede ser percibida como beneficiosa por el usuario final, pero que en realidad generan una serie de problemas y trastornos a mediano y largo plazo. De esta forma se devino en un mercado eléctrico con un alto grado de incertidumbre, a aplicar un modelo teóricamente insostenible en el tiempo que le imposibilitó al precio su cumplir uno de sus roles más importante: asignar eficientemente los recursos.

La investigación estudia el comportamiento de la demanda eléctrica de la Provincia de Mendoza en el contexto descrito en el párrafo anterior, por lo que antes de comenzar con las regresiones se hizo una búsqueda profunda de los modelos aplicados en las distintas investigaciones sobre la temática (Capítulo II), intentado formular modelos econométricos teóricos lo suficientemente robustos como para explicar la coyuntura eléctrica de la última década.

Se estimaron los modelos para cada tipo de usuario, adaptando los mismos a las características propias de cada distribuidora. Los coeficientes obtenidos para cada variable y las elasticidades calculadas a partir de ellas, resultaron ser en líneas generales acordes con la teoría económica y la coyuntura de nuestro país.

Una de las conclusiones más importantes de nuestra investigación podría ser el hecho que el precio de la electricidad, dejó de ser una variable económicamente relevante para los agentes que conforman la demanda eléctrica de nuestra provincia, al obtener valores estimados para la elasticidad - precio cercanos a cero (demanda totalmente inelástica al

precio). Este hecho puede ser explicado desde una doble óptica, la cual depende del usuario analizado.

Aquellos usuarios que ‘observan’ un precio artificialmente más bajo al resto (como los residenciales), producto de tarifas nominalmente constantes (decreciente en términos reales) y con subsidios cada vez más significativos, sumado a las características propias de la energía eléctrica como bien, lleva a que un hogar a la hora de demandar electricidad sólo tenga en cuenta los requerimientos eléctricos del stock de artefactos instalados y no utilice al precio como señal. Es decir, en un contexto como el actual, puede darse el caso que una disminución en el precio de la electricidad no necesariamente se traduzca en un incremento en la cantidad demandada, ya que a los precios vigentes un hogar típico no tiene incentivos a “reprimir” consumo alguno y sólo demandará más energía siempre y cuando se adquiera un nuevo artefacto.

Por otro lado, los usuarios que pagan un precio con subsidios menos importantes y más cercano al costo de producción, como las grandes demandas, también tienen una elasticidad-precio muy baja o incluso nula. Si bien esta conclusión es similar a la anterior, es sutilmente diferente por sus causas. Recordemos que en el marco actual ante, una escasez de energía, se recurre primero a ocupar toda la capacidad instalada, a importar energía y en caso de no ser suficiente, se procede a realizar restricciones en el consumo, priorizando el abastecimiento residencial, general y el de alumbrado público. Por ello, en un mercado altamente regulado como el actual, donde los grandes usuarios no observan la escasez de energía vía precios sino vía cantidad y dado que se trata de un bien no almacenable, no resultaría extraño que la elasticidad-precio sea nula. Los agentes al no poder “guardar” electricidad para las épocas de restricciones, tienen fuertes incentivos para planificar la producción (y con ello el consumo de electricidad) en base a la disponibilidad real de energía, sin considerar el precio a pagar.

Otra conclusión importante que se arribó en la investigación, es el hecho que estadísticamente la demanda eléctrica está relacionado en forma negativa con el volumen de ventas electrodomésticos (variable proxy del stock de equipamiento). Si bien parecería contrario a la teoría económica, contextualizándolo en la coyuntura actual es totalmente factible. El signo negativo seguramente se debe a que el fuerte crecimiento de ventas de electrodomésticos en el periodo analizado, resultó en un reemplazo de artefactos relativamente poco eficientes por otros que logran iguales o mejores resultados con menores consumos energéticos.

Además se halló que la demanda eléctrica es sensible a los cambios en la temperatura. Se descubrió que mientras que la temperatura máxima más se aleje de un “ideal de 22”, existirá una mayor demanda de energía residencial proveniente principalmente de los artefactos que ayudan a climatizar el hogar. La elasticidad fue positiva y muy baja, lo cual indicaría que los picos de consumos se producirían recién para temperaturas extremas muy alejadas del “ideal” (olas de calor en verano y olas polares en inviernos) lo cual se acerca bastante a la realidad.

Por último en cuanto a la estimación de la elasticidad – ingreso de la demanda, resultó positiva para todos los modelos estimados pero con valores que fluctuaron de los 1.50 para las demandas residenciales (muy elástica al ingreso) hasta los 0.25 para las grandes demandas (relativamente inelástica al ingreso). La demanda residencial resultaría muy elástica al ingreso a causa del “boom de consumo de bienes durables” experimentado en los últimos años en nuestro país, cuyas causas son principalmente la disminución del precio relativo de este tipo de bienes y el proceso inflacionario, que produce un refugio en bienes que terminarán, muchas veces, demandando mayores niveles de electricidad (aires acondicionados, televisores de alta definición, computadoras, etc.). Por otro lado, las grandes demandas son relativamente inelásticas al ingreso dado que la electricidad como insumo para hacer funcionar las maquinarias presenta economías de escala importantes en los procesos productivos.

## Bibliografía

---

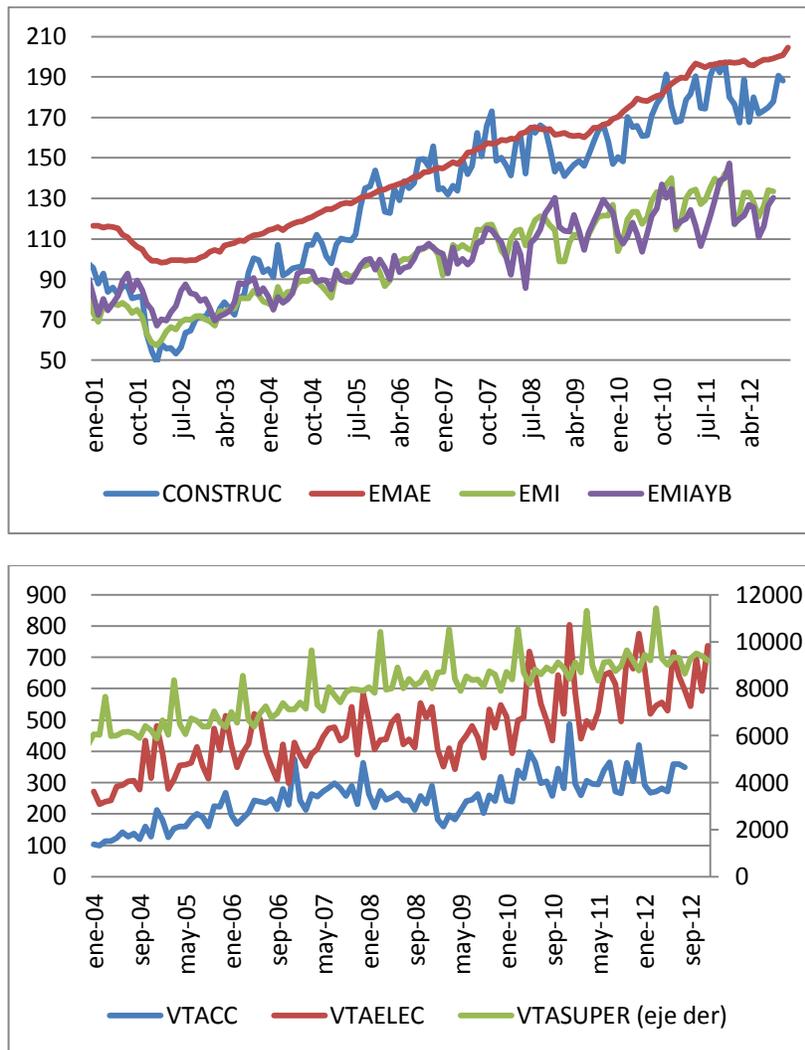
- ABDALA, Manuel y BASTOS, Carlos (1993) “Transformación del sector eléctrico argentino” 1º Edición. Chile. Antártica S.A. Chile.
- ABRIL, J., SANTILLAN, M.R y otros (2009): “Estudio de la demanda de energía Provincia de Mendoza”, Universidad Tecnológica Nacional Regional Tucumán, mimeo.
- BENDEZU MEDINA, Luis (2010), “Estimación de la demanda residencial de electricidad en el Perú”. Tesis para optar al grado de magíster. Universidad de Chile. Santiago de Chile.
- BERNAVENTE y otros (2005), “Estimando la Demanda Residencial por electricidad en Chile: El Consumo es Sensible al Precio”. Cuadernos de Economía, Vol. 42 (Mayo 2005), pp. 31-61. Universidad de Chile. Santiago de Chile.
- BJØRNER, T., TOGEBY, M y CHRISTENSEN, J (1998): “La demanda industrial de energía: Análisis de datos de panel”, AKF Forlaget, Copenhague.
- BJØRNER, T. y JENSEN, H. (2000): “La demanda industrial de energía y el efecto de los impuestos, acuerdos y subsidios”, AKF Forlaget, Copenhague.
- CALDERÓN, M. y BLANCO, L. (2005) “Análisis multivariado aplicado al mercado mundial de vinos”, XL Reunión de la AAEP, La Plata, Noviembre 2005. Con referato.
- CALDERON (2009) “Estudio de Demanda de Energía Eléctrica de Mendoza” en Revista Única, n°107, Agosto 2009, págs. 30/35. Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica, Buenos Aires.
- CARCEDO, Julián y OTERO, Vicéns (2003) “Un modelo de previsión de la demanda de energía eléctrica: Thor II” Instituto L.R.Klein – Centro Gauss, Universidad Autónoma de Madrid, Madrid.
- CONT, Walter (2007) “Estructuras tarifarias en el servicio de electricidad para usuarios residenciales. El caso de las provincias argentinas”. En Documento de Trabajo N° 95 de FIEL. Buenos Aires.
- EPRE Mendoza (2013) “Informe demanda Cuyo y Mendoza año 2012”. Disponible en portal web de Epre
- GUJARATI, Damodar (2006) “Econometría”, 4ª Ed., McGraw-Hill Interamericana, México.

- GUSSOV, Milton (2000) “Fundamentos de Electricidad” México McGraw-Hill Interamericana. 453p. ISBN 0-07-025240-8
- Ley 23696/89 (Reforma del Estado); Ley 23697/89 (Emergencia Económica); Ley 24065/92 (Energía eléctrica); Ley 24240/93 (Defensa del Consumidor); Ley 25156/99 (Defensa de la Competencia) y Ley 25561/02 (Emergencia Económica).
- LUNA, Félix (2002) “Luces Argentinas. Una historia de la electricidad en nuestro país”. 1° Edición. Argentina. Empresa Distribuidora Sur S.A. Disp. En internet: [http://www.edesur.com.ar/conozca\\_edesur/libro/version\\_completa.pdf](http://www.edesur.com.ar/conozca_edesur/libro/version_completa.pdf)
- MATEOS, F., RODRIGUEZ PARDINA, M y ROSSI, M (1999), “Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas”. CEER UADE, Bs. As.
- MEYER, Héctor Hugo (2000) “El servicio de distribución de energía eléctrica”, trabajo para la cátedra de Distribución de energía eléctrica de la Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba, Córdoba.
- MONTAMAT, Daniel – GUADAGNI, Alieto y otros seis ex-Secretarios de Energía. (2009) “Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino” Buenos Aires.
- Página Web ADEERA: [www.adeera.com.ar](http://www.adeera.com.ar). Estudio de Benchmarking de empresas de distribución en Argentina (2011). Años 2007-2010: Documento de elaboración propia con base en información de ADEERA, Secretaría de Energía y balances de publicación de Distribuidoras participantes.
- Página Web CAMMESA: <http://portalweb.cammesa.com>. Informes anuales y mensuales de 1998 a 2011.
- Página Web ENRE: [www.enre.gov.ar](http://www.enre.gov.ar). Informes anuales 2001 a 2012.
- Página Web EPRE: [www.epremendoza.gov.ar](http://www.epremendoza.gov.ar) Informes anuales 2010 a 2012. Informes mensuales Enero 2011 a Diciembre 2012.
- Página Web Secretaría de Energía: <http://energia3.mecon.gov.ar>. Resoluciones de Secretaria de Energía números 2, 8, 126, 146 y 246 de 2002; 1, 240 y 406 de 2003; 265, 415, 712 y 826 de 2004; 745 de 2005; 942 y 1281 de 2006; 724 de 2008. Material didáctico: Centrales Eléctricas, Conceptos de Energía, el Mercado eléctrico Mayorista y Sistema energético argentino.
- QUANTUM Consultora (1996), “Marco Regulatorio de la energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires – Metodología Tarifaria”. Estudio preparado para APEBA. Buenos Aires.

- ROMERO, Carlos Adrián (1998) “Regulación e Inversiones en el sector eléctrico argentino”, trabajo incluido en Serie Reformas Económicas por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Buenos Aires.
- SOMOZA CABRERA (2006), “Modelos para la estimación y proyección de la demanda de electricidad en el sector residencial cubano”. Instituto Nacional de Investigaciones Económicas, La Habana.
- SUAZO, Daniel (2002) “El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino - experiencias, reflexiones y perspectivas” Disponible en Internet: <http://www.adeera.com.ar/archivos/El%20Sector%20Eléctrico%20Argentino%20.pdf>
- VILLULA, Carlos (1993) “Doctrinas económicas del mercado eléctrico” en: III CONFERENCIA POLITICA NACIONAL - Partido Socialista de la Ciudad de Buenos Aires. Disponible en Internet: [http://www.partidosocialista.com.ar/UserFiles/File/16\\_Doctrinas\\_economicas\\_del\\_mercado\\_electrico\\_-\\_Carlos\\_Villulla.pdf](http://www.partidosocialista.com.ar/UserFiles/File/16_Doctrinas_economicas_del_mercado_electrico_-_Carlos_Villulla.pdf)

