



FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS  
Y DE ADMINISTRACIÓN



UNIVERSIDAD  
DE LA REPÚBLICA  
URUGUAY

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y DE ADMINISTRACIÓN  
TRABAJO FINAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
LICENCIADO EN ECONOMÍA

# ***Estimación de Curvas de Carga para Subestaciones de UTE por Área de Distribución Tipo***

por:

Arrillaga Bove, Pablo

Rosas Pérez, Francisco

Sibille Marengo, Marcelo

TUTOR:

Costa, Carlos

Fernández, Adrián

Montevideo

URUGUAY

2002

## Índice

<b>Introducción</b>	7
<b>Capítulo 1 – Descripción del sistema eléctrico</b>	
1.1 Cualidades de la energía eléctrica	9
1.1.1 Características	
1.1.2 Ventajas	
1.1.3 Usos	
1.2 Descripción del sistema eléctrico uruguayo	12
1.2.1 Generación	
1.2.2 Transmisión	
1.2.3 Distribución	
1.3 Nuevo Marco Regulatorio de la energía eléctrica	17
1.3.1 Actores	
1.3.2 Tarifación	
1.3.3 Áreas de Distribución Tipo (ADT)	
<b>Capítulo 2 – Curvas de carga y la importancia de su estimación</b>	
2.1 Curvas de carga	22
2.2 Importancia de la estimación de las curvas de carga	25
2.2.1 Generación	
2.2.2 Planificación	
2.2.3 Tarifación	
<b>Capítulo 3 – Determinantes de la curva de carga</b>	
3.1 Análisis de uso final de la carga eléctrica	33
3.2 Variables climáticas	35
3.2.1 Temperatura	
3.2.2 Humedad	
3.2.3 Radiación solar	
3.3 Efecto calendario	38
3.4 Ubicación geográfica	39
3.5 Variables monetarias y socioculturales	39
<b>Capítulo 4 – Especificación del modelo</b>	

4.1 Variables incluidas	42
4.1.1 Potencia	
4.1.2 Temperatura	
4.1.3 Insolación	
4.1.4 Humedad	
4.1.5 Efecto calendario	
4.1.6 Día de la semana	
4.2 Característica de la muestra	46
4.3 El modelo	50
4.3.1 Análisis de Intervención	
<b>Capítulo 5: Resultados</b>	
5.1 Diferenciación	53
5.2 Interpretación de los coeficientes	55
5.2.1 Temperatura	
5.2.2 Insolación	
5.2.3 Día de la Semana	
5.2.4 Modelización SARIMA	
5.2.5 Efecto Calendario	
5.3 Pruebas	61
5.3.1 Normalidad de los residuos	
5.3.2 Autocorrelación	
5.3.3 Heterocedasticidad	
5.3.4 Ajuste del modelo	
<b>Conclusiones</b>	66

## **Anexos**

Anexo A: Conceptos básicos de la energía eléctrica	68
A.1 Definición y fuentes de la energía	
A.2 Potencia, tensión y corriente	
Anexo B: Metodología de medición de las variables climáticas	70
B.1 Temperatura del aire	
B.2 Humedad	
B.3 Humedad relativa	
B.4 Insolación	
Anexo C: Evolución de kW facturados por tipo de cliente	73
Anexo D: Salidas del EViews	77
Anexo E: Ajuste del modelo	114
Anexo F: Estadísticas	119
<b>Bibliografía</b>	<b>123</b>

## Índice de cuadros

- Cuadro 1: Sistema eléctrico
- Cuadro 2: Potencia Instalada
- Cuadro 3: Diferentes usos de la electricidad
- Cuadro 4: Características de la muestra por subestación
- Cuadro 5: Temperaturas incluidas
- Cuadro 6: Destino del consumo por subestación
- Cuadro 7: Número de clientes por subestación (marzo 2002)
- Cuadro 8: Participación de la facturación total por tipo de cliente (marzo 2001)
- Cuadro 9: Desvíos estándar
- Cuadro 10: Temperatura días fríos
- Cuadro 11: Temperatura días cálidos
- Cuadro 12: Insolación
- Cuadro 13: Día de la semana
- Cuadro 14: Coeficientes estimados del modelo SARIMA
- Cuadro 15: Estadísticos de los residuos
- Cuadro 16: Test de Breusch – Godfrey
- Cuadro 17: Test ARCH para 1 y 2 rezagos
- Cuadro 18: Coeficientes de Ljung-Box del correlograma de los residuos al cuadrado
- Cuadro A1: Fuentes de la energía
- Cuadro D1: Salida EViews Malvín Cálido
- Cuadro D2: Salida EViews Malvín Frío
- Cuadro D3: Salida EViews Tacuarembó
- Cuadro D4: Salida EViews José Pedro Varela
- Cuadro D5: Salida EViews Aiguá
- Cuadro D6: Salida EViews Goñi
- Cuadro D7: Salida EViews Batlle y Ordoñez salida Sarandí del Yi
- Cuadro D8: Salida EViews Blanquillo
- Cuadro D9: Salida EViews Tres Bocas salida Nuevo Berlín
- Cuadro D10: Coeficientes Efecto Calendario (1er semestre)
- Cuadro D11: Coeficientes Efecto Calendario (2do semestre)
- Cuadro D12: Coeficientes estimados del modelo SARIMA
- Cuadro F1: Evolución del consumo final energético (sector industrial)
- Cuadro F2: Evolución del consumo final energético (sector residencial)

## Índice de gráficos

- Gráfico 1: Consumo de energía eléctrica de los sectores residencial e industrial en Uruguay
- Gráfico 2: Evolución de la demanda de potencia en Uruguay
- Gráfico 3: Curva de carga promedio diaria del Uruguay para el año 2000
- Gráfico 4: Curva de carga global del sistema (año 2000)
- Gráfico 5: Variación promedio del consumo de energía respecto al lunes (1992-1998)
- Gráfico 6: Relación entre energía y temperatura horaria (2000)
- Gráfico 7: Consumo de energía eléctrica para ventilación y calefacción
- Gráfico 8: Consumo promedio de energía eléctrica para uso lumínico por hogar
- Gráfico 9: Humedad relativa vs. Temperatura
- Gráfico 10: Curva de carga día feriado vs. día hábil
- Gráfico 11: Curva real vs. curva ajustada
- Gráfico B1: Temperatura media anual
- Gráfico B2: Humedad relativa media anual
- Gráfico C1: Evolución de la facturación (Malvín)
- Gráfico C2: Evolución de la facturación (Tacuarembó)
- Gráfico C3: Evolución de la facturación (José Pedro Varela)
- Gráfico C4: Evolución de la facturación (Aiguá)
- Gráfico C5: Evolución de la facturación (Goñi)
- Gráfico C6: Evolución de la facturación (Batlle y Ordoñez salida Sarandí del Yi)
- Gráfico C7: Evolución de la facturación (Blanquillo)
- Gráfico C8: Evolución de la facturación (Tres Bocas salida Nuevo Berlín)
- Gráfico E1: Curva real vs. ajustada (Malvín Cálido)
- Gráfico E2: Curva real vs. ajustada (Malvín Frío)
- Gráfico E3: Curva real vs. ajustada (Tacuarembó)
- Gráfico E4: Curva real vs. ajustada (José Pedro Varela)
- Gráfico E5: Curva real vs. ajustada (Aiguá)
- Gráfico E6: Curva real vs. ajustada (Goñi)
- Gráfico E7: Curva real vs. ajustada (Batlle y Ordoñez salida Sarandí del Yi)
- Gráfico E8: Curva real vs. ajustada (Blanquillo)
- Gráfico E9: Curva real vs. ajustada (Tres Bocas salida Nuevo Berlín)
- Gráfico F1: Evolución del consumo de electricidad del sector industrial
- Gráfico F2: Evolución del consumo de electricidad del sector residencial
- Gráfico F3: Electricidad facturada por tarifa (residencial)
- Gráfico F4: Electricidad facturada por tarifa (general)
- Gráfico F5: Número de clientes por tarifa (residencial)
- Gráfico F6: Número de clientes por tarifa (general)



## Introducción

Luego de la aprobación del nuevo Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional en 1997, el mercado de energía eléctrica sufrió importantes cambios, siendo uno de ellos la desmonopolización de la generación de electricidad. Asimismo, en el caso de la transmisión y la distribución, si bien seguirán siendo de competencia exclusiva de UTE por ser monopolios naturales (con la excepción de los grandes consumidores, que si lo desean podrán elegir sus propios proveedores), la retribución correspondiente a dichos servicios pasará a estar regulada. En el caso de la transmisión, se cobrará un peaje por el uso de las redes de alta tensión que cubrirá el capital invertido, los costos de administrar, operar y mantener la red en forma eficiente, y una rentabilidad equivalente a la de actividades con un nivel de riesgo similar. En la distribución, se cobrará un precio llamado Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), que abarca los costos de administración, operación y mantenimiento de la red de distribución, de los servicios comerciales, y una utilidad razonable sobre el capital de inversión, tomando como referencia una empresa eficiente que actúe en la mismas condiciones en un área de características determinadas, definida como Área de Distribución Tipo (ADT).

En el presente trabajo se desarrolló un modelo de estimación de curvas de carga para subestaciones de UTE por ADT, para investigar la incidencia de las diferentes variables explicativas de la potencia (temperatura, insolación, efecto calendario y día de la semana) según el tipo de subestación estudiada. La hipótesis central del trabajo será verificar si existe un comportamiento de la potencia característico para cada ADT en cuanto a elasticidades. Por otra parte, la estimación de la curva de carga tiene otras aplicaciones muy importantes, como ser la planificación de redes y la programación de la política tarifaria.

La influencia del clima en el consumo de energía, particularmente en la demanda de electricidad, ha sido reportada en el pasado, lo cual promovió el estudio de la relación entre la demanda de electricidad y el clima. La mayoría de estos documentos modelan la demanda de electricidad como una función de factores climáticos estacionales.

La estimación se hizo con un modelo multivariado con función lineal de transferencia para la temperatura, en el entendido que dicha variable tiene impactos rezagados sobre la potencia. En particular, el análisis se centró en la estacionalidad diaria y semanal, que fue captada a través

de la inclusión de las variables de “Día de la Semana”. El trabajo fue realizado con el paquete econométrico EViews 3.0.

El trabajo está organizado de la siguiente manera. En el primer capítulo se realiza una descripción del sistema eléctrico en general y del sistema uruguayo en particular, con un especial énfasis en los cambios surgidos luego de la aprobación del nuevo marco regulatorio, y la determinación de las ADT para las distintas localidades. En el siguiente capítulo, se define la curva de carga y se justifica la importancia de su estimación. En el tercero se describen las variables determinantes de la demanda de potencia. En el cuarto capítulo, se define la especificación del modelo y la muestra considerada, exponiendo en el quinto los resultados obtenidos de la estimación. La sección final presenta las principales conclusiones emanadas del estudio.

## CAPÍTULO 1: Descripción del sistema eléctrico

En el presente capítulo se introducen las características básicas del mercado eléctrico. Seguidamente, se describirá el sistema eléctrico en el Uruguay en sus diferentes etapas (generación, transmisión y distribución). Finalmente, se realizará una breve reseña del nuevo Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional vigente desde 1997 con la aprobación de la Ley 16.832, a partir de la cual se modifican las reglas del mercado eléctrico.

### 1.1 Cualidades de la energía eléctrica

#### 1.1.1) Características

La electricidad, a diferencia de otros energéticos, tiene cuatro características particulares:

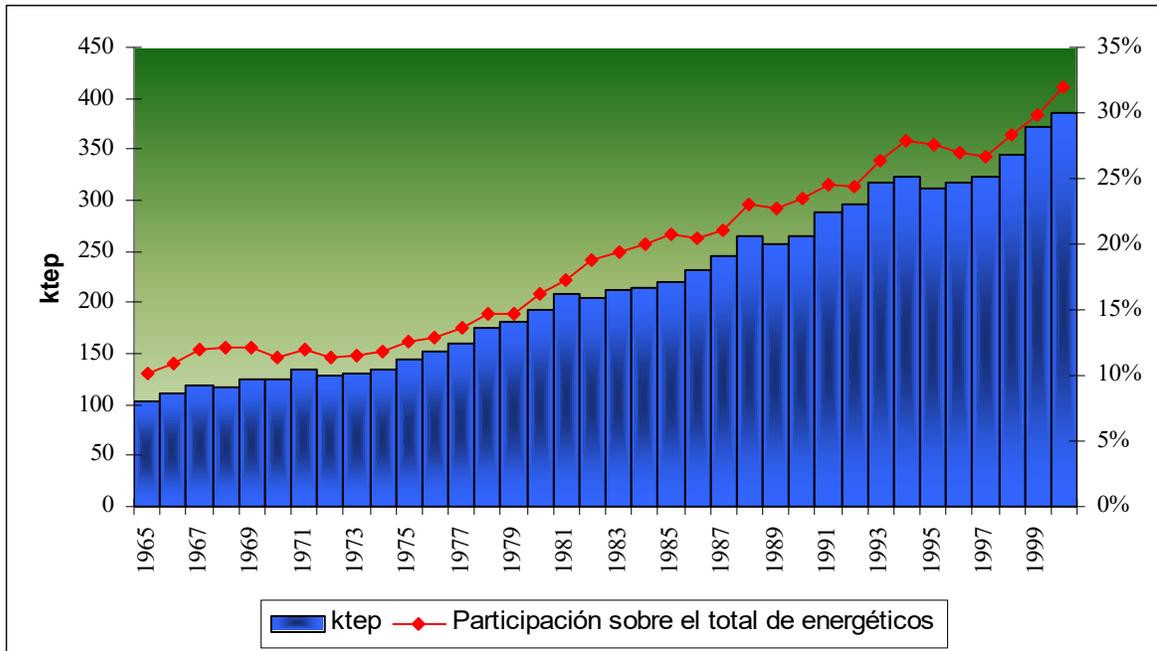
1. **Transporte instantáneo para consumo inmediato.** La energía eléctrica se puede transportar inmediatamente, en el momento en que es solicitada, a largas distancias. Por ejemplo, cuando se enciende un electrodoméstico, inmediatamente se está demandando energía eléctrica a una planta generadora, donde el producto es “fabricado” (por la apertura inmediata de válvulas de combustible o de compuertas de agua), para ser luego transportado a la velocidad de la luz hasta la residencia del cliente, donde es consumido también al instante.
2. **No almacenamiento.** A diferencia de otros productos (energéticos y no energéticos), la electricidad no se puede almacenar. Puesto que la producción es simultánea con el consumo, no se puede guardar en depósitos que permitan acumular el excedente de los momentos de abundancia para utilizarlos en las épocas de escasez.
3. **Transporte por redes fijas.** La electricidad es un fluido continuo que solamente puede transportarse por redes fijas (conductores), las que deberán ser dimensionadas fundamentalmente en función de la distancia entre los puntos de conexión y la potencia a transportar.
4. **Ausencia de sustitutos.** Ante la falta de transporte público, teléfonos, correos, o agua, pueden tomarse algunas previsiones. Pero como la electricidad tiene dominios reservados, los electrodomésticos quedan inservibles ante la falta de suministro de

energía eléctrica. De ahí que el costo social de una interrupción eléctrica puede ser más elevado que en otros servicios.

### *1.1.2) Ventajas*

El uso de la energía eléctrica se ha expandido y ha ido desplazando a otros energéticos (ver Anexo F). Esto se debe en buena medida a que la electricidad cuenta con algunas ventajas que la hacen preferible. Por un lado, la industria de la energía eléctrica une las ventajas de una producción centralizada a la de un consumo descentralizado. Por otra parte, todas las formas de energía primaria pueden ser transformadas en electricidad, lo cual la convierte en un energético de uso universal, al disponerse de múltiples fuentes para su generación (hidráulica, combustible, eólica, solar, etc.). A su vez, la energía eléctrica puede ser transformada directamente en otras formas de energía, ya sea mecánica, térmica, lumínica o química, con rendimientos excelentes. Finalmente, la electricidad es un flujo continuo, divisible como cualquier otro flujo energético, que puede transmitirse con facilidad y aprovecharse en forma también continua y eficaz.

**Gráfico 1: Consumo de electricidad de los sectores residencial e industrial en Uruguay**



Fuente: Elaborado en base a datos de Dirección Nacional de Energía.

Estas características han transformado a la electricidad en un vector específico dentro de la matriz energética, dado que en la práctica numerosos tipos de energía constituyen dominios reservados a la electricidad: la iluminación, la información y las comunicaciones, la fuerza motriz fija, la electrólisis, etc.

### 1.1.3) Usos

La energía eléctrica se puede aplicar a usos radicalmente diferentes, constituyendo una energía de alta calidad que puede ser transformada en todo tipo de energía útil con un rendimiento elevado. Dentro de los principales usos, se destacan los siguientes:

- Iluminación
- Información y comunicación
- Energía mecánica
- Transporte
- Procesos químicos
- Calor y frío

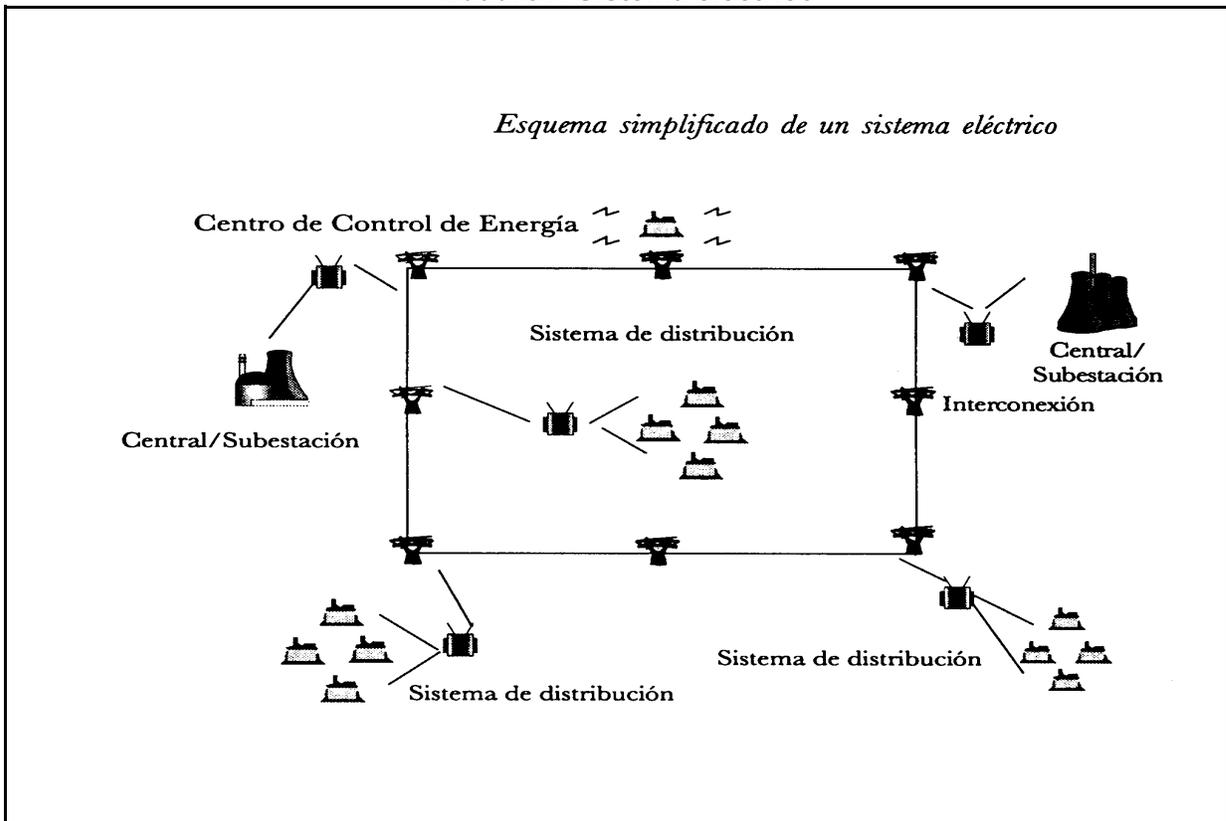
## 1.2) Descripción del sistema eléctrico uruguayo

Un sistema eléctrico es un conjunto de componentes técnicos, que permiten cubrir las etapas de conversión de otras formas de energía (generalmente mecánica) a energía eléctrica, su transporte en gran y/o pequeña escala, así como la conversión a sus usos finales. El sistema eléctrico se compone en tres etapas:

- a) Generación. En las centrales se transforma otros tipos de energía en energía eléctrica, la cual es luego transformada a niveles de tensión adecuados para el transporte.
- b) Transmisión. A través de las redes de transmisión se lleva la energía desde las centrales generadoras a la región de consumo.
- c) Distribución. Las redes de distribución son las que alimentan directamente los consumos finales.

El sistema eléctrico tiene la particularidad de que la generación, por lo general, no puede ser realizada –ya sea por motivos técnicos y/o económicos- cerca de los centros de gran consumo. Por ejemplo, en el caso de las centrales hidráulicas, su localización es determinada por la ubicación geográfica de los saltos y caudales adecuados de agua. En el caso de las centrales térmicas, la mejor ubicación esta condicionada a la zona de abastecimiento de combustible, y de las fuentes apropiadas de agua para refrigeración. Este hecho obliga a construir uniones eléctricas más o menos importantes entre las centrales y los consumos, que paulatinamente darán origen a redes cada vez más complejas. El flujo de energía eléctrica a través de estas redes se da en las etapas de transmisión y distribución, que se diferencian por transportar la energía eléctrica a distintos niveles de tensión. Estos cambios de tensión se realizan en la subestaciones, que son instalaciones en las cuales un transformador reduce la tensión del suministro.

**Cuadro1: Sistema eléctrico**



Fuente: Larrosa D. y Sosa V. (2001).

### 1.2.1) Generación

En el caso de Uruguay, la potencia se produce mediante la transformación de energía térmica (a partir de derivados del petróleo) e hidráulica (a partir del agua). En los últimos años la generación hidroeléctrica aportó más del 90% de la energía consumida. La explotación en usinas hidroeléctricas tiene considerables ventajas con respecto a las térmicas. Por un lado, es posible intervenir rápidamente a las demandas de potencia exigidas en forma súbita por los consumidores. Por otra parte, cuentan con un alto nivel de flexibilidad en el funcionamiento, permitiendo modulaciones finas para el perfecto ajuste a las variaciones de la carga demandada. También su costo de explotación es muy bajo ya que el insumo principal (agua), dejando de lado las consideraciones ambientales, tiene un costo nulo (aunque su puesta en funcionamiento requiera una inversión muy alta). Finalmente, permite la “acumulación” de electricidad, que viene dada por la acumulación de reservas de agua en los embalses. Estas ventajas son más notorias en Uruguay, habida cuenta de que en nuestro país tiene un alto nivel de irrigación de su territorio y de que es importador de petróleo.

En el Río Uruguay se encuentra la central hidroeléctrica de Salto Grande, una obra binacional conjunta entre Argentina y Uruguay, donde el 50% de la generación va para cada país. En el Río Negro existen tres centrales hidroeléctricas: Dr. Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución.

Las centrales térmicas constituyen un respaldo imprescindible para el sistema nacional. En la actualidad UTE cuenta con cuatro unidades térmicas: Central José Batlle y Ordóñez que utiliza fueloil pesado; dos unidades a turbogás en la Central la Tablada que funcionan con gasoil; y una turbina a gas en Maldonado. El combustible utilizado en estas centrales proviene de ANCAP. El inconveniente que presentan las centrales térmicas es el de la variabilidad del precio internacional del crudo. No obstante, en el caso de sequías prolongadas la participación de la generación térmica adquiere una gran significación.

Al 31 de diciembre de 1999, la potencia total instalada asciende a 2.072 MW en las siguientes plantas:

**Cuadro 2: Potencia instalada**

<u>Centrales Hidráulicas</u>	MW	Participación
Dr. Gabriel Terra	144	7,0 %
Rincón de Baygorria	108	5,0 %
Constitución	330	16,0 %
<u>Centrales Térmicas</u>		
Battle y Ordóñez (Unidades 3 y 4)	100	4,8 %
Battle y Ordóñez (Unidad 5)	80	4,0 %
Battle y Ordóñez (Unidad 6)	125	6,0 %
Central de Maldonado	20	1,0 %
La Tablada (central de respaldo)	220	10,6 %
<b>Potencia instalada UTE</b>	<b>1.127</b>	<b>54,4 %</b>
<u>Salto Grande</u>	945	45,6 %
<b>Potencia Instalada Total</b>	<b>2.072</b>	<b>100,0 %</b>

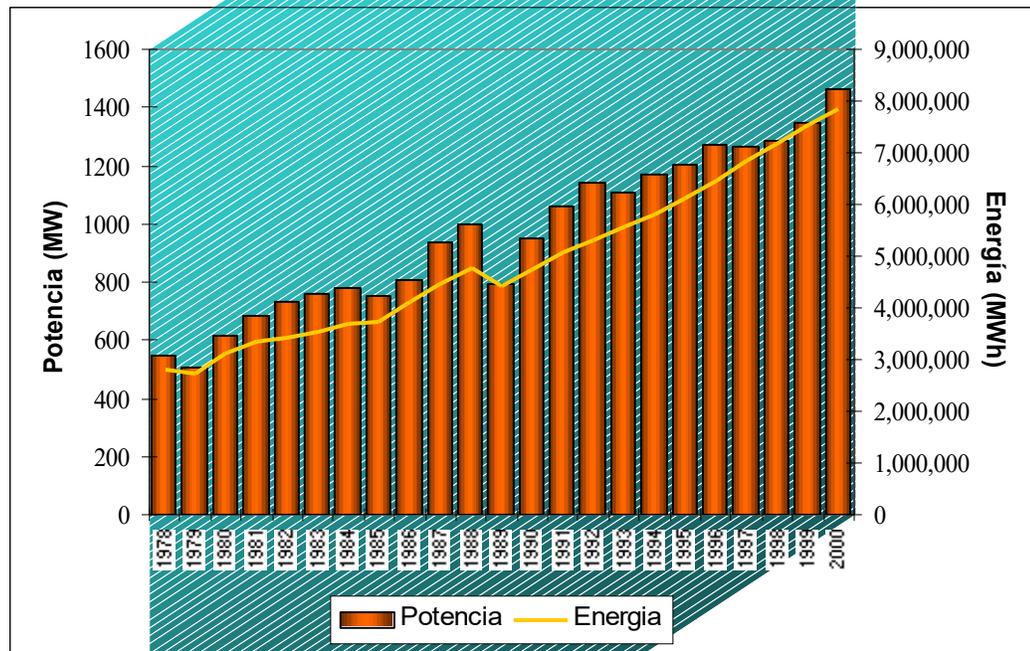
Fuente: UTE.

Para satisfacer la demanda al menor costo hay que tener en cuenta algunos aspectos. Primeramente, los costos de las diversas fuentes de energía eléctrica disponibles. Dichas fuentes, en orden creciente de costos, son las siguientes:

1. Generación hidráulica propia
2. Compra a Comisión Técnico Mixta de Salto Grande (CTM)
3. Compra a Argentina
4. Generación térmica propia (actualmente a base de fueloil y gasoil)

El otro aspecto relevante es la capacidad propia de generación de energía. En el caso de la generación hidráulica, además de la cota impuesta por la capacidad de las centrales (582 MW), debe haber una adecuación a las restricciones por los caudales de agua disponibles en los embalses. En el gráfico siguiente se observa la evolución anual de la demanda en los últimos 20 años donde se aprecia claramente la tendencia creciente de la misma.

**Gráfico 2: Evolución de la demanda de potencia en Uruguay**



Fuente: Elaborado en base a datos del Despacho Nacional de Cargas.

### 1.2.2) Transmisión

Como se ha descrito anteriormente, no siempre es posible generar la energía eléctrica en las proximidades de los centros de consumo, por lo cual se hace necesario transportar dicha energía mediante conductores desde las fuentes de generación hasta los consumidores finales. Esta transmisión de electricidad en grandes volúmenes debe ser realizada instante a instante, dada la imposibilidad técnica y económica de almacenamiento de energía eléctrica. Para poder efectuar este transporte de grandes bloques de energía a grandes distancias se hace necesario subir el voltaje de las líneas a través de las cuales se realiza el transporte. Estos voltajes son del orden de cientos de miles de voltios dependiendo del volumen de energía a transmitir y la distancia involucrada. El sistema de transmisión está compuesto por líneas de muy alta tensión (500 kV y 150 kV, algunas de 110 kV), y las correspondientes subestaciones reductoras o elevadoras de tensión. Estos altos niveles de tensión se deben a que la pérdida de energía es menor cuanto mayor sea el nivel de tensión en que se transmite. No obstante, los costos de mantenimiento y costos de los equipos se incrementan fuertemente a medida que aumenta la tensión.

### 1.2.3) Distribución

Para que la energía pueda ser utilizada en los hogares, debe ser reducida a 220 voltios. Este proceso se realiza sucesivamente en las subestaciones de transformación. La distribución -al igual que la transmisión- es un servicio de transporte de energía pero a un nivel de tensión más bajo.

En el sistema uruguayo, la distribución se inicia en las estaciones transformadoras donde se entrega la energía a tensiones de 60 kV y 30 kV (alta tensión). A partir de allí la energía eléctrica va fluyendo por subestaciones reductoras hasta llegar a los consumidores finales, pasando de alta a media tensión (15 kV o 6 kV), y de media a baja tensión (220 V o 360 V en la mayoría de los casos)<sup>1</sup>.

En el caso de la electrificación rural, la distribución se realiza generalmente a una tensión de 15 kV, ya que como se mencionó anteriormente, es más eficiente transportar energía eléctrica a mayor tensión cuando las distancias son más largas. Mientras tanto, en las zonas urbanas la electrificación en media tensión suele ser a 6 kV. La energía es luego conducida a través de otra red de cables subterráneos o líneas aéreas a las subestaciones reductoras de baja tensión. Estas subestaciones son las que transforman la energía al nivel de tensión empleado por el usuario, generalmente 220 Voltios.

### 1.3) Nuevo Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica

Con anterioridad a la ley 16.832 del 27 de junio de 1997, las etapas de generación, transmisión y distribución estaban concentradas en UTE, empresa verticalmente integrada. La generación nacional era desarrollada exclusivamente por el Estado a través de UTE y Salto Grande, y los intercambios de energía con los países vecinos han sido realizados hasta el momento por UTE. Con la ley 16.832 se consagra el nuevo Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional. A partir de entonces, se excluye del concepto de servicio público la generación de energía eléctrica con destino a su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente. En consecuencia, quedó acotado el servicio público de energía eléctrica a la transmisión y distribución de la misma.

---

<sup>1</sup> De ahora en más, los niveles de tensión alta, media y baja, se denotarán bajo la forma AT, MT y BT respectivamente.

Asimismo, se crea el mercado mayorista, ámbito donde generadores y consumidores realizan transacciones de energía eléctrica mediante la venta de energía por parte de los generadores al distribuidor, a los grandes consumidores y a los comercializadores.

### 1.3.1) Actores

El *distribuidor* es quien compra energía para el suministro a los “consumidores regulados”, es decir, aquellos que no acceden a la compra directa a un generador o a un comercializador. Este actor actúa bajo condiciones de monopolio natural y vende a tarifas reguladas fijadas por el Poder Ejecutivo. Por su parte, el *gran consumidor* es aquel que tiene una potencia contratada mayor o igual a 500 kW y opta por dejar de comprar la energía a precios regulados al distribuidor para adquirirla en el mercado mayorista. De esta forma, puede elegir a su proveedor de energía entre los diferentes generadores y comercializadores del mercado y celebrar con él contratos de abastecimiento. El gran consumidor también puede optar por permanecer como cliente del distribuidor a precios regulados. Finalmente, el *comercializador* es una empresa que compra o vende energía en el mercado mayorista para uno o más agentes, con quienes tiene un acuerdo de comercialización; cumple la función de agrupar generadores o grandes consumidores para que puedan acceder a contratos en mejores condiciones que actuando individualmente.

En lo que refiere a los organismos involucrados en la operativa de los servicios eléctricos, la Ley 16.832 crea la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), dependiente del Poder Ejecutivo, que tiene como cometido promover y proteger el interés de los consumidores. A través del dictado de normas, reglamentos y procedimientos técnicos, se busca lograr una calidad aceptable a un precio determinado para los consumidores. Este objetivo se materializa promoviendo la competencia en aquellos sectores de la industria donde es posible o deseable, y regulando aquellos eslabones con características de monopolio natural.