## Anexo I: Análisis descriptivo de las variables

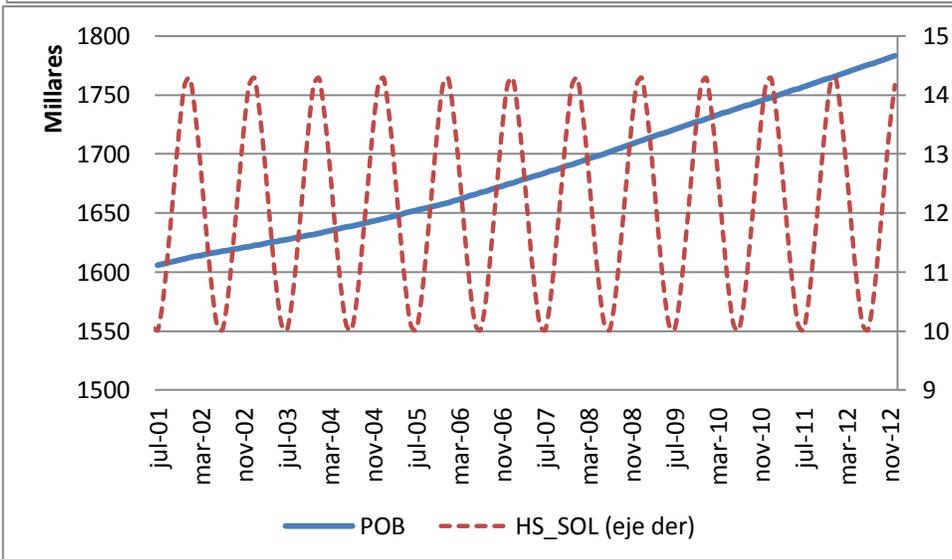
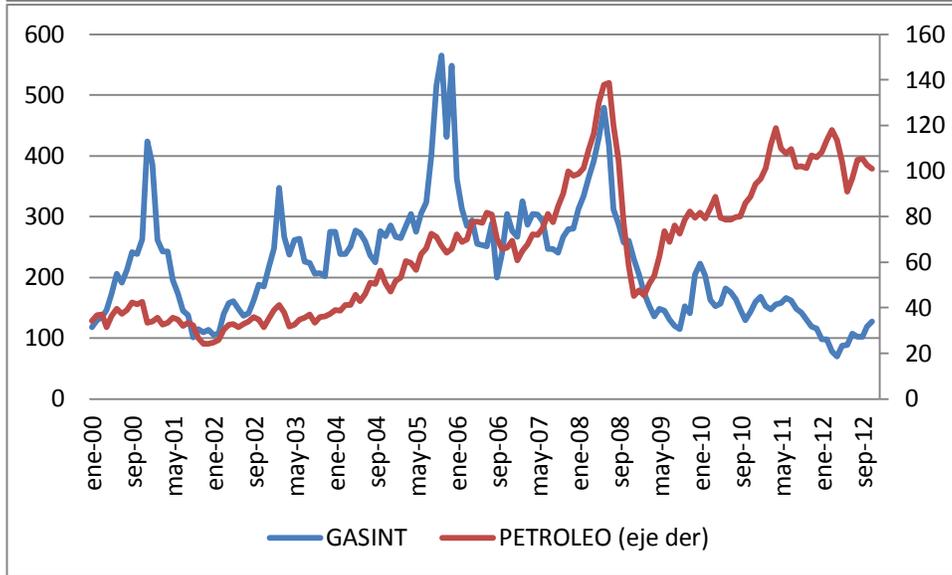
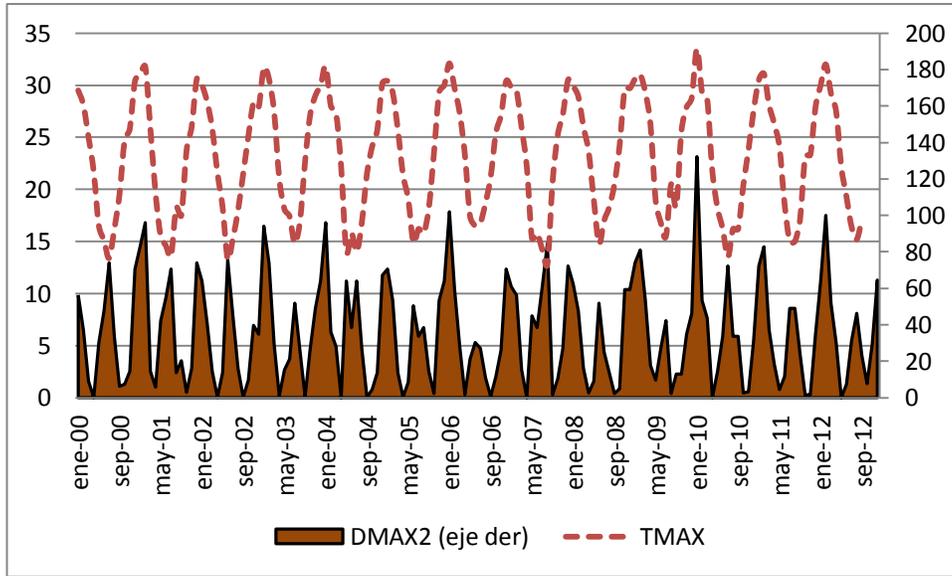
En este anexo, primero se muestran los gráficos correspondientes a las variables explicativas relevantes para nuestro análisis<sup>36</sup>. Se agrupan todas las variables en 5 gráficos, para facilitar las comparaciones relativas entre ellas. Luego se muestra una serie de cuadros, el primero corresponde a un análisis descriptivo propiamente dicho y el segundo (compuesto 4 sub-cuadros) muestra la tabla de correlaciones entre todas las variables del modelo<sup>37</sup>.



<sup>36</sup> El resto de exógenas (como PXSUB y PXMON) son graficadas en el Capítulo I. Las endógenas se grafican y analizan al final del Capítulo III.

<sup>37</sup>Para el primero cuadro, se resalta con **negrita** los p-valores menores a 0.05, mientras que en el segundo las correlaciones mayores a 0.90.

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza



Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

variable	Análisis de los datos					Jarque Bera				Dickey Fuller	
	Media	Mediana	Máx.	Min.	Desv. Stand.	Asim.	Curtosis	J-B	prob	t	prob
CAUDALES	152.56	113.82	597.87	55.45	102.99	2.00	7.28	133.03	0.00	-7.77	0.00
CGCRUZ_AP	1,729.50	1,661.26	3,770.33	72.34	585.60	0.23	7.52	80.11	0.00	-9.09	0.00
CGCRUZ_GRAL	2,991.26	2,949.75	4,018.53	2,101.42	377.80	0.27	2.96	1.15	0.56	-1.44	0.56
CGCRUZ_GRANDEM	9,940.62	9,690.06	13,526.21	7,157.64	1,452.97	0.38	2.54	3.05	0.22	0.54	0.99
CGCRUZ_RESIDEN	11,643.25	11,363.78	16,502.53	7,972.02	1,975.56	0.38	2.53	3.08	0.21	-2.22	0.20
CONSTRUC	143.74	146.80	196.50	90.90	26.19	-0.33	2.40	3.08	0.21	-0.64	0.86
DESV_TUNUYAN	0.90	-0.02	58.31	-35.63	14.81	1.39	7.20	98.27	0.00	-3.49	0.01
DESV_MENDOZA	1.92	0.37	94.59	-65.77	22.66	0.99	7.43	91.23	0.00	-4.75	0.00
DMAX2	35.20	31.36	132.25	0.01	27.92	0.74	3.28	8.74	0.01	-9.16	0.00
EDEMSA_AP	10,161.93	10,110.57	25,224.22	505.84	3,585.22	0.74	5.96	42.44	0.00	-14.47	0.00
EDEMSA_GRAL	21,433.98	21,370.44	29,824.79	12,639.96	3,923.71	0.02	2.25	2.19	0.34	0.57	0.99
EDEMSA_GRANDEM	120,962.00	121,349.50	147,607.70	97,896.52	9,197.56	-0.04	3.33	0.45	0.80	-1.50	0.53
EDEMSA_RESIDEN	62,777.67	61,571.96	96,845.30	40,008.05	12,411.66	0.28	2.30	3.09	0.21	0.94	1.00
EDEMSA_RIEGO	22,641.65	22,537.34	48,947.79	5,051.86	10,631.73	0.29	1.99	5.27	0.07	-0.46	0.90
EDESTE_AP	1,174.89	1,167.13	1,527.43	789.31	177.32	0.05	2.09	3.25	0.20	0.35	0.98
EDESTE_GRAL	1,900.82	1,925.28	2,869.75	1,132.20	424.09	0.19	2.28	2.57	0.28	0.40	0.98
EDESTE_GRANDEM	4,778.78	4,322.60	9,604.60	2,306.32	1,453.07	1.10	4.19	24.23	0.00	-4.50	0.00
EDESTE_RESIDEN	6,355.72	6,131.30	10,439.91	3,248.88	1,459.28	0.57	2.87	5.04	0.08	0.07	0.96
EDESTE_RIEGO	2,522.44	2,214.26	5,269.34	598.75	1,213.44	0.41	2.05	6.08	0.05	-0.70	0.84
EMAE	153.25	157.30	196.60	114.40	23.22	0.07	2.06	3.48	0.18	2.33	1.00
EMI	107.34	106.80	140.10	76.50	15.64	0.12	2.23	2.52	0.28	-1.19	0.68
EMIAYB	105.61	105.50	136.80	75.00	14.06	0.05	2.32	1.84	0.40	0.38	0.98
GASINT	253.17	255.00	565.70	114.30	95.34	1.00	4.27	21.86	0.00	-2.70	0.08
HS_SOL	12.07	11.72	14.28	10.02	1.51	0.08	1.56	8.09	0.02	-5.06	0.00
PETROLEO	76.47	75.10	138.70	38.60	22.75	0.57	3.01	5.06	0.08	-3.77	0.02
POB	1,692,183.00	1,689,667.00	1,759,960.00	1,632,734.00	38,331.67	0.13	1.75	6.35	0.04	1.02	0.92
PXMON	349.43	332.00	681.40	154.33	113.82	0.96	3.74	16.46	0.00	0.23	0.75
PXSUB	190.51	187.85	269.14	105.85	35.18	-0.14	2.74	0.57	0.75	-0.51	0.49
RESTO_AP	1,449.05	1,423.68	2,046.72	913.60	272.02	0.17	2.18	3.07	0.22	0.29	0.98
RESTO_GRAL	2,168.00	2,206.33	3,165.94	1,304.32	466.64	-0.17	2.01	4.25	0.12	-1.22	0.66
RESTO_GRANDEM	5,171.02	4,517.99	10,666.88	2,721.80	1,946.54	1.22	3.70	25.15	0.00	-4.72	0.00
RESTO_RESIDEN	8,213.64	8,325.28	12,163.54	4,437.08	1,564.85	0.10	2.44	1.40	0.50	-0.60	0.87
RESTO_RIEGO	9,023.64	7,446.30	18,025.20	2,044.58	4,551.05	0.36	1.71	8.45	0.01	-0.67	0.85
TMAX	23.03	23.60	33.50	12.80	5.87	-0.07	1.59	7.80	0.02	-3.78	0.00
TMIN	10.69	11.00	20.00	1.30	5.59	-0.06	1.56	8.09	0.02	-3.68	0.01
VTACC	238.13	242.54	487.88	99.45	71.57	0.36	3.65	3.61	0.16	-1.42	0.57
VTAELEC	440.14	434.59	804.09	231.26	107.60	0.53	3.67	6.08	0.05	-0.54	0.88
VTASUPER	8,273.59	8,399.01	11,422.40	6,059.53	1,109.81	0.21	3.12	0.71	0.70	-0.49	0.89

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

	CAUDALES	CGCRUZ_AP	CGCRUZ_GRAL	CGCRUZ_GRANDEM	CGCRUZ_RESIDEN	CONSTRUC	DESV_TUNUYA N	DESV_MENDOZA A	DMAX2	EDEMSA_AP
CAUDALES	1	-0.289136	0.234044	0.518497	-0.00946	-0.194662	0.657825	0.653141	0.554611	-0.228844
CGCRUZ_AP	-0.289136	1	-0.045378	-0.249523	0.084652	0.107224	-0.092572	-0.092654	-0.14158	-0.011438
CGCRUZ_GRAL	0.234044	-0.045378	1	0.49497	<b>0.868182</b>	0.597979	0.073655	0.052199	0.287665	-0.019171
CGCRUZ_GRANDEM	0.518497	-0.249523	0.49497	1	0.402393	0.274952	0.028336	0.035739	0.347284	-0.204135
CGCRUZ_RESIDEN	-0.00946	0.084652	<b>0.868182</b>	0.402393	1	0.665987	-0.035376	-0.056011	0.26429	0.045036
CONSTRUC	-0.194662	0.107224	0.597979	0.274952	0.665987	1	-0.065746	-0.096913	-0.145966	0.149149
DESV_TUNUYAN	0.657825	-0.092572	0.073655	0.028336	-0.035376	-0.065746	1	<b>0.960341</b>	0.171022	0.032656
DESV_MENDOZA	0.653141	-0.092654	0.052199	0.035739	-0.056011	-0.096913	<b>0.960341</b>	1	0.146982	0.017031
DMAX2	0.554611	-0.14158	0.287665	0.347284	0.26429	-0.145966	0.171022	0.146982	1	-0.171787
EDEMSA_AP	-0.228844	-0.011438	-0.019171	-0.204135	0.045036	0.149149	0.032656	0.017031	-0.171787	1
EDEMSA_GRAL	0.043701	-0.025309	0.730404	0.472209	0.775341	0.659179	0.026882	-0.021583	0.185316	0.052427
EDEMSA_GRANDEM	0.06815	-0.010049	0.436052	0.568318	0.489456	0.648208	0.02004	0.004038	-0.058087	-0.043852
EDEMSA_RESIDEN	-0.133216	0.07155	0.697605	0.406941	<b>0.8655</b>	0.750681	-0.09429	-0.111156	0.143065	0.128985
EDEMSA_RIEGO	0.596168	-0.268057	0.352179	0.749024	0.139846	0.149178	-0.010847	-0.028936	0.369191	-0.257422
EDESTE_AP	-0.641515	0.334153	0.056232	-0.548386	0.30282	0.363776	-0.075914	-0.073229	-0.279996	0.311615
EDESTE_GRAL	0.039838	0.04537	0.259148	0.421158	0.366952	0.385384	-0.015947	-0.018797	0.170476	-0.058547
EDESTE_GRANDEM	-0.100976	-0.029222	0.140994	0.291247	0.121138	0.111336	-0.072767	-0.076662	-0.22323	0.030577
EDESTE_RESIDEN	-0.05256	0.067361	0.693216	0.395987	0.773517	0.674488	-0.072178	-0.096311	0.281847	0.013966
EDESTE_RIEGO	0.635295	-0.269447	0.171115	0.560818	-0.080717	-0.06224	0.008186	-0.029631	0.388502	-0.275393
EMAE	-0.196747	0.094827	0.660813	0.41693	0.764841	<b>0.928946</b>	-0.17233	-0.201157	-0.016479	0.095024
EMI	-0.328296	0.141778	0.542022	0.201989	0.61271	<b>0.945261</b>	-0.179304	-0.206334	-0.233172	0.155446
EMIAVB	-0.093732	0.058916	0.586599	0.327154	0.585034	<b>0.851151</b>	-0.0737	-0.074945	-0.095388	0.119795
GASINT	0.285746	-0.032748	-0.334805	-0.200201	-0.407506	-0.377903	0.347477	0.333731	0.03281	-0.041578
HS_SOL	0.731896	-0.319509	0.221254	0.698588	-0.048288	-0.087155	0.077234	0.075218	0.401602	-0.305338
PETROLEO	-0.257065	0.097481	0.390963	0.143264	0.481234	0.717732	-0.141534	-0.171166	-0.168861	0.074132
POB	-0.20494	0.104193	0.648719	0.424855	0.772358	<b>0.893495</b>	-0.188473	-0.216538	-0.005131	0.095666
PXMON	-0.373142	0.18011	0.418909	-0.041021	0.644635	0.623162	-0.039668	-0.054404	-0.009331	0.254431
PXSUB	0.293989	-0.171923	0.392446	0.374897	0.280513	0.321393	0.281643	0.327589	0.124303	0.010542
RESTO_AP	-0.522929	0.154197	0.222459	-0.370484	0.423074	0.581424	-0.071198	-0.075699	-0.211478	0.235939
RESTO_GRAL	-0.017598	-0.046194	0.723134	0.506693	0.759176	0.765035	-0.069103	-0.067378	0.135702	0.038995
RESTO_GRANDEM	-0.02819	-0.128105	0.113757	0.400544	0.106598	0.126543	-0.013891	0.005372	-0.207236	-0.058669
RESTO_RESIDEN	-0.23416	0.030845	0.590539	0.290005	0.728449	0.743648	-0.123866	-0.136551	0.02011	0.095898
RESTO_RIEGO	0.592367	-0.252643	0.228334	0.540647	-0.017549	0.034353	0.010014	0.001702	0.33265	-0.239415
TMAX	0.716972	-0.365872	0.240618	0.744366	-0.018446	-0.074412	0.119646	0.118285	0.344542	-0.264103
TMIN	0.722069	-0.351074	0.201126	0.740907	-0.064392	-0.148798	0.114095	0.119969	0.3488	-0.289607
VTACC	-0.054891	0.078404	0.564087	0.21646	0.536445	0.748782	-0.038411	-0.071749	-0.009896	0.059997
VTALEC	-0.099336	0.105042	0.502463	0.17448	0.541036	0.694525	-0.089838	-0.158455	0.020839	0.071504
VTASUPER	0.05379	0.009766	0.641145	0.396685	0.617074	0.750296	-0.036204	-0.03798	0.103253	0.003929

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

	EDEMSA_GRAL	EDEMSA_GRA NDEM	EDEMSA_RESI DEN	EDEMSA_RIEG O	EDESTE_AP	EDESTE_GRAL	EDESTE_GRAN DEM	EDESTE_RESIDE N	EDESTE_RIEGO	EMAE
CAUDALES	0.043701	0.06815	-0.133216	0.596168	-0.641515	0.039838	-0.100976	-0.05256	0.635295	-0.196747
CGCRUZ_AP	-0.025309	-0.010049	0.07155	-0.268057	0.334153	0.04537	-0.029222	0.067361	-0.269447	0.094827
CGCRUZ_GRAL	0.730404	0.436052	0.697605	0.352179	0.056232	0.259148	0.140994	0.693216	0.171115	0.660813
CGCRUZ_GRANDEM	0.472209	0.568318	0.406941	0.749024	-0.548386	0.421158	0.291247	0.395987	0.560818	0.41693
CGCRUZ_RESIDEN	0.775341	0.489456	<b>0.8655</b>	0.139846	0.302282	0.366952	0.121138	0.773517	-0.080717	0.764841
CONSTRUC	0.659179	0.648208	0.750681	0.149178	0.363776	0.385384	0.111336	0.674488	-0.06224	<b>0.928946</b>
DESV_TUNUYAN	0.026882	0.02004	-0.09429	-0.010847	-0.075914	-0.015947	-0.072767	-0.072178	0.008186	-0.17233
DESV_MENDOZA	-0.021583	0.004038	-0.111156	-0.028936	-0.073229	-0.018797	-0.076662	-0.096311	-0.029631	-0.201157
DMAX2	0.185316	-0.058087	0.143065	0.369191	-0.279996	0.170476	-0.22323	0.281847	0.388502	-0.016479
EDEMSA_AP	0.052427	-0.043852	0.128985	-0.257422	0.311615	-0.058547	0.030577	0.013966	-0.275393	0.095024
EDEMSA_GRAL	<b>1</b>	0.421916	<b>0.892155</b>	0.23168	0.208891	0.217099	0.226488	0.790579	0.028191	0.69247
EDEMSA_GRANDEM	0.421916	<b>1</b>	0.504419	0.328958	-0.040642	0.462705	0.451379	0.462695	0.0534	0.702214
EDEMSA_RESIDEN	<b>0.892155</b>	0.504419	<b>1</b>	0.103491	0.346524	0.4317	0.174846	<b>0.821918</b>	-0.137621	<b>0.80703</b>
EDEMSA_RIEGO	0.23168	0.328958	0.103491	<b>1</b>	-0.672121	0.191632	0.035936	0.196177	<b>0.888557</b>	0.213356
EDESTE_AP	0.208891	-0.040642	0.346524	-0.672121	<b>1</b>	0.014103	-0.095662	0.273995	-0.738749	0.32306
EDESTE_GRAL	0.217099	0.462705	0.4317	0.191632	0.014103	<b>1</b>	0.135059	0.449938	0.034602	0.469945
EDESTE_GRANDEM	0.226488	0.451379	0.174846	0.035936	-0.095662	0.135059	<b>1</b>	0.161376	-0.121114	0.208353
EDESTE_RESIDEN	0.790579	0.462695	<b>0.821918</b>	0.196177	0.273995	0.449938	0.161376	<b>1</b>	-0.019606	0.72907
EDESTE_RIEGO	0.028191	0.0534	-0.137621	<b>0.888557</b>	-0.738749	0.034602	-0.121114	-0.019606	<b>1</b>	-0.037723
EMAE	0.69247	0.702214	<b>0.80703</b>	0.213356	0.32306	0.469945	0.208353	0.72907	-0.037723	<b>1</b>
EMI	0.589318	0.601323	0.702519	0.090597	0.42257	0.384675	0.15605	0.628919	-0.124954	<b>0.930951</b>
EMIAVB	0.567517	0.508044	0.647097	0.265672	0.25107	0.371986	0.019766	0.580185	0.062289	<b>0.825843</b>
GASINT	-0.40313	-0.269616	-0.47381	-0.15589	-0.235689	-0.198881	-0.14355	-0.413015	-0.00019	-0.518138
HS_SOL	0.054364	0.102458	-0.09635	<b>0.866869</b>	-0.831028	0.08231	-0.075873	-0.005637	<b>0.891709</b>	-0.064087
PETROLEO	0.425223	0.524678	0.498269	-0.021401	0.317619	0.282271	0.165066	0.445111	-0.18896	0.685878
POB	0.693782	0.675048	<b>0.8131</b>	0.224715	0.322902	0.465988	0.197765	0.730089	-0.030083	<b>0.986512</b>
PXMON	0.486008	0.365123	0.654613	-0.327678	0.657335	0.295816	0.18602	0.530052	-0.501438	0.687118
PXSUB	0.286856	0.326296	0.267688	0.137117	-0.039476	0.257361	0.198913	0.246075	-0.041055	0.256407
RESTO_AP	0.403176	0.107327	0.499879	-0.446493	0.791452	0.008906	-0.083082	0.435405	-0.53938	0.529988
RESTO_GRAL	0.784455	0.612596	0.793637	0.267355	0.190044	0.328957	0.266489	0.779188	0.020265	<b>0.826978</b>
RESTO_GRANDEM	0.151366	0.586148	0.113615	0.083996	-0.176865	0.216701	0.76786	0.116987	-0.1073	0.218159
RESTO_RESIDEN	0.757999	0.467682	<b>0.837076</b>	0.056951	0.369057	0.359895	0.131343	0.775886	-0.164599	0.797518
RESTO_RIEGO	0.064913	0.071193	-0.075679	<b>0.870546</b>	-0.661414	0.093328	-0.201705	0.025577	<b>0.909937</b>	0.044473
TMAX	0.076669	0.176531	-0.071343	<b>0.856341</b>	-0.831178	0.105462	0.019979	-0.010887	<b>0.847299</b>	-0.033366
TMIN	0.048464	0.151959	-0.115193	<b>0.841191</b>	-0.858478	0.080242	0.062459	-0.045627	<b>0.841153</b>	-0.092307
VTACC	0.373619	0.525913	0.479038	0.157904	0.256251	0.395052	0.093863	0.433811	0.005295	0.753502
VTAELEC	0.343863	0.430611	0.4513	0.155125	0.285093	0.35367	0.017088	0.421506	0.043975	0.739353
VTASUPER	0.45777	0.564306	0.573152	0.28828	0.154434	0.508498	0.086814	0.560289	0.099834	0.785916

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

	EMI	EMIA YB	GASINT	HS_SOL	PETROLEO	POB	PXMON	PXSUB	RESTO_AP	RESTO_GRAL
CAUDALES	-0.328296	-0.093732	0.285746	0.731896	-0.257065	-0.20494	-0.373142	0.293989	-0.522929	-0.017598
CGCRUZ_AP	0.141778	0.058916	-0.032748	-0.319509	0.097481	0.104193	0.18011	-0.171923	0.154197	-0.046194
CGCRUZ_GRAL	0.542022	0.586599	-0.334805	0.221254	0.390963	0.648719	0.418909	0.392446	0.222459	0.723134
CGCRUZ_GRANDEM	0.201989	0.327154	-0.200201	0.698588	0.143264	0.424855	-0.041021	0.374897	-0.370484	0.506693
CGCRUZ_RESIDEN	0.61271	0.585034	-0.407506	-0.048288	0.481234	0.772358	0.644635	0.280513	0.423074	0.759176
CONSTRUC	<b>0.945261</b>	<b>0.851151</b>	-0.377903	-0.087155	0.717732	<b>0.893495</b>	0.623162	0.321393	0.581424	0.765035
DESV_TUNUYAN	-0.179304	-0.0737	0.347477	0.077234	-0.141534	-0.188473	-0.039668	0.281643	-0.071198	-0.069103
DESV_MENDOZA	-0.206334	-0.074945	0.333731	0.075218	-0.171166	-0.216538	-0.054404	0.327589	-0.075699	-0.067378
DMAX2	-0.233172	-0.095388	0.03281	0.401602	-0.168861	-0.005131	-0.009331	0.124303	-0.211478	0.135702
EDEMSA_AP	0.155446	0.119795	-0.041578	-0.305338	0.074132	0.095666	0.254431	0.010542	0.235939	0.038995
EDEMSA_GRAL	0.589318	0.567517	-0.40313	0.054364	0.425223	0.693782	0.486008	0.286856	0.403176	0.784455
EDEMSA_GRANDEM	0.601323	0.508044	-0.269616	0.102458	0.524678	0.675048	0.365123	0.326296	0.107327	0.612596
EDEMSA_RESIDEN	0.702519	0.647097	-0.47381	-0.09635	0.498269	<b>0.8131</b>	0.654613	0.267688	0.499879	0.793637
EDEMSA_RIEGO	0.090597	0.265672	-0.15589	<b>0.866869</b>	-0.021401	0.224715	-0.327678	0.137117	-0.446493	0.267355
EDESTE_AP	0.42257	0.25107	-0.235689	-0.831028	0.317619	0.322902	0.657335	-0.039476	0.791452	0.190044
EDESTE_GRAL	0.384675	0.371986	-0.198881	0.08231	0.282271	0.465988	0.295816	0.257361	0.008906	0.328957
EDESTE_GRANDEM	0.15605	0.019766	-0.14355	-0.075873	0.165066	0.197765	0.18602	0.198913	-0.083082	0.266489
EDESTE_RESIDEN	0.628919	0.580185	-0.413015	-0.005637	0.445111	0.730089	0.530052	0.246075	0.435405	0.779188
EDESTE_RIEGO	-0.124954	0.062289	-0.00019	<b>0.891709</b>	-0.18896	-0.030083	-0.501438	-0.041055	-0.53938	0.020265
EMAE	<b>0.930951</b>	<b>0.825843</b>	-0.518138	-0.064087	0.685878	<b>0.986512</b>	0.687118	0.256407	0.529988	<b>0.826978</b>
EMI	<b>1</b>	<b>0.879954</b>	-0.48952	-0.158864	0.674661	<b>0.913832</b>	0.613716	0.189058	0.621526	0.714874
EMIA YB	<b>0.879954</b>	<b>1</b>	-0.535253	0.093496	0.414927	<b>0.842627</b>	0.385077	0.262968	0.485433	0.682594
GASINT	-0.48952	-0.535253	<b>1</b>	0.065409	0.048734	-0.59446	-0.302548	0.056784	-0.317468	-0.446132
HS_SOL	-0.158864	0.093496	0.065409	<b>1</b>	-0.220127	-0.057935	-0.564428	0.138151	-0.626283	0.053937
PETROLEO	0.674661	0.414927	0.048734	-0.220127	<b>1</b>	0.599015	0.544508	0.233195	0.440878	0.524739
POB	<b>0.913832</b>	<b>0.842627</b>	-0.59446	-0.057935	0.599015	<b>1</b>	0.659481	0.204281	0.532367	<b>0.820018</b>
PXMON	0.613716	0.385077	-0.302548	-0.564428	0.544508	0.659481	<b>1</b>	0.293878	0.66411	0.560414
PXSUB	0.189058	0.262968	0.056784	0.138151	0.233195	0.204281	0.293878	<b>1</b>	-0.009201	0.429875
RESTO_AP	0.621526	0.485433	-0.317468	-0.626283	0.440878	0.532367	0.66411	-0.009201	<b>1</b>	0.479942
RESTO_GRAL	0.714874	0.682594	-0.446132	0.053937	0.524739	<b>0.820018</b>	0.560414	0.429875	0.479942	<b>1</b>
RESTO_GRANDEM	0.126718	0.021533	-0.104393	-0.014024	0.18768	0.202863	0.130149	0.262319	-0.162928	0.335971
RESTO_RESIDEN	0.746982	0.689617	-0.507067	-0.14115	0.507008	<b>0.809603</b>	0.588638	0.141708	0.650122	<b>0.844955</b>
RESTO_RIEGO	-0.013178	0.201157	-0.03869	<b>0.866453</b>	-0.137593	0.048186	-0.455426	0.004049	-0.438285	0.096648
TMAX	-0.159633	0.080477	0.034002	<b>0.944078</b>	-0.173578	-0.027902	-0.515949	0.168659	-0.645075	0.081692
TMIN	-0.219774	0.000935	0.056058	<b>0.938502</b>	-0.21394	-0.085956	-0.552991	0.14063	-0.693455	0.050173
VTACC	0.76728	0.635301	-0.262508	-0.034232	0.593882	0.710235	0.567277	0.405814	0.379292	0.577114
VTAELEC	0.728801	0.629565	-0.269275	-0.046604	0.543587	0.714528	0.561799	0.196723	0.413127	0.52977
VTASUPER	0.787037	0.789749	-0.364154	0.133722	0.489292	0.781653	0.458472	0.373396	0.353963	0.657837