Por otra parte, se prevé la creación de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), que tiene el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. Dada la particularidad del mercado mayorista en donde no es posible que se desempeñe en condiciones de competencia perfecta, el mismo tendrá una fuerte regulación. La ADME es un organismo sin fines de lucro que administrará y contabilizará las operaciones económicas y físicas del mercado eléctrico. Entre las principales funciones físicas, se destacan: realizar el predespacho del sistema, priorizar las operaciones del sistema, y determinar qué centrales deben entrar a

funcionar para cubrir la demanda. Asimismo, deberá gestionar todas las transacciones económicas así como la previsión de todos los precios spot estabilizados a los cuales van a comprar los distribuidores y que van a pasar a tarifas. De acuerdo a lo establecido en la ley, el Despacho Nacional de Cargas (DNC) se escindiría de UTE y pasaría a la ADME.

### *1.3.2) Tarifación*

Actualmente, UTE tiene un sistema diferencial de tarifas para distintos tipos de consumidores, cuyos topes son fijados por el Poder Ejecutivo, basado en el siguiente esquema:

1. Tarifas simples: consisten en un cargo según la potencia contratada y bloques de energía a precios crecientes con el consumo de energía eléctrica. En el caso de las tarifas de pago anticipado el sistema de precios es decreciente.
2. Tarifas multihorario: consisten en precios distintos para diferentes horas del día, de acuerdo a los distintos niveles de potencia contratada y el período en el año en que el usuario concentra su consumo.

Cabe notar que actualmente en el mercado uruguayo existe un claro predominio de las tarifas simples sobre las multihorario (ver Anexo F, gráficos 22, 23, 24 y 25).

En el nuevo marco regulatorio, los participantes del mercado mayorista pueden vender y comprar energía eléctrica en el mercado spot (donde generadores, distribuidores y grandes consumidores intercambian energía a un precio que cambia hora a hora) o en el mercado de contratos. Los contratos son compromisos de entrega de una cantidad preacordada de energía a un precio preacordado entre generadores y distribuidores o grandes consumidores. No obstante, la determinación de qué generador produce en qué momento es realizada por el DNC de acuerdo al criterio de despacho económico, independientemente a los acuerdos comerciales asumidos por cada uno de los agentes. Las diferencias entre los contratos y el despacho económico son compensadas en el mercado spot. En este mercado las transacciones se realizan al precio spot que equivale, en principio, al costo variable de la máquina más cara que está generando en cada momento.

UTE como generador competirá con los otros generadores públicos y privados del país y de la región, por abastecer a UTE como distribuidor, por vender energía a través de contratos a grandes consumidores locales y por exportar. En la transmisión UTE mantiene las redes de alta tensión (150 kV y 500 kV) recibiendo por esta tarea una remuneración regulada que cubre el

capital invertido, los costos de administrar, operar y mantener la red en forma eficiente y una rentabilidad equivalente a la de actividades con un nivel de riesgo similar. Las redes de transmisión pueden ser utilizadas por otros agentes para transportar energía, a cambio de un peaje.

En la distribución UTE abastece a los usuarios finales con excepción de los grandes consumidores. Dado que los primeros no tienen posibilidad de elegir a su proveedor de energía, las tarifas están reguladas y se descompondrán de la siguiente manera:

1. Compras de energía por parte de UTE-distribución en el mercado mayorista.
2. Cargos por el uso de las redes de transmisión.
3. Cargos por el servicio de distribución: Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE).

El VADE abarca los costos de administración, operación y mantenimiento de la red de distribución, de los servicios comerciales y una utilidad razonable sobre el capital de inversión, tomando como referencia una empresa eficiente que actúe en las mismas condiciones en un área de características determinadas, definida como Área de Distribución Tipo (ADT).

### 1.3.3) Áreas de Distribución Tipo

En el Decreto Reglamentario N° 22/99 se establece que cada una de las ADT tendrá un VADE equivalente. La clasificación de las ADT se realizó sobre la base de indicadores de densidad de carga, en el entendido que a menor densidad mayores son los costos de distribución.

Para la zonificación en ADT, se procedió de la siguiente manera. Primeramente se consideró la división del país en los 15 Distritos, que fue realizada por UTE. Dentro de cada uno de ellos se definieron localidades urbanas y rurales. Las primeras son aquellos conjuntos urbanos de más de 1000 clientes; mientras que las segundas corresponden al resto del Distrito. Seguidamente, se calcularon tres indicadores que reflejaran una medida de densidad para cada una de las localidades. Los indicadores son los siguientes:

#### **Indicador 1**

$I_1$  = Potencia máxima de la localidad (kW) / longitud red MT (km)

#### **Indicador 2**

$I_2$  = Cantidad total de clientes MT y BT / longitud red MT (km)

#### **Indicador 3**

$I_3$  = Cantidad total de clientes BT / Número de subestaciones

Siendo  $I = 2 I_1 + I_2 + I_3$

Finalmente, se procedió a la normalización y agrupamiento de dichos indicadores para cada localidad, a los efectos de clasificar dichas localidades en ADT de acuerdo a los resultados que arrojaron los indicadores. Así, se llegó a establecer cinco áreas típicas diferentes, a saber:

ADT1 = Urbana densidad alta

ADT2 = Urbana densidad media

ADT3 = Urbana densidad baja

ADT4 = Rural densidad media

ADT5 = Rural densidad baja

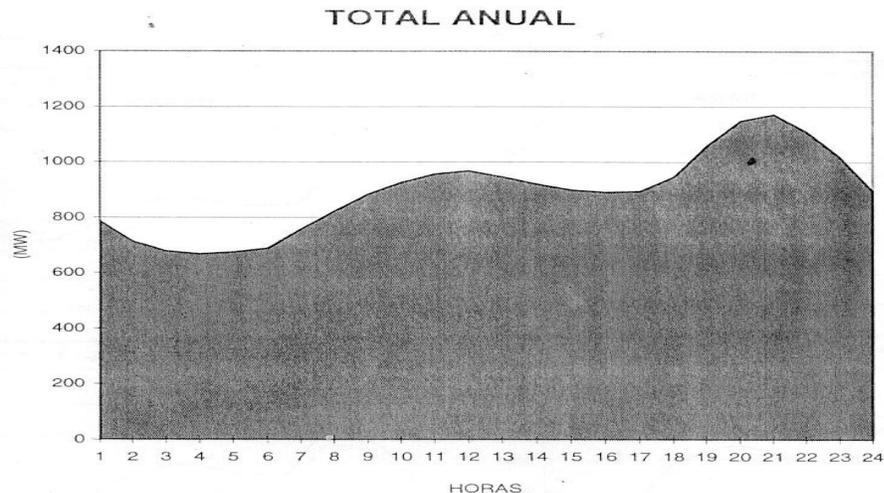
## CAPÍTULO 2: Curvas de carga y la importancia de su estimación

### 2.1) Curvas de carga

La curva de carga es la representación gráfica de la potencia en función del tiempo, y puede ser asimilable a la demanda de potencia. Las curvas de carga se caracterizan, en primera instancia, por proveer un medio para conocer la potencia demandada en un determinado intervalo de tiempo. Dicho de otro modo, las curvas de carga ayudan a comprender cuál es el patrón de uso de la energía por los consumidores a distintos niveles de agregación.

La distribución de la carga en el tiempo no es constante, al presentar tendencia, variaciones diarias y en función de la estación del año, lo que implica la necesidad de contar con capacidad instalada para abastecer al pico máximo demandado, por lo que dicha capacidad quedará ociosa la mayor parte del tiempo. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la curva de carga promedio diaria del Uruguay presenta un máximo relativo durante el mediodía (causado fundamentalmente por la cocción y calentamiento de agua), y un máximo absoluto entre las 20:00 y las 21:00 (asociado a la cocción, calentamiento de agua, calefacción en los días de invierno, e iluminación entre otros usos).

**Gráfico 3: Curva de carga promedio diaria del Uruguay para el año 2000**



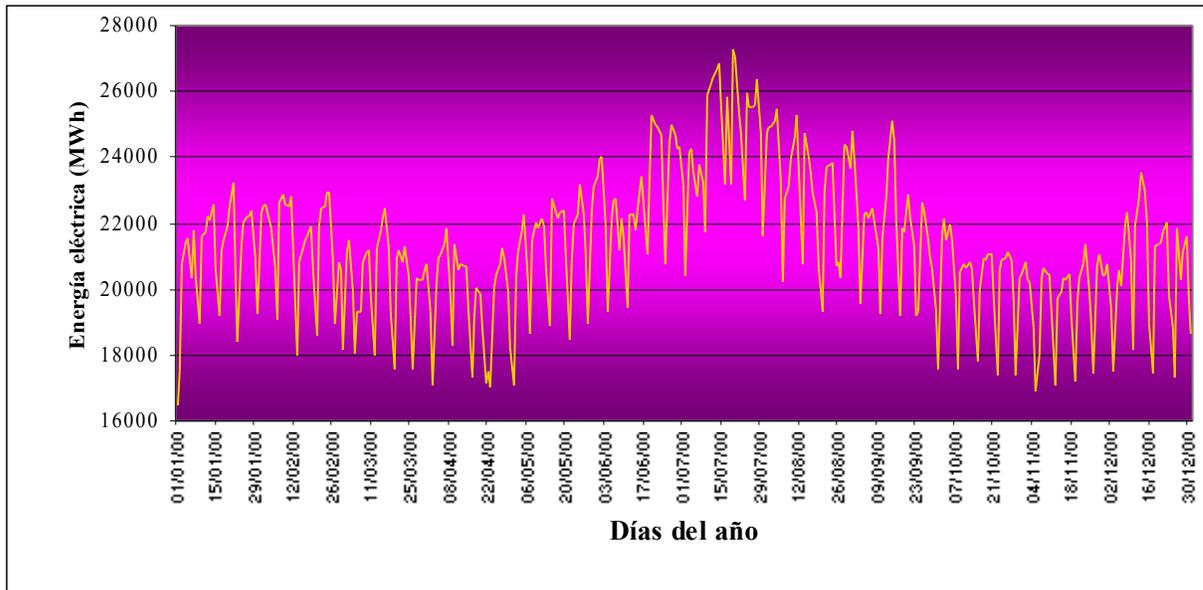
Fuente: DNC.

Cabe notar que la forma de esta curva es básicamente la curva de carga residencial, debido a la mayoritaria participación de los usuarios residenciales en el consumo total de energía eléctrica.

Surge así una segunda característica de las curvas de carga, y es que es posible construir una curva para cada tipo de consumo que se quiera estudiar. Desde elevados niveles de agregación, como puede ser una curva de carga para una instalación de distribución de energía, hasta los más bajos como la curva de carga de un único electrodoméstico. Entre las representaciones a un grado de abstracción intermedio podemos destacar la curva de una clase de consumidores (industrial, comercial, residencial y alumbrado público); la de un sector, o sea aquellos consumidores que dentro de una misma clase poseen un comportamiento similar en cuanto al patrón de uso de energía; la curva de carga de un cliente individual; o la curva de carga para un grupo de electrodomésticos que tienen un patrón de utilización de energía común (Schrock, 1997).

Por otra parte, la estacionalidad de la curva de carga también se puede determinar en función de la estación del año. En este sentido, como lo muestra el siguiente gráfico, el pico anual de la curva se verifica en invierno (más precisamente en el mes de julio), en tanto que los registros más bajos se encuentran en otoño (fundamentalmente abril) y primavera (entre octubre y noviembre).

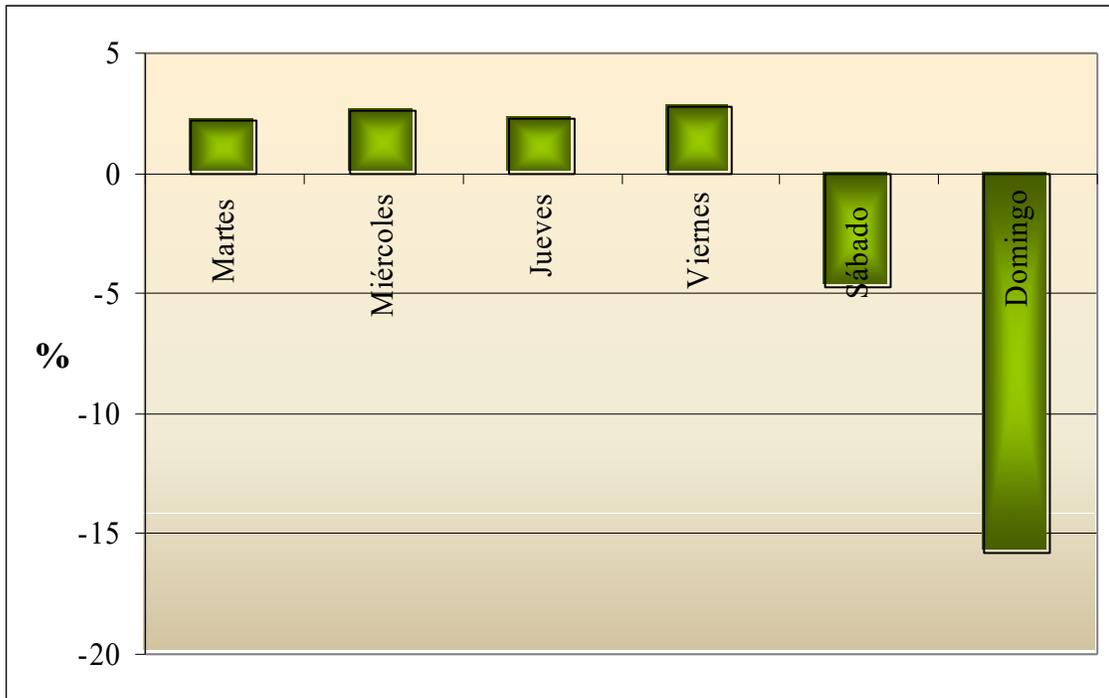
**Gráfico 4: Curva de carga global del sistema (año 2000)**



Fuente: Elaborado en base a datos del DNC.

Como lo muestra el gráfico, la carga no sólo presenta estacionalidad según el mes del año, sino también de acuerdo al día de la semana. Durante cada semana la curva presenta regularmente caídas abruptas que corresponden a los días domingo, debido a la menor incidencia de industrias y comercios en el total de la carga; mientras que los máximos semanales corresponden predominantemente a los días miércoles, jueves o viernes. En el siguiente gráfico, se ha calculado la variación del promedio de la carga de cada uno de los días de la semana con respecto al lunes para el período comprendido entre 1992 y 1998, donde se observa claramente que el domingo es el día de la semana donde los niveles de carga son más bajos, mientras que el jueves es en promedio el día de mayor carga.

**Gráfico 5: Variación promedio del consumo de potencia respecto al lunes (1992-1998)**



Fuente: Larrosa, D. y Sosa, V. (2001)

## 2.2) Importancia de la estimación de las curvas de carga

La estimación de la curva de carga tiene múltiples aplicaciones, que en grandes rasgos se pueden agrupar en tres áreas: generación, planificación y tarifación.

### 2.2.1) Generación

En Uruguay, la generación de energía eléctrica es administrada por el DNC, que tiene como cometido entregar la energía con una tensión adecuada, calidad y frecuencia a las estaciones de distribución de 150kV/30kV. Para lograr este cometido, el DNC proyecta diariamente la demanda de potencia para el sistema en su conjunto, lo que significa realizar una estimación de la curva de carga global. Como la oferta y demanda son simultáneas y están flechadas en el tiempo, se hace necesaria la estimación de la curva de carga para poder optimizar en forma dinámica el uso de los recursos para la generación de energía. El DNC mide la generación que se entregará al sistema; esta generación es equivalente a la curva de carga. Así, el DNC realiza la programación de generación semanal y diaria según el nivel que tengan los embalses de las represas hidroeléctricas.

El abastecimiento de la demanda durante el pico de la curva es suministrado durante un pequeño porcentaje del período. Mientras tanto, la carga base, que representa el valor mínimo de la curva, indica que ese nivel de carga debe ser suministrado durante el 100% del período. Entre esos dos extremos existen cargas intermedias a suministrar. De aquí se desprende la importancia de poder calcular el pico de la curva, pues es lo que determinará el dimensionamiento de la red.

Básicamente, el DNC trabaja con tres modelos para la proyección de la curva<sup>2</sup>. Uno de ellos, que calcula la máxima potencia semanal, es usado para determinar el máximo de carga del año, que para el total del sistema se verifica en invierno. Con ese dato se hacen todos los estudios eléctricos necesarios para abastecer ese pico, y se toman medidas precautorias ante la eventualidad de que ese pico se exceda. Otro modelo se encarga de realizar proyecciones de la energía semanal, y es usado normalmente para chequear con los resultados de otros modelos. El tercer modelo proyecta la energía diaria y luego la descompone en horas, ponderando el peso del consumo durante cada una de las 24 horas del día sobre la carga diaria.

### *2.2.2) Planificación*

Es de capital importancia conocer el patrón de comportamiento de la carga eléctrica de las instalaciones en el proceso de planificación de las redes de transmisión y distribución, con el objeto de lograr una adecuada proyección de la demanda futura. En 1994 el sistema de distribución contaba con 279 estaciones de AT/MT y 20.801 subestaciones de MT/BT en todo el país. Sin embargo, la gran mayoría de estas instalaciones no posee medidores de carga, lo que impide conocer la forma de la curva real que presenta el patrón de consumo eléctrico de las zonas abastecidas por dichas instalaciones. De aquí se desprende la importancia de tener un modelo que permita estimar la curva de carga de las mismas.

Desde el punto de vista de la planificación, existen múltiples motivos para conocer la curva de carga de cada instalación. Seguidamente, procederemos a desarrollar algunos de los fundamentos más relevantes.

---

<sup>2</sup> Estos modelos fueron construidos en el marco del convenio UTE – Universidad de la República (1995).

Tal vez la aplicación más importante que se pueda dar a la estimación de la curva de carga sea la planificación de la red de una ciudad. Dicha red se compone por las inversiones realizadas en el tendido de líneas –aéreas y subterráneas- y la instalación de transformadores, dimensionadas de acuerdo a la demanda proyectada para esa zona. Normalmente, estas inversiones se caracterizan por ser de largo plazo (una vida útil no menor a los 30 años), y por su elevado costo. Estas dos características determinan que las inversiones sean discretas, por lo tanto deben realizarse previendo el crecimiento futuro de la demanda, por lo cual difícilmente se va a estar en una situación de óptimo durante los primeros años. Esto es así porque en este tipo de inversiones la optimización no es estática sino dinámica, pues se tiene en cuenta el crecimiento de la potencia a lo largo del tiempo, de manera que al final de la vida útil el dimensionamiento de la red coincida con el pico. La proyección de la demanda de largo plazo deberá tener en cuenta diversos factores tales como: la curva de base corriente o actual, el crecimiento esperado en el número de sus consumidores (ya sean residenciales, comerciantes o industriales), el cambio esperado en el consumo por tipo de cliente, y el cambio en la eficiencia de los equipos y electrodomésticos en el consumo de energía a lo largo del tiempo<sup>3</sup>.

Normalmente, estas inversiones se realizan cuando el sistema se encuentra próximo a la saturación, haciéndose más probable en las horas del pico la ocurrencia de fallas en el sistema. Esto da lugar a los llamados costos de falla, que se pueden aproximar al costo de oportunidad de dejar de proveer energía eléctrica. De acuerdo a Macedo y Parodi (2001) la energía no suministrada es la cantidad de energía demandada a un cierto precio, la cual no puede ser entregada con la capacidad disponible. En el valor de la energía no suministrada influyen factores tales como el tipo de falla, o sea, si es falta de capacidad o falta de energía, la duración y profundidad del corte, el momento en el cual ocurre (hora del día, tipo de día, periodo del año, etc.) y si se trata de un corte programado o no. La falta de capacidad se asocia a la insuficiencia de la máquina disponible para alimentar la demanda de potencia en un determinado momento, a las fallas del generador o a potencia instalada insuficiente. En el sistema de distribución podría deberse a daños en la líneas, transformadores o interruptores. Usualmente, la falta de capacidad se relaciona con interrupciones de corta duración y que probablemente aparecen en los momentos de cargas pico diarios y estacionales. Por su parte, la falta de energía ocurre cuando el sistema eléctrico no puede suministrar el monto total demandado durante un período de tiempo, ya sea por un déficit de combustible en la generación térmica o un déficit de agua en la generación hidráulica. Estos déficits pueden ser de duración más larga que en el caso de la falta de capacidad. El valor de la energía no suministrada también depende del tipo de usuario

---

<sup>3</sup> Entre 1990 y 2000 la demanda global de energía creció a una tasa entre 4% y 5% anual. Fuente: Despacho Nacional de Cargas, Memoria Anual 2000.

afectado por la interrupción (residencial, industrial, comercial, alumbrado público, transporte, etc.).

Como veníamos comentando anteriormente, cuando la inversión se encuentra al borde de su vida útil, las fallas por falta de capacidad se incrementarán dado que la potencia instalada está en el límite de su capacidad. De esta forma, llegará un momento en que los costos de falla excederán los costos de inversión, por lo cual será conveniente invertir y redimensionar la capacidad instalada.

Otra aplicación que se le puede dar al conocimiento de la curva de carga es minimizar los cortes de energía cuando suceden interrupciones de líneas, ya sea por mantenimiento preventivo o por accidente. Esto determina que ciertas líneas dejen de prestar el servicio y que la energía deba fluir por las restantes, lo cual puede derivar en una saturación de las mismas provocando una falla para el total del sistema. Para prevenir la ocurrencia de este tipo de eventos, el planificador debe correr “flujos de carga”, que son modelos que, ingresándoles los datos de energía entregada al sistema y carga demandada por las estaciones, utilizan las leyes físicas de la energía eléctrica para determinar cuanta energía habrá de correr por cada una de las líneas y a qué tensión. De esta manera, con los flujos de carga se puede establecer con certeza si, ante la interrupción de una línea, el sistema podrá soportarlo.

En el caso de realizarse un mantenimiento preventivo, es útil conocer la forma de la curva de carga de la instalación, a los efectos de poder realizar la interrupción en las horas del llano, minimizando así la probabilidad de ocurrencia de falla en la red por un exceso de carga en las restantes líneas. Por otro lado, en el caso de los accidentes (por ejemplo, caída de una línea ante una tormenta), existe un programa mediante el cual automáticamente se interrumpen algunas líneas de la red no afectadas por el accidente, para evitar una falla en el total de la red por exceso de carga. Para que la ejecución del programa sea más eficiente sería necesario conocer las curvas de carga de las subestaciones alimentadas por la red, de manera que se minimice el costo para los consumidores a la hora de interrumpir otras líneas.

Una tercera aplicación viene dada por la conexión de líneas para un nuevo cliente, o un cliente preexistente que quiera aumentar la potencia contratada. Este estudio se hace normalmente para grandes clientes industriales que quieran contratar niveles elevados de potencia. En este caso, importa estimar la carga de la red vinculada a ese cliente, para ver si es capaz de

soportar esa potencia adicional o si se requiere un cambio en el dimensionamiento de las líneas.

Otra aplicación de naturaleza distinta es lo que se denomina “regulación de tensión en estaciones de transmisión”. Lo que se pretende es modificar la relación de transformación de los transformadores para mantener la tensión de salida en un nivel aceptable, o sea que la relación tensión/corriente permanezca dentro de un determinado rango, el cual depende de las caídas de tensión que tenga la red y de la tensión con la que se quiera llegar a las subestaciones. Esta operación demanda correr intensivamente flujos de carga, para lo cual, como ha sido mencionado anteriormente, es necesario el conocimiento de la curva de carga.

Finalmente, una aplicación de uso bastante reciente en UTE es el cálculo de curvas de carga a niveles de transformadores de subestaciones de MT/BT. Esto está abocado a controlar la carga de los transformadores de manera que estén entregando la potencia sin que se afecten (por ejemplo, disminución de la vida útil o que se quemen por exceso de carga). El cálculo de la curva de carga de la subestación es necesario para estudiar si el pico está excediendo la capacidad del transformador, de manera de evaluar si es conveniente sustituir ese transformador por otro más potente, o restarle carga.

### 2.2.3) Tarificación

Desde el punto de vista tarifario, la curva de carga es el instrumento para diferenciar o asignar costos entre los distintos tipos de clientes. La idea subyacente es tarifar en tramos horarios, de manera que en las horas de punta la energía eléctrica sea más cara, y en el llano más barata. Si se tarifa con esta lógica, el cliente, haciendo uso de su capacidad de trasladar consumo, reacciona ante las señales dadas por los precios modulando su consumo desde el pico al llano. Este comportamiento provocaría un alisamiento de la curva de carga al distribuirse la energía más uniformemente a lo largo del día, y generaría por tanto una disminución de los costos de generación. Al trasladarse el consumo en el tiempo, en el período siguiente la oferta se adecuará a la nueva estructura de consumo a un menor costo, lo que permitirá reducir las tarifas; este proceso generará un círculo virtuoso de reducción de costos y precios, redundando en un mayor bienestar para la sociedad. Este es uno de los instrumentos más importantes a través de los cuales el gerenciamiento de la demanda logra su objetivo de reducción de costos<sup>4</sup>.

Como señalamos anteriormente, la curva de carga tiene un papel relevante en la asignación de costos, y esto se cumple para las tres etapas del sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución.

En el caso de generación, a medida que la potencia se acerca a un determinado nivel de carga, se hace necesario poner en funcionamiento nuevas generadoras. Asimismo, de acuerdo a un criterio marginalista, se puede demostrar que el costo de generación es igual al costo de la máquina marginal; esto es, la última máquina puesta en funcionamiento, que en general se corresponde con las centrales térmicas, por ser las que tienen costos más elevados<sup>5</sup>. Como algunas máquinas son puestas en funcionamiento solamente en los instantes en que la carga supera determinados niveles, y como el precio de todo el sistema está decidido por la última máquina, en la curva de carga de generación habrán distintos costos a lo largo del día. Por ejemplo, cuando la carga se encuentra en bajos niveles existen costos relativos a la máquina A que es la última prendida. Pero cuando sube la carga, se deberá prender además una máquina

---

<sup>4</sup> Otro instrumento que podría aplicarse son las campañas publicitarias que incentiven al cliente a modular su consumo.

<sup>5</sup> Cabe señalar que si bien esto es así en términos estáticos, hay veces en que económicamente es más conveniente poner en funcionamiento una central térmica antes que aumentar la generación de las hidráulicas; la razón de esto reside en que para UTE el valor del agua no es cero, sino la esperanza matemática de los ahorros futuros en la gestión de una unidad marginal de volumen de agua en el embalse. Si en un momento dado del tiempo el valor del agua es superior al costo variable de generación de las centrales térmicas, convendrá mantener el agua en los embalses. La resolución de este tipo de optimización requiere una técnica matemática llamada Programación Dinámica.

B que tiene costos más elevados; por tanto, a esa hora los costos de generación son mayores. Para esto se hace necesario contar con curvas de carga para poder asignar y saber hora a hora cuál es el costo de generar, o sea el costo de la máquina marginal.

En las etapas de transmisión y distribución, la curva de carga funciona como asignador de costos por el siguiente motivo. La red está dimensionada para abastecer el pico, mientras que durante el resto del tiempo habrá capacidad ociosa. Si un cliente consume en el horario en que la red tanto de transmisión como de distribución esté exigiendo la mitad de su dimensión, éste no estará ocasionando los costos de la otra mitad, o sea que habrá un exceso de dimensionamiento causado por aquellos clientes que en determinado momento aumenten la potencia y la fijan en los niveles máximos. Entonces, convendrá especificar la curva de carga de forma tal de identificar los máximos, y por tanto asignar el costo de las redes para penalizar a aquellos períodos en los que se utiliza el total de la dimensión, y reducir el dimensionamiento para no tener así una red tan cara. De esta forma, las tarifas serán fijadas de manera que incentiven la modulación del consumo.

En resumen, ya sea por el costo ocasionado por la última máquina, o porque la red se dimensiona para la potencia máxima demandada, y que hay que identificar la asignación de la amortización de la inversión por tramos de consumo, es que cobra relevancia la curva de carga. Esto es más justo para los consumidores, pues cada uno está pagando de acuerdo al costo que ocasiona.

Cabe señalar que desde el punto de vista de la lógica del mercado –y no de un planificador benevolente- a la empresa puede no importarles la forma en que se distribuya la carga toda vez que la tarifa logre cubrir el 100% de la amortización más la ganancia. Sin embargo, bajo la óptica de una competencia de energéticos sustitutos, a la empresa puede importarles la modulación del consumo, pues implicará una reducción de precios que la haga más competitiva.

Una de las finalidades de la política tarifaria es incentivar la modulación del consumo. Uno de los instrumentos para alcanzar este objetivo es la aplicación de las tarifas multihorario. Asimismo, se divide el sistema en tipologías de clientes de acuerdo a un criterio de homogeneidad en el comportamiento de la demanda. Se calcula la participación de cada tipología sobre el total de la carga para cada tramo horario, de tal forma que la diferenciación de costos sea relevante, o sea que cada tipo de cliente tenga un costo distinto. De acuerdo a esto se fija una tarifa diferente según los costos que origine cada tipo de cliente.

## CAPÍTULO 3: Determinantes de la curva de carga

En el presente capítulo procederemos a analizar los principales factores que determinan el consumo de la energía eléctrica. Dichos factores los clasificaremos en uso final (por tipo de cliente y por electrodoméstico); variables climáticas; efecto calendario; ubicación geográfica y variables monetarias y socioculturales. Asimismo, destacaremos la incidencia de las diferentes variables explicativas, según el estudio sea en el corto o en el largo plazo.

### 3.1) Análisis de uso final de la carga eléctrica

La electricidad es siempre comprada por el consumidor como un paso intermedio para un uso final, un producto no eléctrico. Ningún usuario planifica la cantidad de Kw/hora que va a consumir a lo largo del día. En cambio, quiere los productos que la electricidad puede producir (un hogar fresco en verano, cálido en invierno, agua caliente, refrigeración, o ver televisión). Estos diferentes productos de utilización eléctrica son llamados de *uso final*, y tienen una amplísima variedad de aplicaciones en toda la sociedad y la economía.

Los modelos de uso final distinguen la utilización eléctrica en tres niveles de categorización: por tipo de cliente, tipos de uso final para cada tipo de cliente, y aplicaciones para cada uso final.

Para algunos usos finales, no hay alternativa posible a la energía eléctrica (los televisores y las computadoras, por ejemplo). Para otros hay alternativas pero la electricidad es de todas formas la fuente dominante (puede haber refrigeradores a gas, y el gas natural puede ser usado para la iluminación). Pero para muchas aplicaciones importantes, la electricidad es sólo una de las posibles fuentes de energía. Por ejemplo, para el agua caliente, calefacción, cocina, y muchas aplicaciones industriales se puede usar el gas, el petróleo o el carbón.

Los usos finales dados por los clientes residenciales, comerciales e industriales a la energía eléctrica se resumen en el siguiente cuadro. Cabe destacar que existen diferencias en la incidencia que tiene cada tipo de cliente en cada uso final.

**Cuadro 3: Diferentes usos de la electricidad**

Uso final	Descripción y determinantes
Iluminación interior	Número de lámparas encendidas, tiempo, tipo de interruptor y si la habitación esta ocupada o no.
Iluminación exterior	Luces de seguridad, carteles luminosos, alumbrado público, tipo de interruptor.
Equipamiento misceláneo	Categoría abarcativa, difícil de clasificar en otros usos finales.
Agua caliente	Además de calentar agua cuando se la requiere, también es calentada para

	mantener su temperatura en un rango determinado.
Cocina	Abarca todos los artefactos para cocinar en hogares y comercios.
Refrigeración y freezers	Tipo de container (abierto o cerrado); cuanta gente hay en el negocio; descongelamiento automático o no del container. Efecto refrigeración: freezers y refrigeradores ayudan a enfriar y deshumidificar el aire del negocio.
Ventilación	Se usa en los sistemas de calefacción y enfriamiento para entregar el aire acondicionado al espacio apropiado.
Calefacción	Pérdida de calor a través de techos, ventanas, paredes, pisos, cimientos, e infiltraciones de aire y ventilación.
Aire acondicionado	Calentamiento de techos y paredes, corrientes de aire, sol por las ventanas, luces, número de ocupantes, artefactos.