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

	RESTO_GRAND EM	RESTO_RESIDE N	RESTO_RIEGO	TMAX	TMIN	VTACC	VTALEEC	VTASUPER
CAUDALES	-0.02819	-0.23416	0.592367	0.716972	0.722069	-0.054891	-0.099336	0.05379
CGCRUZ_AP	-0.128105	0.030845	-0.252643	-0.365872	-0.351074	0.078404	0.105042	0.009766
CGCRUZ_GRAL	0.113757	0.590539	0.228334	0.240618	0.201126	0.564087	0.502463	0.641145
CGCRUZ_GRANDEM	0.400544	0.290005	0.540647	0.744366	0.740907	0.21646	0.17448	0.396685
CGCRUZ_RESIDEN	0.106598	0.728449	-0.017549	-0.018446	-0.064392	0.536445	0.541036	0.617074
CONSTRUC	0.126543	0.743648	0.034353	-0.074412	-0.148798	0.748782	0.694525	0.750296
DESV_TUNUYAN	-0.013891	-0.123866	0.010014	0.119646	0.114095	-0.038411	-0.089838	-0.036204
DESV_MENDOZA	0.005372	-0.136551	0.001702	0.118285	0.119969	-0.071749	-0.158455	-0.03798
DMAX2	-0.207236	0.02011	0.33265	0.344542	0.3488	-0.009896	0.020839	0.103253
EDEMSA_AP	-0.058669	0.095898	-0.239415	-0.264103	-0.289607	0.059997	0.071504	0.003929
EDEMSA_GRAL	0.151366	0.757999	0.064913	0.076669	0.048464	0.373619	0.343863	0.45777
EDEMSA_GRANDEM	0.586148	0.467682	0.071193	0.176531	0.151959	0.525913	0.430611	0.564306
EDEMSA_RESIDEN	0.113615	<b>0.837076</b>	-0.075679	-0.071343	-0.115193	0.479038	0.4513	0.573152
EDEMSA_RIEGO	0.083996	0.056951	<b>0.870546</b>	<b>0.856341</b>	<b>0.841191</b>	0.157904	0.155125	0.28828
EDESTE_AP	-0.176865	0.369057	-0.661414	-0.831178	-0.858478	0.256251	0.285093	0.154434
EDESTE_GRAL	0.216701	0.359895	0.093328	0.105462	0.080242	0.395052	0.35367	0.508498
EDESTE_GRANDEM	0.76786	0.131343	-0.201705	0.019979	0.062459	0.093863	0.017088	0.086814
EDESTE_RESIDEN	0.116987	0.775886	0.025577	-0.010887	-0.045627	0.433811	0.421506	0.560289
EDESTE_RIEGO	-0.1073	-0.164599	<b>0.909937</b>	<b>0.847299</b>	<b>0.841153</b>	0.005295	0.043975	0.099834
EMAE	0.218159	0.797518	0.044473	-0.033366	-0.092307	0.753502	0.739353	0.785916
EMI	0.126718	0.746982	-0.013178	-0.159633	-0.219774	0.76728	0.728801	0.787037
EMIAVB	0.021533	0.689617	0.201157	0.080477	0.000935	0.635301	0.629565	0.789749
GASINT	-0.104393	-0.507067	-0.03869	0.034002	0.056058	-0.262508	-0.269275	-0.364154
HS_SOL	-0.014024	-0.14115	<b>0.866453</b>	<b>0.944078</b>	<b>0.938502</b>	-0.034232	-0.046604	0.133722
PETROLEO	0.18768	0.507008	-0.137593	-0.173578	-0.21394	0.593882	0.543587	0.489292
POB	0.202863	<b>0.809603</b>	0.048186	-0.027902	-0.085956	0.710235	0.714528	0.781653
PXMON	0.130149	0.588638	-0.455426	-0.515949	-0.552991	0.567277	0.561799	0.458472
PXSUB	0.262319	0.141708	0.004049	0.168659	0.14063	0.405814	0.196723	0.373396
RESTO_AP	-0.162928	0.650122	-0.438285	-0.645075	-0.693455	0.379292	0.413127	0.353963
RESTO_GRAL	0.335971	<b>0.844955</b>	0.096648	0.081692	0.050173	0.577114	0.52977	0.657837
RESTO_GRANDEM	<b>1</b>	0.164709	-0.151511	0.132425	0.175276	0.09066	0.013293	0.092014
RESTO_RESIDEN	0.164709	<b>1</b>	-0.061111	-0.133291	-0.168549	0.449429	0.456229	0.555113
RESTO_RIEGO	-0.151511	-0.061111	<b>1</b>	<b>0.814454</b>	0.797463	0.076435	0.106252	0.186341
TMAX	0.132425	-0.133291	<b>0.814454</b>	<b>1</b>	<b>0.983898</b>	-0.052841	-0.072545	0.116292
TMIN	0.175276	-0.168549	0.797463	<b>0.983898</b>	<b>1</b>	-0.092437	-0.122843	0.060822
VTACC	0.09066	0.449429	0.076435	-0.052841	-0.092437	<b>1</b>	<b>0.880569</b>	<b>0.848033</b>
VTALEEC	0.013293	0.456229	0.106252	-0.072545	-0.122843	<b>0.880569</b>	<b>1</b>	0.770106
VTASUPER	0.092014	0.555113	0.186341	0.116292	0.060822	<b>0.848033</b>	0.770106	<b>1</b>

## Anexo II: Estimación de los modelos

En este anexo se expondrán los resultados obtenidos en las regresiones realizadas para cada código tarifario de cada una de las grandes distribuidoras y para el conjunto de pequeñas y medianas distribuidoras de nuestra provincia.

Para evitar repeticiones en cuanto a la exposición, en un primer momento se mostrará en forma detallada los pasos seguidos para obtener las regresiones correspondientes EDEMSA y luego para el resto de las distribuidoras sólo se expondrán las diferencias respecto de la primera.

### 1. EDEMSA

#### 1.1. Residencial

En la siguiente tabla se muestran las correlaciones de las variables explicativas relevantes para este tipo de usuario:

	EDEMSA_ RESIDEN	PXSUB	EMAE	POB	TMAX	DMAX2	VTAELEC
EDEMSA_ RESIDEN	1.000000	0.013420	0.818501	0.823465	-0.045523	0.160047	0.520261
PXSUB	0.013420	1.000000	-0.052969	-0.108457	0.144681	0.118579	-0.060950
EMAE	0.818501	-0.052969	1.000000	0.989584	-0.011255	-0.027815	0.786758
POB	0.823465	-0.108457	0.989584	1.000000	-0.012502	-0.020354	0.766323
TMAX	-0.045523	0.144681	-0.011255	-0.012502	1.000000	0.364256	-0.047523
DMAX2	0.160047	0.118579	-0.027815	-0.020354	0.364256	1.000000	-0.024377
VTAELEC	0.520261	-0.060950	0.786758	0.766323	-0.047523	-0.024377	1.000000

Como puede apreciarse la demanda residencial puede ser explicada por la población, el nivel de actividad, las ventas de electrodomésticos y el desvío de las temperaturas al cuadrado. A priori, parecería que el precio subsidiado es una variable poco explicativa para esta demanda.

Como primera regresión, estimamos el modelo econométrico que la teoría económica sugiere, incluyendo como variables explicativas el precio, la población, las temperaturas máximas promedio y las ventas de electrodomésticos.

Dependent Variable: EDEMSA\_RESIDEN  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M09  
 Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-471765.3	40126.35	-11.75700	0.0000
PXSUB	43.04439	19.28600	2.231898	0.0279
POB	0.321223	0.025167	12.76372	0.0000
TMAX	-144.7351	122.3200	-1.183249	0.2395
VTAELEC	-31.41941	9.186922	-3.420015	0.0009
R-squared	0.723662	Mean dependent var		64781.58
Adjusted R-squared	0.712609	S.D. dependent var		13402.26
S.E. of regression	7184.798	Akaike info criterion		20.64377
Sum squared resid	5.16E+09	Schwarz criterion		20.77015
Log likelihood	-1078.798	F-statistic		65.46906
Durbin-Watson stat	2.156375	Prob(F-statistic)		0.000000

Observando el valor del estadístico de Durbin-Watson<sup>38</sup> no existiría autocorrelación entre los residuos. La variables precio subsidiado, población y ventas de electrodomésticos resultan significativas mientras que las temperaturas máximas promedio no. Por lo en la siguiente regresión se descarta esta variable y se la reemplaza por el desvío al cuadrado de la temperatura máxima con respecto a una temperatura “ideal” de 22°. Por otro lado se agrega como variable explicativa el nivel de actividad.

Dependent Variable: EDEMSA\_RESIDEN  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M12  
 Included observations: 108 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-261083.6	174261.2	-1.498231	0.1372
PXSUB	29.25851	20.23293	1.446084	0.1512
DMAX2	75.11935	24.76141	3.033727	0.0031
EMAE	250.3933	210.3442	1.190398	0.2367

<sup>38</sup> Como se puede verificar en <http://www.stanford.edu/~clint/bench/dw05b.htm>

**Para 4 variables explicativas y 108 observaciones**, dL es 1.630 y dU 1.744, por lo que el intervalo donde no se rechaza la hipótesis nula de ausencia de autocorrelación serial de los residuos a un 5% es (1.744; 2.256) y las zonas de duda son (1.630; 1.744) y (2.256; 2.37).

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

VTALEEC	-33.39089	9.358806	-3.567858	0.0006
POB	0.172515	0.120241	1.434740	0.1544
R-squared	0.735571	Mean dependent var		65086.98
Adjusted R-squared	0.722609	S.D. dependent var		13408.89
S.E. of regression	7062.189	Akaike info criterion		20.61685
Sum squared resid	5.09E+09	Schwarz criterion		20.76586
Log likelihood	-1107.310	F-statistic		56.74734
Durbin-Watson stat	2.300158	Prob(F-statistic)		0.000000

Se advierte que la desviación de las temperaturas máximas al cuadrado resulta significativa y tiene el signo esperado. Pero antes de seguir con el análisis hay que destacar que al incluir el nivel de actividad junto con la población en la misma regresión es muy probable que exista un problema de multicolinealidad entre estas variables, dado que ambas tienen una correlación superior al 0,98<sup>39</sup>, sus errores standards son altos y los coeficientes son poco significativos.

Por ello como medida correctiva se decide omitir una de las dos variables colineales, eligiendo a la población puesto que sólo aporta una tendencia y se decide mantener el nivel de actividad al ser económicamente más enriquecedor para el análisis.

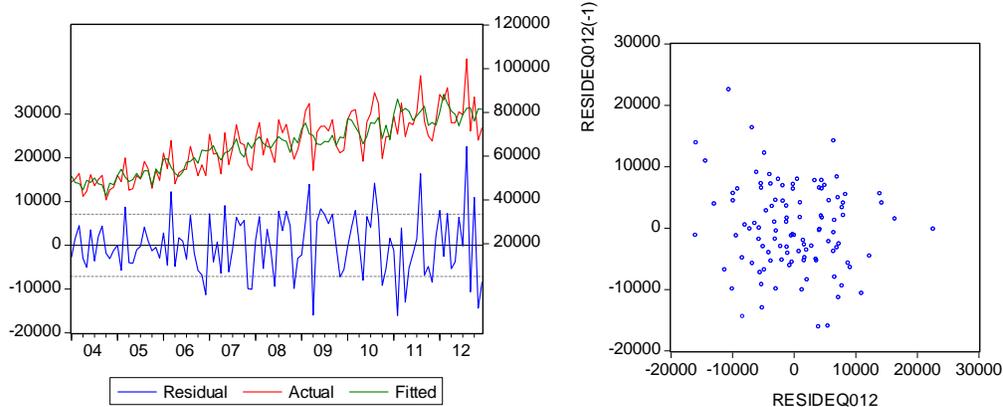
Dependent Variable: EDEMSA\_RESIDEN  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M12  
 Included observations: 108 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-11199.25	5759.587	-1.944454	0.0546
PXSUB	16.57547	18.29291	0.906114	0.3670
DMAX2	78.65375	24.76484	3.176025	0.0020
EMAE	545.8613	43.04588	12.68092	0.0000
VTALEEC	-35.47604	9.292656	-3.817643	0.0002
R-squared	0.730234	Mean dependent var		65086.98
Adjusted R-squared	0.719758	S.D. dependent var		13408.89
S.E. of regression	7098.383	Akaike info criterion		20.61831
Sum squared resid	5.19E+09	Schwarz criterion		20.74248
Log likelihood	-1108.389	F-statistic		69.70325
Durbin-Watson stat	2.263168	Prob(F-statistic)		0.000000

<sup>39</sup> Remitirse al Anexo I: Variables, en la cual se muestra la tabla de correlaciones de todas las series. Igualmente al principio del Anexo, se muestra una tabla resumen de las variables utilizadas para esta demanda.

Como es de esperar al eliminar una de las variables colineales (y con ello la multicolinealidad) la variable que se preserva, el nivel de actividad, se vuelve altamente significativo. Pero ahora con un Durbin-Watson de  $2.263 > 2.254$  caemos en la zona de duda en cuanto a la ausencia de autocorrelación (negativa) de los residuos.

Para determinar las posibles causas de la misma y decidir aplicar medidas correctiva se analiza gráficamente el ajuste del modelo y el comportamiento de los residuos.



Antes que nada se destaca el hecho que el modelo no logra captar los picos de consumos existentes en verano e invierno por lo que podríamos estar en presencia de una mala especificación en el modelo, al omitir incorporar una variable que permita describir este comportamiento. Por otro lado observando la dispersión entre los residuos y su rezago, tendríamos se podría sospechar de la existencia de una leve autocorrelación negativa entre éstos.

Primero analizaremos incorporar variables dicotómicas (para cada uno de los meses) que permitan captar los picos de consumos eléctricos.

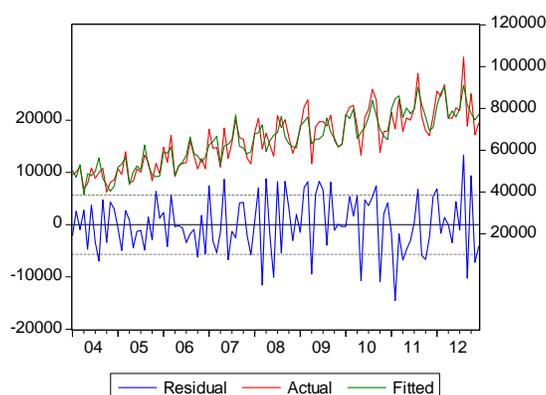
Dependent Variable: EDEMSA\_RESIDEN  
 Method: Least Squares  
 Date: 03/14/13 Time: 20:52  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M12  
 Included observations: 108 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-10121.23	4618.480	-2.191463	0.0308
PXSUB	16.78916	14.70422	1.141792	0.2563
EMAE	503.8688	38.24037	13.17636	0.0000
VTAELEC	-22.64395	8.913882	-2.540302	0.0126
DMAX2	74.78299	21.82977	3.425735	0.0009
D3	6277.691	2070.661	3.031733	0.0031
D4	-5206.083	2179.199	-2.388989	0.0188

### Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

D8	9010.947	2037.504	4.422542	0.0000
D11	-7358.034	2045.956	-3.596379	0.0005
D12	-6000.008	2354.516	-2.548298	0.0124

R-squared	0.835885	Mean dependent var	65086.98
Adjusted R-squared	0.820813	S.D. dependent var	13408.89
S.E. of regression	5676.041	Akaike info criterion	20.21392
Sum squared resid	3.16E+09	Schwarz criterion	20.46226
Log likelihood	-1081.552	F-statistic	55.46035
Durbin-Watson stat	2.569556	Prob(F-statistic)	0.000000



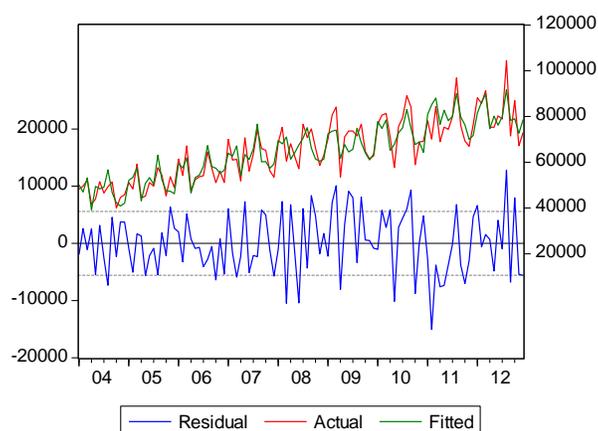
Analizando el valor del estadístico Durbin Watson ahora directamente se cae en la zona de rechazo de la hipótesis nula (de ausencia de autocorrelación), es decir es muy probable que nuestro modelo tenga problemas de autocorrelación negativa entre sus residuos. Pero como al aplicar las variables dicotómicas logramos efectivamente capturar la estacionalidad de la demanda eléctrica y mejora el ajuste del modelo se deciden incorporarlas y como medida correctiva de la autocorrelación se incorpora la variable dependiente rezagada un periodo.

Dependent Variable: EDEMSA\_RESIDEN  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M12  
 Included observations: 108 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-11365.43	4586.101	-2.478234	0.0149
PXSUB	18.07702	14.48552	1.247937	0.2151
EMAE	598.5824	59.71676	10.02369	0.0000
VTAELEC	-28.78104	9.273112	-3.103709	0.0025
DMAX2	70.12571	21.60533	3.245759	0.0016
EDEMSA_RESIDEN(-1)	-0.170371	0.083400	-2.042822	0.0438
D3	6602.886	2044.139	3.230155	0.0017
D4	-4329.560	2187.252	-1.979451	0.0506

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

D8	9096.375	2005.734	4.535185	0.0000
D11	-8465.318	2085.295	-4.059530	0.0001
D12	-6496.117	2329.990	-2.788045	0.0064
<hr/>				
R-squared	0.842655	Mean dependent var	65086.98	
Adjusted R-squared	0.826433	S.D. dependent var	13408.89	
S.E. of regression	5586.323	Akaike info criterion	20.19031	
Sum squared resid	3.03E+09	Schwarz criterion	20.46349	
Log likelihood	-1079.277	F-statistic	51.94780	
Durbin-Watson stat	2.233560	Prob(F-statistic)	0.000000	



Efectivamente al incorporar la demanda residencial rezagada un periodo, se logra eliminar la autocorrelación de los residuos al obtener un D-W que cae dentro del intervalo de confianza. Por otro lado la incorporación de las dicotómicas permitió capturar los picos de consumo y se logra un modelo con mayor capacidad predictiva.

### 1.2. General

Se estima el modelo sugerido por la teoría económica, incorporando el precio subsidiado e indicadores relacionados con los agentes de este código tarifario: el estimador mensual de la actividad de alimentos y bebidas y las ventas de supermercados.

Dependent Variable: EDEMSA\_GRAL  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2001M01 2011M09  
 Included observations: 129 after adjustments

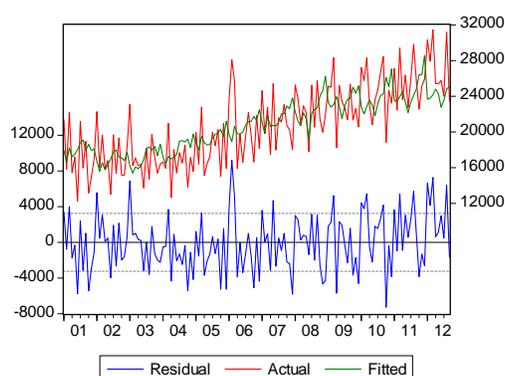
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4817.299	1720.592	2.799792	0.0059
PXSUB	8.050734	7.337849	1.097152	0.2747
EMIAYB	121.1078	32.16815	3.764834	0.0003
VTASUPER	0.279705	0.418285	0.668693	0.5049

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

R-squared	0.426375	Mean dependent var	20230.89
Adjusted R-squared	0.412608	S.D. dependent var	4104.201
S.E. of regression	3145.522	Akaike info criterion	18.97586
Sum squared resid	1.24E+09	Schwarz criterion	19.06454
Log likelihood	-1219.943	F-statistic	30.97076
Durbin-Watson stat	2.046583	Prob(F-statistic)	0.000000

En esta primera regresión no existen problemas de autocorrelación entre los residuos dado el valor del estadístico D-W. La única variable que resulta tener un coeficiente significativo es el EMI de alimentos y bebidas y ventas de supermercado resultaría significativa pero recién al 11%.

Antes de continuar con las regresiones se estudia el ajuste del modelo gráficamente:



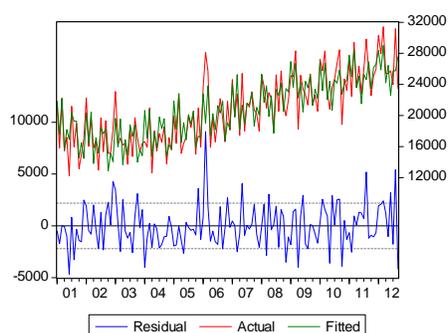
Se aprecia que al igual que para el caso residencial este con modelo no se logra capturar la estacionalidad existente en la demanda general, por lo que se decide incorporar variables dicotómicas mensuales.

Dependent Variable: EDEMSA\_GRAL  
 Method: Least Squares  
 Date: 03/16/13 Time: 19:17  
 Sample (adjusted): 2001M01 2012M09  
 Included observations: 141 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1952.097	1207.277	1.616942	0.1083
PXSUB	-5.201111	4.417810	-1.177305	0.2412
EMIAYB	144.4678	23.69107	6.097987	0.0000
VTASUPER	0.814758	0.327993	2.484072	0.0143
D1	2627.950	710.5285	3.698584	0.0003
D3	2621.270	736.7314	3.557973	0.0005
D4	-2932.319	712.6325	-4.114771	0.0001
D6	-2268.151	732.0142	-3.098507	0.0024

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

D8	-1482.100	714.4774	-2.074383	0.0400
D10	-5447.658	766.2606	-7.109407	0.0000
D11	-2715.143	758.3944	-3.580120	0.0005
D12	-5175.077	901.7173	-5.739134	0.0000
<hr/>				
R-squared	0.769192	Mean dependent var	20767.54	
Adjusted R-squared	0.749511	S.D. dependent var	4384.691	
S.E. of regression	2194.488	Akaike info criterion	18.30655	
Sum squared resid	6.21E+08	Schwarz criterion	18.55751	
Log likelihood	-1278.612	F-statistic	39.08244	
Durbin-Watson stat	2.126595	Prob(F-statistic)	0.000000	



Gráficamente se corrobora un mejor ajuste del modelo con las variables dicotómicas al lograr capturar efectivamente la estacionalidad, hecho que se evidencia en el significativo aumento del  $R^2$ . Además se logra que la variable venta de supermercado sea significativa. Por lo que se decide dejar esta última estimación como modelo final.

### 1.3. Grandes Demandas

Como primera regresión se estima también el modelo sugerido por la teoría económica, en la cual se colocan como variables explicativas el precio monómico, un indicador del nivel de actividad (el estimador mensual de la actividad económica) y una variable proxy de la inflación internacional, el precio del petróleo.

Dependent Variable: EDEMSA\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	80425.02	3267.598	24.61289	0.0000
PXMON	-12.61325	6.436070	-1.959776	0.0520
EMAE	258.4207	38.36933	6.735084	0.0000
PETROLEO	65.39122	41.71479	1.567579	0.1193

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

R-squared	0.631762	Mean dependent var	118863.2
Adjusted R-squared	0.623815	S.D. dependent var	11386.10
S.E. of regression	6983.546	Akaike info criterion	20.56807
Sum squared resid	6.78E+09	Schwarz criterion	20.65095
Log likelihood	-1466.617	F-statistic	79.49114
Durbin-Watson stat	1.586006	Prob(F-statistic)	0.000000

Se observa la existencia de una fuerte autocorrelación positiva de los residuos dado el valor del estadístico D-W<sup>40</sup>. Por lo que se incorpora variable dependiente rezagada un periodo como medida correctiva.

Dependent Variable: EDEMSA\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

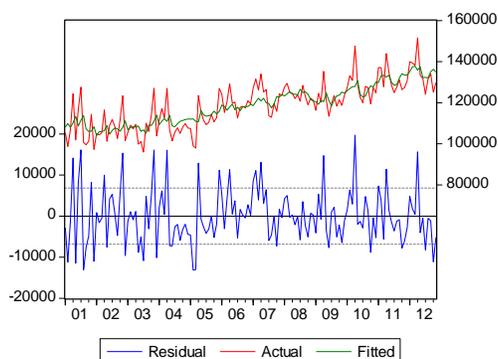
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	62809.23	7248.378	8.665281	0.0000
PXMON	-12.67831	6.294360	-2.014234	0.0459
EMAE	206.1122	42.20523	4.883570	0.0000
PETROLEO	54.56955	40.99132	1.331246	0.1853
EDEMSA_GRANDEM(-1)	0.219185	0.080950	2.707657	0.0076

R-squared	0.650338	Mean dependent var	118863.2
Adjusted R-squared	0.640203	S.D. dependent var	11386.10
S.E. of regression	6829.732	Akaike info criterion	20.53030
Sum squared resid	6.44E+09	Schwarz criterion	20.63389
Log likelihood	-1462.916	F-statistic	64.16681
Durbin-Watson stat	2.045533	Prob(F-statistic)	0.000000

<sup>40</sup> Para **3 variables explicativas y 143 observaciones**, dL es 1.698 y dU 1.755, por lo que el intervalo donde no se rechaza la hipótesis nula de ausencia de autocorrelación serial de los residuos a un 5% es (1.755; 2.245) y las zonas de duda son (1.698; 1.755) y (2.245.; 2.302).

Para **4 variables explicativas y 143 observaciones**, dL es 1.684 y dU 1.77. Los intervalos son (1.77; 2.23), (1.684; 1.744) y (2.23; 2.316) respectivamente.

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza



Se logra eliminar la autocorrelación y tanto el precio monómico como el nivel de actividad resultan tener coeficientes significativos, pero con este modelo (al igual que en las demandas anteriores) no se logra capturar la estacionalidad por lo que se recurre a la incorporación de variables dicotómicas mensuales.

Dependent Variable: EDEMSA\_GRANDEM

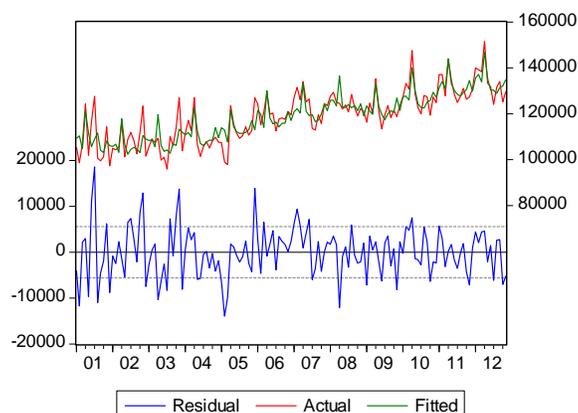
Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	57239.65	6057.185	9.449876	0.0000
PXMON	-3.532654	5.448429	-0.648380	0.5178
EMAE	180.9172	35.73214	5.063150	0.0000
PETROLEO	43.00748	33.68663	1.276693	0.2039
EDEMSA_GRANDEM(-1)	0.261800	0.067841	3.859040	0.0002
D1	4567.016	1763.049	2.590409	0.0106
D2	3520.003	1743.548	2.018874	0.0455
D4	14182.09	1729.587	8.199698	0.0000
D11	4922.436	1804.784	2.727438	0.0072
R-squared	0.772364	Mean dependent var		118863.2
Adjusted R-squared	0.758774	S.D. dependent var		11386.10
S.E. of regression	5592.261	Akaike info criterion		20.15702
Sum squared resid	4.19E+09	Schwarz criterion		20.34350
Log likelihood	-1432.227	F-statistic		56.83232
Durbin-Watson stat	1.856956	Prob(F-statistic)		0.000000

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza



Este modelo (el final) no presenta problemas de autocorrelación y logra explicar bastante bien el comportamiento de la demanda de este código tarifario.

### 1.4. Riego

Para este tipo de demanda, se utilizarán como variables explicativas el precio monómico, el nivel de caudales de todos los ríos y las temperaturas máximas.

Dependent Variable: EDEMSA\_RIEGO  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2002M07 2012M09  
 Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-32499.45	3440.069	-9.447326	0.0000
PXMON	-1.743067	5.124098	-0.340170	0.7343
EMIAVB	195.2034	34.34445	5.683697	0.0000
CAUDALES	-1.615311	6.757799	-0.239029	0.8115
TMAX	1549.556	131.5988	11.77485	0.0000
R-squared	0.789999	Mean dependent var		22911.85
Adjusted R-squared	0.782880	S.D. dependent var		10868.16
S.E. of regression	5064.144	Akaike info criterion		19.93756
Sum squared resid	3.03E+09	Schwarz criterion		20.05188
Log likelihood	-1221.160	F-statistic		110.9753
Durbin-Watson stat	1.637328	Prob(F-statistic)		0.000000

Dado que el valor D-W cae por debajo de  $dL$ <sup>41</sup> se estaría en presencia de autocorrelación positiva entre los residuos. Como medida correctiva se incorpora la variable dependiente rezagada un periodo en la siguiente regresión.

<sup>41</sup> Para 4 variables explicativas y 123 observaciones,  $dL$  es 1.67 y  $dU$  1.74, por lo que el intervalo de confianza es (1.74; 2.26) y las zonas de duda son (1.67; 1.74) y (2.26; 2.33).

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

Dependent Variable: EDEMSA\_RIEGO  
 Method: Least Squares  
 Date: 03/14/13 Time: 23:48  
 Sample (adjusted): 2002M07 2012M09  
 Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-25661.18	3632.906	-7.063542	0.0000
PXMON	-6.600385	4.953478	-1.332475	0.1853
EMIAYB	182.9656	32.37921	5.650712	0.0000
CAUDALES	1.732435	6.396190	0.270854	0.7870
TMAX	1097.119	165.4741	6.630159	0.0000
EDEMSA_RIEGO(-1)	0.261331	0.063586	4.109858	0.0001
R-squared	0.816491	Mean dependent var		22911.85
Adjusted R-squared	0.808649	S.D. dependent var		10868.16
S.E. of regression	4754.135	Akaike info criterion		19.81897
Sum squared resid	2.64E+09	Schwarz criterion		19.95615
Log likelihood	-1212.867	F-statistic		104.1144
Durbin-Watson stat	2.008903	Prob(F-statistic)		0.000000

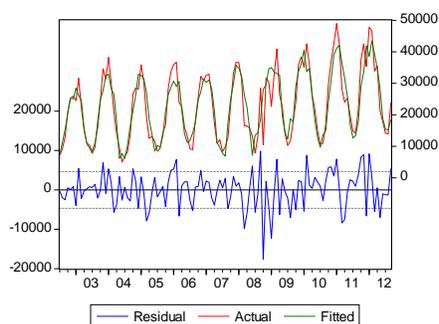
Se corrige satisfactoriamente el problema de autocorrelación y se obtienen coeficientes significativos para todas las variables excepto precio y caudales. Por lo que se reemplaza esta última por el desvío del caudal del río Mendoza respecto de su media histórica.

Dependent Variable: EDEMSA\_RIEGO  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2002M07 2012M09  
 Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-26055.62	3553.754	-7.331859	0.0000
PXMON	-4.218355	4.868545	-0.866451	0.3880
EMIAYB	164.5650	30.62752	5.373111	0.0000
DESV_MENDOZA	-46.66411	21.59838	-2.160537	0.0328
TMAX	1222.676	136.9567	8.927464	0.0000
EDEMSA_RIEGO(-1)	0.214844	0.065175	3.296436	0.0013
R-squared	0.823421	Mean dependent var		22911.85
Adjusted R-squared	0.815875	S.D. dependent var		10868.16
S.E. of regression	4663.506	Akaike info criterion		19.78047

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

Sum squared resid	2.54E+09	Schwarz criterion	19.91765
Log likelihood	-1210.499	F-statistic	109.1187
Durbin-Watson stat	2.052146	Prob(F-statistic)	0.000000



Gráficamente se aprecia que el modelo final sólo con las variables explicativas utilizadas logra capturar la fuerte estacionalidad de la demanda para riego, por lo que se decide prescindir de las variables dicotómicas mensuales.

### 1.5. Alumbrado Público

Como primera regresión se estima el modelo recomendado por la teoría económica para este tipo de demanda, incluyendo como variable explicativa el precio subsidiado, la población y la cantidad de horas de sol.

Dependent Variable: EDEMSA\_AP  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2001M07 2012M12  
 Included observations: 138 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	20206.97	10138.95	1.993005	0.0483
PXSUB	-3.202231	6.415462	-0.499143	0.6185
POB	0.000710	0.006049	0.117321	0.9068
HS_SOL	-864.5694	198.4917	-4.355696	0.0000

R-squared	0.125430	Mean dependent var	10410.81
Adjusted R-squared	0.105850	S.D. dependent var	3686.361
S.E. of regression	3485.805	Akaike info criterion	19.17934
Sum squared resid	1.63E+09	Schwarz criterion	19.26419
Log likelihood	-1319.375	F-statistic	6.406027
Durbin-Watson stat	2.681227	Prob(F-statistic)	0.000435

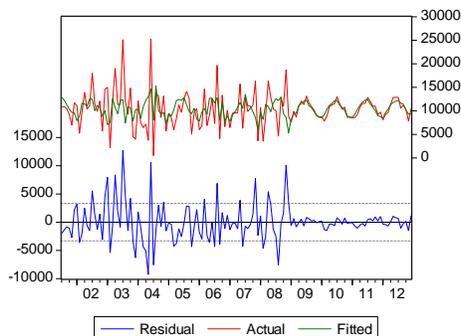
Dado el valor del estadístico D-W<sup>42</sup>, estamos en presencia de autocorrelación negativa entre los residuos, por lo que se aplica la misma medida correctiva aplicada anteriormente: incorporar la variable dependiente rezagada un periodo.