Fuente: Derek Schrock (1997).

Hay tres razones por las cuales la distinción entre electrodomésticos es importante en el modelo de uso final para estimar los picos futuros y las ventas de energía. La primera es que la misma demanda de uso final va a producir distintas demandas de energía dependiendo del tipo de electrodoméstico usado. Segundo, la combinación de distintos tipos de electrodomésticos utilizados por los consumidores cambia considerablemente a lo largo del tiempo, porque los aparatos son reemplazados cuando quedan obsoletos. Tercero, la eficiencia de los electrodomésticos en cualquier categoría cambia lentamente en el tiempo, siendo la mayoría de los electrodomésticos reemplazados sólo cada diez años (Lee Willis, 1996).

Es importante distinguir y modelar el comportamiento de la demanda eléctrica basado en los tipos de consumidores y en función del tiempo, por sus distintas formas de incidir en la curva de carga. Las distinciones por tipo de cliente son siempre usadas en los modelos de uso final, porque los usos básicos de electricidad y los patrones de uso varían mucho dependiendo del tipo de consumidor básico (Lee Willis, 1996). Por ejemplo, mientras los usuarios comerciales y residenciales de electricidad compran un gran monto de energía para fines de iluminación, los comerciales tienen predominancia en la luz fluorescente, mientras que los residenciales usan predominantemente luz incandescente. El uso comercial es alto durante las horas de trabajo normales mientras que el uso residencial es alto cuando llega la noche.

### 3.2) Variables climáticas

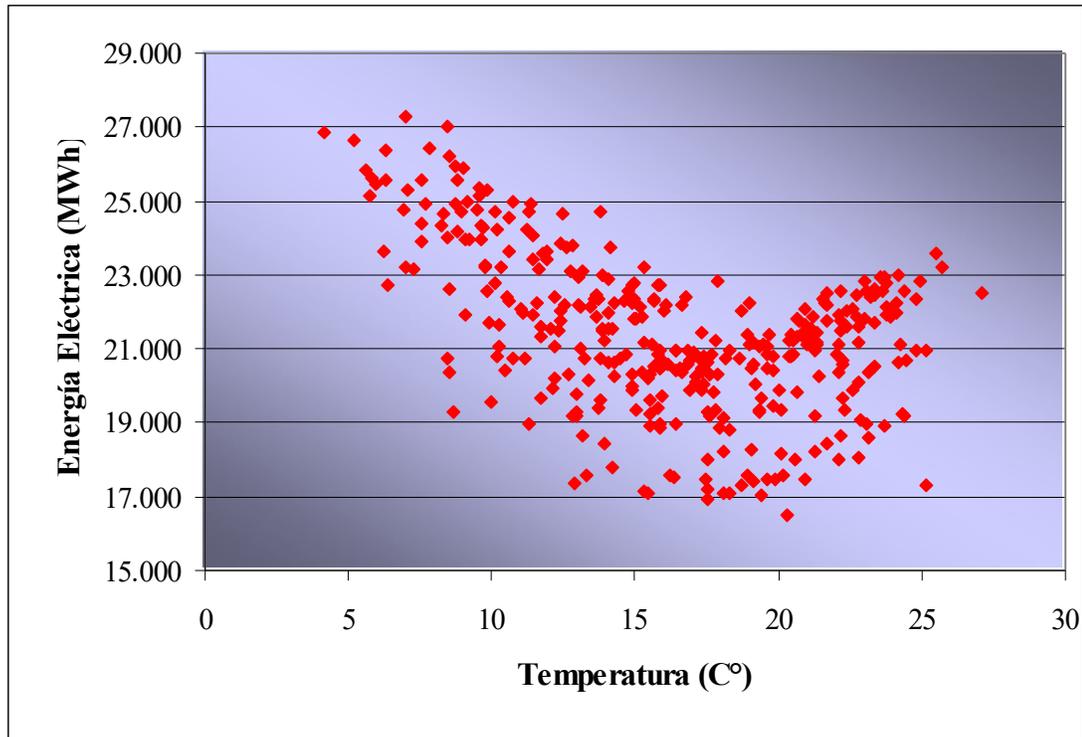
El nivel de carga eléctrica en la mayoría de los sistemas está correlacionado con las variables climáticas. Normalmente, la literatura considera como las variables más importantes a la temperatura, la humedad y la radiación solar.

#### 3.2.1) Temperatura

La mayoría de los estudios trata a la temperatura como la variable explicativa más relevante a la hora de explicar los cambios en la curva de carga. La evidencia empírica ha registrado que cuando la temperatura ambiente está significativamente por encima o por debajo de los niveles de confort (aproximadamente 18°C), la carga eléctrica suele ser mayor que la normal. Esto es a causa de un alto uso de la electricidad como forma de energía para calentar y enfriar espacios. En todos los sistemas eléctricos se puede apreciar que la nube de puntos entre la energía eléctrica y la temperatura tiene una forma de “V”, con un mínimo de consumo asociado a una temperatura entre 18°C y 20°C. Desde ese punto, la carga se incrementa a medida que la temperatura aumenta o decrece. De aquí se desprende que haya importantes variaciones según la época del año, lo cual se explica en buena medida por la fuerte dependencia que presenta respecto a la temperatura. Así, por ejemplo, en el sistema uruguayo se registra un máximo nivel de carga en los días de invierno, y un mínimo durante las estaciones de primavera y otoño (ver gráfico 4, capítulo 2).

La incidencia de la temperatura sobre la carga eléctrica es más importante para la demanda comercial y residencial aunque que no tanto en la industrial, porque el consumo de energía eléctrica en el proceso productivo domina a la demanda para frío o calor. Asimismo, Westley (1992) señala que en EE.UU. es más importante esta incidencia sobre los sectores comercial y residencial que para América Latina, debido a que la menor importancia de los acondicionadores de aire en América Latina. En el caso uruguayo, la nube de puntos se comporta de manera similar para todo el sistema.

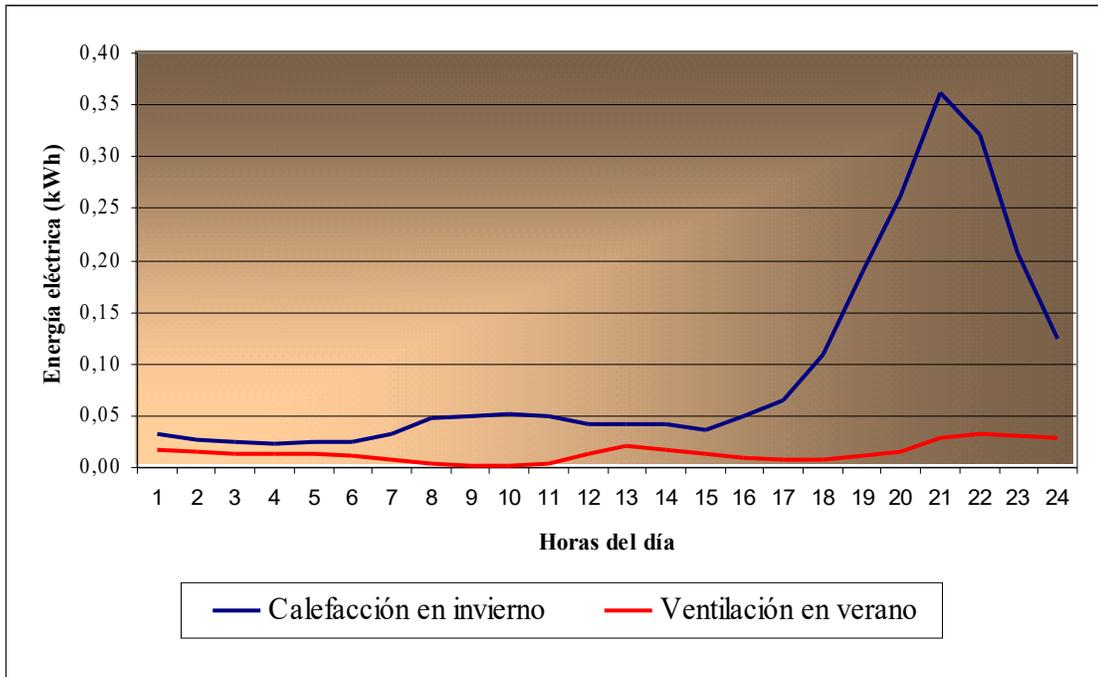
**Gráfico 6: Relación entre energía y temperatura horaria (2000)**



Fuente: Elaborado en base del DNC y Dir. Nac. de Meteorología.

Como se puede ver en el gráfico, a partir de un entorno de entre 18°C y 20°C, el consumo de electricidad comienza a crecer. Para las temperaturas más bajas el pico es mayor; esto podría atribuirse a que los electrodomésticos que posee la población para combatir el frío tienen un consumo más elevado de energía eléctrica, mientras que aquellos que se poseen para combatir el calor consumen menores niveles. Como lo muestra el siguiente gráfico, el uso de electricidad para ventilación en Uruguay es muy inferior que para calefacción.

**Gráfico 7: Consumo de energía eléctrica para ventilación y calefacción**



Fuente: UTE.

### 3.2.2) Humedad

La humedad es un factor importante en la determinación de la carga eléctrica (Willis, 1996). Los acondicionadores de aire y los calentadores deben sacar o agregar calor en el aire, y si el aire es húmedo, tienen considerablemente más masa termal para dar o sacar calor, y por tanto requiere más trabajo por parte del calentador o del aparato de aire acondicionado.

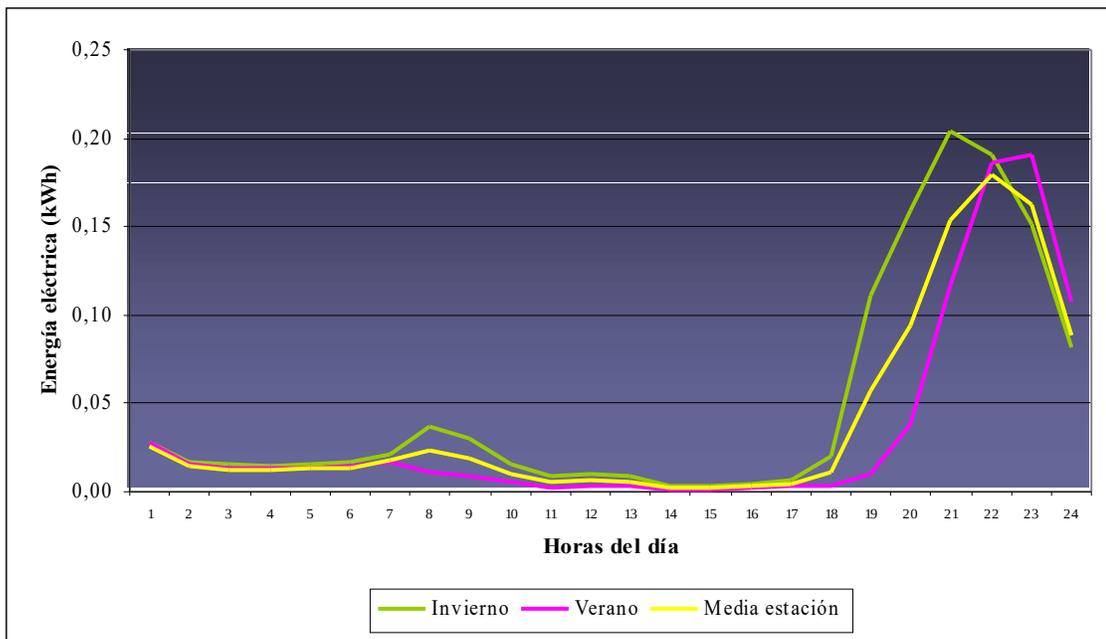
La humedad puede generar una gran diferencia en la carga eléctrica en verano pero una pequeña diferencia en invierno. El aire frío no puede soportar tanta humedad como el aire cálido; en invierno hay mucho menos incremento en la capacidad de almacenamiento termal del aire a medida que la humedad aumenta. A su vez, el aire húmedo retiene una cantidad considerablemente mayor de calor que el aire seco. Por tanto, la temperatura no cae tan rápidamente luego de la puesta del sol, y el aire retiene bastante calor durante toda la noche, exigiendo más trabajo a los equipos de aire acondicionado en verano.

Sin embargo, en muchos estudios sobre los determinantes de la curva de carga, la humedad no se incluye en la modelación, dado que dicha variable tiene una varianza reducida (por lo menos durante extremos estacionales), o mantiene una alta correlación con la temperatura. Por tanto, el análisis de la carga puede no considerar la humedad como una variable independiente

### 3.2.3) Radiación solar

En las horas de la noche, se verifica un aumento del consumo de energía eléctrica para la iluminación de ambientes. Este comportamiento tendrá distinta incidencia según los horarios de salida y puesta del sol, así como el nivel de luminosidad del día. Como puede verse en el siguiente gráfico, la demanda de energía eléctrica de los residenciales para la iluminación durante los días de invierno (en los cuales el sol sale más tarde y se oculta más temprano) es mayor que en los días de verano para las horas de la mañana y las últimas horas de la tarde.

**Gráfico 8: Consumo promedio de energía eléctrica para uso lumínico por hogar**



Fuente: UTE.

### 3.3) Efecto calendario

Para mejorar la estimación del consumo de electricidad, deben ser considerados eventos anómalos relacionados con los efectos calendario, entendiendo por tales el día de la semana, feriados (laborables y no laborables), días próximos a los feriados, vacaciones, y paros generales. El consumo de electricidad -principalmente en el sector industrial y comercial- decrece apreciablemente durante los días no laborables, y el consumo residencial registra alteraciones importantes.

### 3.4) Ubicación geográfica

Se entiende que la urbanización tiene probablemente un impacto positivo en el consumo de electricidad. El estilo de vida en las zonas urbanas es tal que la gente aspira a un mayor uso de la electricidad que aquél que se da en las pequeñas villas o en las áreas rurales. Por ejemplo, para satisfacer los fines de calefacción de ambientes, en las zonas con menor grado de urbanización se suele recurrir a otros energéticos, como la leña. Por otra parte, tanto las industrias como los comercios suelen concentrarse en las áreas urbanas, incrementando así el consumo de energía eléctrica. A su vez, los servicios de recreación intensivos en el uso de energía eléctrica (cines, discotecas, parques de diversiones) se concentran mayoritariamente en los grandes centros urbanos.

### **3.5) Variables monetarias y socioculturales**

El comportamiento de un consumidor difiere según sea industrial, comercial o residencial, ya que el tipo de necesidades que la energía abastece en cada caso es diferente. Como la energía es un bien no homogéneo, ya que abastece necesidades diferentes según el contexto económico, social, cultural y tecnológico, los consumidores no presentarán un comportamiento homogéneo.

Como variables explicativas del consumo residencial se pueden considerar factores climáticos, culturales, sociales, económicos (como el nivel de ingreso y el precio de los equipos asociados), número de personas por hogar, si el hogar está situado en un área rural o urbana, número de habitaciones de la vivienda, y si la vivienda es para una familia o para un grupo de familias. Por su parte, para los industriales, se deberán tener en cuenta factores tales como tipo de producto y tecnología utilizada que pueden abarcar aspectos tales como el costo de los equipamientos, tipo de proceso productivo, disponibilidad de las fuentes, producción y utilización de residuos, eficiencias de los equipos de producción, además de los precios de la energía.

Kohler y Mitchell (1984) sugieren que la demanda residencial por electricidad depende de tres tipos de variables: variables ambientales (clima), variables específicamente residenciales (electrodomésticos, tamaño de la familia, etc.), y variables monetarias (precio e ingreso). Cualquier modelo completo de demanda de electricidad tiene que tomar en cuenta estas tres variables. Las variables específicamente residenciales, así como el ingreso y, aunque en menor medida, los precios, a menudo se mantienen constantes en el período de observación; sus efectos se estiman mejor con datos de corte transversal. Por otro lado, las variables ambientales tienen el mismo valor para todos los consumidores en un área específica. Pero varían en el tiempo, y de esta forma son mejor analizados con datos de series de tiempo.

De acuerdo al enfoque microeconómico de la teoría del consumidor, la demanda de un bien depende de su precio, del precio de los bienes sustitutos y complementarios, del ingreso, los gustos y las preferencias de los consumidores. La función de demanda comúnmente utilizada se expresa en función del precio. Sin embargo, en el caso del bien energético electricidad, el precio tendrá o no incidencia de acuerdo al lapso de tiempo que se tome en consideración. La demanda de energía eléctrica es inelástica respecto al precio en el corto plazo (período no mayor a un año), suponiendo variaciones marginales del nivel de precios reales. En la demanda de corto plazo la electricidad tiene tendencia, variaciones en función de la estación del año, diarias, horarias, y cierto grado de aleatoriedad. Es decir, que las variaciones más perceptibles en el corto plazo no se deben al factor precio.

La explicación de la rigidez de la demanda a la variación de precios en el corto plazo se debe a los siguientes motivos (Larrosa, D. y Sosa, V., 2001):

- 1) *Equipamiento*. Los equipos eléctricos de las industrias, comercios y hogares no son factores reversibles en el corto plazo, ya que una vez elegidos, las variaciones en los precios reales dentro de un rango razonable no afectarán el nivel de uso en el corto plazo.
- 2) *Bien básico*. La energía eléctrica es considerada como un bien básico, en la medida que la sustitución entre fuentes no es posible en el corto plazo, y que la necesidad básica es satisfecha no importando el precio.
- 3) *Usos sin competencia*. Para muchos de sus usos la electricidad resulta un bien imprescindible, mientras que para otros usos es la más adecuada o la única fuente de energía que puede satisfacerlos.

De esta forma, el precio de la electricidad y de sus sustitutos, el nivel de ingreso, el PBI, y otros factores socioeconómicos y demográficos, si bien tienen incidencia en la determinación de la demanda de energía eléctrica de largo plazo, no serán determinantes para el corto plazo.

Por tratarse el presente trabajo de un análisis de corto plazo, las variables que serán tenidas en cuenta para explicar la curva de carga serán las relativas a los factores climáticos y los efectos calendario, como procederemos a detallar en el siguiente capítulo.

## CAPÍTULO 4: Especificación del modelo

En este capítulo definiremos el modelo econométrico para la estimación de la demanda de energía eléctrica de corto plazo por ADT, así como las variables explicativas incluidas en el mismo, y las características de la muestra. El objetivo de estimar las curvas de carga por ADT es verificar la hipótesis de que existe un comportamiento característico para cada ADT en términos de elasticidades y niveles de significación de las variables explicativas. Finalmente, se describe la especificación del modelo.

### 4.1) Variables incluidas

#### 4.1.1) Potencia

Para la construcción de la variable dependiente se tomaron las series de potencia en períodos de 15 minutos suministradas por UTE. Estos registros por localidad se extrajeron de los medidores ubicados en las subestaciones de distribución seleccionadas en la muestra. Con el objeto de reducir la frecuencia para viabilizar la estimación del modelo se optó por transformar la serie de potencia a datos horarios. De acuerdo a un criterio conservador se tomó la potencia horaria como el máximo de las cuatro lecturas de 15 minutos de cada intervalo horario.

#### 4.1.2) Temperatura

La *temperatura* es desagregada en dos variables, para días cálidos (TDC) y para días fríos (TDF), de manera que pueda mejorarse la estimación, habida cuenta de la forma de “V” que tiene la nube de puntos. La mayoría de los trabajos académicos estudiados expresan dichas variables en función de una temperatura *confort* (la cual requeriría una demanda mínima de electricidad), normalmente de 18°C. Así, la TDC se computa cuando la temperatura corriente excede 18°C, mientras que la TDF se registra cuando la temperatura corriente es menor a 18°C (ver Pardo, Meneu y Valor, 2002; Engle, Granger y Weiss, 1986; Kohler y Mitchell, 1984).

Otra metodología consiste en definir la TDF como aquella registrada en las estaciones de otoño e invierno, y TDC para las estaciones de primavera y verano. En el modelo desarrollado en el Convenio UTE – Universidad de la República y luego adoptado por el DNC para la proyección de la demanda global, el período comprendido para la TDF es de mayo a setiembre, y para la TDC de noviembre a marzo. Los meses de abril y octubre no se consideran ni cálidos ni fríos por tener una temperatura promedio similar a la *confort*, y por tanto se les asigna un valor cero.

Esta metodología es la que adoptamos para expresar las variables TDFt y TDCt. Los datos de temperatura son horarios, extraídos de la Dirección Nacional de Meteorología (DNM).

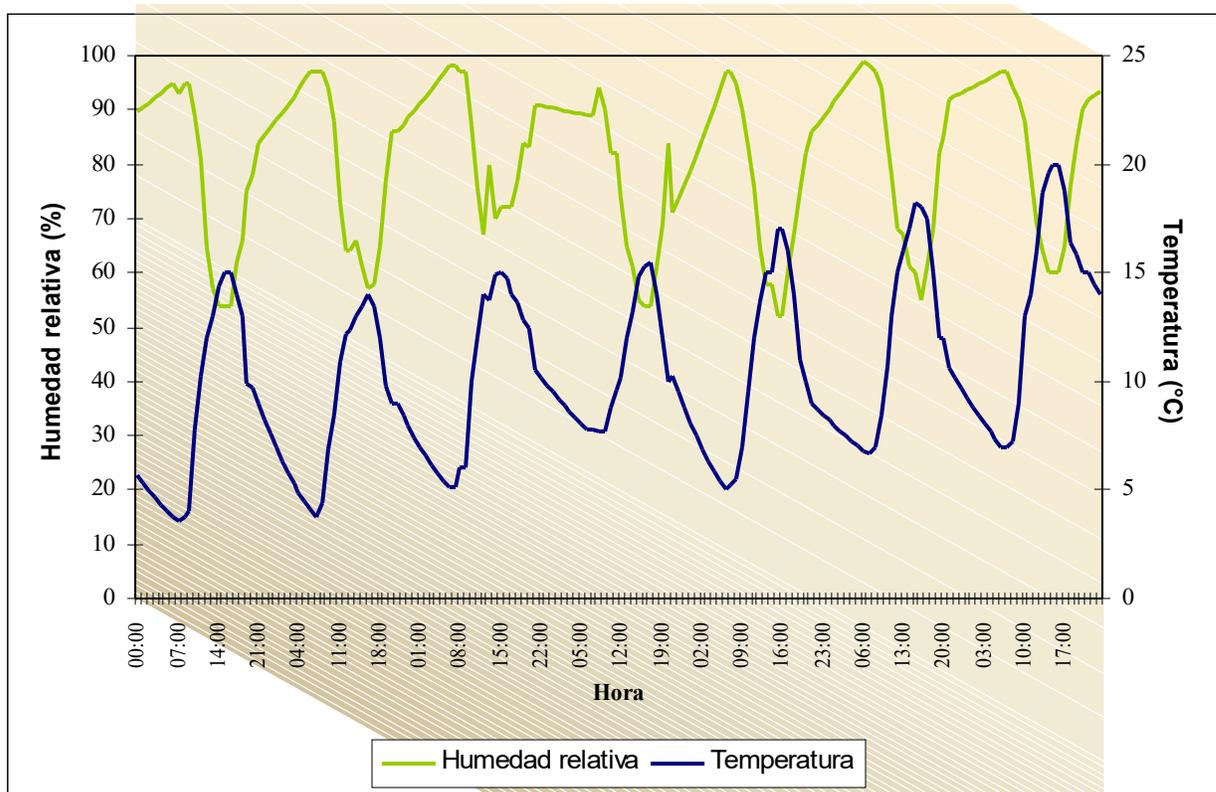
#### 4.1.3) *Insolación*

La *insolación* (expresada como la variable  $I_t$ ) es medida como el porcentaje de las horas de sol registradas por el medidor sobre el total de horas astronómicamente posibles. Los registros son diarios, y se suponen constantes para todo el intervalo del día en que podría haber habido sol, mientras que a las horas en que el sol está oculto se les imputa un valor cero. Los datos de salida y puesta de sol fueron extraídos de la base de datos del U.S. Naval Observatory, según las coordenadas geográficas de cada localidad estudiada; mientras que las horas de sol registradas por el medidor provienen de la DNM.

#### 4.1.4) *Humedad*

Pese a que en el capítulo anterior se expresó que la humedad podría incidir en el comportamiento de la carga, finalmente se optó por no incluir esta variable en el presente trabajo, ya que la serie con que se contaba era la de humedad relativa. Como su nombre lo indica, la misma no suministra información sobre el contenido total de vapor de agua en la atmósfera, pero sí una indicación del contenido actual de vapor en función del contenido si la atmósfera estuviera saturada. Tanto el contenido actual de vapor como el contenido en el punto de saturación están en función de la temperatura del aire; por lo tanto la humedad relativa no es una variable independiente de la temperatura. De hecho, la humedad relativa en nuestro país presenta durante el día un comportamiento inverso al de la temperatura: a mayor temperatura menor humedad relativa y viceversa. De acuerdo a estudios realizados para las subestaciones de Malvín, Paysandú y Tres Bocas salida Nuevo Berlín, hemos constatado que el coeficiente de correlación entre la humedad relativa y la temperatura está por el orden de  $-0,4$ . En consecuencia, la humedad relativa no aporta información suplementaria a la que suministra el comportamiento de la temperatura. En el siguiente gráfico, se exhibe el comportamiento de la temperatura y la humedad relativa de una semana de invierno, donde se puede apreciar claramente la alta correlación negativa.

**Gráfico 9: Humedad relativa vs. temperatura**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Estación Meteorológica de Paysandú.

#### 4.1.5) Efecto calendario

La otra variable explicativa relevante es el efecto que tienen los días festivos y los paros generales sobre el comportamiento de la carga. Existen ciertos efectos que ocurren de forma recurrente que sólo se pueden modelar de modo relativamente sencillo de forma determinista (Espasa y Canelo, 1993). De acuerdo a las observaciones realizadas con las series objeto de nuestro análisis, cuando un día cae feriado la potencia presenta un comportamiento disímil con respecto de los días normales, según la hora del día. Por esto se modelizarán los “*efectos calendario*” (EFjt) dividiéndolos en dos variables *dummies* por feriado. A los efectos de homogeneizar estas variables para todas las regresiones para poder hacerlas comparables, se definió la mañana entre las 06:00 y las 10:00, y la tarde entre las 13:00 y las 19:00 (luego de efectuar reiteradas observaciones a las muestras, se constató que durante el mediodía, el hecho de que sea feriado no tiene incidencia sobre el comportamiento de la carga). Para el caso particular del período electoral de 1999, se extendió el período de la tarde hasta las 23:00. El número total de feriados laborables y no laborables es de 18 por año, a los cuales se le agregaron los paros generales, las elecciones de octubre y noviembre de 1999, y la asunción de mando de marzo de 2000. Por lo tanto, el número de variables efecto calendario

incorporadas al modelo es de 44. Por otra parte, el efecto calendario EFjt es 1 si dicha fecha está en la muestra y 0 si no está.

#### 4.1.6) Día de la semana

Estudios previos han demostrado una estacionalidad significativa en los componentes diarios en las series de potencia (Pardo et al., 2002). Para capturar estos efectos introdujimos una variable cualitativa *día de la semana* (DSit) en el modelo, a través de la especificación de siete variables *dummy* que representan todos los días de la semana. La definición de los días de la semana fue realizada con los siguientes tramos horarios:

- Lunes: 05:00 a 22:00 = 1 , resto = 0
- Martes: 05:00 a 22:00 = 1 , resto = 0
- Miércoles: 05:00 a 22:00 = 1 , resto = 0
- Jueves: 05:00 a 22:00 = 1 , resto = 0
- Viernes: 05:00 a 01:00 del día siguiente = 1 , resto = 0
- Sábado: 05:00 a 01:00 del día siguiente = 1 , resto = 0
- Domingo 07:00 a 22:00 = 1 , resto = 0

Con el fin captar la especificidad en cuanto al comportamiento de la demanda en los días viernes y sábado, extendimos la duración de la *dummy*, en el entendido que el comportamiento durante el periodo 00:01 a 01:00 de esos días está más ligado al día anterior que al propio día. Con respecto al domingo, asumimos que el consumo comenzaba más tarde.

#### 4.2) Características de la muestra

En el siguiente cuadro se presenta el detalle de cada una de las nueve muestras correspondientes a sus respectivas subestaciones, que se tomaron para realizar las regresiones.

**Cuadro 4: Características de la muestra por subestación**

Localidad	Departamento	ADT	Estación	Nivel de Tensión	Medidor	Período muestral	Número de observaciones	Estación Meteorológica
Montevideo	Montevideo	1	Malvín 42	30/6 kV	4649698	1/11/99 – 31/3/00	3648	Carrasco
Montevideo	Montevideo	1	Malvín 42	30/6 kV	4649698	24/4/00 – 25/9/00	3709	Carrasco

Localidad	Departamento	ADT	Estación	Nivel de Tensión	Medidor	Período muestral	Número de observaciones	Estación Meteorológica
Tacuarembó	Tacuarembó	2	2024	30/6 kV	4649702	24/6/99 – 9/3/00	6228	Tacuarembó
Varela	Treinta y Tres	3	3007	60/6 kV	4649755	15/10/99 – 29/2/00	3307	Treinta y Tres
Aiguá	Maldonado	3	3016	30/15 kV	4649766	7/7/01 – 19/9/01	1791	Treinta y Tres
Battle y O. salida S del Yi	Durazno	4	3002	30/15 kV	4649640	4/11/00 - 5/4/01	3661	Durazno
Goñi	Florida	4	5073	30/15 kV	161308	16/3/01 – 23/8/01	3846	Durazno
Blanquillo	Durazno	5	4026	30/15 kV	4649685	8/12/00 – 20/2/01	1792	Durazno
Tres Bocas salida N. Berlín	Río Negro	5	2031	30/15 kV	4649713	23/6/01 -5/9/01	1793	Paysandú

Fuente: Elaboración propia en base a datos de UTE.

Como se puede apreciar, el período muestral más extenso es el de la subestación de Tacuarembó. Dada esta especificidad, salvo para Tacuarembó, estimamos para cada ADT un modelo para invierno y uno para verano, con las respectivas variables TDF para los primeros y TDC para los segundos. En el cuadro siguiente detallamos la variable temperatura incluida (TDF y/o TDC) según el periodo de la muestra.

**Cuadro 5: Temperaturas incluidas**

<b>Estación</b>	<b>ADT</b>	<b>Temp. incluida</b>
Malvín	1	TDC
Malvín	1	TDF
Tacuarembó	2	TDC y TDF
Varela	3	TDC
Aiguá	3	TDF
Battle y Ordóñez salida Sarandí del Yi	4	TDC
Goñi	4	TDF
Blanquillo	5	TDC
Tres Bocas salida Nuevo Berlín	5	TDF

Fuente: Elaboración propia.

El abastecimiento tiende a ramificarse cuanto menos densa sea la localidad donde está ubicada la subestación. En el siguiente cuadro notamos que en las áreas rurales que corresponden a las ADT 4 y 5, no sólo se abastece a la localidad en la cual esta ubicada la subestación sino también a otros poblados. De todas formas, se tuvo la precaución de verificar que estos poblados tengan la misma clasificación en términos de ADT.

**Cuadro 6: Destino del consumo por subestación**

<b>Estación</b>	<b>ADT</b>	<b>Instalación</b>	<b>Medidor</b>	<b>Abastece</b>
Malvín Cálido	1	42	4649698	Malvín
Malvín Frío	1	42	4649698	Malvín
Tacuarembó	2	2024	4649702	Tacuarembó
José P. Varela	3	3007	4649755	José P. Varela
Aiguá	3	3016	4649766	Aiguá
Battle y Ordóñez salida Sarandí del Yi	4	3002	4649640	Zapicán Nico Pérez Battle y Ordóñez Illescas y Molles
Goñi	4	5073	161308	Goñi Maciel Sarandí Grande
Blanquillo	5	4026	4649685	Blanquillo Cuchillas del Rincón Cuadra San Jorge
Tres Bocas salida Nuevo Berlín	5	2031	4649713	San Javier Young Tres Bocas

Fuente: Elaboración propia en base a datos de UTE.

A continuación, se exhibe la desagregación por tipo de cliente de acuerdo a dos criterios: en número de clientes y en la cantidad consumida sobre el total, que se extrae de los facturaciones mensuales medidas en kW/h, y que se detallan en el Anexo C.