Dependent Variable: EDEMSA\_AP  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2001M07 2012M12  
 Included observations: 138 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	25493.47	9734.992	2.618746	0.0098
PXSUB	-5.188449	6.121108	-0.847632	0.3982
POB	0.001237	0.005753	0.215034	0.8301
HS_SOL	-1078.425	196.5267	-5.487425	0.0000
EDEMSA_AP(-1)	-0.313067	0.080240	-3.901642	0.0002

R-squared	0.215250	Mean dependent var	10410.81
Adjusted R-squared	0.191648	S.D. dependent var	3686.361
S.E. of regression	3314.347	Akaike info criterion	19.08547
Sum squared resid	1.46E+09	Schwarz criterion	19.19153
Log likelihood	-1311.897	F-statistic	9.120177
Durbin-Watson stat	2.131203	Prob(F-statistic)	0.000002



Se obtiene un modelo que no tiene problemas de autocorrelación serial de los residuos y logra ajustarse bastante bien a los datos (sobre todo en los últimos 5 años donde se estabilizan la demanda mensual de este código tarifario).

<sup>42</sup> Para 4 variables explicativas y 138 observaciones, dL es 1.68 y dU 1.77, por lo que el intervalo de confianza es (1.77; 2.23) y las zonas de duda son (1.68; 1.77) y (2.23; 2.32).

## 2. EDESTE

### 2.1. Residencial

#### 2.1.1. Primera Regresión: Modelo Teórico

Dependent Variable: EDESTE\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1355.728	1048.179	-1.293412	0.1988
PXSUB	1.803283	3.226580	0.558884	0.5775
EMAE	62.02667	7.384141	8.399984	0.0000
TMAX	-3.190962	20.56340	-0.155177	0.8770
VTAELEC	-4.671395	1.607278	-2.906401	0.0045
R-squared	0.515707	Mean dependent var		6569.679
Adjusted R-squared	0.496335	S.D. dependent var		1702.559
S.E. of regression	1208.295	Akaike info criterion		17.07826
Sum squared resid	1.46E+08	Schwarz criterion		17.20464
Log likelihood	-891.6085	F-statistic		26.62161
Durbin-Watson stat	2.893296	Prob(F-statistic)		0.000000

#### 2.1.2. Segunda Regresión: Sin Autocorrelación negativa de los residuos

Dependent Variable: EDESTE\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2084.275	924.5584	-2.254346	0.0264
PXSUB	3.319641	2.831045	1.172585	0.2438
EMAE	88.64557	7.981068	11.10698	0.0000
TMAX	0.218689	17.97181	0.012168	0.9903
VTAELEC	-6.061014	1.425210	-4.252715	0.0000
EDESTE_RESIDEN(-1)	-0.492721	0.087010	-5.662795	0.0000
R-squared	0.634195	Mean dependent var		6569.679
Adjusted R-squared	0.615720	S.D. dependent var		1702.559
S.E. of regression	1055.422	Akaike info criterion		16.81671
Sum squared resid	1.10E+08	Schwarz criterion		16.96837
Log likelihood	-876.8775	F-statistic		34.32722
Durbin-Watson stat	2.090441	Prob(F-statistic)		0.000000

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

### 2.1.3. Tercera Regresión: Descartar TMAX como explicativa<sup>43</sup>

Dependent Variable: EDESTE\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M12

Included observations: 108 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2027.880	853.9966	-2.374576	0.0194
PXSUB	3.442476	2.693104	1.278256	0.2040
EMAE	86.46603	7.789495	11.10034	0.0000
VTAELEC	-5.912344	1.388032	-4.259516	0.0000
EDESTE_RESIDEN(-1)	-0.462222	0.083548	-5.532439	0.0000
R-squared	0.628391	Mean dependent var		6598.560
Adjusted R-squared	0.613959	S.D. dependent var		1687.597
S.E. of regression	1048.541	Akaike info criterion		16.79338
Sum squared resid	1.13E+08	Schwarz criterion		16.91755
Log likelihood	-901.8423	F-statistic		43.54323
Durbin-Watson stat	2.132600	Prob(F-statistic)		0.000000

### 2.1.4. Modelo Final (incorporación de dicotómicas)

Dependent Variable: EDESTE\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M12

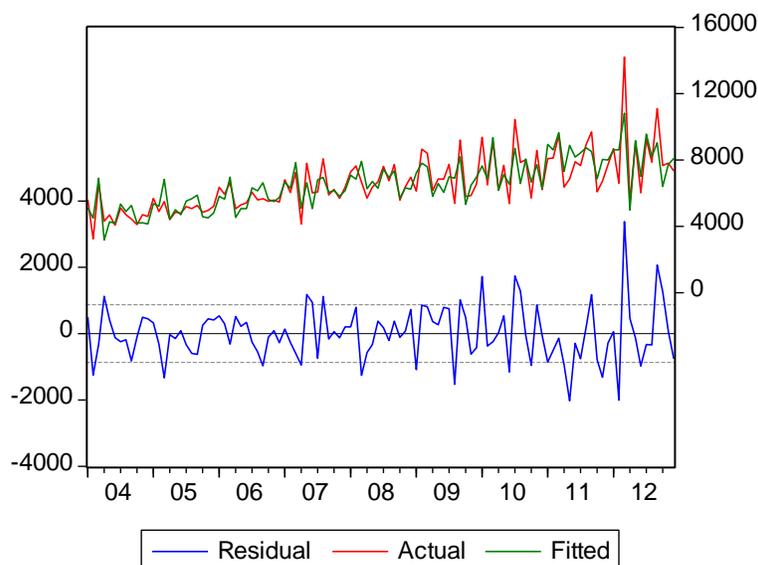
Included observations: 108 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1251.368	742.7130	-1.684861	0.0953
PXSUB	2.097680	2.252489	0.931272	0.3540
EMAE	76.94923	7.978835	9.644169	0.0000
VTAELEC	-2.973940	1.577272	-1.885496	0.0624
EDESTE_RESIDEN(-1)	-0.468871	0.086078	-5.447030	0.0000
D3	1246.941	317.8114	3.923524	0.0002
D4	-816.4125	349.1545	-2.338256	0.0214
D5	-794.3481	339.3680	-2.340669	0.0213
D6	-837.5008	340.3033	-2.461043	0.0156
D10	-732.5401	371.9130	-1.969654	0.0518
D11	-1362.640	329.9986	-4.129230	0.0001
D12	-789.0278	393.7457	-2.003902	0.0479
R-squared	0.762677	Mean dependent var		6598.560
Adjusted R-squared	0.735483	S.D. dependent var		1687.597

<sup>43</sup> No se incorpora DMAX2 como variable explicativa ya que con ella el D-W se eleva hasta 2.30 y volveríamos a un problema de autocorrelación de los residuos.

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

S.E. of regression	867.9511	Akaike info criterion	16.47459
Sum squared resid	72320554	Schwarz criterion	16.77260
Log likelihood	-877.6277	F-statistic	28.04649
Durbin-Watson stat	2.052861	Prob(F-statistic)	0.000000



## 2.2. General

### 2.2.1. Primera Regresión

Dependent Variable: EDESTE\_GRAL

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2011M09

Included observations: 129 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	161.1222	186.5463	0.863712	0.3894
PXSUB	1.426372	0.795568	1.792896	0.0754
EMIAYB	-1.199077	3.487666	-0.343805	0.7316
VTASUPER	0.191600	0.045350	4.224882	0.0000
R-squared	0.437181	Mean dependent var		1755.283
Adjusted R-squared	0.423674	S.D. dependent var		449.2285
S.E. of regression	341.0370	Akaike info criterion		14.53238
Sum squared resid	14538284	Schwarz criterion		14.62105
Log likelihood	-933.3383	F-statistic		32.36547
Durbin-Watson stat	3.152410	Prob(F-statistic)		0.000000

2.2.2.Segunda Regresión: Modelo Final (Dependiente Rezagada + Dicotómicas Mensuales)

Dependent Variable: EDESTE\_GRAL

Method: Least Squares

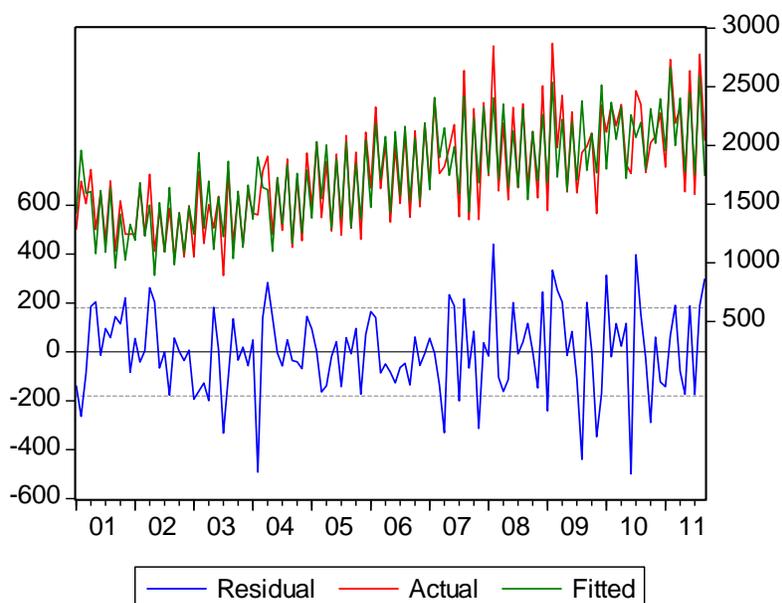
Sample (adjusted): 2001M01 2011M09

Included observations: 129 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-58.18559	120.3774	-0.483360	0.6297
PXSUB	0.802479	0.466050	1.721873	0.0877
EMI	8.269604	2.393396	3.455175	0.0008
VTASUPER	0.168824	0.029310	5.760053	0.0000
EDESTE_GRAL(-1)	-0.372779	0.075196	-4.957456	0.0000
D1	205.0656	65.35372	3.137780	0.0022
D2	746.1555	64.01056	11.65676	0.0000
D3	286.6359	66.53084	4.308316	0.0000
D4	463.4508	61.75806	7.504296	0.0000
D6	356.0994	67.70282	5.259743	0.0000
D8	403.4990	71.91772	5.610564	0.0000
D10	203.0373	73.95943	2.745252	0.0070

R-squared	0.853423	Mean dependent var	1755.283
Adjusted R-squared	0.839642	S.D. dependent var	449.2285
S.E. of regression	179.8924	Akaike info criterion	13.31100
Sum squared resid	3786271.	Schwarz criterion	13.57703
Log likelihood	-846.5597	F-statistic	61.92845
Durbin-Watson stat	2.124174	Prob(F-statistic)	0.000000



### 2.3. Grandes Demandas

#### 2.3.1. Primera Regresión: Modelo Teórico

Dependent Variable: EDESTE\_GRANDEM

Method: Least Squares

Date: 03/15/13 Time: 07:01

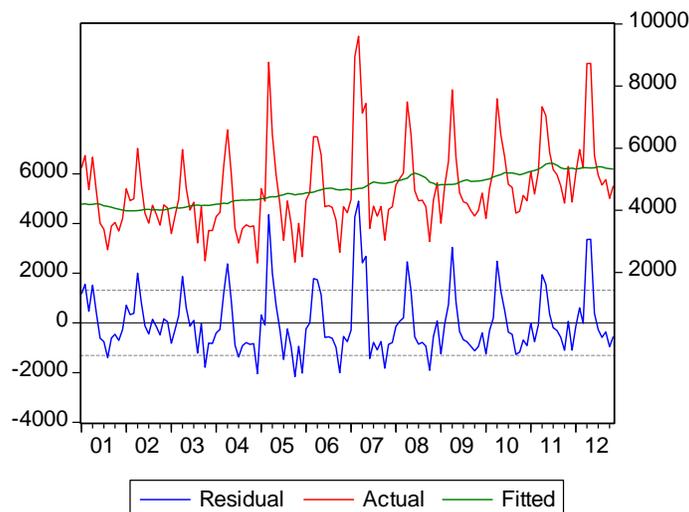
Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2784.411	614.7390	4.529420	0.0000
PXMON	0.433746	1.210829	0.358222	0.7207
EMAE	10.64390	7.218491	1.474532	0.1426
PETROLEO	3.243962	7.847879	0.413355	0.6800

R-squared	0.115515	Mean dependent var	4686.361
Adjusted R-squared	0.096425	S.D. dependent var	1382.153
S.E. of regression	1313.827	Akaike info criterion	17.22685
Sum squared resid	2.40E+08	Schwarz criterion	17.30973
Log likelihood	-1227.720	F-statistic	6.051175
Durbin-Watson stat	0.887947	Prob(F-statistic)	0.000667



Se observa una mala especificación en el modelo al existir una estacionalidad muy fuerte.

#### 2.3.2. Segunda Regresión: Dicotómicas mensuales

Dependent Variable: EDESTE\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1893.086	390.8468	4.843549	0.0000
PXMON	0.792643	0.797022	0.994505	0.3218
EMAE	14.48507	4.569175	3.170173	0.0019
PETROLEO	-1.746678	4.934883	-0.353945	0.7239
D2	995.1040	257.6640	3.862023	0.0002
D3	1784.183	256.7745	6.948446	0.0000
D4	2854.308	256.2945	11.13683	0.0000
D5	1859.887	254.7791	7.299999	0.0000
D10	-741.7863	261.7779	-2.833648	0.0053

R-squared	0.665387	Mean dependent var	4686.361
Adjusted R-squared	0.645410	S.D. dependent var	1382.153
S.E. of regression	823.0369	Akaike info criterion	16.32475
Sum squared resid	90770235	Schwarz criterion	16.51122
Log likelihood	-1158.220	F-statistic	33.30781
Durbin-Watson stat	1.510026	Prob(F-statistic)	0.000000

2.3.3. Modelo Final: Dependiente Rezagada

Dependent Variable: EDESTE\_GRANDEM

Method: Least Squares

Date: 03/15/13 Time: 07:03

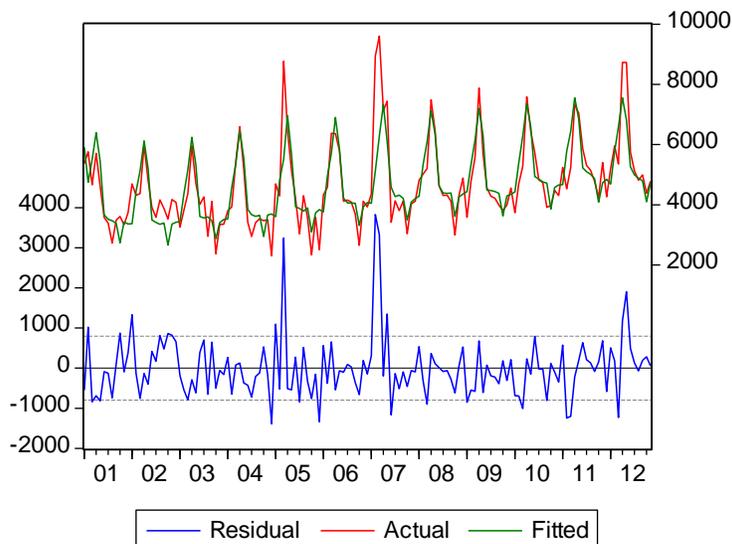
Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1644.023	386.2897	4.255932	0.0000
PXMON	0.652266	0.772582	0.844268	0.4000
EMAE	13.13973	4.442061	2.958026	0.0037
PETROLEO	-0.716332	4.786732	-0.149650	0.8813
EDESTE_GRANDEM(-1)	0.091737	0.028893	3.175012	0.0019
D2	1000.831	249.3601	4.013599	0.0001
D3	1730.094	249.0760	6.946049	0.0000
D4	2727.200	251.2384	10.85503	0.0000
D5	1643.369	255.8186	6.423963	0.0000
D10	-698.9234	253.6942	-2.754984	0.0067

R-squared	0.688962	Mean dependent var	4686.361
Adjusted R-squared	0.667914	S.D. dependent var	1382.153
S.E. of regression	796.4916	Akaike info criterion	16.26567
Sum squared resid	84375051	Schwarz criterion	16.47287
Log likelihood	-1152.996	F-statistic	32.73338
Durbin-Watson stat	1.774207	Prob(F-statistic)	0.000000

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza



### 2.4. Riego Agrícola

#### 2.4.1. Primera Regresión

Dependent Variable: EDESTE\_RIEGO

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M07 2012M09

Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2281.424	443.6924	-5.141905	0.0000
PXMON	-0.598699	0.649297	-0.922073	0.3584
EMIAYB	10.33715	4.277521	2.416621	0.0172
DESV_TUNUYAN	-10.94305	4.211539	-2.598348	0.0106
TMAX	168.8921	12.06017	14.00412	0.0000
R-squared	0.726876	Mean dependent var		2510.026
Adjusted R-squared	0.717617	S.D. dependent var		1215.141
S.E. of regression	645.7225	Akaike info criterion		15.81842
Sum squared resid	49200989	Schwarz criterion		15.93273
Log likelihood	-967.8327	F-statistic		78.50942
Durbin-Watson stat	1.233571	Prob(F-statistic)		0.000000

2.4.2.\_Segunda Regresión

Dependent Variable: EDESTE\_RIEGO

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M07 2012M09

Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1791.095	435.9772	-4.108230	0.0001
PXMON	-1.063373	0.623029	-1.706779	0.0905
EMIAYB	11.72373	4.046736	2.897084	0.0045
DESV_TUNUYAN	-6.561639	4.119447	-1.592845	0.1139
TMAX	116.1275	17.46733	6.648272	0.0000
EDESTE_RIEGO(-1)	0.293199	0.073697	3.978449	0.0001
R-squared	0.759422	Mean dependent var		2510.026
Adjusted R-squared	0.749141	S.D. dependent var		1215.141
S.E. of regression	608.6141	Akaike info criterion		15.70780
Sum squared resid	43338101	Schwarz criterion		15.84498
Log likelihood	-960.0295	F-statistic		73.86563
Durbin-Watson stat	1.545241	Prob(F-statistic)		0.000000

2.4.3.Modelo Final

Dependent Variable: EDESTE\_RIEGO

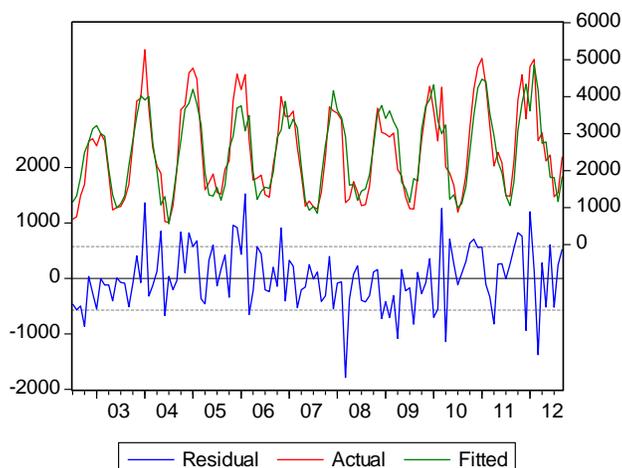
Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M07 2012M09

Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1479.868	418.2450	-3.538281	0.0006
PXMON	-0.508983	0.603475	-0.843419	0.4007
EMIAYB	8.157512	3.917717	2.082210	0.0395
DESV_TUNUYAN	-8.207380	3.903928	-2.102339	0.0377
TMAX	116.0770	16.45989	7.052112	0.0000
EDESTE_RIEGO(-1)	0.523676	0.090517	5.785419	0.0000
EDESTE_RIEGO(-2)	-0.276611	0.069676	-3.969937	0.0001
R-squared	0.788198	Mean dependent var		2510.026
Adjusted R-squared	0.777243	S.D. dependent var		1215.141
S.E. of regression	573.5120	Akaike info criterion		15.59666
Sum squared resid	38154255	Schwarz criterion		15.75670
Log likelihood	-952.1947	F-statistic		71.94700
Durbin-Watson stat	1.997069	Prob(F-statistic)		0.000000

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza



### 2.5. Alumbrado Público

#### 2.5.1. Primera Regresión

Dependent Variable: EDESTE\_AP

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M07 2012M12

Included observations: 138 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-817.4689	262.3882	-3.115494	0.0022
PXSUB	0.069887	0.166027	0.420938	0.6745
POB	0.001839	0.000157	11.74880	0.0000
HS_SOL	-93.99423	5.136813	-18.29816	0.0000
R-squared	0.788368	Mean dependent var		1155.567
Adjusted R-squared	0.783630	S.D. dependent var		193.9350
S.E. of regression	90.20996	Akaike info criterion		11.87071
Sum squared resid	1090470.	Schwarz criterion		11.95556
Log likelihood	-815.0793	F-statistic		166.3917
Durbin-Watson stat	1.512148	Prob(F-statistic)		0.000000

#### 2.5.2. Modelo Final

Dependent Variable: EDESTE\_AP

Method: Least Squares

Date: 03/15/13 Time: 07:16

Sample (adjusted): 2001M07 2012M12

Included observations: 138 after adjustments

## Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-442.7626	229.8635	-1.926198	0.0562
PXSUB	0.129747	0.139846	0.927789	0.3552
POB	0.001428	0.000164	8.713902	0.0000
HS_SOL	-87.44189	6.004360	-14.56307	0.0000
EDESTE_AP(-1)	0.210834	0.051318	4.108363	0.0001
D4	-107.7766	25.29963	-4.260007	0.0000
D6	-84.62607	26.27935	-3.220250	0.0016
R-squared	0.853960	Mean dependent var		1155.567
Adjusted R-squared	0.847271	S.D. dependent var		193.9350
S.E. of regression	75.79077	Akaike info criterion		11.54322
Sum squared resid	752495.5	Schwarz criterion		11.69171
Log likelihood	-789.4824	F-statistic		127.6694
Durbin-Watson stat	2.185112	Prob(F-statistic)		0.000000

### 3. Cooperativa Eléctrica de Godoy Cruz

#### 3.1. Residencial

##### 3.1.1. Primera Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-59272.56	7312.905	-8.105200	0.0000
PXSUB	7.251938	3.514816	2.063249	0.0417
POB	0.041481	0.004587	9.043984	0.0000
TMAX	-0.729461	22.29246	-0.032722	0.9740
VTAELEC	-1.460614	1.674289	-0.872379	0.3851
R-squared	0.631208	Mean dependent var		11938.18
Adjusted R-squared	0.616456	S.D. dependent var		2114.304
S.E. of regression	1309.408	Akaike info criterion		17.23899
Sum squared resid	1.71E+08	Schwarz criterion		17.36536
Log likelihood	-900.0467	F-statistic		42.78886
Durbin-Watson stat	2.053426	Prob(F-statistic)		0.000000

##### 3.1.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	352.8103	957.9846	0.368284	0.7134
PXSUB	2.494932	3.141535	0.794176	0.4290
EMAE	71.00303	7.207375	9.851441	0.0000
DMAX2	22.11845	4.162655	5.313544	0.0000
VTAELEC	-1.925182	1.567472	-1.228208	0.2223
R-squared	0.700292	Mean dependent var		11938.18
Adjusted R-squared	0.688303	S.D. dependent var		2114.304
S.E. of regression	1180.411	Akaike info criterion		17.03156
Sum squared resid	1.39E+08	Schwarz criterion		17.15794
Log likelihood	-889.1570	F-statistic		58.41444
Durbin-Watson stat	2.375460	Prob(F-statistic)		0.000000

3.1.3.Tercera Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_RESIDEN

Method: Least Squares

Date: 03/09/13 Time: 16:03

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	138.8460	734.3810	0.189065	0.8504
PXSUB	2.408890	2.397465	1.004765	0.3176
EMAE	72.16119	5.633162	12.81007	0.0000
DMAX2	10.77660	3.768811	2.859416	0.0052
VTAELEC	-2.206529	1.244739	-1.772684	0.0795
D1	1977.215	383.4308	5.156640	0.0000
D3	1722.305	328.9096	5.236408	0.0000
D6	1118.184	330.6605	3.381669	0.0011
D7	1453.760	331.9099	4.379986	0.0000
D8	1113.445	326.6811	3.408354	0.0010
D11	-798.6589	341.7272	-2.337124	0.0216
R-squared	0.836823	Mean dependent var		11938.18
Adjusted R-squared	0.819464	S.D. dependent var		2114.304
S.E. of regression	898.3584	Akaike info criterion		16.53787
Sum squared resid	75862487	Schwarz criterion		16.81591
Log likelihood	-857.2384	F-statistic		48.20614
Durbin-Watson stat	2.246885	Prob(F-statistic)		0.000000

### 3.2. General

3.2.1. Primera Regresión: Se utiliza Ventas en Centros Comerciales ya que Ventas en Súper no es significativo

Dependent Variable: CGCRUZ\_GRAL  
 Method: Least Squares  
 Date: 03/09/13 Time: 16:13  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M08  
 Included observations: 104 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1289.381	273.8254	4.708772	0.0000
PXSUB	0.978770	0.831729	1.176789	0.2421
EMIAYB	11.11475	2.692739	4.127673	0.0001
VTACC	1.514747	0.560645	2.701795	0.0081
R-squared	0.438137	Mean dependent var		3042.934
Adjusted R-squared	0.421281	S.D. dependent var		399.3293
S.E. of regression	303.7841	Akaike info criterion		14.30821
Sum squared resid	9228477.	Schwarz criterion		14.40992
Log likelihood	-740.0271	F-statistic		25.99312
Durbin-Watson stat	1.886207	Prob(F-statistic)		0.000000

3.2.2. Modelo Final: inclusión de dicotómicas mensuales.

Dependent Variable: CGCRUZ\_GRAL  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M08  
 Included observations: 104 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1114.198	172.6963	6.451774	0.0000
PXSUB	0.142269	0.517182	0.275086	0.7839
EMIAYB	14.25215	1.768210	8.060217	0.0000
VTACC	1.696760	0.376197	4.510302	0.0000
D1	433.4004	70.09185	6.183321	0.0000
D3	392.3373	69.77733	5.622704	0.0000
D4	-226.4457	70.05487	-3.232405	0.0017
D5	-228.1338	69.98097	-3.259941	0.0016
D8	-188.9459	70.45675	-2.681729	0.0087
D10	-430.4032	75.69626	-5.685924	0.0000
D11	-295.4717	76.14287	-3.880490	0.0002
D12	-170.2509	78.58845	-2.166361	0.0329
R-squared	0.805413	Mean dependent var		3042.934

Adjusted R-squared	0.782147	S.D. dependent var	399.3293
S.E. of regression	186.3860	Akaike info criterion	13.40168
Sum squared resid	3196055.	Schwarz criterion	13.70681
Log likelihood	-684.8875	F-statistic	34.61776
Durbin-Watson stat	2.156875	Prob(F-statistic)	0.000000

### 3.3. Grandes demandas

#### 3.3.1. Primera Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4985.190	589.2551	8.460155	0.0000
PXMON	-4.512796	1.160635	-3.888214	0.0002
EMAE	42.00511	6.919250	6.070760	0.0000
PETROLEO	-1.820686	7.522546	-0.242030	0.8091

R-squared	0.400884	Mean dependent var	9655.689
Adjusted R-squared	0.387954	S.D. dependent var	1609.751
S.E. of regression	1259.363	Akaike info criterion	17.14217
Sum squared resid	2.20E+08	Schwarz criterion	17.22505
Log likelihood	-1221.665	F-statistic	31.00285
Durbin-Watson stat	0.547474	Prob(F-statistic)	0.000000

#### 3.3.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4423.179	292.4263	15.12579	0.0000
PXMON	0.307686	0.636658	0.483282	0.6297
EMAE	27.81117	3.491640	7.965075	0.0000
PETROLEO	2.068111	3.675638	0.562654	0.5746
D1	2551.020	198.1909	12.87153	0.0000
D2	3144.084	197.7867	15.89633	0.0000
D3	2007.389	196.5261	10.21436	0.0000
D4	1345.017	195.7316	6.871742	0.0000
D7	-599.7690	197.9511	-3.029885	0.0029
D11	884.4144	202.6263	4.364757	0.0000
D12	2099.052	205.9079	10.19413	0.0000

R-squared	0.865913	Mean dependent var	9655.689
Adjusted R-squared	0.855755	S.D. dependent var	1609.751
S.E. of regression	611.3761	Akaike info criterion	15.74311
Sum squared resid	49339058	Schwarz criterion	15.97102
Log likelihood	-1114.632	F-statistic	85.24386
Durbin-Watson stat	1.127082	Prob(F-statistic)	0.000000

### 3.3.3. Modelo Final

Dependent Variable: CGCRUZ\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M01 2012M11

Included observations: 143 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2971.145	410.1521	7.244008	0.0000
PXMON	-0.070996	0.596214	-0.119078	0.9054
EMAE	19.45140	3.692362	5.268010	0.0000
PETROLEO	1.957856	3.410928	0.573995	0.5670
CGCRUZ_GRANDEM(-1)	0.316987	0.067140	4.721258	0.0000
D1	1898.488	230.0577	8.252224	0.0000
D2	2363.027	247.0925	9.563330	0.0000
D3	1038.664	274.5153	3.783629	0.0002
D4	738.8542	222.4274	3.321777	0.0012
D7	-491.5431	185.1157	-2.655330	0.0089
D11	819.0995	188.5375	4.344491	0.0000
D12	1835.597	199.0560	9.221513	0.0000

R-squared	0.885411	Mean dependent var	9655.689
Adjusted R-squared	0.875789	S.D. dependent var	1609.751
S.E. of regression	567.3331	Akaike info criterion	15.59996
Sum squared resid	42164557	Schwarz criterion	15.84859
Log likelihood	-1103.397	F-statistic	92.01988
Durbin-Watson stat	1.725960	Prob(F-statistic)	0.000000

## 3.4. Alumbrado Público

### 3.4.1. Primera Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_AP

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M07 2012M12

Included observations: 138 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
----------	-------------	------------	-------------	-------

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

C	1476.432	1332.126	1.108328	0.2697
PXSUB	-1.639298	0.842908	-1.944812	0.0539
POB	0.001267	0.000795	1.593669	0.1134
HS_SOL	-131.3382	26.07922	-5.036124	0.0000
<hr/>				
R-squared	0.182784	Mean dependent var	1751.415	
Adjusted R-squared	0.164489	S.D. dependent var	501.0479	
S.E. of regression	457.9894	Akaike info criterion	15.12013	
Sum squared resid	28107072	Schwarz criterion	15.20497	
Log likelihood	-1039.289	F-statistic	9.990474	
Durbin-Watson stat	2.668627	Prob(F-statistic)	0.000005	

3.4.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: CGCRUZ\_AP

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001M07 2012M12

Included observations: 138 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2182.877	1267.868	1.721691	0.0875
PXSUB	-1.803702	0.802802	-2.246758	0.0263
POB	0.001546	0.000754	2.051169	0.0422
HS_SOL(-1)	-175.2416	26.73406	-6.554996	0.0000
CGCRUZ_AP(-1)	-0.355744	0.080892	-4.397793	0.0000
<hr/>				
R-squared	0.281802	Mean dependent var	1751.415	
Adjusted R-squared	0.260202	S.D. dependent var	501.0479	
S.E. of regression	430.9587	Akaike info criterion	15.00546	
Sum squared resid	24701480	Schwarz criterion	15.11152	
Log likelihood	-1030.377	F-statistic	13.04645	
Durbin-Watson stat	2.123149	Prob(F-statistic)	0.000000	

#### 4. Resto Distribuidoras

##### 4.1. Residencial

###### 4.1.1. Primera Regresión

Dependent Variable: RESTO\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	272.2595	1066.090	0.255381	0.7990
PXSUB	-2.920167	3.004637	-0.971887	0.3335
EMI	88.35264	10.37361	8.517056	0.0000
TMAX	1.996982	19.31401	0.103396	0.9179
VTAELEC	-2.214579	1.442722	-1.535000	0.1279
R-squared	0.579412	Mean dependent var		8480.536
Adjusted R-squared	0.562588	S.D. dependent var		1701.323
S.E. of regression	1125.206	Akaike info criterion		16.93577
Sum squared resid	1.27E+08	Schwarz criterion		17.06215
Log likelihood	-884.1278	F-statistic		34.44056
Durbin-Watson stat	1.438451	Prob(F-statistic)		0.000000

###### 4.1.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: RESTO\_RESIDEN

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2004M01 2012M09

Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-958.5898	909.7747	-1.053656	0.2946
PXSUB	-4.415870	2.716184	-1.625762	0.1071
EMI	103.2488	9.858928	10.47262	0.0000
DMAX2	17.73171	3.806892	4.657794	0.0000
VTAELEC	-3.744885	1.345023	-2.784254	0.0064
R-squared	0.654355	Mean dependent var		8480.536
Adjusted R-squared	0.640529	S.D. dependent var		1701.323
S.E. of regression	1020.044	Akaike info criterion		16.73953
Sum squared resid	1.04E+08	Schwarz criterion		16.86591
Log likelihood	-873.8251	F-statistic		47.32848
Durbin-Watson stat	1.626528	Prob(F-statistic)		0.000000

4.1.3. *Modelo Final*

4.1.4.