**Cuadro 7: Número de clientes por subestación (marzo 2002)**

Estación	ADT	Estación	Alumbrado Público	Residenciales	Comerciales	Industriales
Malvín	1	42	30	13236	641	33
Tacuarembó	2	2024	24	4483	678	21
Varela	3	3007	23	2127	216	17
Aiguá	3	3016	22	2408	199	5
Battle y Ordóñez salida Sarandí del Yi	4	3002	32	1751	185	1
Goñi	4	5073	15	2971	402	14
Blanquillo	5	4026	26	2606	272	2
Tres Bocas salida Nuevo Berlín	5	2031	0	98	17	4

Fuente: UTE.

**Cuadro 8: Participación de la facturación total por tipo de cliente (marzo 2001)**

Estación	ADT	Estación	Alumbrado público	Residencial	Comercial	Industrial	TOTAL
Malvín	1	42	0.2%	79.6%	9%	11.2%	100%
Tacuarembó	2	2024	3%	54%	26%	17%	100%
Varela	3	3007	2.4%	38.3%	9.3%	50%	100%
Aiguá	3	3016	12%	67%	18%	3%	100%
Battle y Ordóñez salida Sarandí del	4	3002	7%	63%	29%	1%	100%
Goñi	4	5073	4%	59%	29%	8%	100%
Blanquillo	5	4026	11%	64%	24%	1%	100%
Tres Bocas salida Nuevo Berlín	5	2031	0%	42%	40%	18%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de UTE.

Como puede apreciarse, la participación de los clientes residenciales es mayoritaria para todas las estaciones, con la excepción de Varela, donde se encuentran instalados dos complejos agroindustriales del sector arrocero (Saman y Cassarone), quienes tienen contratada una potencia de 2.500 kW entre ambos.

### 4.3) El modelo

En varios modelos de estimación de la demanda de potencia se incluye una constante, que en este caso representaría el crecimiento vegetativo. No obstante, dado que las muestras aquí analizadas no alcanzan a un año, la inclusión de la constante no es significativa, por lo que finalmente se optó por excluirla del modelo.

La muestra de potencia horaria ( $pot_t$ ) ha sido transformada aplicándole el logaritmo natural ( $lpot_t$ ), a los efectos de reducir el impacto de la heterocedasticidad que podría estar presente debido al elevado tamaño de la muestra y a su alta frecuencia temporal (las muestras tienen en promedio 3.308 observaciones horarias). A su vez, para todas las variables se aplicaron las diferencias de primer orden para volver la serie estacionaria, y de orden 24 para quitar la estacionalidad regular diaria.

Para abordar el análisis de la serie de tiempo, se incluyó una modelización ARMA(1,1) sobre la serie diferenciada. Box y Jenkins (1976) recomiendan el uso de términos estacionales autoregresivos (SAR) y de medias móviles (SMA) para datos con movimientos estacionales sistemáticos. Las series de potencia registran estacionalidad diaria y semanal, por lo que se incluyeron términos SAR(24), SMA(24), SMA(48) y SMA(168).

Pardo, Meneu y Valor (2002) arguyen que existen factores que sugieren la influencia de las temperaturas rezagadas en el consumo presente de electricidad. En particular, el aislamiento térmico de los edificios opera como una barrera entre la temperatura interior y exterior, evitando un ajuste instantáneo cuando se dan cambios en la temperatura exterior, particularidad que cobra mayor relevancia en el caso de los clientes residenciales. Para chequear esta hipótesis, se introdujo una estructura dinámica a la temperatura, aplicándole una función de transferencia lineal de cuatro rezagos.

Tomando en cuenta todas las variables previamente consideradas, el modelo estimado está dado finalmente por la siguiente expresión:

$$(1 - \Phi_1 L)(1 - \Phi_{24} L^{24})(Dlpot_t - \sum_{i=1}^7 \lambda_i DDS_{it} - \sum_{j=1}^{44} \eta_j DEF_{jt} - \gamma DI_t - \alpha(L)DTDC_t - \beta(L)DTDF_t) = a_t(1 - \Theta_1 L)(1 - \Theta_{24} L^{24})(1 - \Theta_{48} L^{48})(1 - \Theta_{168} L^{168})$$

donde,

$Dipot_t$  = Logaritmo de la potencia en el momento t

$DDS_{it}$  = Día de la semana i en el momento t

$DEF_{jt}$  = Feriado j en el momento t

$DI_t$  = Insolación en el momento t

$DTDC_t$  = Temperatura de los días cálidos en el momento t

$DTDF$  = Temperatura de los días fríos en el momento t

Todas las variables se incluyen en su diferencia 1 y 24.

$$\alpha(L) = \alpha_0 - \alpha_1 L - \alpha_2 L^2 - \alpha_3 L^3 - \alpha_4 L^4$$

$$\beta(L) = \beta_0 - \beta_1 L - \beta_2 L^2 - \beta_3 L^3 - \beta_4 L^4$$

#### 4.3.1) *Análisis de intervención*

En determinados momentos las series presentan movimientos bruscos de importancia, que no es posible captar con una dependencia sistemática de su pasado. Si en un momento concreto ocurre una anomalía, que no guarda relación con el patrón de comportamiento de la serie observado hasta esa fecha, tal movimiento no se va a poder explicar con la secuencia de términos que contiene el modelo ARIMA en su formulación. Al aumentar la frecuencia de la serie, mayor relevancia cobra el análisis de intervención. Espasa y Cancelo (1993) señalan que al bajar una serie mensual a una diaria se enriquece, pues este análisis se usa para explicar oscilaciones, frecuentemente relevantes, debido a la presencia de feriados intrasemanales, vacaciones, efectos de fin de mes, etcétera. La modelización de este tipo de eventos ha sido denominada *intervención* por Box y Tiao (1975), y pueden ser incorporados al modelo extendiéndolo mediante la inclusión de variables explicativas determinísticas (*dummies*).

El análisis de intervención fue útil para explicar puntos atípicos (*outliers*) en las series debido a causas -algunas de ellas concretas y conocidas- difíciles de cuantificar. Entre las causas más fácilmente identificables, distinguimos la ocurrencia de apagones, caídas de tensión, feriados, paros generales, y elecciones nacionales. Estos puntos a veces fueron evidentes en las series, y se detectaron fácilmente con sólo mirar el gráfico de la serie original, o de su transformación estacionaria. Otras veces, la evidencia era confusa, y no fue sino luego de analizar las innovaciones estimadas con el modelo SARIMA cuando se pudo detectar la presencia de *outliers*.

La metodología de detección de *outliers* se basó en la observación en la tabla de los residuos. Se consideraron *outliers* aquellas observaciones donde su residuo superase el desvío estándar multiplicado por 3. La intervención fue llevada a cabo a través de la inclusión de mesetas e impulsos. Las mesetas se modelaron ante la presencia de un conjunto de *outliers* consecutivos con una determinada duración. En el caso de los apagones, los efectos calendario, y algunos otros *outliers* no identificados, la meseta se modeló con una variable *dummy* igual a 1 para las observaciones implicadas. Sin embargo, hubieron algunos *outliers* en donde la modelización de mesetas uniformes no era pertinente; en dichos casos, la modelización se efectuó con mesetas crecientes y decrecientes. A su vez, los impulsos fueron aplicados cuando se registraron anomalías que se verificaban en una sola observación.

## CAPÍTULO 5: Resultados

En el presente capítulo se exponen los resultados obtenidos de la regresión realizada con el modelo multivariado descrito en el capítulo anterior para cada una de las 9 subestaciones. En primer término, se expondrán los desvíos de la variable dependiente en sus distintas diferenciaciones para estudiar la pertinencia de la diferenciación adoptada en el modelo. En segundo lugar, se interpretarán las estimaciones de los coeficientes de las variables independientes. Finalmente, se efectúan los tests correspondientes para analizar la existencia de normalidad de los residuos, autocorrelación y heterocedasticidad, así como la calidad del ajuste del modelo.

### 5.1) Diferenciación

En primer lugar, se corroboró la pertinencia de las diferenciaciones hechas a las series de órdenes 1 y 24, para corroborar si la variable dependiente cumple la propiedad deseada de poseer menor desvío que para otras diferenciaciones. Para ello, se regresó la variable  $D_{pot}$  únicamente contra las intervenciones, es decir, quitando del modelo los términos ARMA y las variables determinísticas. La incorporación de los outliers se hizo con la finalidad de lograr una serie depurada de cualquier tipo de anomalías. Con la serie de residuos obtenida de dicha estimación, se dedujo la serie “ $l_{potout}$ ”, para expresar la potencia en niveles, de la siguiente manera:

$$l_{potout}_t = resid_t + l_{pot}_{t-1} + pot_{t-24} - l_{pot}_{t-25}$$

A la serie “ $l_{potout}$ ” se le aplicó distintas diferencias, y se calcularon los desvíos estándar para cada una de ellas, cuyos resultados se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro 9: Desvíos estándar**

	Ipotout	D1	D24	D168	D1D24	D1D168	D24D168	D1D24D168	D2D24D168
<b>Malvín cálido</b>	0,229	0,109	0,095	0,063	0,070	0,050	0,079	0,076	0,124
<b>Malvín frío</b>	0,277	0,118	0,101	0,098	0,073	0,055	0,097	0,083	0,131
<b>Tacuarembó</b>	0,250	0,105	0,110	0,102	0,062	0,054	0,099	0,080	0,135
<b>Varela</b>	0,293	0,378	0,402	0,362	0,613	0,525	0,554	0,866	1,556
<b>Aiguá</b>	0,231	0,135	0,091	0,095	0,105	0,097	0,116	0,142	0,237
<b>Goñi</b>	0,265	0,133	0,083	0,079	0,076	0,070	0,098	0,107	0,181
<b>Sarandi del Yi</b>	0,232	0,121	0,094	0,107	0,091	0,086	0,129	0,129	0,220
<b>Blanquillo</b>	0,268	0,145	0,126	0,155	0,139	0,123	0,183	0,199	0,342
<b>Nuevo Berlín</b>	0,227	0,120	0,091	0,107	0,093	0,089	0,122	0,133	0,224

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, los desvíos tienen una primera lectura que es la siguiente: en todos los casos, se descarta la triple diferenciación, porque aumenta la varianza respecto a cualquiera de las variantes con doble diferenciación. Una segunda lectura es que la aplicación de la diferencia D24 en algunos casos arroja una menor varianza que la doble diferenciación D1D24. Sin embargo, se optó por la diferenciación D1D24 para todas las subestaciones por los siguientes motivos. En primer lugar, de las nueve subestaciones estudiadas, la diferenciación D1D24 da menor varianza que la D24 en cinco de los casos. A su vez, a los efectos de homogeneizar el modelo para todas las subestaciones, se optó por D1D24. La estacionalidad no contemplada (D168) se modelizó con variables determinísticas, lo cual impuso rigidez a su tratamiento. A pesar de que la diferenciación D1D168 es la que presenta menor desvío en la mayoría de los casos, se mantuvo la diferenciación D1D24 por ser la más adecuada al habilitar el análisis de los cambios en los patrones intradiarios. Por otra parte, la inclusión de variables determinísticas para explicar el efecto intrasemanal permite conocer el impacto sobre la potencia en función del día de la semana (Pardo, Meneu y Valor, 2002).

Como se puede ver en el cuadro anterior, la subestación de la localidad José Pedro Varela presenta una particularidad, ya que el menor desvío se registra en el nivel sin diferenciar. A diferencia de las demás subestaciones, ésta tiene una predominancia del consumo industrial (entre 40% y 75% del total, cuando en las demás subestaciones la participación del consumo industrial en promedio no excede el 20% – ver Anexo C). En José Pedro Varela están instalados dos complejos agroindustriales arroceros, teniendo una potencia contratada entre ambos de 2,5 MW.

## 5.2) Interpretación de los coeficientes

Una vez estimada la relación planteada en el capítulo anterior, se comentarán a continuación los principales resultados<sup>6</sup>.

### 5.2.1) Temperatura

**Cuadro 10: Temperatura días cálidos**

	<b>ADT 1</b>	<b>ADT2</b>	<b>ADT3</b>	<b>ADT4</b>	<b>ADT5</b>
	<b>Malvín Cálido</b>	<b>Tacuarembó</b>	<b>Varela</b>	<b>Sarandi del Yi</b>	<b>Blanquillo</b>
<b>Tdc</b>	-0,0010 (**)	0,0020 (***)	0,0026 (***)	0,0002 (ns)	0,0010 (ns)
<b>Tdc(-1)</b>	0,0006 (ns)	0,0030 (***)	0,0007 (ns)	0,0025 (***)	0,0021 (**)
<b>Tdc(-2)</b>	-0,0001 (ns)	-0,0001 (ns)	0,0002 (ns)	0,0011 (ns)	0,0028 (***)
<b>Tdc(-3)</b>	-0,0006 (ns)	-0,0006 (ns)	-0,0003 (ns)	0,0014 (**)	0,0023 (**)
<b>Tdc(-4)</b>	0,0005 (ns)	-0,0003 (ns)	0,0004 (ns)	0,0026 (***)	0,0032 (***)
<b>Efecto Acum.</b>	-0.0006	0.0040	0.0036	0.0078	0.0114

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro 11:**

	<b>ADT 1</b>	<b>ADT2</b>	<b>ADT3</b>	<b>ADT4</b>	<b>ADT5</b>
	<b>Malvín Frío</b>	<b>Tacuarembó</b>	<b>Aiguá</b>	<b>Goñi</b>	<b>Nuevo Berlín</b>
<b>Tdf</b>	-0,0037 (***)	-0,0038 (***)	-0,0004 (ns)	-0,0019 (***)	-0,0013 (ns)
<b>Tdf(-1)</b>	-0,0022 (***)	-0,0023 (***)	-0,0029 (***)	-0,0016 (**)	-0,0031 (*)
<b>Tdf(-2)</b>	-0,0019 (***)	-0,0002 (ns)	-0,0021 (*)	-0,0011 (ns)	0,0006 (ns)
<b>Tdf(-3)</b>	-0,0006 (ns)	-0,0009 (ns)	-0,0012 (ns)	-0,0005 (ns)	-0,0029 (ns)
<b>Tdf(-4)</b>	-0,0015 (***)	0,0023 (***)	0,0017 (*)	0,0000 (ns)	0,0000 (ns)
<b>Efecto Acum.</b>	-0.0099	-0.0031	-0.0025	-0.0041	-0.0018

**Temperatura días fríos**

<sup>6</sup> Notación: (\*\*\*) = significativo del 0% al 1%; (\*\*) = significativo del 1% al 5%; (\*) = significativo del 5% al 10%; (ns) = no significativo.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la estructura semilogarítmica del modelo utilizado, el coeficiente de la variable temperatura mide un cambio relativo en la potencia ante un cambio absoluto en la temperatura (aumento de un grado). Un primer análisis de los resultados estaría indicando un buen comportamiento de los signos de los coeficientes en términos generales. De acuerdo a la teoría, la temperatura de los días fríos tiene pendiente negativa mientras la temperatura de los días cálidos tiene pendiente positiva. Al observar el impacto acumulado en un periodo de 4 horas, la mayor elasticidad en valor absoluto se registra en Blanquillo, y en términos generales las elasticidades acumuladas son mayores para los días cálidos que para los fríos.

En el caso particular de Malvín para los días cálidos, el signo negativo, que a priori no se condice con la teoría, podría explicarse por los siguientes motivos. En primer lugar, el verano es una época de vacaciones, en donde un porcentaje de los residenciales salen de sus casas para veranear en otras localidades. Por otra parte, se presume que por las características socioeconómicas de Malvín, es mayor la cantidad de gente que toma vacaciones y por mayor tiempo.

La hipótesis de que a menor densidad menos elástica será la temperatura no es concluyente para el período de verano, no sólo porque Malvín cálido tiene signo negativo, sino porque además, la localidad con mayor elasticidad es la de menor densidad (Blanquillo, ADT5). Sin embargo, en los días fríos, la mayor elasticidad se da para la localidad de Malvín (ADT1).

### 5.2.2) *Insolación*

Con respecto a la variable Insolación, los resultados obtenidos en cuanto a signos de los coeficientes son los esperados, salvo para las estaciones de José Pedro Varela y Blanquillo.

Como fue comentado anteriormente, la gran actividad industrial de José Pedro Varela con periodos zafrales bien marcados estaría incidiendo en el comportamiento de la variable Insolación.

**Cuadro 12: Insolación**

	Malvín Cálido	Malvín Frío	Tacuarembó	Varela	Aiguá	Goñi	Sarandi del Yi	Blanquillo	Nuevo Berlín
<b>Insolación</b>	-0,0192 (***)	-0,0294 (***)	-0,0289 (***)	0,0261 (***)	-0,0010 (ns)	-0,0363 (***)	-0,0332 (***)	0,0199 (**)	-0,0759 (***)

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de Malvín cálido, si la insolación es 1 (o sea, que hay un 100% de luz solar), la potencia bajaría un 2%, o aumentaría un 2% si vale 0. Sin embargo, como la variable insolación además tiene valores intermedios entre 0 y 1, la elasticidad de la potencia con respecto a la insolación estaría subvaluada si se interpreta como una variable dicotómica. Por otra parte, de haber contado con la variable en frecuencia horaria, el efecto seguramente hubiera sido distinto, pero solamente se dispuso el dato para todo el día.

El hecho de que la variable insolación tenga una mayor incidencia que la temperatura en el corto plazo puede deberse a una simple razón de biorritmo de las personas, cuyo comportamiento es más sensible a la luz que la temperatura. Cuando hay buena luz la gente sale a pesar del frío; en cambio, en un día muy nublado, la gente opta por quedarse en su casa, a igualdad de temperatura.

5.2.3) *Día de la semana*

En el siguiente cuadro se presentan los coeficientes estimados de la variable determinística Día de la Semana.

**Cuadro 13: Día de la Semana**

	<b>ADT 1 Malvín Cálido</b>	<b>ADT 1 Malvín Frío</b>	<b>ADT2 Tacuarembó</b>	<b>ADT3 Varela</b>	<b>ADT3 Aiguá</b>	<b>ADT4 Goñi</b>	<b>ADT4 Sarandi del Yi</b>	<b>ADT5 Blanquillo</b>	<b>ADT5 Nuevo Berlín</b>
<b>Lunes</b>	0,0483 (***)	0,0536 (***)	-0,0018 (ns)	0,0233 (***)	0,0122 (ns)	0,0098 (*)	0,0050 (ns)	-0,0040 (ns)	0,0140 (**)
<b>Martes</b>	0,0187 (***)	0,0275 (***)	-0,0050 (ns)	0,0112 (ns)	0,0070 (ns)	0,0117 (**)	0,0101 (*)	0,0001 (ns)	0,0279 (***)
<b>Miércoles</b>	0,0204 (***)	0,0252 (***)	-0,0047 (ns)	0,0052 (ns)	0,0089 (ns)	0,0104 (*)	0,0141 (**)	0,0087 (ns)	0,0300 (***)
<b>Jueves</b>	0,0162 (***)	0,0313 (***)	-0,0016 (ns)	0,0076 (ns)	0,0163 (*)	0,0142 (***)	0,0151 (***)	0,0049 (ns)	0,0347 (***)
<b>Viernes</b>	0,0039 (ns)	0,0147 (***)	0,0003 (*)	0,0064 (ns)	0,0249 (***)	0,0011 (ns)	0,0137 (***)	0,0101 (ns)	0,0310 (***)
<b>Sábado</b>	-0,0120 (***)	0,0012 (ns)	-0,0003 (*)	-0,0095 (ns)	0,0212 (***)	0,0047 (ns)	0,0062 (ns)	0,0242 (***)	0,0274 (***)
<b>Domingo</b>	-0,0141 (***)	0,0146 (***)	-0,0648 (***)	-0,0323 (***)	-0,0333 (***)	-0,0431 (***)	-0,0266 (***)	-0,0008 (ns)	-0,0176 (*)
<b>LR</b>	163,34	130,78	294,04	39,07	51,24	114,40	42,51	20,63	30,72

Fuente: Elaboración propia.

A los efectos de estudiar la significación de la variable Día de la Semana se efectuó un test de Razón de Verosimilitud (LR) para cada una de las nueve subestaciones de acuerdo al siguiente planteo:

$$H_0) \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = \beta_4 = \beta_5 = \beta_6 = \beta_7 = 0$$

$$H_1) \text{Algún } \beta_i \neq 0$$

En el cuadro anterior se presentan los resultados del test, donde figura el estadístico LR. Al comparar con una  $\chi^2_7 = 14,0671$  al 95%, se advierte que se rechaza la hipótesis nula para todas las subestaciones; es decir, que la inclusión de la variable Día de la Semana resulta pertinente.

5.2.4) *Modelización SARIMA*

Acerca de la estimación de los coeficientes del término SARIMA, en principio se realizó una modelización homogénea para todas las subestaciones, de acuerdo a la especificación descrita

en el capítulo anterior (ver coeficientes en el cuadro D12, Anexo D). No obstante, se advirtió la existencia de sobre-especificación en la parte ARMA para el caso de Malvín cálido y Goñi, dado que los coeficientes eran similares en valor absoluto. Para estudiar la existencia de sobre-especificación se construyó un intervalo del doble del desvío estándar del estimador en torno a la estimación puntual del AR(1), y se estudió si el coeficiente del término MA(1) caía dentro del intervalo, lo que estaría indicando sobre-especificación, con lo que deberían eliminarse los términos AR(1) y MA(1). El mismo estudio se realizó para los términos SAR(24) y SMA(24). En el siguiente cuadro se exhiben los resultados finales de la estimación de los modelos SARIMA para cada subestación.

**Cuadro 14: Coeficientes estimados del modelo SARIMA**

	<i>ADT 1</i> Malvín Cálido	<i>ADT 1</i> Malvín Frío	<i>ADT2</i> Tacuarembó	<i>ADT3</i> Varela	<i>ADT3</i> Aiguá	<i>ADT4</i> Goñi	<i>ADT4</i> Sarandí del Yi	<i>ADT5</i> Blanquillo	<i>ADT5</i> Nuevo Berlín
<b>AR(1)</b>	----- (ns)	0,1190 (ns)	-0,0556 (***)	0,7305 (***)	0,7580 (***)	----- (ns)	0,7760 (***)	0,7936 (***)	0,7165 (***)
<b>SAR(24)</b>	0,1239 (***)	-0,3817 (***)	-0,2358 (***)	-0,5267 (***)	-0,4733 (***)	-0,8625 (***)	-0,1869 (*)	-0,1287 (ns)	-0,4328 (***)
<b>MA(1)</b>	----- (ns)	0,1056 (ns)	0,2186 (***)	-0,8603 (***)	-0,9856 (***)	----- (ns)	-0,9857 (***)	-0,9750 (***)	-0,9597 (***)
<b>SMA(24)</b>	-0,7877 (***)	-0,3427 (***)	-0,4489 (***)	-0,2502 (**)	-0,2688 (***)	0,1485 (***)	-0,4943 (***)	-0,5908 (***)	-0,3783 (***)
<b>SMA(48)</b>	-0,0286 (ns)	-0,4305 (***)	-0,3507 (***)	-0,4691 (***)	-0,4500 (***)	-0,6805 (***)	-0,2513 (***)	-0,2063 (***)	-0,4218 (***)
<b>SMA(168)</b>	0,2743 (***)	0,1574 (***)	0,1654 (***)	0,0367 (**)	0,1428 (***)	0,1202 (***)	0,0691 (***)	0,0855 (***)	0,0360 (*)

Fuente: Elaboración propia.

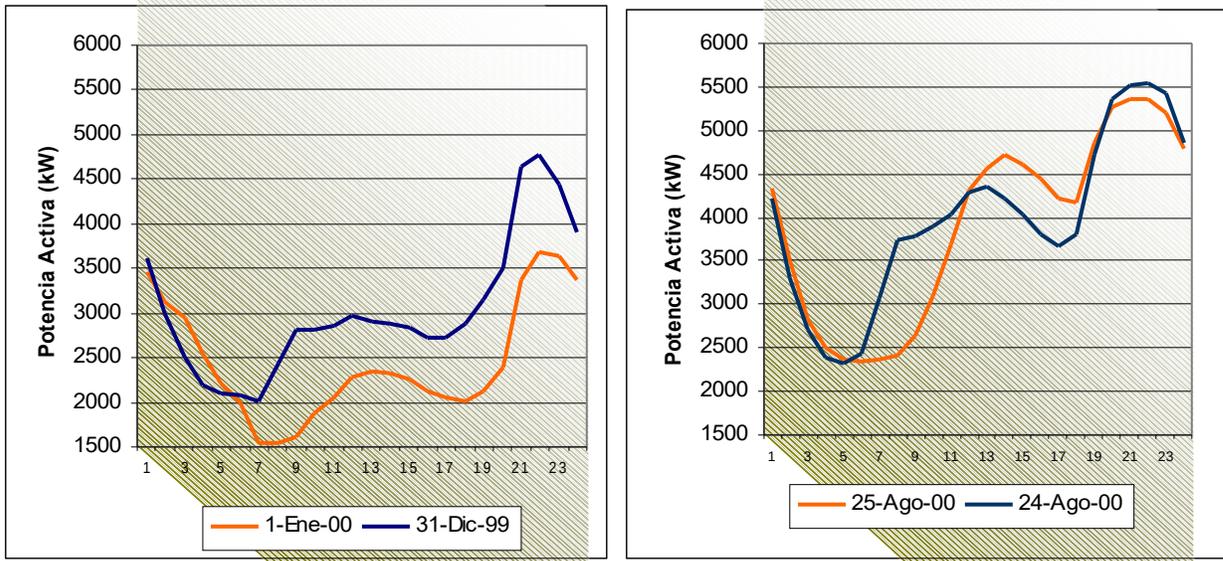
### 5.2.5) Efecto calendario

Con respecto al Efecto Calendario, la significación es variable según la subestación considerada, dado que a menor densidad, se registra un menor grado de significación (ver Anexo D, cuadros D10 y D11). Esto podría estar indicando que en áreas rurales o de baja densidad el día feriado tendría escasa o nula incidencia sobre la potencia, a diferencia de lo que sucede en las ciudades con mayor densidad. Asimismo, el efecto de los feriados sobre la potencia en la mañana es negativo en la mayoría de los casos, mientras que el efecto del feriado sobre la potencia en horas de la tarde es heterogéneo. Si bien el número de casos estudiados no permite hacer generalizaciones concluyentes, los resultados parecen evidenciar que en las tardes de los días

feriados, la potencia decrece en los días cálidos y aumenta en los fríos. Presumiblemente, durante los feriados de los días cálidos, la gente sale de sus casas en lugar de consumir electricidad, tal como ocurriría en los días fríos. En los gráficos siguientes, se expone como ejemplo la curva de carga correspondiente a los feriados 1 de enero (para días cálidos) y 25 de agosto (para días fríos) para la subestación de Malvín, donde se puede apreciar claramente el comportamiento anteriormente descrito.

Teniendo en cuenta que en el modelo se hizo la diferenciación con respecto a la misma hora del día anterior, junto a la curva de carga de cada feriado se graficó la curva del día hábil inmediato anterior. Nótese asimismo, como el nivel de las curvas de carga es sensiblemente inferior en los días cálidos (donde la potencia mínima se encuentra en torno a los 1500 kW y el máximo no llega a los 5000 kW) que en los fríos (donde el mínimo se encuentra próximo a los 2500 kW y el máximo a los 5500 kW).

**Grafico 10: Curva de carga día feriado vs. día hábil**



Fuente: Elaboración propia.

### 5.3) Pruebas

#### 5.3.1) Normalidad de los residuos

Como una medida adicional del ajuste de los modelos se investigó si los residuos seguían una distribución normal. Por tanto, se trabajó en la depuración de la serie agregando intervenciones hasta que el estadístico Jarque-Bera se redujera lo suficiente para cumplir con el test de normalidad de los residuos. El otro criterio adoptado fue intervenir la serie hasta que los residuos no superasen el triple del desvío estándar, tal como fue comentado en el capítulo anterior (Espasa y Cancelo, 1993).

Al comparar el desvío estándar del siguiente cuadro con los desvíos de las series originales depuradas del cuadro 9, se pudo observar como la dispersión ha sido disminuida sensiblemente. Si bien en los casos de Varela y Tres Bocas el desvío no se redujo a niveles estadísticamente más deseables (en torno a 2,5%), en Tres Bocas se redujo a la mitad, mientras que en Varela pasó de 61,3% a 4,37%.

Los coeficientes de simetría y kurtosis estarían indicando una distribución aproximadamente normal de los residuos para todas las subestaciones. En el caso del coeficiente de simetría, por encontrarse en valores próximos a cero, mientras que los coeficientes de la kurtosis se encuentran todos próximos a 3. De todas formas, en cuatro casos no se pudo llegar por el

procedimiento de la depuración de *outliers* a tener residuos normales al no llegar la probabilidad al 5%.

**Cuadro 15: Estadísticos de los residuos**

	Malvín cálido	Malvín frío	Tacuarembó	Varela	Aiguá	Goñi	Sarandí del Yi	Blanquillo	Nuevo Berlín
<b>Muestra</b>	55 3648	55 3709	55 6228	55 3307	54 1791	55 3846	55 3661	55 1792	54 1793
<b>Observaciones</b>	3594	3655	6174	3253	1737	3792	3607	1738	1739
<b>Media</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0002	0,0000	0,0003	0,0004	-0,0005
<b>Mediana</b>	0,0000	-0,0004	0,0004	0,0003	0,0003	0,0004	0,0004	0,0007	-0,0008
<b>Máximo</b>	0,0767	0,0716	0,0814	0,1302	0,0936	0,1022	0,0986	0,0970	0,1284
<b>Mínimo</b>	-0,0748	-0,0699	-0,0815	-0,1280	-0,0940	-0,0920	-0,0989	-0,1047	-0,1361
<b>Desvío estándar</b>	0,0228	0,0243	0,0272	0,0437	0,0315	0,0284	0,0327	0,0338	0,0438
<b>Simetría</b>	0,0649	0,1162	-0,0498	-0,0257	-0,0706	0,0173	-0,0490	-0,0880	0,0355
<b>Kurtosis</b>	3,1863	3,1950	3,1336	3,2989	3,1170	3,1932	3,1331	3,0866	3,1040
<b>Jarque-Bera</b>	7,7259	14,0110	7,1487	12,4683	2,4336	6,0888	4,1057	2,7891	1,1504
<b>Probabilidad</b>	0,0210	0,0009	0,0280	0,0020	0,2962	0,0476	0,1284	0,2479	0,5626

Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.2) Autocorrelación

Por otra parte, se realizó el test de Breusch – Godfrey con 48 rezagos para estudiar el grado de autocorrelación. Como puede verse en el cuadro 16, se constata que salvo para la subestación de Aiguá, en todos los demás casos se ha detectado la presencia de autocorrelación para diferentes órdenes estacionales. Al respecto, cabe señalar que como se trabaja con datos de alta frecuencia, es muy difícil lograr una especificación ARIMA que logre eliminar la autocorrelación.

**Cuadro 16: Test de Breusch - Godfrey**

	Malvín Cálido	Malvín Frío	Tacuarembó	Varela	Aiguá	Goñi	Sarandí del Yi	Blanquillo	Nuevo Berlín
--	------------------	-------------	------------	--------	-------	------	-------------------	------------	-----------------

<b>B-G (24)</b>	379,98	-----	-----	56,35	34,77	401,09	36,63	63,49	64,43
<b>Prob B-G (24)</b>	0,0000	-----	-----	0,0000	0,0718	0,0000	0,0477	0,0000	0,0000
<b>B-G (48)</b>	412,51	-----	-----	100,18	64,55	462,46	83,68	103,35	91,49
<b>Prob B-G (48)</b>	0,0000	-----	-----	0,0000	0,0556	0,0000	0,0011	0,0000	0,0002
<b>B-G (168)</b>	730,56	-----	-----	-----	248,04	713,75	254,64	234,11	239,01
<b>Prob B-G (168)</b>	0,0000	-----	-----	-----	0,0000	0,0000	0,0000	0,0006	0,0003

Nota: En aquellos campos donde no hay resultados, el EViews no permitió efectuar el test para la cantidad de rezagos solicitada. Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.3) Heterocedasticidad

Al igual que con el test Breusch – Godfrey, se realizó el test ARCH para uno y dos rezagos, y se detectó la presencia de heterocedasticidad en todas las subestaciones.

**Cuadro 17: Test ARCH para 1 y 2 rezagos**

	<b>ARCH (1)</b>	<b>Prob</b>	<b>ARCH (2)</b>	<b>Prob</b>
<b>Malvín Cálido</b>	58,3689	0,000	58,1048	0,000
<b>Malvín Frío</b>	88,0335	0,000	88,1709	0,000
<b>Tacuarembó</b>	64,1232	0,000	63,3050	0,000
<b>Varela</b>	58,4494	0,000	71,9213	0,000
<b>Aiguá</b>	24,5230	0,000	24,8170	0,000
<b>Goñi</b>	21,6720	0,000	26,4970	0,000
<b>Battle y Ordóñez salida Sarandi del Yi</b>	60,9820	0,000	61,3800	0,000
<b>Blanquillo</b>	5,5880	0,0181	7,4640	0,0240
<b>Tres Bocas salida Nuevo Berlín</b>	18,0660	0,000	32,5040	0,000

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro 18: Coeficiente de Ljung-Box del correlograma de los residuos al cuadrado**

	<b>Q-Stat<sub>1</sub></b>	<b>Q-Stat<sub>2</sub></b>	<b>Q-Stat<sub>3</sub></b>	<b>Q-Stat<sub>4</sub></b>
<b>Malvín Cálido</b>	58,400	61,449	62,477	68,009
<b>Malvín Frío</b>	88,116	89,006	89,166	96,731

<b>Tacuarembó</b>	63,991	64,574	65,415	68,758
<b>Varela</b>	58,502	80,049	89,601	106,770
<b>Aiguá</b>	24,571	25,543	29,550	30,645
<b>Goñi</b>	21,690	28,236	36,198	37,444
<b>Battle y Ordóñez salida Sarandi del Yi</b>	61,046	61,256	70,079	83,845
<b>Blanquillo</b>	5,600	7,867	9,893	9,898
<b>Tres Bocas salida Nuevo Berlín</b>	18,019	36,126	37,354	37,360

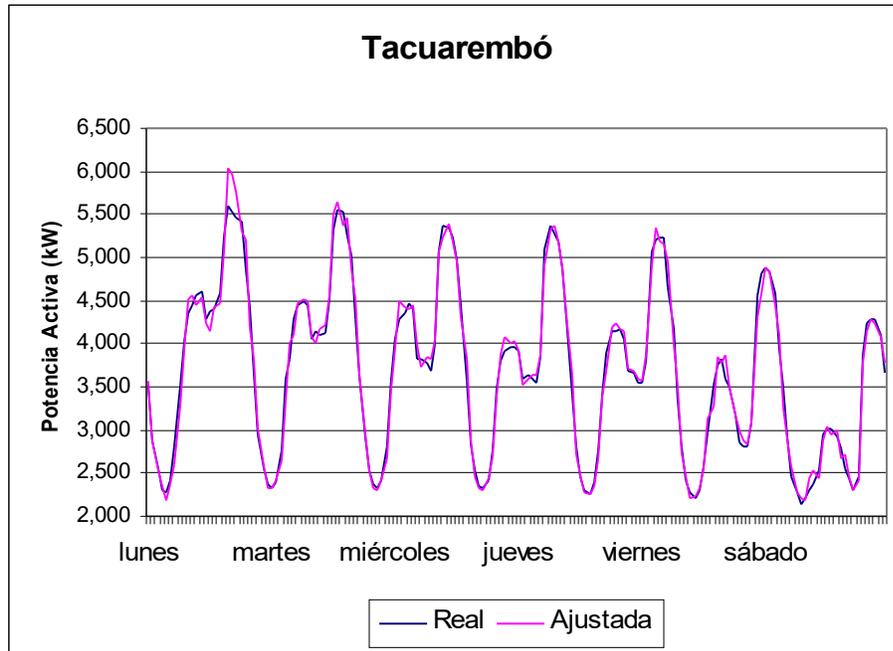
Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, la modelización de la varianza de los cambios en la potencia, a los efectos de este trabajo, no es tan relevante como la modelización de la media, que se supone que no cambiaría sustancialmente si se pasara a un modelo ARCH-M. A su vez, el pasaje a un modelo ARCH-M sería muy complejo con la cantidad de observaciones que se tiene. Por otra parte, pese a que la existencia de autocorrelación y heterocedasticidad no permite que los estimadores cumplan con las propiedades deseadas, al contar con muestras grandes los estimadores son asintóticamente consistentes.

#### 5.3.4) Ajuste del modelo

Finalmente, para estudiar la calidad del ajuste del modelo, se graficó la curva ajustada contra la curva real tomando una semana donde no haya habido intervención de outliers. En el gráfico siguiente, se exhiben las curvas correspondientes a la subestación de Tacuarembó, donde se puede apreciar el buen ajuste.

**Gráfico 11: Curva real vs. curva ajustada**



Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, no se midió el poder predictivo del modelo habida cuenta de la gran cantidad de *outliers* que se intervinieron en las series, lo cual hubiera distorsionado sensiblemente cualquier curva simulada. Por este motivo, el modelo presentado en este trabajo serviría para explicar y describir el consumo de potencia, para aplicarse en el campo de la planificación y tarifación. Para la predicción, debe tenerse en cuenta que la existencia de numerosos residuos que se encuentren por encima del triple del desvío estándar, afectará la calidad del ajuste entre la curva real y la curva simulada.

## Conclusiones

Este trabajo ha analizado un modelo para predecir la potencia horaria que ha dejado clara la importancia de las estructuras estacionales diarias y semanales de la demanda de potencia. La aplicación de un modelo multivariado con un comportamiento dinámico de la temperatura en la estimación de la curva de carga ha demostrado ser pertinente. Por otra parte, salvo en el caso de la variable Efecto Calendario, las variables explicativas han mostrado un alto nivel de significación en términos generales, mientras que sus signos se han comportado conforme a lo que indican la teoría y los antecedentes. Pese a que la existencia de autocorrelación y heterocedasticidad no permite que los estimadores cumplan con las propiedades deseadas, estos son consistentes en un contexto asintótico.

La hipótesis de que cuanto mayor sea la densidad de la zona estudiada, mayor es el efecto de un cambio en la temperatura sobre la potencia, no ha sido convalidada en el caso de los días cálidos; no obstante, en los días fríos los resultados parecen corroborar dicha hipótesis. Esto podría explicarse por la asimetría de la sensación térmica; en Montevideo, el área de mayor densidad (ADT1), los veranos son suavizados por la corriente de agua mientras que en las áreas de menor densidad la sensación térmica es más intensa. Asimismo, en el invierno la sensación térmica en Montevideo está fuertemente influida por los vientos, y por eso el comportamiento puede ser más similar al esperado que en las restantes áreas. De todas formas, para extraer un resultado concluyente sería necesario extender el análisis para otras subestaciones.

Por otra parte, consideramos que el trabajo puede ser profundizado en varios aspectos. Por un lado, la elección de más subestaciones por ADT podría arrojar resultados más concluyentes acerca de la existencia de un posible patrón de comportamiento de la demanda de potencia por ADT. Por otra parte, la restricción muestral ha impedido que se pueda estudiar la estacionalidad anual, dado que las series estaban truncadas, y en ningún caso se pudo conseguir muestras que alcancen los dos años.

De todas formas, la estimación de la curva de carga por ADT tiene limitaciones. Una limitación importante guarda relación con la estacionalidad, en el entendido que pueden haber dos zonas con la misma densidad en cuanto a cantidad de clientes pero con distinta estacionalidad. Si existe una estacionalidad muy marcada (por ejemplo, una zona balnearia, o con zafra

productiva), quedarán en promedio consumos similares, pero las curvas de carga podrían ser muy distintas. Sobre este punto, una posible mejora que se podría instrumentar es la subdivisión de localidades dentro de cada ADT, que tengan un comportamiento estacional homogéneo. Un claro ejemplo de la estacionalidad se refleja en la subestación de José Pedro Varela, que tiene un período zafral marcado por el peso mayoritario de dos industrias arroceras.

Por lo anteriormente mencionado, no se puede considerar a las curvas de carga estimadas como típicas de cada ADT, pese a que de acuerdo al criterio de densidad implícito en la metodología de la construcción de ADT dichas localidades eran representativas, ya que la metodología no toma en cuenta el factor de la estacionalidad. Para lograr una curva de carga agregada por ADT, sería conveniente tomar varias curvas, y tener en cuenta que la subdivisión refleje un comportamiento estacional homogéneo.

Finalmente, cabe considerar que con la entrada del gas natural al mercado, la matriz energética sufrirá un cambio considerable en cuanto a proporciones de energéticos usados, especialmente para el uso residencial. Si bien la electricidad seguirá siendo insustituible en el alumbrado y será el energético más eficiente en algunos usos, como la refrigeración, se estima que el gas natural será más económico para otros usos (como la cocción, calefacción de ambientes y calentamiento de agua). De esta forma, en la medida que exista una sustitución de electricidad por gas natural, la curva de carga podrá experimentar cambios en el mediano y largo plazo. Por lo tanto, consideramos que sería interesante volver a estimar en un futuro próximo los coeficientes del modelo para estudiar si existen diferencias que reflejen la sustitución de energéticos y los cambios en los hábitos de consumo.

## Anexo A: Conceptos básicos de la energía eléctrica

### A.1) Definición y fuentes de la energía

La energía es la capacidad de un cuerpo de generar un trabajo y se puede manifestar a través de cinco formas diferentes: energía térmica, energía mecánica, energía química, energía radiante y energía eléctrica. Asimismo, las fuentes de la energía se pueden encontrar en su forma natural, o luego de haber atravesado un proceso de transformación.

**Cuadro A1: Fuentes de la energía**

Natural	Procesada
Solar	Coque
Petróleo	Carbón pulverizado
Gas natural	Carbón vegetal
Carbón mineral	Destilados del petróleo
Combustible fisionable	Alquitrán de hulla
Hidroenergía	Residuos de refinería
Residuos de biomasa	Alcoholes
Turba	Gas de refinería
Madera	Gas de coque
Geoenergía	Gas de alto horno
Energía animada	Gases manufacturados
	Biogás
	Gas de leña
	Hidrógeno
	Energía eléctrica

Fuente: Economía de la energía, IDEE, 1995 (Pistonasi)

Del cuadro anterior se desprende que la electricidad es una fuente de energía que no se encuentra en la naturaleza, contrariamente a los minerales energéticos, por lo que para producirla es necesario transformar otro tipo de energía.

Estas fuentes de energía se definen como energéticos, ya que están orientados directamente a satisfacer las necesidades energéticas derivadas de la actividad productiva (necesidades intermedias) y la de los consumidores domésticos (necesidades finales).

### A.2) Potencia, tensión y corriente

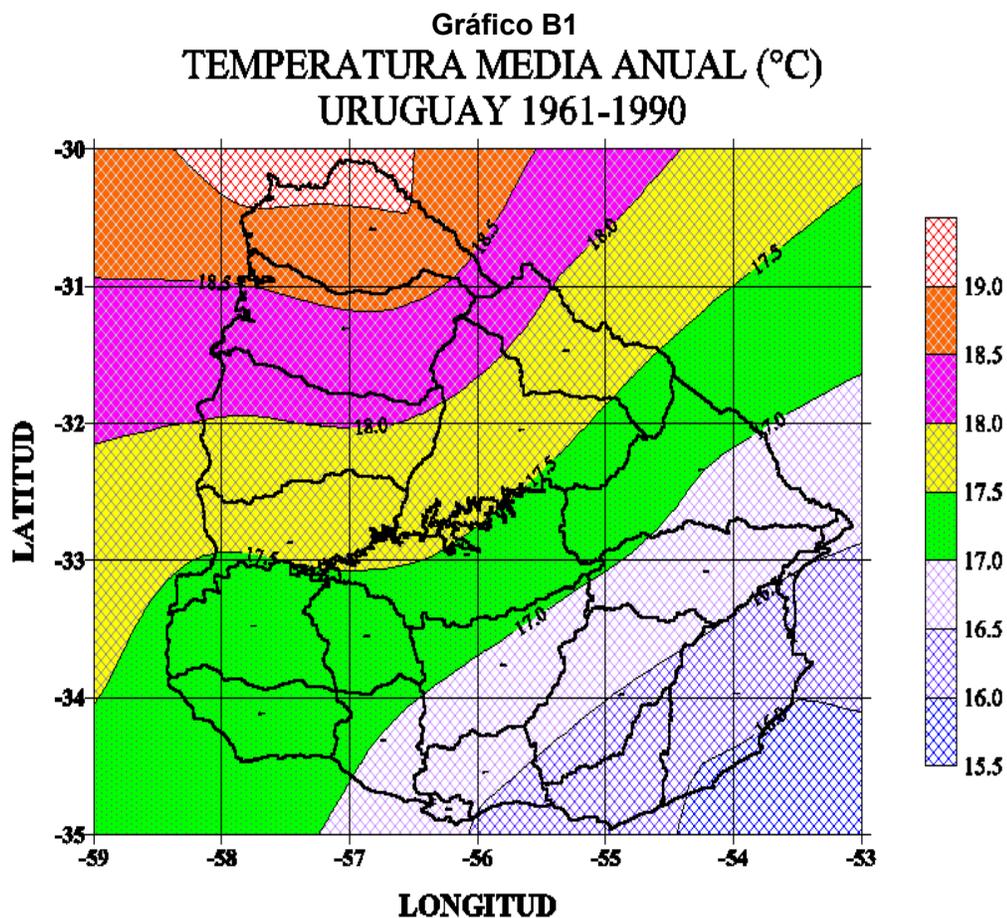
Así como la energía es la capacidad de un cuerpo para generar un trabajo, la *potencia* es el trabajo realizado por dicho cuerpo en una determinada unidad de tiempo. La *tensión eléctrica* es la tendencia a la compensación entre cargas eléctricas positivas y negativas, y se mide en Volts (V). Por otra parte la *corriente eléctrica* sólo fluye a través de un conductor cuando existe una tensión, y se mide en Amperes (A).

Para aclarar la relación entre los conceptos detallados anteriormente, resulta ilustrativo comentar el caso de la generación hidráulica de energía eléctrica. Una turbina de una central hidroeléctrica rinde tanto más, cuanto mayor sea la altura de caída y cuanto mayor sea la cantidad de agua por segundo que fluye a través de la turbina. La altura de la caída está representada por la tensión, la cantidad de agua por segundo, por la corriente. Así, la potencia eléctrica es tanto mayor cuanto más alta sea la tensión y cuanto mayor sea la corriente. Por tanto, la potencia se define como la velocidad de suministro de energía; es igual a la corriente multiplicada por la tensión, y se mide en Watts (W).

## Anexo B: Metodología de medición de las variables climáticas

### B.1) Temperatura del aire

La temperatura del aire se mide a 1,5 mts sobre el nivel del suelo, al abrigo de la radiación, sobre una superficie de césped corto. Las temperaturas horarias son obtenidas de la lectura de un termómetro mercurial llamado termómetro seco. Según la distribución de isoterms (líneas de igual temperatura) sobre el Uruguay, durante el periodo 1961-1990 se observa un decrecimiento de las mismas de noroeste a sureste (ver gráfico 1). Las temperaturas medias para todo el Uruguay son de 17,5°C con una isoterma máxima de 19°C sobre Artigas y una mínima de 16°C sobre la costa atlántica en Rocha.



La distribución espacial del campo de isoterms muestra un comportamiento del campo térmico influenciado por una parte por la continentalidad típica del centro del continente, al noroeste del País, y por otra parte el efecto moderador oceánico presente al sureste del País en las costas

de Rocha y Maldonado principalmente, por lo tanto encontraremos mayores amplitudes térmicas en la medida que nos alejamos de la costa.

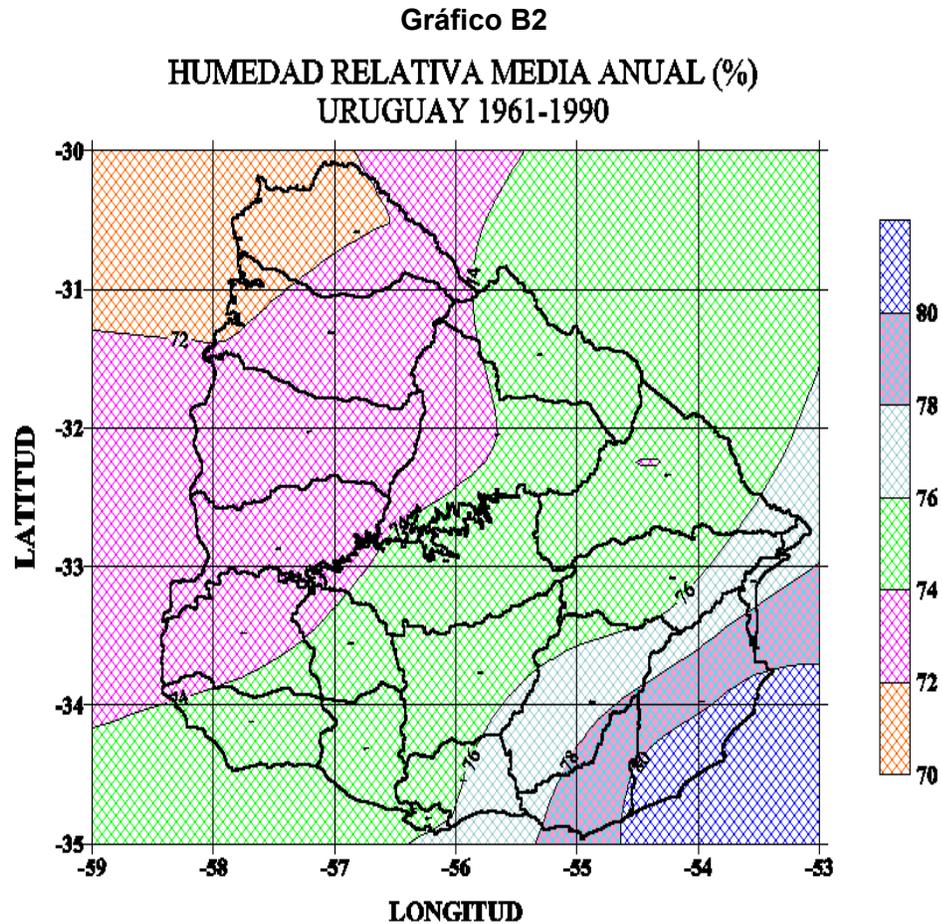
## **B.2) Humedad**

La humedad relativa es obtenida en las estaciones meteorológicas en función de la lectura de dos termómetros uno de bulbo seco y otro de bulbo húmedo, instrumento que se denomina psicrométrico. En el termómetro de bulbo húmedo el depósito de mercurio está rodeado de una muselina empapada en agua destilada, la cual está continuamente evaporando agua hacia la atmósfera y por lo tanto enfriando el termómetro. La diferencia entre las lecturas de ambos termómetros medida en grados nos permite calcular la humedad relativa, presión de vapor, punto de rocío y otras variables de humedad.

## **B.3) Humedad Relativa**

La humedad relativa como su nombre lo indica no suministra información sobre el contenido total de vapor de agua en la atmósfera, pero sí una indicación del contenido actual de vapor en función del contenido si la atmósfera estuviera saturada. Tanto el contenido actual de vapor como el contenido en el punto de saturación están en función de la temperatura del aire, por lo tanto la humedad relativa no es una variable independiente de la temperatura. De hecho la humedad relativa en nuestro país presenta durante el día un comportamiento inverso al de la temperatura, a mayor temperatura menor humedad relativa y viceversa. En conclusión la humedad relativa no aportaría información suplementaria a la que suministra el comportamiento de la temperatura.

Según la distribución de isóneas de igual humedad sobre el Uruguay, para el periodo 1961-1990 se observa un crecimiento de las mismas de noroeste a sureste. Las humedades relativas medias para todo el Uruguay son de 76% con una isónea máxima de 80% sobre Rocha y una mínima de 72% sobre Artigas al norte del País.



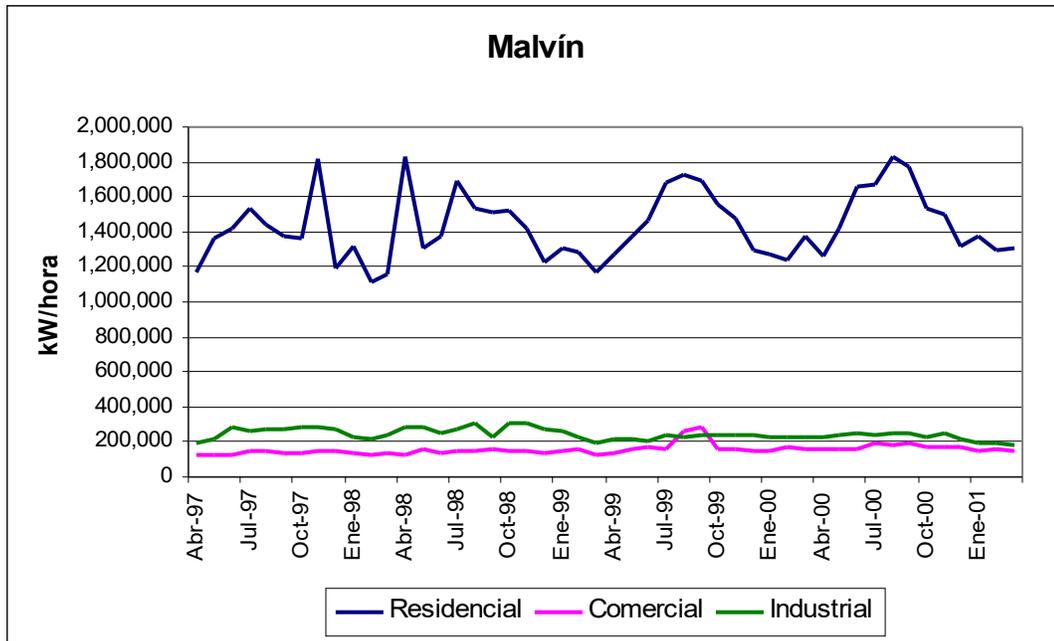
Fuente de datos: Dir.Nal.Meteorología

#### B.4) Insolación u horas de sol

La insolación u horas de sol efectivas en superficie se registra con un instrumento que contiene una banda diaria de papel que es quemada directamente por el sol, este instrumento es llamado heliógrafo de tipo Campbell-Stokes, y es ubicado en un pedestal a 1.5 mts. sobre el nivel del suelo. La información así recogida es acumulada diariamente en horas y minutos.

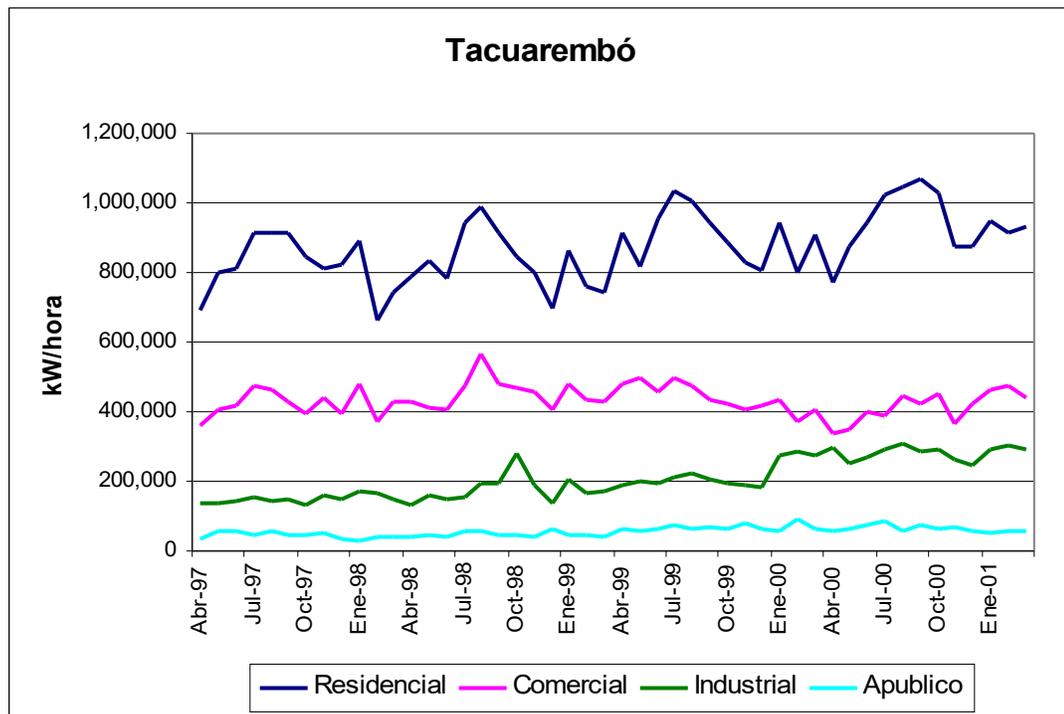
## Anexo C: Evolución de kW facturados por tipo de cliente

Gráfico C1



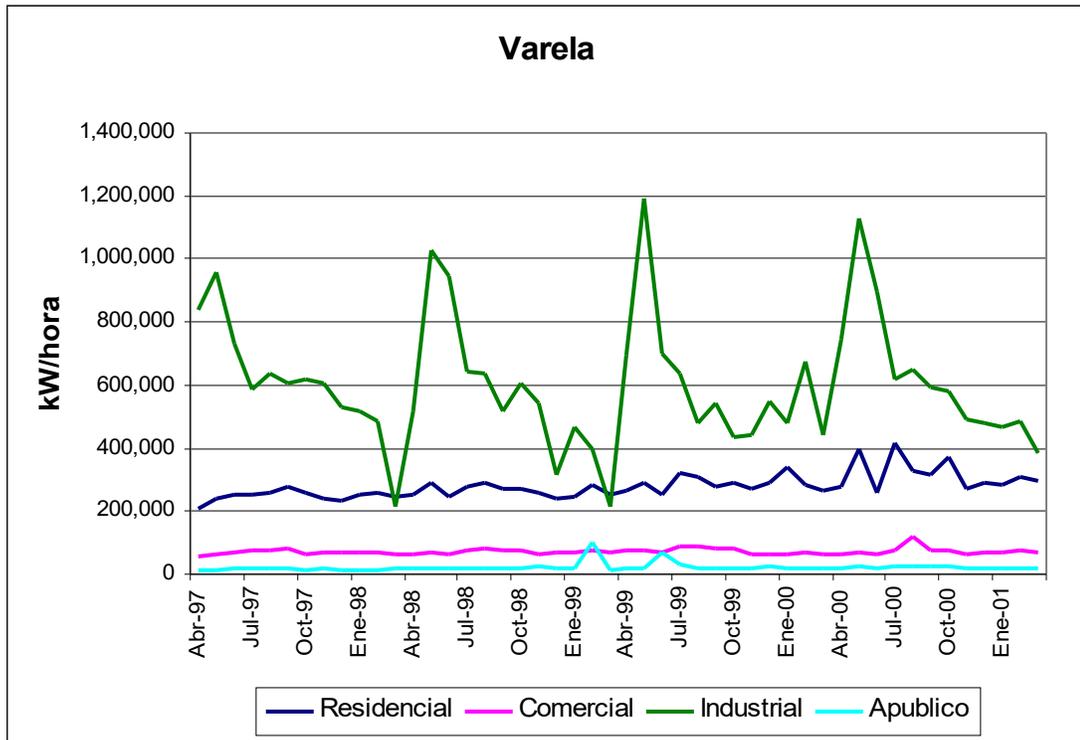
Fuente: Elaborado en base a datos de UTE.

Gráfico C2

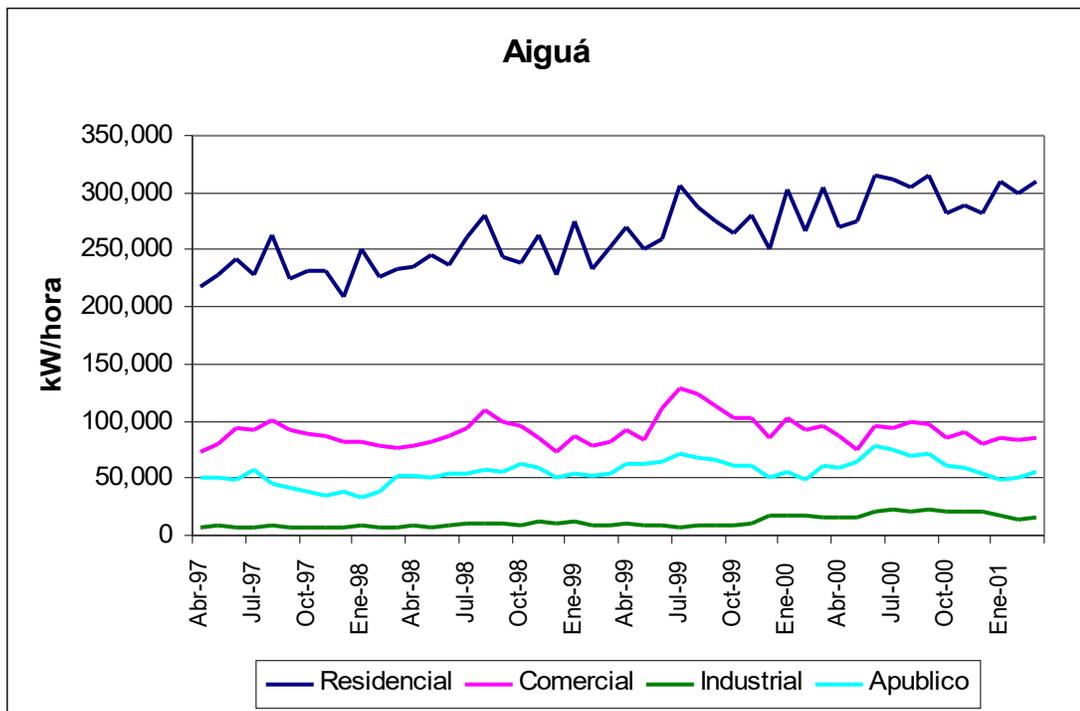


Fuente: Elaborado en base a datos de UTE.