Dependent Variable: RESTO\_RESIDEN  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2004M01 2012M09  
 Included observations: 105 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1391.901	767.8342	-1.812763	0.0729
PXSUB	-3.735645	2.291494	-1.630223	0.1063
EMI	103.6684	8.561492	12.10869	0.0000
VTAELEC	-2.819406	1.212972	-2.324378	0.0222
DMAX2	19.89506	3.241961	6.136738	0.0000
D11	-1554.155	322.2383	-4.822998	0.0000
D12	-1600.529	346.5409	-4.618587	0.0000
R-squared	0.760494	Mean dependent var		8480.536
Adjusted R-squared	0.745830	S.D. dependent var		1701.323
S.E. of regression	857.7267	Akaike info criterion		16.41079
Sum squared resid	72098118	Schwarz criterion		16.58772
Log likelihood	-854.5664	F-statistic		51.86246
Durbin-Watson stat	1.973335	Prob(F-statistic)		0.000000

4.2. **General**

4.2.1. *Primera Regresión*

Dependent Variable: RESTO\_GRAL  
 Method: Least Squares  
 Sample (adjusted): 2002M01 2011M09  
 Included observations: 117 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-787.4843	173.8805	-4.528883	0.0000
PXSUB	3.282725	0.745213	4.405082	0.0000
EMIAVB	13.71955	3.277195	4.186369	0.0001
VTASUPER	0.105390	0.042398	2.485720	0.0144
R-squared	0.723608	Mean dependent var		1978.625
Adjusted R-squared	0.716270	S.D. dependent var		563.9245
S.E. of regression	300.3819	Akaike info criterion		14.28158
Sum squared resid	10195910	Schwarz criterion		14.37601
Log likelihood	-831.4722	F-statistic		98.61303
Durbin-Watson stat	1.727318	Prob(F-statistic)		0.000000

4.2.2. *Modelo Final*

Dependent Variable: RESTO\_GRAL

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M01 2011M09

Included observations: 117 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1089.244	146.7838	-7.420736	0.0000
PXMON	0.891778	0.289091	3.084770	0.0026
EMIAYB	10.70689	2.955324	3.622915	0.0004
VTASUPER	0.221642	0.052765	4.200551	0.0001
D1	284.3116	70.19116	4.050533	0.0001
D2	273.2099	69.14268	3.951394	0.0001
D3	274.6808	75.38884	3.643521	0.0004
D8	-286.0479	68.54931	-4.172878	0.0001
D10	-272.8466	77.21010	-3.533820	0.0006
D12	-576.3812	136.3709	-4.226571	0.0001
R-squared	0.887892	Mean dependent var		1978.625
Adjusted R-squared	0.878462	S.D. dependent var		563.9245
S.E. of regression	196.5967	Akaike info criterion		13.48178
Sum squared resid	4135579.	Schwarz criterion		13.71786
Log likelihood	-778.6842	F-statistic		94.15969
Durbin-Watson stat	2.264821	Prob(F-statistic)		0.000000

4.3. **Grandes Demandas**

4.3.1. *Primera Regresión*

Dependent Variable: RESTO\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M01 2012M11

Included observations: 131 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2383.186	857.7568	2.778394	0.0063
PXMON	0.922503	1.677374	0.549969	0.5833
EMAE	8.458256	9.919740	0.852669	0.3954
PETROLEO	13.20214	10.98666	1.201652	0.2317
R-squared	0.132848	Mean dependent var		4874.624
Adjusted R-squared	0.112364	S.D. dependent var		1908.384
S.E. of regression	1797.973	Akaike info criterion		17.85677
Sum squared resid	4.11E+08	Schwarz criterion		17.94456
Log likelihood	-1165.618	F-statistic		6.485503
Durbin-Watson stat	0.675957	Prob(F-statistic)		0.000405

4.3.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: RESTO\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M01 2012M11

Included observations: 131 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	938.7793	342.3940	2.741810	0.0070
PXMON	3.966043	0.717000	5.531437	0.0000
EMAE	8.260672	3.912096	2.111572	0.0368
PETROLEO	6.448936	4.211300	1.531341	0.1283
D1	1123.552	227.3560	4.941817	0.0000
D2	1691.222	227.1493	7.445422	0.0000
D3	2967.226	226.8717	13.07887	0.0000
D4	5117.321	227.0747	22.53585	0.0000
D5	2430.349	229.6216	10.58414	0.0000
D7	-539.5571	242.3431	-2.226419	0.0279
D8	-632.3056	234.8237	-2.692682	0.0081
R-squared	0.881436	Mean dependent var		4874.624
Adjusted R-squared	0.871556	S.D. dependent var		1908.384
S.E. of regression	683.9476	Akaike info criterion		15.97387
Sum squared resid	56134121	Schwarz criterion		16.21530
Log likelihood	-1035.289	F-statistic		89.21136
Durbin-Watson stat	1.347554	Prob(F-statistic)		0.000000

4.3.3. Modelo final

Dependent Variable: RESTO\_GRANDEM

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M02 2012M11

Included observations: 130 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	304.1211	330.8138	0.919312	0.3598
PXMON	1.015348	0.774274	1.311355	0.1922
EMAE	10.36759	3.631879	2.854607	0.0051
PETROLEO	3.240099	4.036742	0.802652	0.4238
RESTO_GRANDEM(-1)	0.322644	0.068626	4.701516	0.0000
D1	1304.257	222.1925	5.869940	0.0000
D2	1482.546	224.5552	6.602144	0.0000
D3	2613.085	236.3545	11.05579	0.0000
D4	4372.293	284.1700	15.38619	0.0000
D5	1137.467	379.4529	2.997650	0.0033

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

R-squared	0.891511	Mean dependent var	4888.375
Adjusted R-squared	0.883374	S.D. dependent var	1909.240
S.E. of regression	652.0157	Akaike info criterion	15.87182
Sum squared resid	51014930	Schwarz criterion	16.09240
Log likelihood	-1021.668	F-statistic	109.5667
Durbin-Watson stat	1.909022	Prob(F-statistic)	0.000000

#### 4.4. Riego

##### 4.4.1. Primera Regresión

Dependent Variable: RESTO\_RIEGO

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M07 2012M09

Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-10260.94	1655.598	-6.197726	0.0000
PXMON	-6.715409	2.466068	-2.723124	0.0074
CAUDALES	2.118430	3.252317	0.651360	0.5161
EMIAVB	83.69331	16.52891	5.063450	0.0000
TMAX	539.1757	63.33438	8.513161	0.0000

R-squared	0.723079	Mean dependent var	9123.644
Adjusted R-squared	0.713692	S.D. dependent var	4554.878
S.E. of regression	2437.214	Akaike info criterion	18.47490
Sum squared resid	7.01E+08	Schwarz criterion	18.58922
Log likelihood	-1131.206	F-statistic	77.02854
Durbin-Watson stat	1.437985	Prob(F-statistic)	0.000000

##### 4.4.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: RESTO\_RIEGO

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M07 2012M09

Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3585.920	1612.611	-2.223673	0.0281
PXMON	-12.32952	2.408587	-5.118983	0.0000
CAUDALES	10.44540	2.971012	3.515772	0.0006
EMIAVB	104.1586	17.04534	6.110679	0.0000
RESTO_RIEGO(-1)	0.463706	0.067744	6.844999	0.0000

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

R-squared	0.680043	Mean dependent var	9123.644
Adjusted R-squared	0.669197	S.D. dependent var	4554.878
S.E. of regression	2619.761	Akaike info criterion	18.61936
Sum squared resid	8.10E+08	Schwarz criterion	18.73367
Log likelihood	-1140.090	F-statistic	62.69981
Durbin-Watson stat	1.707012	Prob(F-statistic)	0.000000

4.4.3. Modelo final

Dependent Variable: RESTO\_RIEGO

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M07 2012M09

Included observations: 123 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1054.920	1276.345	0.826516	0.4103
PXMON	-3.684190	1.951646	-1.887735	0.0617
CAUDALES	-4.431535	2.849305	-1.555304	0.1227
EMIAYB	52.60051	13.66468	3.849377	0.0002
RESTO_RIEGO(-1)	0.160375	0.072168	2.222249	0.0283
D1	7360.649	1150.561	6.397445	0.0000
D2	7338.888	975.0594	7.526606	0.0000
D3	3230.384	889.3090	3.632465	0.0004
D7	-1634.240	628.6049	-2.599790	0.0106
D10	5228.984	712.5282	7.338635	0.0000
D11	7563.482	866.2728	8.731063	0.0000
D12	7649.432	1097.358	6.970772	0.0000

R-squared	0.849740	Mean dependent var	9123.644
Adjusted R-squared	0.834849	S.D. dependent var	4554.878
S.E. of regression	1851.046	Akaike info criterion	17.97736
Sum squared resid	3.80E+08	Schwarz criterion	18.25172
Log likelihood	-1093.607	F-statistic	57.06530
Durbin-Watson stat	1.993697	Prob(F-statistic)	0.000000

## 4.5. Alumbrado Público

### 4.5.1. Primera Regresión

Dependent Variable: RESTO\_AP

Method: Least Squares

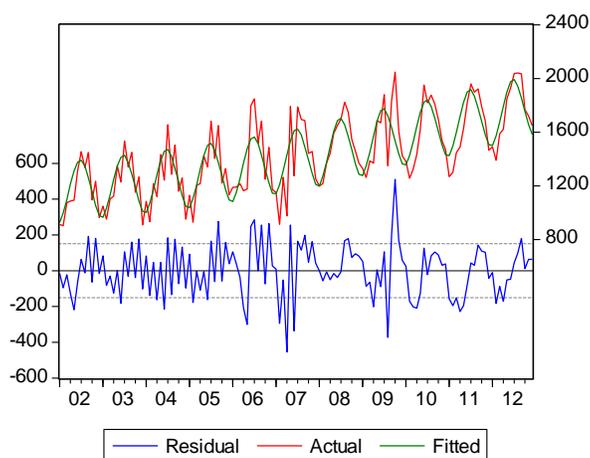
Sample (adjusted): 2002M01 2012M12

Included observations: 132 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3666.333	452.8156	-8.096746	0.0000
PXSUB	-0.183375	0.287634	-0.637528	0.5249
POB	0.003800	0.000267	14.20883	0.0000
HS_SOL	-106.1350	8.779126	-12.08947	0.0000

R-squared	0.739914	Mean dependent var	1433.299
Adjusted R-squared	0.733818	S.D. dependent var	292.2726
S.E. of regression	150.7917	Akaike info criterion	12.89951
Sum squared resid	2910480.	Schwarz criterion	12.98687
Log likelihood	-847.3676	F-statistic	121.3817
Durbin-Watson stat	1.950395	Prob(F-statistic)	0.000000



### 4.5.2. Segunda Regresión

Dependent Variable: RESTO\_AP

Method: Least Squares

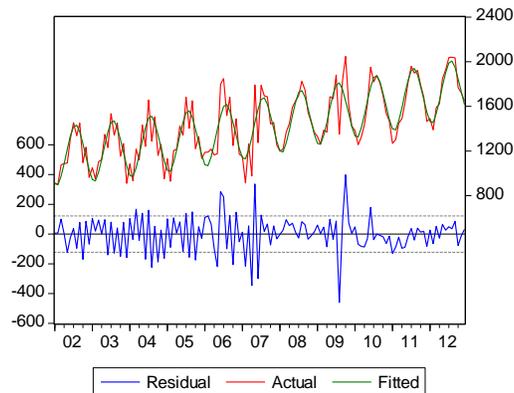
Sample (adjusted): 2002M01 2012M12

Included observations: 132 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3209.317	371.0713	-8.648790	0.0000
PXSUB	0.022723	0.233283	0.097404	0.9226
POB	0.003617	0.000217	16.66998	0.0000
HS_SOL(-1)	-121.2601	7.125990	-17.01660	0.0000

Estimación de la demanda de energía eléctrica de Mendoza

R-squared	0.829238	Mean dependent var	1433.299
Adjusted R-squared	0.825236	S.D. dependent var	292.2726
S.E. of regression	122.1839	Akaike info criterion	12.47877
Sum squared resid	1910899.	Schwarz criterion	12.56612
Log likelihood	-819.5985	F-statistic	207.1945
Durbin-Watson stat	2.807058	Prob(F-statistic)	0.000000



4.5.3. Tercera Regresión

Dependent Variable: RESTO\_AP

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2002M02 2012M12

Included observations: 131 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-4232.653	426.4091	-9.926274	0.0000
PXSUB	-0.012441	0.221549	-0.056156	0.9553
POB	0.004686	0.000326	14.37613	0.0000
HS_SOL(-1)	-151.6720	9.880977	-15.34990	0.0000
RESTO_AP(-1)	-0.285314	0.067591	-4.221215	0.0000

R-squared	0.846659	Mean dependent var	1437.271
Adjusted R-squared	0.841791	S.D. dependent var	289.7961
S.E. of regression	115.2676	Akaike info criterion	12.36981
Sum squared resid	1674115.	Schwarz criterion	12.47955
Log likelihood	-805.2226	F-statistic	173.9251
Durbin-Watson stat	2.088292	Prob(F-statistic)	0.000000

## DECLARACIÓN JURADA – Res. 212/99-CD

El autor de este trabajo declara que fue elaborado sin utilizar ningún otro material que no haya dado a conocer en las referencias, que nunca fue presentado para su evaluación en carreras universitarias y que no transgredió o afecta derecho de terceros

Mendoza, 02 de Mayo de 2013



**Rodrigo Daniel Gutiérrez**  
**Registro: 26.189**