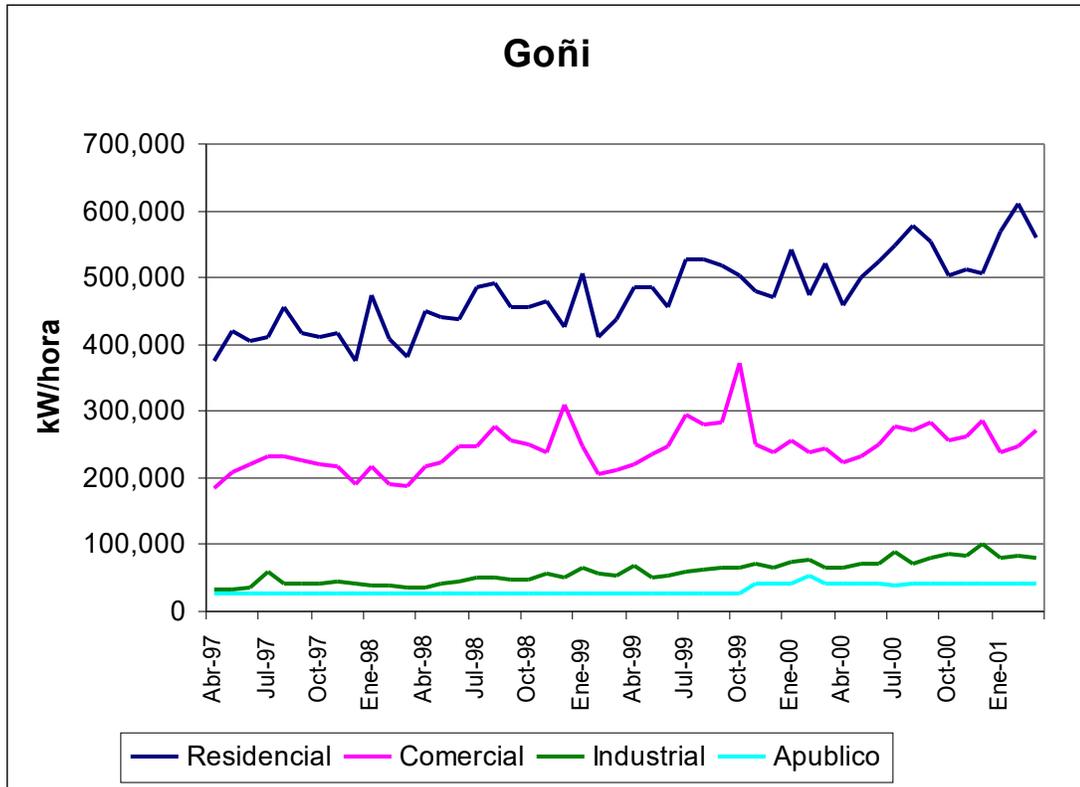
**Gráfico C3**



**Gráfico C4**

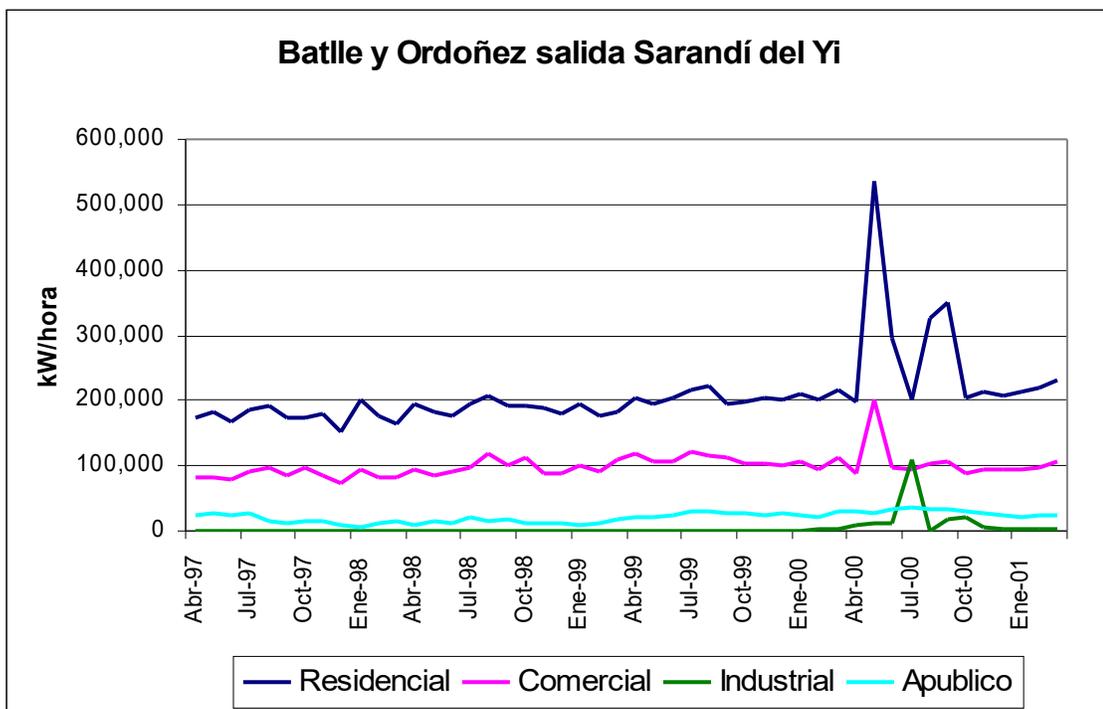


**Gráfico C5**



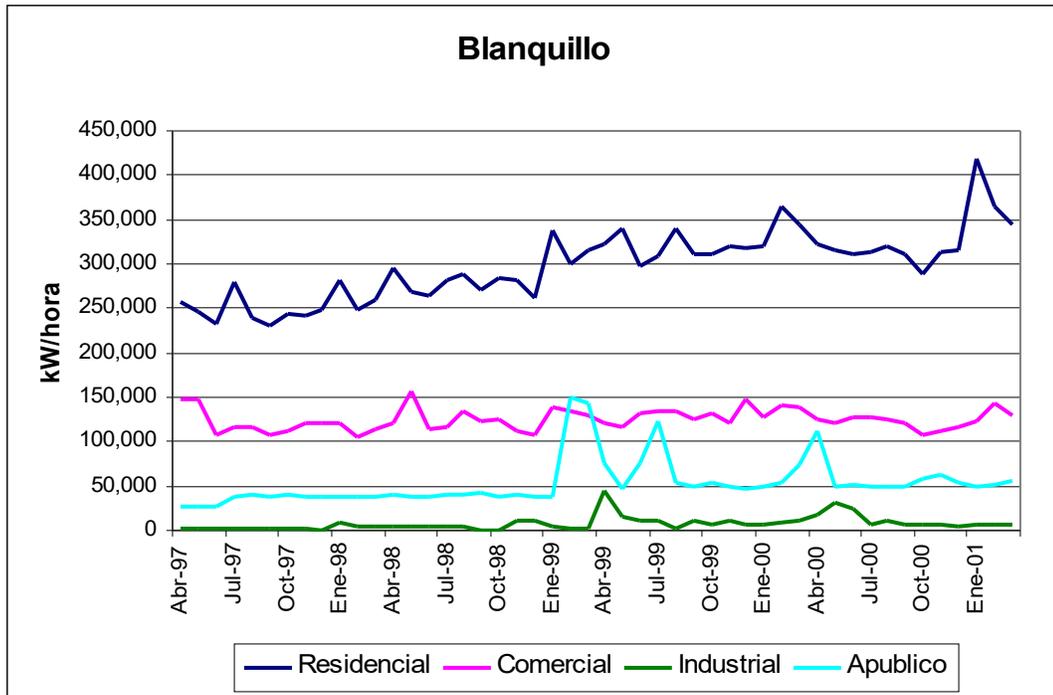
Fuente: Elaborado en base a datos de UTE.

**Gráfico C6**



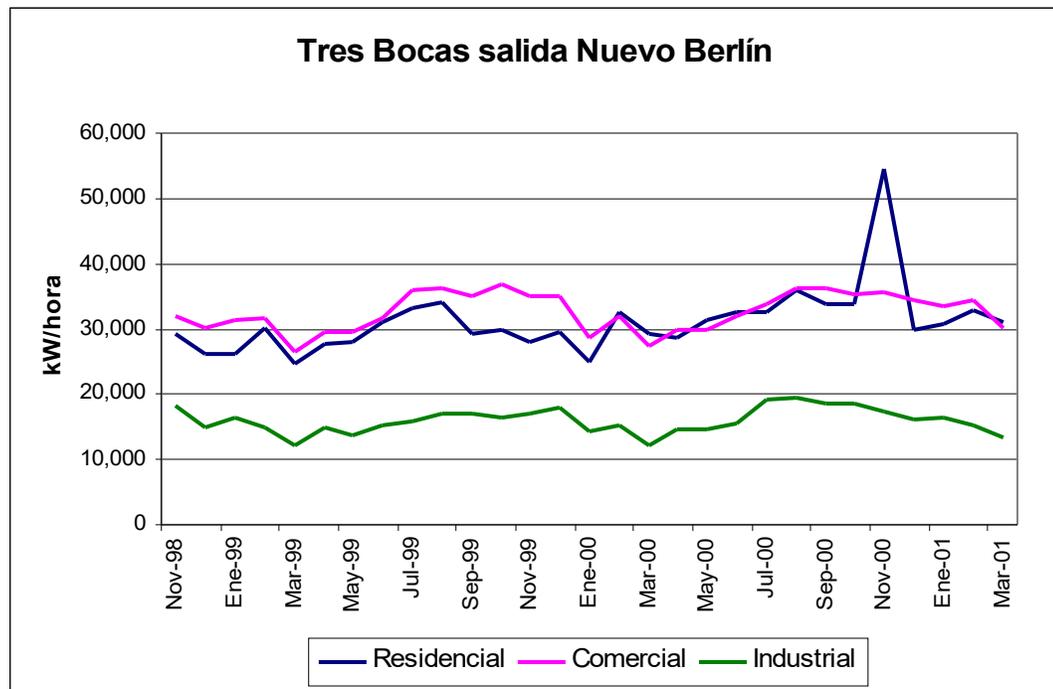
Fuente: Elaborado en base a datos de UTE.

**Gráfico C7**



Fuente: Elaborado en base a datos de UTE.

**Gráfico C8**



Fuente: Elaborado en base a datos de UTE.

## Anexo D: Salidas del EViews

### Cuadro D1: Malvín cálido

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/29/02 Time: 17:57  
 Sample(adjusted): 54 3648  
 Included observations: 3595 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 11 iterations  
 Backcast: -138 53

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.048381	0.005220	9.268292	0.0000
DMARTES	0.025727	0.005000	5.145423	0.0000
DMIERCOLES	0.020689	0.005174	3.999075	0.0001
DJUEVES	0.016139	0.004977	3.242857	0.0012
DVIERNES	0.002219	0.004809	0.461298	0.6446
DSABADO	-0.016571	0.004723	-3.508266	0.0005
DDOMINGO	-0.017165	0.005857	-2.930704	0.0034
DTDC	-0.001036	0.000394	-2.627134	0.0086
DTDC(-1)	0.000425	0.000387	1.097332	0.2726
DTDC(-2)	-0.000167	0.000391	-0.428474	0.6683
DTDC(-3)	-0.000465	0.000396	-1.175962	0.2397
DTDC(-4)	0.000619	0.000395	1.568020	0.1170
DINSOLACION	-0.020458	0.004231	-4.835628	0.0000
DMBALOTAGEAM	-0.010066	0.015715	-0.640556	0.5219
DMBALOTAGEPM	-0.002077	0.014773	-0.140612	0.8882
DMCARNAVAL00AM	-0.085154	0.015424	-5.520731	0.0000
DMCARNAVAL00PM	0.011738	0.015061	0.779361	0.4358
DMCARNA200AM	-0.083437	0.015301	-5.453132	0.0000
DMCARNA200PM	0.014643	0.015098	0.969881	0.3322
DMNAVIDAD0	0.092017	0.015392	5.978373	0.0000
DMNAVIDADAM	-0.067633	0.020140	-3.358184	0.0008
DMNAVIDADPM	-0.043399	0.015501	-2.799756	0.0051
DMANONUEVOAM	1.970689	0.240885	8.181037	0.0000
DMANONUEVOPM	-0.046646	0.015398	-3.029306	0.0025
DMREYES00AM	-0.117451	0.018234	-6.441288	0.0000
DMREYES00PM	-0.016519	0.014721	-1.122109	0.2619
DMASUNCIONAM	-0.044252	0.018650	-2.372775	0.0177
DMASUNCIONPM	0.003804	0.014929	0.254818	0.7989
DDOMINICALES	-0.064997	0.006199	-10.48453	0.0000
DM127	-0.198273	0.021982	-9.019937	0.0000
DM162	-0.067360	0.017063	-3.947717	0.0001
DM295	-0.205436	0.022946	-8.953190	0.0000
DM319	-0.108282	0.023048	-4.698045	0.0000
DM353	0.073265	0.017210	4.257174	0.0000
DM463	-0.216271	0.022769	-9.498398	0.0000
DM487	-0.243753	0.023229	-10.49336	0.0000
DM631	-0.152588	0.022866	-6.673149	0.0000
DM656	-0.042374	0.018164	-2.332916	0.0197
DM679	-0.047438	0.014826	-3.199738	0.0014
DM799	-0.107573	0.018742	-5.739585	0.0000
DM823	-0.238625	0.024264	-9.834566	0.0000
DM991	-0.157830	0.024743	-6.378657	0.0000
DM1135	-0.067672	0.015952	-4.242170	0.0000

DM1149	-0.152996	0.020805	-7.353714	0.0000
DM1159	-0.219737	0.024239	-9.065481	0.0000
DM1304	-0.289485	0.026967	-10.73463	0.0000
DM1467	0.116976	0.017667	6.621032	0.0000
DM1471	-3.009265	0.340469	-8.838600	0.0000
DM1841	0.078161	0.017073	4.578144	0.0000
DM1976	-0.074572	0.015629	-4.771555	0.0000
DM2144	-0.106503	0.019269	-5.527166	0.0000
DM2168	-0.139630	0.021888	-6.379277	0.0000
DM2648	-0.054401	0.017415	-3.123829	0.0018
DM2672	-0.170437	0.022662	-7.520814	0.0000
DM2805	-0.045603	0.014878	-3.065065	0.0022
DM2840	-0.092708	0.018150	-5.107952	0.0000
DM3151	-0.082398	0.015947	-5.166868	0.0000
DM3175	-0.120969	0.018457	-6.554142	0.0000
DM3319	-0.151885	0.019858	-7.648726	0.0000
DM3343	-0.249504	0.024112	-10.34764	0.0000
DM3487	-0.177755	0.021245	-8.366817	0.0000
DM3511	-0.277713	0.025139	-11.04702	0.0000
DI43	0.023375	0.010255	2.279520	0.0227
DI54	-0.026004	0.014853	-1.750735	0.0801
DI151	-0.104365	0.020566	-5.074725	0.0000
DI152	-0.382768	0.024685	-15.50634	0.0000
DI153	-0.261946	0.024208	-10.82073	0.0000
DI154	-0.073319	0.019490	-3.761857	0.0002
DI162	-0.041448	0.017089	-2.425366	0.0153
DI319	-0.124062	0.023253	-5.335219	0.0000
DI320	-0.268387	0.026124	-10.27378	0.0000
DI321	-0.119306	0.021273	-5.608347	0.0000
DI353	0.066593	0.017499	3.805553	0.0001
DI357	0.032139	0.014771	2.175828	0.0296
DI458	0.038643	0.014776	2.615183	0.0090
DI477	-0.041732	0.015058	-2.771447	0.0056
DI488	-0.126622	0.016662	-7.599313	0.0000
DI490	0.111429	0.016813	6.627551	0.0000
DI501	0.022284	0.015070	1.478656	0.1393
DI656	-0.131074	0.022689	-5.776887	0.0000
DI657	-0.069763	0.019114	-3.649770	0.0003
DI694	0.117521	0.014729	7.978980	0.0000
DI752	-0.060535	0.014761	-4.100960	0.0000
DI764	-0.077853	0.014746	-5.279541	0.0000
DI798	0.052925	0.015434	3.429018	0.0006
DI802	0.046114	0.015155	3.042765	0.0024
DI824	-0.133241	0.016852	-7.906759	0.0000
DI826	0.057234	0.015517	3.688553	0.0002
DI967	-0.070661	0.017640	-4.005743	0.0001
DI968	-0.109562	0.018823	-5.820776	0.0000
DI980	0.065252	0.014887	4.383206	0.0000
DI992	-0.110861	0.017146	-6.465812	0.0000
DI1007	0.054225	0.014801	3.663563	0.0003
DI1015	0.054222	0.014901	3.638834	0.0003
DI1136	-0.076320	0.016503	-4.624598	0.0000
DI1160	-0.113904	0.016917	-6.732928	0.0000
DI1162	-0.079049	0.019866	-3.979157	0.0001
DI1197	-0.026151	0.014735	-1.774797	0.0760
DI1279	0.029994	0.015107	1.985445	0.0472
DI1296	-0.037332	0.015413	-2.422199	0.0155

DI1299	0.050871	0.015011	3.388937	0.0007
DI1302	-0.041181	0.019397	-2.123110	0.0338
DI1303	-0.209941	0.029212	-7.186853	0.0000
DI1304	-0.074378	0.021197	-3.508788	0.0005
DI1306	-0.166400	0.021179	-7.856986	0.0000
DI1327	-0.093807	0.020849	-4.499323	0.0000
DI1328	-0.255536	0.025756	-9.921385	0.0000
DI1329	-0.176510	0.025606	-6.893231	0.0000
DI1330	-0.068608	0.020873	-3.286948	0.0010
DI1409	0.027936	0.014711	1.898997	0.0576
DI1449	0.056229	0.015099	3.724081	0.0002
DI1464	-0.043441	0.015409	-2.819170	0.0048
DI1466	0.043714	0.017940	2.436743	0.0149
DI1471	-1.027190	0.121475	-8.455957	0.0000
DI1473	0.724571	0.092707	7.815698	0.0000
DI1474	0.213222	0.030921	6.895811	0.0000
DI1490	0.050158	0.015103	3.321061	0.0009
DI1495	-0.082975	0.020490	-4.049489	0.0001
DI1496	-0.204328	0.025087	-8.144834	0.0000
DI1497	-0.143020	0.024536	-5.828888	0.0000
DI1498	-0.036776	0.019980	-1.840674	0.0658
DI1594	0.071079	0.018102	3.926654	0.0001
DI1595	0.139470	0.020920	6.666704	0.0000
DI1614	0.095664	0.014924	6.409878	0.0000
DI1664	-0.134164	0.016481	-8.140718	0.0000
DI1686	0.095704	0.015577	6.144016	0.0000
DI1808	-0.043219	0.015295	-2.825767	0.0047
DI1832	-0.097429	0.016756	-5.814535	0.0000
DI1844	0.067799	0.017068	3.972365	0.0001
DI1854	0.063622	0.015710	4.049773	0.0001
DI2000	-0.152655	0.016513	-9.244392	0.0000
DI2021	-0.046098	0.015110	-3.050821	0.0023
DI2146	0.048583	0.015575	3.119403	0.0018
DI2168	-0.070096	0.019478	-3.598751	0.0003
DI2170	0.091602	0.019153	4.782763	0.0000
DI2190	0.035986	0.015016	2.396517	0.0166
DI2253	-0.035632	0.014729	-2.419212	0.0156
DI2312	-0.065450	0.016160	-4.050192	0.0001
DI2336	-0.211869	0.019477	-10.87811	0.0000
DI2337	-0.130408	0.018712	-6.969240	0.0000
DI2372	0.041048	0.015416	2.662640	0.0078
DI2480	-0.092732	0.016507	-5.617761	0.0000
DI2492	0.068169	0.015414	4.422418	0.0000
DI2504	-0.231965	0.019514	-11.88707	0.0000
DI2505	-0.133313	0.018705	-7.127294	0.0000
DI2540	0.040404	0.015459	2.613630	0.0090
DI2648	-0.052449	0.018670	-2.809273	0.0050
DI2660	0.065980	0.015413	4.280851	0.0000
DI2672	-0.068632	0.020070	-3.419655	0.0006
DI2674	0.113212	0.019963	5.671204	0.0000
DI2756	0.037148	0.015230	2.439156	0.0148
DI2780	0.051173	0.015141	3.379851	0.0007
DI2816	-0.091049	0.016593	-5.487268	0.0000
DI2840	-0.113248	0.022963	-4.931797	0.0000
DI2841	-0.109311	0.019652	-5.562469	0.0000
DI2845	0.041121	0.014759	2.786110	0.0054
DI2863	0.062981	0.015299	4.116673	0.0000

DI2911	-0.056250	0.022905	-2.455750	0.0141
DI2912	-0.180026	0.022910	-7.858034	0.0000
DI2913	-0.081277	0.018672	-4.352843	0.0000
DI2934	0.077065	0.014904	5.170726	0.0000
DI2984	-0.044996	0.015935	-2.823647	0.0048
DI2986	0.037947	0.015066	2.518758	0.0118
DI3008	-0.151139	0.019951	-7.575670	0.0000
DI3009	-0.103010	0.018804	-5.478030	0.0000
DI3032	-0.087449	0.018917	-4.622828	0.0000
DI3033	-0.064975	0.017902	-3.629446	0.0003
DI3056	-0.103875	0.018279	-5.682792	0.0000
DI3057	-0.075889	0.017486	-4.340020	0.0000
DI3176	-0.143345	0.016986	-8.439000	0.0000
DI3178	0.107915	0.018495	5.834914	0.0000
DI3194	-0.042755	0.014738	-2.900908	0.0037
DI3198	0.027536	0.016210	1.698650	0.0895
DI3200	0.076655	0.016377	4.680750	0.0000
DI3207	-0.030785	0.014729	-2.090047	0.0367
DI3222	-0.036589	0.015324	-2.387711	0.0170
DI3224	0.033340	0.015904	2.096326	0.0361
DI3259	-0.039675	0.014771	-2.685956	0.0073
DI3344	-0.118801	0.017230	-6.894862	0.0000
DI3346	0.124598	0.017522	7.111110	0.0000
DI3366	0.080798	0.016323	4.949857	0.0000
DI3451	0.170313	0.014802	11.50582	0.0000
DI3512	-0.138291	0.017450	-7.924924	0.0000
DI3514	0.100299	0.016673	6.015801	0.0000
DI3523	0.089637	0.015509	5.779755	0.0000
DI3531	0.073650	0.015487	4.755543	0.0000
DI3534	0.047164	0.016376	2.880075	0.0040
DI3536	0.047342	0.016017	2.955688	0.0031
AR(24)	0.123913	0.021921	5.652683	0.0000
MA(24)	-0.787742	0.016479	-47.80391	0.0000
SMA(48)	-0.028659	0.020348	-1.408410	0.1591
SMA(168)	0.274260	0.017716	15.48083	0.0000
R-squared	0.732194	Mean dependent var	-2.53E-05	
Adjusted R-squared	0.717163	S.D. dependent var	0.044058	
S.E. of regression	0.023431	Akaike info criterion	-4.617559	
Sum squared resid	1.868335	Schwarz criterion	-4.287111	
Log likelihood	8492.063	F-statistic	48.71181	
Durbin-Watson stat	1.946208	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D2: Malvín frío**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 19:32  
 Sample(adjusted): 55 3709  
 Included observations: 3655 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 21 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.053574	0.005174	10.35469	0.0000
DMARTES	0.027523	0.004861	5.662371	0.0000
DMIERCOLES	0.025175	0.004830	5.212300	0.0000
DJUEVES	0.031349	0.004716	6.647102	0.0000
DVIERNES	0.014676	0.004509	3.254638	0.0011
DSABADO	0.001172	0.004467	0.262360	0.7931
DDOMINGO	0.014613	0.005145	2.840329	0.0045
DTDF	-0.003727	0.000495	-7.522872	0.0000
DTDF(-1)	-0.002222	0.000477	-4.657129	0.0000
DTDF(-2)	-0.001872	0.000495	-3.784895	0.0002
DTDF(-3)	-0.000591	0.000489	-1.206789	0.2276
DTDF(-4)	-0.001524	0.000471	-3.237618	0.0012
DINSOLACION	-0.029361	0.003792	-7.742146	0.0000
DM1MAYO00AM	-0.112490	0.019597	-5.740248	0.0000
DM1MAYO00PM	-0.004988	0.016025	-0.311260	0.7556
DM18MAYOAM	-0.040228	0.019278	-2.086759	0.0370
DM18MAYOPM	0.010628	0.016024	0.663224	0.5072
DMPARO8JUN00AM	-0.065042	0.016403	-3.965307	0.0001
DMPARO8JUN00PM	0.019586	0.016119	1.215128	0.2244
DM19JUNAM	0.050262	0.033599	1.495951	0.1348
DM19JUNPM	0.011374	0.016018	0.710084	0.4777
DM18JUL00AM	-0.142626	0.020000	-7.131143	0.0000
DM18JUL00PM	0.026651	0.015989	1.666838	0.0956
DM25AGO00AM	-0.222149	0.026218	-8.473111	0.0000
DM25AGO00PM	0.026839	0.016172	1.659633	0.0971
DM127	-0.097066	0.016519	-5.876098	0.0000
DM152	-0.379000	0.035493	-10.67808	0.0000
DM175	-0.340204	0.029573	-11.50379	0.0000
DM297	-0.126878	0.032272	-3.931529	0.0001
DM319	-0.319569	0.034812	-9.179988	0.0000
DM337	-0.036749	0.018245	-2.014222	0.0441
DM343	-0.062785	0.022822	-2.751045	0.0060
DM463	-0.148446	0.023756	-6.248745	0.0000
DM488	-0.193421	0.021383	-9.045363	0.0000
DM512	0.037110	0.016713	2.220470	0.0265
DM631	-0.123456	0.022950	-5.379425	0.0000
DM655	-0.372523	0.028807	-12.93170	0.0000
DM799	-0.169913	0.028164	-6.032965	0.0000
DM823	-0.375248	0.028953	-12.96075	0.0000
DM881	0.041001	0.016402	2.499789	0.0125
DM967	-0.170515	0.028150	-6.057451	0.0000
DM992	-0.295787	0.032134	-9.204698	0.0000
DM1135	-0.122277	0.023831	-5.131048	0.0000
DM1160	-0.355966	0.031790	-11.19739	0.0000
DM1304	-0.135811	0.020033	-6.779213	0.0000
DM1328	-0.368540	0.029786	-12.37311	0.0000
DM1352	-0.146348	0.051371	-2.848863	0.0044

DM1471	-0.107845	0.023607	-4.568285	0.0000
DM1476	0.045095	0.016121	2.797285	0.0052
DM1496	-0.343995	0.027040	-12.72171	0.0000
DM1663	-0.263931	0.027750	-9.510960	0.0000
DM1790	0.057102	0.016076	3.551983	0.0004
DM1807	-0.119484	0.027773	-4.302200	0.0000
DM1832	-0.299161	0.031270	-9.567092	0.0000
DM1999	-0.276722	0.028316	-9.772600	0.0000
DM2066	-0.070619	0.019153	-3.687162	0.0002
DM2167	-0.283377	0.027384	-10.34831	0.0000
DM2311	-0.146868	0.028083	-5.229698	0.0000
DM2336	-0.311958	0.030974	-10.07146	0.0000
DM2479	-0.127373	0.022052	-5.775963	0.0000
DM2503	-0.273097	0.031481	-8.674862	0.0000
DM2647	-0.196382	0.028083	-6.992858	0.0000
DM2671	-0.319412	0.024957	-12.79863	0.0000
DM2816	-0.223808	0.027814	-8.046610	0.0000
DM2893	0.076573	0.025616	2.989242	0.0028
DM2961	-0.192147	0.025259	-7.607217	0.0000
DM2985	-0.035189	0.020946	-1.679997	0.0930
DM3007	-0.123419	0.030569	-4.037428	0.0001
DM3175	-0.260647	0.029996	-8.689489	0.0000
DM3319	-0.145065	0.025116	-5.775761	0.0000
DM3343	-0.407507	0.030840	-13.21369	0.0000
DM3487	-0.161279	0.024316	-6.632483	0.0000
DM3512	-0.258463	0.028481	-9.074792	0.0000
DM3655	-0.270344	0.035909	-7.528520	0.0000
DM3680	-0.252312	0.028856	-8.743820	0.0000
DI90	0.043585	0.014736	2.957806	0.0031
DI138	-0.073858	0.014615	-5.053595	0.0000
DI151	-0.206669	0.020361	-10.15001	0.0000
DI152	-0.127566	0.018870	-6.760328	0.0000
DI154	0.115389	0.017336	6.655834	0.0000
DI156	-0.061220	0.016382	-3.736987	0.0002
DI161	-0.065460	0.014802	-4.422444	0.0000
DI168	-0.035162	0.015297	-2.298569	0.0216
DI171	0.034521	0.015734	2.193999	0.0283
DI174	-0.072562	0.018600	-3.901187	0.0001
DI176	-0.082476	0.015275	-5.399343	0.0000
DI178	-0.139373	0.021284	-6.548137	0.0000
DI185	0.035696	0.018290	1.951644	0.0511
DI186	0.133154	0.018271	7.287836	0.0000
DI198	0.067371	0.014909	4.518689	0.0000
DI200	0.036642	0.014831	2.470580	0.0135
DI235	-0.024581	0.014615	-1.681947	0.0927
DI258	0.130796	0.015245	8.579587	0.0000
DI282	0.065606	0.018319	3.581368	0.0003
DI283	-0.045374	0.018174	-2.496665	0.0126
DI295	-0.116123	0.021563	-5.385294	0.0000
DI296	-0.207264	0.030332	-6.833278	0.0000
DI298	0.058010	0.015141	3.831324	0.0001
DI320	-0.081868	0.015701	-5.214201	0.0000
DI322	0.100013	0.019043	5.251959	0.0000
DI323	0.064687	0.018493	3.497941	0.0005
DI325	0.044123	0.015993	2.758976	0.0058
DI355	-0.042946	0.014917	-2.878965	0.0040
DI426	0.043018	0.014751	2.916342	0.0036

DI487	-0.082978	0.018471	-4.492214	0.0000
DI488	-0.130313	0.018867	-6.906954	0.0000
DI523	-0.060196	0.015028	-4.005651	0.0001
DI547	-0.050879	0.014817	-3.433723	0.0006
DI560	0.028319	0.014589	1.941126	0.0523
DI657	0.086480	0.019020	4.546722	0.0000
DI658	-0.051326	0.020698	-2.479804	0.0132
DI667	0.048466	0.014562	3.328162	0.0009
DI678	0.108895	0.017797	6.118793	0.0000
DI680	-0.072804	0.014866	-4.897166	0.0000
DI825	0.089947	0.020134	4.467341	0.0000
DI826	0.127637	0.019934	6.402966	0.0000
DI833	-0.037644	0.014532	-2.590384	0.0096
DI846	0.060656	0.015165	3.999660	0.0001
DI859	-0.032859	0.014617	-2.248029	0.0246
DI876	0.051350	0.014558	3.527128	0.0004
DI907	-0.041069	0.014599	-2.813210	0.0049
DI978	-0.024867	0.014565	-1.707346	0.0878
DI992	-0.104789	0.019509	-5.371177	0.0000
DI993	-0.053616	0.019144	-2.800624	0.0051
DI997	0.066730	0.016766	3.980158	0.0001
DI1014	0.054342	0.015222	3.570029	0.0004
DI1041	0.027297	0.014681	1.859317	0.0631
DI1066	-0.036439	0.014856	-2.452842	0.0142
DI1088	-0.043012	0.014810	-2.904337	0.0037
DI1090	0.032737	0.014955	2.189054	0.0287
DI1099	0.037912	0.014811	2.559684	0.0105
DI1110	0.075113	0.018363	4.090524	0.0000
DI1111	-0.035609	0.018474	-1.927537	0.0540
DI1135	-0.050613	0.015202	-3.329368	0.0009
DI1159	-0.190324	0.020630	-9.225626	0.0000
DI1163	-0.040918	0.018483	-2.213880	0.0269
DI1182	0.074988	0.015116	4.960841	0.0000
DI1267	-0.055074	0.014727	-3.739594	0.0002
DI1303	-0.084570	0.017828	-4.743772	0.0000
DI1330	0.153921	0.020972	7.339346	0.0000
DI1331	0.111805	0.019555	5.717520	0.0000
DI1351	-0.211615	0.042171	-5.018076	0.0000
DI1352	-0.113065	0.019739	-5.728046	0.0000
DI1482	0.077650	0.014748	5.264979	0.0000
DI1495	-0.187356	0.020029	-9.354062	0.0000
DI1498	-0.147999	0.020091	-7.366599	0.0000
DI1506	-0.037496	0.014722	-2.547003	0.0109
DI2511	-0.046984	0.016242	-2.892831	0.0038
DI1518	0.044764	0.015090	2.966585	0.0030
DI1579	-0.044631	0.014572	-3.062882	0.0022
DI1639	-0.053156	0.018286	-2.906926	0.0037
DI1640	-0.080727	0.018579	-4.345007	0.0000
DI1661	0.035014	0.014649	2.390280	0.0169
DI1664	-0.051749	0.015310	-3.380042	0.0007
DI1686	0.084399	0.015221	5.544871	0.0000
DI1810	-0.050269	0.016724	-3.005728	0.0027
DI1832	-0.033317	0.015274	-2.181217	0.0292
DI1835	0.097926	0.016478	5.942837	0.0000
DI1854	0.054436	0.015176	3.587011	0.0003
DI1872	-0.241530	0.018223	-13.25417	0.0000
DI1873	-0.306082	0.018133	-16.87981	0.0000

DI1891	-0.043159	0.014569	-2.962386	0.0031
DI2022	0.063863	0.015227	4.194165	0.0000
DI2048	-0.164601	0.018850	-8.732102	0.0000
DI2049	-0.136003	0.018552	-7.331043	0.0000
DI2051	0.100008	0.017920	5.580845	0.0000
DI2071	0.037950	0.018317	2.071889	0.0384
DI2072	0.063062	0.018618	3.387258	0.0007
DI2096	0.035927	0.015011	2.393389	0.0167
DI2120	0.038776	0.014859	2.609608	0.0091
DI2146	0.026650	0.014711	1.811569	0.0701
DI2170	0.054378	0.014747	3.687480	0.0002
DI2190	0.071063	0.015098	4.706815	0.0000
DI2336	-0.037195	0.015198	-2.447322	0.0144
DI2340	-0.025619	0.015125	-1.693809	0.0904
DI2347	0.035737	0.014549	2.456301	0.0141
DI2358	0.048383	0.015134	3.196956	0.0014
DI2504	-0.059552	0.015438	-3.857514	0.0001
DI2506	0.078621	0.018571	4.233506	0.0000
DI2507	0.049701	0.018367	2.706053	0.0068
DI2526	0.042821	0.014936	2.867082	0.0042
DI2673	0.091339	0.016207	5.635712	0.0000
DI2706	0.095017	0.014730	6.450454	0.0000
DI2720	-0.059752	0.014606	-4.090971	0.0000
DI2815	-0.119266	0.021165	-5.635132	0.0000
DI2839	-0.215315	0.021330	-10.09459	0.0000
DI2840	-0.343790	0.028844	-11.91900	0.0000
DI2841	-0.274631	0.028229	-9.728697	0.0000
DI2842	-0.082613	0.020676	-3.995705	0.0001
DI2874	0.115894	0.014946	7.753995	0.0000
DI2892	0.064469	0.019375	3.327459	0.0009
DI2898	0.122403	0.019529	6.267892	0.0000
DI2958	-0.042918	0.019573	-2.192707	0.0284
DI2960	-0.181071	0.020487	-8.838146	0.0000
DI2962	0.064082	0.018774	3.413348	0.0006
DI2964	-0.078470	0.019623	-3.998920	0.0001
DI2983	-0.129955	0.021586	-6.020235	0.0000
DI2984	-0.247427	0.029005	-8.530370	0.0000
DI2985	-0.078243	0.020325	-3.849548	0.0001
DI3007	-0.124074	0.023468	-5.287007	0.0000
DI3008	-0.256143	0.027333	-9.371180	0.0000
DI3009	-0.114640	0.021885	-5.238344	0.0000
DI3017	0.050929	0.018116	2.811308	0.0050
DI3018	0.060416	0.018154	3.327991	0.0009
DI3151	-0.044408	0.018514	-2.398640	0.0165
DI3152	-0.131112	0.018934	-6.924819	0.0000
DI3176	-0.105290	0.015652	-6.726703	0.0000
DI3179	-0.078047	0.017672	-4.416373	0.0000
DI3188	0.030851	0.014738	2.093325	0.0364
DI3306	0.073481	0.014823	4.957317	0.0000
DI3320	-0.043549	0.015710	-2.772065	0.0056
DI3330	0.026688	0.014985	1.780959	0.0750
DI3343	-0.175700	0.021592	-8.137375	0.0000
DI3345	0.087082	0.020959	4.154853	0.0000
DI3346	-0.171867	0.029919	-5.744386	0.0000
DI3347	-0.074725	0.021229	-3.519880	0.0004
DI3354	0.045386	0.014836	3.059194	0.0022
DI3356	-0.063023	0.014839	-4.247127	0.0000

DI3359	0.034736	0.014621	2.375684	0.0176
DI3512	-0.097155	0.015652	-6.207355	0.0000
DI3514	0.131617	0.017588	7.483304	0.0000
DI3534	0.038470	0.014762	2.605946	0.0092
DI3547	-0.064755	0.014947	-4.332349	0.0000
DI3593	0.036570	0.015030	2.433130	0.0150
DI3631	-0.055864	0.015645	-3.570756	0.0004
DI3655	-0.074635	0.020170	-3.700216	0.0002
DI3656	-0.156454	0.020141	-7.768001	0.0000
DI3678	-0.048089	0.022035	-2.182346	0.0292
DI3679	-0.173641	0.031096	-5.584007	0.0000
DI3680	-0.284951	0.028976	-9.833947	0.0000
DI3689	0.044496	0.015854	2.806638	0.0050
DI3704	0.050461	0.016660	3.028958	0.0025
AR(1)	0.118970	0.081379	1.461922	0.1439
SAR(24)	-0.381723	0.072988	-5.229967	0.0000
MA(1)	0.105564	0.080725	1.307705	0.1911
SMA(24)	-0.342702	0.068414	-5.009202	0.0000
SMA(48)	-0.430468	0.055315	-7.782130	0.0000
SMA(168)	0.157356	0.013940	11.28839	0.0000
R-squared	0.771685	Mean dependent var	3.11E-06	
Adjusted R-squared	0.755849	S.D. dependent var	0.050793	
S.E. of regression	0.025098	Akaike info criterion	-4.469166	
Sum squared resid	2.152384	Schwarz criterion	-4.065194	
Log likelihood	8405.401	F-statistic	48.73057	
Durbin-Watson stat	1.997033	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D3: Tacuarembó**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 20:00  
 Sample(adjusted): 55 6228  
 Included observations: 6174 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 31 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	-0.001754	0.003956	-0.443375	0.6575
DMARTES	-0.005024	0.004121	-1.219379	0.2227
DMIERCOLES	-0.004688	0.004109	-1.141065	0.2539
DJUEVES	-0.001632	0.003918	-0.416545	0.6770
DVIERNES	0.000289	0.000152	1.904718	0.0569
DSABADO	-0.000297	0.000156	-1.905818	0.0567
DDOMINGO	-0.064800	0.003897	-16.62932	0.0000
DTDF	-0.003797	0.000764	-4.968942	0.0000
DTDF(-1)	-0.002346	0.000772	-3.037608	0.0024
DTDF(-2)	-0.000224	0.000768	-0.291877	0.7704
DTDF(-3)	0.000929	0.000760	1.221998	0.2218
DTDF(-4)	0.002276	0.000748	3.043919	0.0023
DTDC	0.001984	0.000575	3.448546	0.0006
DTDC(-1)	0.003001	0.000556	5.399763	0.0000
DTDC(-2)	-0.000108	0.000559	-0.193196	0.8468
DTDC(-3)	-0.000608	0.000528	-1.151781	0.2495
DTDC(-4)	-0.000282	0.000526	-0.536803	0.5914
DINSOLACION	-0.028895	0.003586	-8.057102	0.0000
DM18JULAM	-0.009260	0.017759	-0.521404	0.6021
DM18JULPM	0.030946	0.017877	1.731087	0.0835
DM25AGOAM	-0.058037	0.023442	-2.475714	0.0133
DM25AGOPM	-0.081786	0.031769	-2.574391	0.0101
DM12OCTAM	0.005557	0.017849	0.311325	0.7556
DM12OCTPM	-0.000422	0.017797	-0.023701	0.9811
DMELECAM	0.015190	0.018135	0.837633	0.4023
DMELECPM	-0.024350	0.018727	-1.300244	0.1936
DM2NOVAM	0.007466	0.018230	0.409564	0.6821
DM2NOVPM	0.026469	0.022512	1.175780	0.2397
DMBALOTAGEAM	0.018552	0.017758	1.044702	0.2962
DMBALOTAGEPM	-0.027807	0.017736	-1.567806	0.1170
DMNAVIDADAM	-0.002620	0.023576	-0.111147	0.9115
DMNAVIDADPM	-0.012650	0.018036	-0.701380	0.4831
DM1ENEAM	-0.031428	0.022921	-1.371139	0.1704
DM1ENEPM	-0.016797	0.018069	-0.929631	0.3526
DMREYESAM	-0.003185	0.017776	-0.179163	0.8578
DMREYESPM	-0.011883	0.017876	-0.664719	0.5063
DMCARNAVAL1AM	0.012196	0.019142	0.637120	0.5241
DMCARNAVAL1PM	0.011551	0.019860	0.581637	0.5608
DMCARNAVAL2AM	-0.000894	0.019251	-0.046463	0.9629
DMCARNAVAL2PM	0.026163	0.019710	1.327376	0.1844
DMASUNCIONAM	-0.023228	0.017909	-1.297011	0.1947
DMASUNCIONPM	-0.001952	0.021332	-0.091519	0.9271
DM81	-0.084628	0.024312	-3.480855	0.0005
DM209	0.068698	0.018613	3.690924	0.0002
DM231	-0.042390	0.021410	-1.979874	0.0478
DM247	-0.069139	0.021572	-3.205050	0.0014
DM297	0.075201	0.021378	3.517701	0.0004

DM441	-0.049576	0.017986	-2.756409	0.0059
DM920	-0.137543	0.035621	-3.861318	0.0001
DM1048	0.184969	0.020923	8.840306	0.0000
DM1088	-0.087333	0.022505	-3.880618	0.0001
DM1423	-0.182634	0.025818	-7.073824	0.0000
DM1496	-0.104367	0.018281	-5.708975	0.0000
DM1500	-0.091674	0.029410	-3.117068	0.0018
DM1567	-0.071744	0.026448	-2.712673	0.0067
DM1591	-0.074612	0.022835	-3.267396	0.0011
DM1809	0.078307	0.017869	4.382197	0.0000
DM1838	-0.070659	0.022072	-3.201226	0.0014
DM2096	-0.057044	0.020494	-2.783410	0.0054
DM2144	-0.041521	0.018032	-2.302672	0.0213
DM2416	-0.080407	0.021576	-3.726668	0.0002
DM2456	0.102635	0.021975	4.670559	0.0000
DM2672	0.165671	0.033341	4.968973	0.0000
DM2768	-0.094661	0.020855	-4.538992	0.0000
DM2922	0.056166	0.017722	3.169286	0.0015
DM3316	-0.050108	0.020050	-2.499159	0.0125
DM3464	0.050028	0.022551	2.218420	0.0266
DM3955	0.096133	0.021423	4.487430	0.0000
DM3968	0.103848	0.027778	3.738484	0.0002
DM4256	-0.054829	0.029282	-1.872452	0.0612
DM4418	0.155789	0.030871	5.046444	0.0000
DM4425	-0.195773	0.033935	-5.769076	0.0000
DM4485	-0.040022	0.018270	-2.190551	0.0285
DM4582	0.073046	0.022895	3.190526	0.0014
DM4593	-0.073452	0.023796	-3.086787	0.0020
DM4749	-0.043830	0.017856	-2.454622	0.0141
DM4897	0.084124	0.022209	3.787753	0.0002
DM4912	-0.172926	0.029736	-5.815305	0.0000
DM4969	-0.056656	0.021595	-2.623493	0.0087
DM5521	0.068797	0.017771	3.871329	0.0001
DM5313	0.069429	0.025043	2.772400	0.0056
DM5536	-0.086704	0.017804	-4.870052	0.0000
DM5624	-0.070138	0.020550	-3.413024	0.0006
DM6023	-0.114529	0.019024	-6.020315	0.0000
DM6040	-0.121968	0.023893	-5.104703	0.0000
DI55	0.038638	0.016587	2.329388	0.0199
DI67	0.037353	0.016906	2.209422	0.0272
DI104	0.034272	0.020389	1.680892	0.0928
DI105	0.036975	0.020570	1.797526	0.0723
DI115	-0.058197	0.016583	-3.509486	0.0005
DI125	0.130094	0.016500	7.884295	0.0000
DI132	-0.036219	0.016565	-2.186478	0.0288
DI134	-0.079065	0.020622	-3.834022	0.0001
DI135	0.043098	0.020351	2.117771	0.0342
DI177	0.044969	0.016514	2.723140	0.0065
DI247	-0.019513	0.016772	-1.163416	0.2447
DI273	0.032391	0.017181	1.885317	0.0594
DI302	-0.071274	0.019818	-3.596437	0.0003
DI306	0.066554	0.016846	3.950791	0.0001
DI329	0.036446	0.020300	1.795350	0.0726
DI330	0.068885	0.020659	3.334379	0.0009
DI398	0.036942	0.016486	2.240734	0.0251
DI403	0.033010	0.016632	1.984692	0.0472
DI409	0.033195	0.016446	2.018360	0.0436

DI450	-0.056451	0.016596	-3.401470	0.0007
DI480	-0.043052	0.016596	-2.594167	0.0095
DI619	-0.102028	0.020894	-4.883182	0.0000
DI620	-0.066360	0.020491	-3.238420	0.0012
DI643	-0.051195	0.016876	-3.033667	0.0024
DI735	-0.041053	0.016436	-2.497690	0.0125
DI739	0.042225	0.016649	2.536178	0.0112
DI753	-0.061490	0.016810	-3.657978	0.0003
DI761	-0.081599	0.020358	-4.008285	0.0001
DI762	-0.134672	0.020639	-6.525075	0.0000
DI849	-0.048091	0.016476	-2.918768	0.0035
DI858	0.070149	0.016631	4.217892	0.0000
DI896	-0.048503	0.016632	-2.916313	0.0036
DI921	-0.034307	0.018696	-1.834993	0.0666
DI931	0.051806	0.016613	3.118462	0.0018
DI1055	-0.045011	0.016444	-2.737266	0.0062
DI1168	-0.032698	0.016448	-1.987988	0.0469
DI1209	0.040121	0.016507	2.430552	0.0151
DI1243	-0.055056	0.016522	-3.332209	0.0009
DI1258	0.043368	0.016580	2.615634	0.0089
DI1291	-0.053911	0.016509	-3.265560	0.0011
DI1400	-0.046433	0.016595	-2.798080	0.0052
DI1430	0.085221	0.016540	5.152537	0.0000
DI1432	-0.088600	0.016538	-5.357295	0.0000
DI1472	0.056011	0.016903	3.313792	0.0009
DI1501	-0.098752	0.022251	-4.438065	0.0000
DI1448	0.066775	0.016887	3.954236	0.0001
DI1508	0.090441	0.023244	3.890968	0.0001
DI1532	0.035052	0.016893	2.074974	0.0380
DI1650	0.044311	0.016469	2.690515	0.0072
DI1711	-0.042725	0.016510	-2.587886	0.0097
DI1718	0.049068	0.016472	2.978808	0.0029
DI1722	-0.031189	0.016661	-1.871994	0.0613
DI1747	0.105064	0.017044	6.164293	0.0000
DI1761	-0.113151	0.020632	-5.484187	0.0000
DI1762	-0.090073	0.020554	-4.382220	0.0000
DI1771	-0.044493	0.017361	-2.562863	0.0104
DI1784	0.064541	0.016833	3.834159	0.0001
DI1795	-0.049303	0.017104	-2.882486	0.0040
DI1807	-0.077917	0.016646	-4.680921	0.0000
DI1868	0.014907	0.016750	0.889931	0.3735
DI1891	-0.049604	0.016697	-2.970800	0.0030
DI1940	0.039944	0.016720	2.388942	0.0169
DI1963	0.157326	0.017048	9.228680	0.0000
DI1988	0.030795	0.016630	1.851746	0.0641
DI2072	-0.038047	0.016772	-2.268503	0.0233
DI2120	-0.077340	0.016730	-4.622754	0.0000
DI2145	0.061132	0.016782	3.642753	0.0003
DI2168	-0.064086	0.016798	-3.814985	0.0001
DI2240	-0.105616	0.017019	-6.205781	0.0000
DI2265	-0.091183	0.016888	-5.399364	0.0000
DI2384	0.076423	0.016741	4.564887	0.0000
DI2395	0.084743	0.016682	5.079918	0.0000
DI2409	0.043553	0.016826	2.588437	0.0097
DI2432	-0.076600	0.017182	-4.458265	0.0000
DI2480	0.042004	0.017042	2.464706	0.0137
DI2504	0.063514	0.017303	3.670823	0.0002

DI2528	0.053699	0.016985	3.161558	0.0016
DI2539	0.069327	0.016536	4.192453	0.0000
DI2600	-0.120174	0.021022	-5.716644	0.0000
DI2601	-0.096738	0.020618	-4.691999	0.0000
DI2604	0.073921	0.016534	4.470962	0.0000
DI2683	0.074620	0.016597	4.496104	0.0000
DI2708	-0.074212	0.016684	-4.448109	0.0000
DI2744	-0.066969	0.016987	-3.942356	0.0001
DI2768	-0.091155	0.018169	-5.017080	0.0000
DI2792	0.032365	0.016917	1.913138	0.0558
DI2936	-0.191327	0.020742	-9.224014	0.0000
DI2937	-0.105123	0.020579	-5.108206	0.0000
DI2967	-0.120913	0.016430	-7.359269	0.0000
DI3045	-0.051279	0.016481	-3.111482	0.0019
DI3080	-0.067071	0.016528	-4.058018	0.0001
DI3091	0.037995	0.016570	2.293077	0.0219
DI3128	-0.090770	0.016625	-5.459803	0.0000
DI3140	0.097792	0.021781	4.489832	0.0000
DI3141	0.044045	0.021555	2.043339	0.0411
DI3176	0.068136	0.016527	4.122790	0.0000
DI3188	-0.030795	0.016657	-1.848766	0.0645
DI3260	-0.029086	0.016944	-1.716575	0.0861
DI3272	-0.063163	0.016780	-3.764253	0.0002
DI3304	0.056469	0.016436	3.435695	0.0006
DI3308	-0.048758	0.017105	-2.850579	0.0044
DI3333	0.053467	0.017051	3.135652	0.0017
DI3357	0.028098	0.016986	1.654171	0.0981
DI3368	0.050885	0.016538	3.076891	0.0021
DI3416	-0.105388	0.016885	-6.241656	0.0000
DI3428	-0.072449	0.017149	-4.224691	0.0000
DI3452	-0.071719	0.017356	-4.132140	0.0000
DI3440	-0.067446	0.017569	-3.838868	0.0001
DI3476	-0.046510	0.022342	-2.081760	0.0374
DI3477	-0.052495	0.021512	-2.440216	0.0147
DI3500	-0.046565	0.017062	-2.729178	0.0064
DI3578	0.045332	0.016427	2.759597	0.0058
DI3608	-0.089492	0.016794	-5.328944	0.0000
DI3621	0.033484	0.016579	2.019708	0.0435
DI3663	0.067927	0.016435	4.133025	0.0000
DI3717	-0.043435	0.016759	-2.591701	0.0096
DI3739	0.070532	0.020387	3.459666	0.0005
DI3740	0.167998	0.020679	8.124044	0.0000
DI3871	0.061844	0.016485	3.751606	0.0002
DI3887	-0.063708	0.016487	-3.864063	0.0001
DI3954	0.033431	0.019422	1.721311	0.0852
DI4004	0.038846	0.016505	2.353619	0.0186
DI4111	0.089166	0.016826	5.299195	0.0000
DI4160	0.080146	0.017314	4.629096	0.0000
DI4184	0.039804	0.017324	2.297545	0.0216
DI4242	-0.048098	0.016574	-2.902005	0.0037
DI4279	0.069536	0.016901	4.114206	0.0000
DI4304	0.039778	0.017230	2.308640	0.0210
DI4328	0.035291	0.017479	2.019003	0.0435
DI4352	0.032700	0.017565	1.861698	0.0627
DI4376	0.033895	0.017400	1.947955	0.0515
DI4400	0.068405	0.017360	3.940361	0.0001
DI4424	-0.071326	0.023801	-2.996752	0.0027

DI4440	-0.134473	0.030766	-4.370866	0.0000
DI4441	-0.067492	0.023039	-2.929453	0.0034
DI4449	-0.047486	0.016747	-2.835548	0.0046
DI4472	0.040777	0.016851	2.419822	0.0156
DI4508	0.062479	0.016594	3.765094	0.0002
DI4592	-0.118600	0.023495	-5.047843	0.0000
DI4593	-0.099617	0.030240	-3.294223	0.0010
DI4594	-0.059371	0.022532	-2.634910	0.0084
DI4785	-0.050029	0.016705	-2.994814	0.0028
DI4869	-0.032276	0.016483	-1.958143	0.0503
DI4911	-0.086145	0.022422	-3.841967	0.0001
DI4953	-0.060422	0.016904	-3.574504	0.0004
DI4965	0.059199	0.016577	3.571174	0.0004
DI4968	-0.040240	0.019019	-2.115792	0.0344
DI5109	0.047330	0.016717	2.831272	0.0047
DI5121	-0.046746	0.016687	-2.801287	0.0051
DI5192	0.067199	0.016475	4.078789	0.0000
DI5277	0.064366	0.016683	3.858101	0.0001
DI5455	0.040060	0.016799	2.384667	0.0171
DI5469	0.048805	0.016574	2.944633	0.0032
DI5604	-0.073671	0.016460	-4.475846	0.0000
DI5617	-0.038862	0.016548	-2.348454	0.0189
DI5623	-0.034614	0.017829	-1.941466	0.0522
DI5636	0.086831	0.016553	5.245490	0.0000
DI5640	-0.054906	0.016640	-3.299762	0.0010
DI5648	0.042736	0.016605	2.573649	0.0101
DI5793	-0.035518	0.016699	-2.126973	0.0335
DI5828	-0.040749	0.016779	-2.428560	0.0152
DI5900	0.055636	0.016583	3.354904	0.0008
DI5961	-0.046387	0.017071	-2.717350	0.0066
DI5967	0.088957	0.016491	5.394315	0.0000
DI5972	0.065741	0.017257	3.809622	0.0001
DI5996	-0.069798	0.017323	-4.029256	0.0001
DI6026	0.075121	0.018334	4.097468	0.0000
DI6044	0.034416	0.019912	1.728362	0.0840
DI6080	0.058379	0.016997	3.434617	0.0006
DI6092	0.079415	0.017061	4.654651	0.0000
DI6129	-0.118653	0.021891	-5.420119	0.0000
DI6130	-0.056731	0.020987	-2.703144	0.0069
DI6139	0.067263	0.021100	3.187864	0.0014
DI6140	0.149824	0.021669	6.914201	0.0000
DI6153	-0.036549	0.018641	-1.960677	0.0500
DI6177	-0.058510	0.018859	-3.102493	0.0019
DI6201	0.040273	0.018113	2.223378	0.0262
DI6213	-0.051540	0.018593	-2.772099	0.0056
AR(1)	-0.055577	0.080892	-0.687061	0.4921
SAR(24)	-0.235800	0.052100	-4.525950	0.0000
MA(1)	0.218557	0.079148	2.761375	0.0058
SMA(24)	-0.448927	0.049117	-9.140004	0.0000
SMA(48)	-0.350702	0.039847	-8.801209	0.0000
SMA(168)	0.165385	0.009909	16.68955	0.0000
R-squared	0.617614	Mean dependent var	-2.76E-06	
Adjusted R-squared	0.600259	S.D. dependent var	0.043975	
S.E. of regression	0.027803	Akaike info criterion	-4.284729	
Sum squared resid	4.564718	Schwarz criterion	-3.991587	
Log likelihood	13495.96	F-statistic	35.58766	
Durbin-Watson stat	1.999089	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D4: José P. Varela**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 20:11  
 Sample(adjusted): 55 3307  
 Included observations: 3253 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 12 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.023291	0.008213	2.835855	0.0046
DMARTES	0.011191	0.008313	1.346152	0.1784
DMIERCOLES	0.005181	0.008395	0.617142	0.5372
DJUEVES	0.007647	0.008275	0.924131	0.3555
DVIERNES	0.006392	0.007944	0.804570	0.4211
DSABADO	-0.009465	0.007782	-1.216256	0.2240
DDOMINGO	-0.032307	0.007595	-4.253776	0.0000
DTDC	0.002564	0.000974	2.632854	0.0085
DTDC(-1)	0.000679	0.001015	0.669037	0.5035
DTDC(-2)	0.000179	0.000987	0.181023	0.8564
DTDC(-3)	-0.000268	0.000990	-0.271111	0.7863
DTDC(-4)	0.000365	0.000949	0.384400	0.7007
DINSOLACION	0.026080	0.008138	3.204788	0.0014
DM31OCTAM	0.003618	0.031197	0.115963	0.9077
DM31OCTPM	-0.001121	0.030109	-0.037226	0.9703
DM2NOVAM	0.007956	0.035556	0.223753	0.8230
DM2NOVPM	0.043111	0.030829	1.398403	0.1621
DMBALOTAGEAM	-0.038228	0.031067	-1.230501	0.2186
DMBALOTAGEPM	-0.003555	0.035642	-0.099733	0.9206
DMNAVIDADAM	-0.017191	0.031061	-0.553458	0.5800
DMNAVIDADPM	-0.082812	0.030666	-2.700473	0.0070
DM1ENEAM	-0.000814	0.031196	-0.026097	0.9792
DM1ENEPM	-0.182243	0.037977	-4.798754	0.0000
DMREYESAM	0.002054	0.030975	0.066302	0.9471
DMREYESPM	-0.049464	0.030585	-1.617241	0.1059
DM82	0.144876	0.024002	6.036081	0.0000
DM113	-0.107776	0.031541	-3.417018	0.0006
DM145	-0.138270	0.031224	-4.428375	0.0000
DM171	0.356616	0.044253	8.058552	0.0000
DM194	0.230815	0.038783	5.951474	0.0000
DM207	0.148427	0.033070	4.488265	0.0000
DM217	-0.074466	0.036840	-2.021340	0.0433
DM231	-0.151535	0.031967	-4.740346	0.0000
DM248	0.054008	0.030021	1.799012	0.0721
DM271	-0.185201	0.031395	-5.899132	0.0000
DM331	0.121620	0.035784	3.398725	0.0007
DM351	-0.070365	0.032076	-2.193734	0.0283
DM426	-0.152596	0.031093	-4.907715	0.0000
DM492	-0.100633	0.035859	-2.806372	0.0050
DM535	-0.130223	0.022545	-5.776246	0.0000
DM560	-0.078114	0.035993	-2.170277	0.0301
DM584	0.099561	0.034479	2.887540	0.0039
DM654	-0.164200	0.031553	-5.203999	0.0000
DM660	0.058467	0.031464	1.858227	0.0632
DM697	-0.144060	0.031793	-4.531201	0.0000
DM711	-0.107207	0.037743	-2.840423	0.0045
DM715	0.108072	0.036922	2.927047	0.0034

DM851	0.085519	0.031922	2.679008	0.0074
DM871	-0.304804	0.031219	-9.763510	0.0000
DM961	0.134943	0.036411	3.706117	0.0002
DM985	0.097649	0.031920	3.059209	0.0022
DM1016	-0.200554	0.031937	-6.279672	0.0000
DM1040	0.080353	0.031644	2.539257	0.0112
DM1092	0.059718	0.030561	1.954058	0.0508
DM1225	0.110589	0.032170	3.437661	0.0006
DM1156	-0.114843	0.031865	-3.604086	0.0003
DM1176	-0.099173	0.031883	-3.110558	0.0019
DM1250	0.117125	0.044668	2.622153	0.0088
DM1377	-0.207946	0.036410	-5.711190	0.0000
DM1585	-0.067881	0.032038	-2.118722	0.0342
DM1711	-0.069639	0.036711	-1.896946	0.0579
DM1728	0.105691	0.048673	2.171464	0.0300
DM1819	0.129529	0.031967	4.051952	0.0001
DM1880	-0.263364	0.048056	-5.480328	0.0000
DM1907	0.090931	0.040525	2.243828	0.0249
DM2384	-0.241251	0.034425	-7.008033	0.0000
DM2431	-0.130084	0.034977	-3.719120	0.0002
DM2503	-0.229487	0.035801	-6.410125	0.0000
DM2651	-0.134197	0.033644	-3.988690	0.0001
DM3033	-0.211259	0.030067	-7.026211	0.0000
DM3175	-0.182688	0.031810	-5.743091	0.0000
DM3282	-0.092722	0.032289	-2.871617	0.0041
DI43	0.107871	0.033069	3.262039	0.0011
DI80	-0.080360	0.032254	-2.491427	0.0128
DI87	0.071600	0.032354	2.213011	0.0270
DI115	-0.067665	0.033555	-2.016527	0.0438
DI121	-0.061779	0.032811	-1.882898	0.0598
DI132	-0.173768	0.032238	-5.390174	0.0000
DI145	-0.100134	0.037290	-2.685298	0.0073
DI146	-0.102272	0.037024	-2.762274	0.0058
DI187	-0.088542	0.032870	-2.693665	0.0071
DI206	0.125340	0.036211	3.461398	0.0005
DI279	-0.061117	0.032674	-1.870488	0.0615
DI303	0.086068	0.032953	2.611850	0.0090
DI327	-0.067925	0.032692	-2.077697	0.0378
DI330	-0.090415	0.036767	-2.459161	0.0140
DI355	0.182948	0.032781	5.580828	0.0000
DI359	-0.056696	0.032318	-1.754292	0.0795
DI374	0.108893	0.034567	3.150208	0.0016
DI403	0.094628	0.032806	2.884503	0.0039
DI414	-0.062070	0.036960	-1.679388	0.0932
DI445	-0.074203	0.032354	-2.293519	0.0219
DI451	-0.121469	0.032531	-3.733998	0.0002
DI546	-0.063984	0.037028	-1.727973	0.0841
DI547	0.066044	0.037403	1.765752	0.0775
DI567	-0.071483	0.032306	-2.212680	0.0270
DI571	0.118016	0.032838	3.593892	0.0003
DI580	0.044737	0.032423	1.379776	0.1678
DI616	0.064626	0.032273	2.002491	0.0453
DI632	-0.068055	0.032464	-2.096283	0.0361
DI706	-0.089794	0.032367	-2.774263	0.0056
DI711	-0.102166	0.033256	-3.072148	0.0021
DI733	-0.084046	0.032657	-2.573586	0.0101

DI757	-0.065849	0.032595	-2.020200	0.0434
DI805	-0.108682	0.032411	-3.353252	0.0008
DI811	0.066739	0.032311	2.065507	0.0390
DI813	0.084881	0.032260	2.631187	0.0086
DI878	0.172640	0.037174	4.644159	0.0000
DI879	0.139416	0.037102	3.757627	0.0002
DI922	0.119554	0.032335	3.697343	0.0002
DI943	-0.177364	0.032323	-5.487293	0.0000
DI1037	-0.059916	0.032491	-1.844080	0.0653
DI1055	-0.062038	0.032603	-1.902806	0.0572
DI1064	-0.118463	0.032425	-3.653466	0.0003
DI1074	-0.105353	0.032416	-3.250001	0.0012
DI1079	0.130322	0.039466	3.302133	0.0010
DI1080	0.206765	0.039022	5.298669	0.0000
DI1104	-0.104430	0.032585	-3.204793	0.0014
DI1137	0.129630	0.032386	4.002703	0.0001
DI1180	-0.106589	0.032565	-3.273130	0.0011
DI1196	-0.169350	0.032579	-5.198216	0.0000
DI1209	0.081148	0.032391	2.505278	0.0123
DI1218	-0.111644	0.032316	-3.454745	0.0006
DI1249	0.084159	0.039375	2.137368	0.0326
DI1251	-0.071870	0.032610	-2.203913	0.0276
DI1266	-0.077930	0.032319	-2.411298	0.0160
DI1273	0.076333	0.032601	2.341418	0.0193
DI1285	0.096979	0.032382	2.994832	0.0028
DI1303	-0.110782	0.032369	-3.422515	0.0006
DI1310	0.091752	0.032386	2.833095	0.0046
DI1340	-0.105340	0.032276	-3.263718	0.0011
DI1370	-0.140088	0.032529	-4.306509	0.0000
DI1375	-0.285522	0.038876	-7.344459	0.0000
DI1376	-0.248084	0.043961	-5.643277	0.0000
DI1387	0.106040	0.032357	3.277228	0.0011
DI1405	-0.096914	0.032305	-2.999951	0.0027
DI1443	0.154774	0.032587	4.749602	0.0000
DI1465	-0.126753	0.032410	-3.910920	0.0001
DI1467	0.133412	0.032576	4.095370	0.0000
DI1475	0.139745	0.032309	4.325251	0.0000
DI1535	-0.071641	0.032327	-2.216127	0.0268
DI1537	0.079204	0.032639	2.426693	0.0153
DI1555	0.075865	0.032391	2.342145	0.0192
DI1562	-0.096218	0.032617	-2.949979	0.0032
DI1647	-0.116332	0.036978	-3.145944	0.0017
DI1648	-0.077719	0.036975	-2.101946	0.0356
DI1653	0.056549	0.032422	1.744127	0.0812
DI1699	0.055719	0.032384	1.720554	0.0854
DI1711	-0.075690	0.044496	-1.701055	0.0890
DI1712	-0.146606	0.039089	-3.750606	0.0002
DI1725	0.176202	0.040155	4.388055	0.0000
DI1726	0.151387	0.048194	3.141183	0.0017
DI1727	0.132753	0.047946	2.768819	0.0057
DI1739	0.094683	0.032388	2.923380	0.0035
DI1773	-0.063519	0.032539	-1.952078	0.0510
DI1833	0.082792	0.032323	2.561387	0.0105
DI1861	-0.089143	0.032450	-2.747072	0.0060
DI1874	0.067337	0.032434	2.076134	0.0380
DI1876	-0.059457	0.032403	-1.834940	0.0666
DI1879	-0.187190	0.036123	-5.181964	0.0000

Estimación de Curvas de Carga para Subestaciones de UTE por Área de Distribución Tipo

DI1906	0.296646	0.049866	5.948824	0.0000
DI1907	0.070018	0.039705	1.763472	0.0779
DI2048	-0.097850	0.032295	-3.029907	0.0025
DI2053	0.061882	0.032607	1.897812	0.0578
DI2055	-0.107777	0.032335	-3.333110	0.0009
DI2074	0.081036	0.032410	2.500373	0.0125
DI2077	-0.202769	0.032637	-6.212800	0.0000
DI2175	-0.053148	0.033219	-1.599915	0.1097
DI2238	-0.127281	0.032431	-3.924720	0.0001
DI2274	-0.248127	0.032283	-7.685885	0.0000
DI2383	-0.123748	0.036574	-3.383508	0.0007
DI2436	-0.108498	0.036555	-2.968078	0.0030
DI2439	0.084376	0.032573	2.590355	0.0096
DI2463	0.057481	0.032594	1.763581	0.0779
DI2465	0.073227	0.032514	2.252204	0.0244
DI2506	0.260791	0.037127	7.024303	0.0000
DI2585	-0.208898	0.039805	-5.248062	0.0000
DI2586	-0.654177	0.047895	-13.65845	0.0000
DI2587	-7.412467	0.047937	-154.6289	0.0000
DI2588	0.107021	0.039983	2.676659	0.0075
DI2641	-0.104704	0.032248	-3.246832	0.0012
DI2709	0.081106	0.032273	2.513156	0.0120
DI2832	-0.159474	0.032265	-4.942617	0.0000
DI2875	-0.090608	0.032281	-2.806840	0.0050
DI3134	-0.141879	0.032347	-4.386109	0.0000
DI3170	-0.112791	0.032524	-3.467957	0.0005
DI3186	0.055343	0.032622	1.696500	0.0899
DI3202	-0.074470	0.032907	-2.263088	0.0237
DI3204	0.098036	0.032710	2.997103	0.0027
DI3256	-0.097602	0.033051	-2.953037	0.0032
DI3274	-0.084301	0.038236	-2.204732	0.0275
DI3275	-0.100014	0.038087	-2.625959	0.0087
DI3284	0.080876	0.035213	2.296808	0.0217
AR(1)	0.730465	0.036273	20.13795	0.0000
SAR(24)	-0.526652	0.105029	-5.014339	0.0000
MA(1)	-0.860344	0.026925	-31.95279	0.0000
SMA(24)	-0.250226	0.103234	-2.423871	0.0154
SMA(48)	-0.469061	0.082672	-5.673743	0.0000
SMA(168)	0.036681	0.015531	2.361764	0.0183
R-squared	0.972065	Mean dependent var	-2.83E-06	
Adjusted R-squared	0.970254	S.D. dependent var	0.261505	
S.E. of regression	0.045102	Akaike info criterion	-3.300565	
Sum squared resid	6.212372	Schwarz criterion	-2.928176	
Log likelihood	5567.368	F-statistic	536.7269	
Durbin-Watson stat	1.912188	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D5: Aiguá**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 18:54  
 Sample(adjusted): 55 1791  
 Included observations: 1737 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 27 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.012198	0.007627	1.599274	0.1100
DMARTES	0.007015	0.008221	0.853266	0.3936
DMIERCOLES	0.008896	0.008374	1.062380	0.2882
DJUEVES	0.016309	0.008322	1.959634	0.0502
DVIERNES	0.024858	0.007746	3.209276	0.0014
DSABADO	0.021214	0.007614	2.786070	0.0054
DDOMINGO	-0.033318	0.007649	-4.356142	0.0000
DTDF	-0.000404	0.000966	-0.418769	0.6754
DTDF(-1)	-0.002908	0.001046	-2.781697	0.0055
DTDF(-2)	-0.002075	0.001072	-1.934942	0.0532
DTDF(-3)	0.001178	0.001062	1.109113	0.2675
DTDF(-4)	0.001691	0.000961	1.759779	0.0786
DINSOLACION	-0.001043	0.006570	-0.158747	0.8739
DM18JULAM	-0.045103	0.025653	-1.758179	0.0789
DM18JULPM	-0.036135	0.024417	-1.479895	0.1391
DMPARO25JULAM	0.000300	0.022499	0.013355	0.9893
DMPARO25JULPM	0.007695	0.021980	0.350093	0.7263
DM25AGOAM	-0.005531	0.022267	-0.248404	0.8039
DM25AGOPM	-0.016470	0.021731	-0.757908	0.4486
DM88	0.254411	0.040684	6.253314	0.0000
DM229	0.064731	0.028018	2.310280	0.0210
DM307	-0.178770	0.036911	-4.843307	0.0000
DM447	0.109176	0.027990	3.900593	0.0001
DM475	-0.060167	0.023251	-2.587731	0.0097
DM830	0.091350	0.023312	3.918588	0.0001
DM980	-0.449342	0.023316	-19.27206	0.0000
DM1024	0.245382	0.028520	8.603892	0.0000
DM1073	-0.077252	0.023606	-3.272512	0.0011
DM1290	0.124607	0.028002	4.449914	0.0000
DM1328	0.051060	0.023585	2.164974	0.0305
DM1354	0.097175	0.023363	4.159274	0.0000
DI82	0.090917	0.023740	3.829749	0.0001
DI91	-0.275860	0.034235	-8.057919	0.0000
DI114	-0.086677	0.023929	-3.622306	0.0003
DI162	-0.099644	0.023994	-4.152797	0.0000
DI257	0.048647	0.023811	2.043075	0.0412
DI259	-0.119579	0.024167	-4.948083	0.0000
DI274	0.085651	0.027145	3.155301	0.0016
DI276	-0.099478	0.026476	-3.757243	0.0002
DI305	0.156701	0.029574	5.298618	0.0000
DI306	0.141271	0.035685	3.958804	0.0001
DI473	0.059874	0.024260	2.468023	0.0137
DI516	-0.052987	0.023895	-2.217546	0.0267
DI559	0.046729	0.023789	1.964355	0.0497
DI592	-0.052585	0.023912	-2.199085	0.0280
DI657	-0.059299	0.024064	-2.464198	0.0138
DI690	0.126813	0.024531	5.169435	0.0000
DI714	0.126271	0.024429	5.168806	0.0000

Estimación de Curvas de Carga para Subestaciones de UTE por Área de Distribución Tipo

DI738	0.255029	0.024563	10.38256	0.0000
DI762	-0.085521	0.024232	-3.529251	0.0004
DI825	0.062537	0.024021	2.603428	0.0093
DI858	-0.065547	0.024286	-2.698981	0.0070
DI954	0.201883	0.024235	8.330070	0.0000
DI978	0.328346	0.024469	13.41904	0.0000
DI985	-0.228900	0.023794	-9.620203	0.0000
DI987	-0.043338	0.023731	-1.826248	0.0680
DI1001	0.077766	0.027271	2.851600	0.0044
DI1002	0.336208	0.027776	12.10418	0.0000
DI1019	0.108666	0.023817	4.562529	0.0000
DI1064	-0.099328	0.024169	-4.109648	0.0000
DI1088	-0.051802	0.024417	-2.121526	0.0340
DI1136	-0.090777	0.024069	-3.771511	0.0002
DI1160	-0.056291	0.024200	-2.326055	0.0201
DI1218	0.108280	0.024333	4.449982	0.0000
DI1241	0.072749	0.024185	3.007978	0.0027
DI1256	-0.078583	0.024776	-3.171786	0.0015
DI1280	-0.079513	0.024160	-3.291116	0.0010
DI1338	0.162782	0.024174	6.733782	0.0000
DI1363	-0.071886	0.023969	-2.999155	0.0027
DI1386	0.108288	0.024461	4.427056	0.0000
DI1410	0.137391	0.024285	5.657500	0.0000
DI1424	-0.069009	0.024181	-2.853813	0.0044
DI1482	0.127600	0.024397	5.230066	0.0000
DI1497	-0.076769	0.023967	-3.203173	0.0014
DI1499	0.086313	0.027265	3.165720	0.0016
DI1500	0.160899	0.027167	5.922565	0.0000
DI1506	0.139212	0.024462	5.691018	0.0000
DI1520	-0.087098	0.024238	-3.593492	0.0003
DI1543	-0.045217	0.027415	-1.649332	0.0993
DI1544	-0.133645	0.027813	-4.805053	0.0000
DI1645	-0.094557	0.024296	-3.891947	0.0001
DI1650	0.184272	0.024713	7.456440	0.0000
DI1712	-0.117264	0.024801	-4.728148	0.0000
DI1714	0.067029	0.024501	2.735721	0.0063
AR(1)	0.758028	0.017088	44.35896	0.0000
SAR(24)	-0.473289	0.095080	-4.977815	0.0000
MA(1)	-0.985565	0.004795	-205.5258	0.0000
SMA(24)	-0.268767	0.091299	-2.943807	0.0033
SMA(48)	-0.450015	0.072703	-6.189763	0.0000
SMA(168)	0.142836	0.020783	6.872654	0.0000
R-squared	0.737794	Mean dependent var	3.05E-05	
Adjusted R-squared	0.723625	S.D. dependent var	0.061459	
S.E. of regression	0.032310	Akaike info criterion	-3.976449	
Sum squared resid	1.719376	Schwarz criterion	-3.693552	
Log likelihood	3543.546	F-statistic	52.07094	
Durbin-Watson stat	1.951673	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D6: Goñi**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/29/02 Time: 18:01  
 Sample(adjusted): 54 3846  
 Included observations: 3793 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 10 iterations  
 Backcast: -138 53

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.009490	0.005089	1.864721	0.0623
DMARTES	0.011548	0.005317	2.171764	0.0299
DMIERCOLES	0.010292	0.005305	1.940190	0.0524
DJUEVES	0.014523	0.005156	2.816592	0.0049
DVIERNES	0.002999	0.004856	0.617541	0.5369
DSABADO	0.004462	0.004757	0.937937	0.3483
DDOMINGO	-0.043582	0.004621	-9.431216	0.0000
DTDF	-0.001894	0.000714	-2.651077	0.0081
DTDF(-1)	-0.001713	0.000713	-2.401983	0.0164
DTDF(-2)	-0.000920	0.000708	-1.300664	0.1935
DTDF(-3)	0.000490	0.000743	0.659774	0.5094
DTDF(-4)	-8.11E-05	0.000677	-0.119778	0.9047
DINSOLACION	-0.034487	0.004867	-7.086115	0.0000
DMTURISMOLUNAM	0.016360	0.019489	0.839468	0.4013
DMTURISMOLUNPM	0.008219	0.019633	0.418612	0.6755
DMTURISMOMARAM	0.013480	0.019849	0.679114	0.4971
DMTURISMOMARPM	0.010093	0.022718	0.444250	0.6569
DMTURISMOMIERAM	0.000826	0.019891	0.041520	0.9669
DMTURISMOMIERPM	0.005278	0.019912	0.265076	0.7910
DMTURISMOJUEAM	0.004222	0.019891	0.212277	0.8319
DMTURISMOJUEPM	-0.009919	0.019906	-0.498286	0.6183
DMTURISMOVIERAM	-0.032049	0.019492	-1.644235	0.1002
DMTURISMOVIERPM	0.014727	0.019496	0.755393	0.4501
DM19ABRAM	-0.006526	0.019118	-0.341361	0.7329
DM19ABRPM	-0.014228	0.019096	-0.745081	0.4563
DM1MAYOAM	-0.066990	0.019117	-3.504228	0.0005
DM1MAYOPM	0.022952	0.019079	1.202994	0.2291
DM18MAYAM	-0.072017	0.019144	-3.761833	0.0002
DM18MAYPM	-0.002087	0.019093	-0.109325	0.9130
DM19JUNAM	-0.034963	0.019077	-1.832724	0.0669
DM19JUNPM	0.009557	0.019197	0.497854	0.6186
DM18JULAM	-0.019189	0.019201	-0.999385	0.3177
DM18JULPM	0.022790	0.019244	1.184272	0.2364
DMPARO25JULAM	-0.004775	0.019297	-0.247434	0.8046
DMPARO25JULPM	-0.018657	0.019329	-0.965247	0.3345
DMTURISMOMAR	0.040565	0.022243	1.823719	0.0683
DM101	0.060812	0.019163	3.173383	0.0015
DM108	0.060636	0.023017	2.634404	0.0085
DM110	-0.035437	0.025656	-1.381209	0.1673
DM123	0.043049	0.022743	1.892867	0.0585
DM134	-0.062225	0.022218	-2.800619	0.0051
DM230	-0.069882	0.019214	-3.637014	0.0003
DM341	-0.100143	0.019103	-5.242382	0.0000
DM446	-0.048701	0.024305	-2.003718	0.0452
DM541	0.038943	0.019183	2.030064	0.0424
DM821	-0.204210	0.022125	-9.229933	0.0000
DM842	0.043924	0.019083	2.301744	0.0214
DM965	-0.109148	0.022049	-4.950238	0.0000

DM973	-0.130797	0.019208	-6.809596	0.0000
DM1091	0.224047	0.055989	4.001608	0.0001
DM1098	0.061363	0.020840	2.944492	0.0033
DM1105	-0.101021	0.023032	-4.386184	0.0000
DM1253	-0.071599	0.019396	-3.691401	0.0002
DM1282	0.080893	0.019378	4.174476	0.0000
DM1474	0.064646	0.019132	3.378894	0.0007
DM1477	-0.109112	0.030923	-3.528465	0.0004
DM1493	0.050357	0.023243	2.166501	0.0303
DM1638	-0.101101	0.014559	-6.944428	0.0000
DM1834	0.110231	0.014491	7.606877	0.0000
DM1900	0.095190	0.019091	4.986077	0.0000
DM1909	-0.052065	0.019296	-2.698208	0.0070
DM1930	0.093025	0.019554	4.757302	0.0000
DM1954	0.096420	0.019460	4.954830	0.0000
DM2195	0.094203	0.022128	4.257142	0.0000
DM2229	-0.363766	0.019229	-18.91733	0.0000
DM2281	-0.048442	0.019076	-2.539417	0.0111
DM2306	0.037570	0.019091	1.967986	0.0491
DM2641	-0.077429	0.019096	-4.054756	0.0001
DM2738	-0.061142	0.021058	-2.903525	0.0037
DM2797	-0.167243	0.022151	-7.550059	0.0000
DM2953	-0.133907	0.019076	-7.019715	0.0000
DM3013	-0.193328	0.023242	-8.317952	0.0000
DM3445	-0.117374	0.022170	-5.294169	0.0000
DM3651	-0.076827	0.019364	-3.967570	0.0001
DI98	0.036434	0.019186	1.899006	0.0576
DI120	-0.109652	0.022083	-4.965504	0.0000
DI121	-0.044728	0.022201	-2.014670	0.0440
DI131	-0.121437	0.019168	-6.335377	0.0000
DI134	-0.038104	0.022049	-1.728191	0.0840
DI153	-0.084212	0.019220	-4.381385	0.0000
DI215	0.044826	0.019148	2.340987	0.0193
DI321	0.041056	0.019200	2.138316	0.0326
DI468	-0.054836	0.019230	-2.851612	0.0044
DI494	-0.035967	0.019135	-1.879638	0.0602
DI564	0.102954	0.022131	4.652052	0.0000
DI565	0.088671	0.022263	3.982963	0.0001
DI636	-0.075727	0.019325	-3.918527	0.0001
DI726	-0.045990	0.019079	-2.410545	0.0160
DI804	-0.041560	0.019248	-2.159178	0.0309
DI825	0.204732	0.022052	9.284108	0.0000
DI969	0.056999	0.022018	2.588720	0.0097
DI986	0.043427	0.019061	2.278328	0.0228
DI1056	-0.053259	0.019163	-2.779226	0.0055
DI1116	0.086635	0.019344	4.478626	0.0000
DI1258	0.043048	0.019250	2.236268	0.0254
DI1277	-0.033426	0.019278	-1.733877	0.0830
DI1309	-0.054614	0.019385	-2.817292	0.0049
DI1357	-0.042373	0.019188	-2.208272	0.0273
DI1421	-0.041830	0.019317	-2.165496	0.0304
DI1465	-0.053320	0.019086	-2.793637	0.0052
DI1477	-0.050226	0.022845	-2.198503	0.0280
DI1516	-0.067934	0.019205	-3.537400	0.0004
DI1524	-0.088633	0.019294	-4.593845	0.0000
DI1572	0.051449	0.019333	2.661282	0.0078
DI1585	-0.069804	0.019081	-3.658373	0.0003

Estimación de Curvas de Carga para Subestaciones de UTE por Área de Distribución Tipo

DI1637	-0.174734	0.020521	-8.514865	0.0000
DI1665	0.082790	0.019145	4.324383	0.0000
DI1667	0.095085	0.019221	4.946898	0.0000
DI1723	0.042610	0.019155	2.224483	0.0262
DI1740	-0.046360	0.019418	-2.387519	0.0170
DI1785	0.220840	0.019157	11.52773	0.0000
DI1812	0.056541	0.019185	2.947076	0.0032
DI1820	-0.106019	0.019067	-5.560220	0.0000
DI1834	-0.051235	0.020514	-2.497563	0.0125
DI1885	-0.040123	0.019183	-2.091548	0.0365
DI1952	0.067645	0.019105	3.540643	0.0004
DI1971	0.061937	0.019149	3.234477	0.0012
DI1974	0.060208	0.019134	3.146645	0.0017
DI2194	0.072028	0.022161	3.250178	0.0012
DI2238	0.066966	0.019160	3.495052	0.0005
DI2253	-0.109696	0.019136	-5.732594	0.0000
DI2267	0.089701	0.019180	4.676723	0.0000
DI2340	-0.063155	0.019119	-3.303323	0.0010
DI2532	0.074192	0.019158	3.872511	0.0001
DI2571	-0.156793	0.019090	-8.213428	0.0000
DI2578	0.095881	0.022064	4.345527	0.0000
DI2579	0.117210	0.022134	5.295448	0.0000
DI2620	-0.040424	0.019089	-2.117624	0.0343
DI2748	-0.080678	0.019215	-4.198700	0.0000
DI2798	-0.064678	0.019142	-3.378791	0.0007
DI2800	-0.059890	0.022254	-2.691140	0.0072
DI3010	0.082335	0.019080	4.315312	0.0000
DI3061	-0.040369	0.019121	-2.111212	0.0348
DI3173	-0.039735	0.019155	-2.074374	0.0381
DI3181	-0.047149	0.019534	-2.413699	0.0158
DI3205	-0.064187	0.019468	-3.297013	0.0010
DI3276	0.085772	0.019471	4.405165	0.0000
DI3300	-0.076787	0.022362	-3.433736	0.0006
DI3301	-0.103977	0.022069	-4.711467	0.0000
DI3451	-0.034281	0.022069	-1.553320	0.1204
DI3595	-0.091637	0.019134	-4.789312	0.0000
DI3683	0.068973	0.022525	3.062130	0.0022
DI3658	-0.053421	0.019279	-2.770898	0.0056
DI3677	0.052426	0.019254	2.722875	0.0065
DI3684	0.174922	0.022523	7.766403	0.0000
DI3733	-0.045434	0.019654	-2.311715	0.0208
DI3756	-0.049766	0.019831	-2.509542	0.0121
DI3804	-0.105528	0.019952	-5.289229	0.0000
AR(24)	-0.862476	0.016365	-52.70144	0.0000
MA(24)	0.148456	0.022992	6.456906	0.0000
SMA(48)	-0.680504	0.017736	-38.36810	0.0000
SMA(168)	0.120150	0.013172	9.121332	0.0000
R-squared	0.638111	Mean dependent var	1.09E-05	
Adjusted R-squared	0.623103	S.D. dependent var	0.047350	
S.E. of regression	0.029069	Akaike info criterion	-4.199041	
Sum squared resid	3.076668	Schwarz criterion	-3.948944	
Log likelihood	8115.481	F-statistic	42.51719	
Durbin-Watson stat	1.961778	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D7: Batlle y Ordóñez salida Sarandi del Yi**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 18:59  
 Sample(adjusted): 55 3661  
 Included observations: 3607 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 14 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.004988	0.003217	1.550575	0.1211
DMARTES	0.010054	0.005437	1.848987	0.0645
DMIERCOLES	0.014100	0.005593	2.521149	0.0117
DJUEVES	0.015051	0.005473	2.749831	0.0060
DVIERNES	0.013699	0.005247	2.611102	0.0091
DSABADO	0.006198	0.005239	1.182939	0.2369
DDOMINGO	-0.026616	0.005028	-5.293953	0.0000
DTDC	0.000182	0.000598	0.305119	0.7603
DTDC(-1)	0.002496	0.000664	3.758850	0.0002
DTDC(-2)	0.001058	0.000660	1.602850	0.1091
DTDC(-3)	0.001415	0.000638	2.218542	0.0266
DTDC(-4)	0.002602	0.000598	4.351020	0.0000
DINSOLACION	-0.033213	0.006095	-5.449446	0.0000
DMNAVIDADAM	0.004015	0.023155	0.173415	0.8623
DMNAVIDADPM	-0.024164	0.022517	-1.073138	0.2833
DM1ENEAM	-0.010122	0.023158	-0.437071	0.6621
DM1ENEPM	-0.020700	0.022672	-0.913023	0.3613
DMREYESAM	-0.014255	0.023057	-0.618269	0.5364
DMREYESPM	0.005234	0.022527	0.232320	0.8163
DMCARNAVAL1AM	-0.015238	0.023472	-0.649184	0.5163
DMCARNAVAL1PM	-0.042373	0.022887	-1.851413	0.0642
DMCARNAVAL2AM	0.016572	0.023481	0.705771	0.4804
DMCARNAVAL2PM	0.013876	0.022903	0.605878	0.5446
DMPAROAM	0.035419	0.022929	1.544690	0.1225
DMPAROPM	0.006367	0.022377	0.284517	0.7760
DM427	-0.086285	0.027565	-3.130192	0.0018
DM1029	0.123030	0.033122	3.714405	0.0002
DM1280	-0.102327	0.023939	-4.274450	0.0000
DM1430	0.059051	0.022291	2.649095	0.0081
DM1581	-0.346144	0.033952	-10.19498	0.0000
DM1586	-0.149701	0.028015	-5.343700	0.0000
DM2013	-0.085950	0.027539	-3.121027	0.0018
DM2299	0.093508	0.027875	3.354488	0.0008
DM2410	0.080357	0.024080	3.337131	0.0009
DM2505	-0.042983	0.021362	-2.012144	0.0443
DM2847	-0.088418	0.024056	-3.675513	0.0002
DM2927	-0.089104	0.023973	-3.716781	0.0002
DM3313	-0.064778	0.022357	-2.897360	0.0038
DI64	-0.087330	0.024288	-3.595623	0.0003
DI84	0.043869	0.024268	1.807657	0.0707
DI212	-0.060120	0.024342	-2.469761	0.0136
DI275	-0.058585	0.024275	-2.413381	0.0159
DI283	-0.070274	0.024503	-2.868015	0.0042
DI306	0.079524	0.024460	3.251188	0.0012
DI332	-0.080368	0.024911	-3.226195	0.0013
DI355	-0.058856	0.028073	-2.096525	0.0361
DI356	-0.150786	0.028437	-5.302373	0.0000

DI378	0.053078	0.025109	2.113873	0.0346
DI392	0.047668	0.024314	1.960519	0.0500
DI395	-0.056574	0.024309	-2.327334	0.0200
DI398	0.049058	0.024281	2.020377	0.0434
DI402	-0.072659	0.025006	-2.905609	0.0037
DI405	0.048327	0.024870	1.943135	0.0521
DI429	0.082403	0.028921	2.849201	0.0044
DI439	-0.083076	0.024409	-3.403573	0.0007
DI452	-0.129610	0.025184	-5.146563	0.0000
DI476	0.118605	0.025269	4.693793	0.0000
DI548	-0.095344	0.024419	-3.904416	0.0001
DI645	0.048793	0.024353	2.003591	0.0452
DI679	-0.090827	0.024821	-3.659331	0.0003
DI691	-0.069101	0.024296	-2.844097	0.0045
DI703	-0.096361	0.024932	-3.864892	0.0001
DI836	-0.090830	0.027781	-3.269430	0.0011
DI837	-0.093740	0.027776	-3.374891	0.0007
DI857	-0.051496	0.024287	-2.120336	0.0340
DI952	-0.107377	0.025026	-4.290673	0.0000
DI956	0.193746	0.024478	7.914991	0.0000
DI958	-0.078224	0.024429	-3.202087	0.0014
DI1002	0.092689	0.024450	3.790968	0.0002
DI1077	0.048611	0.024434	1.989518	0.0467
DI1149	0.060265	0.024383	2.471635	0.0135
DI1184	-0.065979	0.024407	-2.703232	0.0069
DI1207	-0.052282	0.024640	-2.121875	0.0339
DI1226	0.110820	0.027749	3.993696	0.0001
DI1227	0.125228	0.027816	4.502002	0.0000
DI1243	-0.070978	0.024293	-2.921729	0.0035
DI1273	-0.139553	0.029176	-4.783099	0.0000
DI1274	-0.221116	0.033358	-6.628627	0.0000
DI1275	-0.117089	0.029162	-4.015058	0.0001
DI1328	-0.082638	0.024311	-3.399271	0.0007
DI1395	0.120468	0.024406	4.935919	0.0000
DI1423	-0.254586	0.024439	-10.41724	0.0000
DI1425	-0.049328	0.024325	-2.027836	0.0427
DI1537	-0.202331	0.027779	-7.283470	0.0000
DI1538	-0.091263	0.027889	-3.272380	0.0011
DI1543	0.050790	0.024532	2.070401	0.0385
DI1581	-0.259293	0.030232	-8.576862	0.0000
DI1585	0.092909	0.030302	3.066112	0.0022
DI1592	-0.103560	0.024313	-4.259408	0.0000
DI1625	0.050347	0.024290	2.072784	0.0383
DI1735	0.051078	0.024294	2.102466	0.0356
DI1871	0.062758	0.027747	2.261786	0.0238
DI1872	0.116511	0.028213	4.129629	0.0000
DI1882	0.085315	0.024263	3.516256	0.0004
DI1892	0.373130	0.024372	15.30987	0.0000
DI1896	-0.093581	0.024889	-3.759990	0.0002
DI1976	-0.063621	0.024272	-2.621170	0.0088
DI2012	0.106868	0.027893	3.831370	0.0001
DI2021	-0.053431	0.024338	-2.195376	0.0282
DI2060	-0.065582	0.024443	-2.682998	0.0073
DI2324	0.108628	0.024737	4.391413	0.0000
DI2395	0.262076	0.027783	9.432895	0.0000
DI2396	0.369647	0.028087	13.16074	0.0000
DI2400	-0.072628	0.024495	-2.965068	0.0030

DI2408	0.040841	0.024286	1.681678	0.0927
DI2435	-0.057718	0.024420	-2.363587	0.0182
DI2484	-0.079076	0.024281	-3.256731	0.0011
DI2684	0.160305	0.024999	6.412562	0.0000
DI2708	0.121584	0.024906	4.881782	0.0000
DI2756	0.131999	0.024338	5.423498	0.0000
DI2891	0.046757	0.024287	1.925192	0.0543
DI2936	0.092293	0.024311	3.796395	0.0001
DI2966	-0.043582	0.024276	-1.795298	0.0727
DI3092	0.091655	0.024450	3.748577	0.0002
DI3403	0.089362	0.024390	3.663876	0.0003
DI3451	-0.067438	0.024380	-2.766085	0.0057
DI3545	-0.041399	0.024584	-1.683972	0.0923
DI3572	-0.061921	0.024694	-2.507552	0.0122
DI3639	0.065134	0.026173	2.488589	0.0129
DI3655	-0.078394	0.026222	-2.989596	0.0028
AR(1)	0.776039	0.012475	62.20938	0.0000
SAR(24)	-0.186895	0.100698	-1.856001	0.0635
MA(1)	-0.985730	0.003453	-285.4468	0.0000
SMA(24)	-0.494273	0.098777	-5.003906	0.0000
SMA(48)	-0.251307	0.074924	-3.354143	0.0008
SMA(168)	0.069095	0.013503	5.116981	0.0000
R-squared	0.649781	Mean dependent var	1.01E-05	
Adjusted R-squared	0.637205	S.D. dependent var	0.055341	
S.E. of regression	0.033333	Akaike info criterion	-3.930229	
Sum squared resid	3.867707	Schwarz criterion	-3.713977	
Log likelihood	7214.167	F-statistic	51.66802	
Durbin-Watson stat	1.976893	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D8: Blanquillo**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 19:05  
 Sample(adjusted): 55 1792  
 Included observations: 1738 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 17 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	-0.004023	0.008302	-0.484574	0.6280
DMARTES	0.000140	0.008663	0.016178	0.9871
DMIERCOLES	0.008650	0.008826	0.980047	0.3272
DJUEVES	0.004853	0.008527	0.569154	0.5693
DVIERNES	0.010093	0.007610	1.326253	0.1849
DSABADO	0.024171	0.003921	6.164454	0.0000
DDOMINGO	-0.000810	0.007717	-0.104972	0.9164
DTDC	0.001023	0.000866	1.181457	0.2376
DTDC(-1)	0.002118	0.000922	2.297654	0.0217
DTDC(-2)	0.002766	0.000887	3.117150	0.0019
DTDC(-3)	0.002304	0.000922	2.499332	0.0125
DTDC(-4)	0.003216	0.000860	3.739009	0.0002
DINSOLACION	0.019939	0.009520	2.094418	0.0364
DMNAVIDADAM	0.045208	0.024145	1.872358	0.0613
DMNAVIDADPM	-0.007982	0.030635	-0.260548	0.7945
DM1ENEAM	0.000340	0.024352	0.013964	0.9889
DM1ENEPM	-0.062788	0.026754	-2.346851	0.0191
DMREYESAM	-0.025697	0.024210	-1.061417	0.2887
DMREYESPM	0.048711	0.029434	1.654929	0.0981
DM24DIC	0.125316	0.033413	3.750532	0.0002
DMNAVIDAD	0.109797	0.029184	3.762184	0.0002
DM1ENE	0.114058	0.023971	4.758185	0.0000
DM105	0.359891	0.024033	14.97495	0.0000
DM159	0.059697	0.030324	1.968674	0.0492
DM233	0.084271	0.026217	3.214419	0.0013
DM549	0.098456	0.024373	4.039588	0.0001
DM765P	-0.377429	0.032222	-11.71340	0.0000
DM809	0.067138	0.024547	2.735055	0.0063
DM991	0.108909	0.024194	4.501438	0.0000
DM1077	-0.138857	0.036902	-3.762838	0.0002
DI116	-0.058907	0.025645	-2.296989	0.0217
DI138	0.129124	0.032087	4.024151	0.0001
DI139	0.155753	0.037682	4.133299	0.0000
DI140	0.169042	0.038085	4.438562	0.0000
DI141	-0.122526	0.031257	-3.919942	0.0001
DI145	-0.058473	0.025160	-2.323997	0.0202
DI185	-0.133082	0.025544	-5.209967	0.0000
DI188	0.095288	0.025254	3.773140	0.0002
DI193	0.115648	0.028960	3.993310	0.0001
DI194	0.063946	0.029234	2.187364	0.0289
DI229	0.087408	0.025261	3.460255	0.0006
DI241	-0.057769	0.028262	-2.044044	0.0411
DI247	-0.128163	0.025169	-5.092137	0.0000
DI332	-0.107710	0.025271	-4.262125	0.0000
DI397	0.088537	0.037490	2.361602	0.0183
DI462	-0.163356	0.025359	-6.441805	0.0000
DI464	-0.079156	0.025165	-3.145418	0.0017

DI577	0.064759	0.029080	2.226957	0.0261
DI578	0.103075	0.029121	3.539531	0.0004
DI597	0.063843	0.028477	2.241911	0.0251
DI715	0.140907	0.031930	4.412968	0.0000
DI716	0.081103	0.038499	2.106643	0.0353
DI717	-0.072163	0.031241	-2.309853	0.0210
DI744	0.113010	0.025431	4.443805	0.0000
DI747	-0.136547	0.029004	-4.707793	0.0000
DI748	-0.078164	0.028939	-2.701034	0.0070
DI785	-0.092527	0.025268	-3.661839	0.0003
DI787	0.088793	0.025645	3.462434	0.0005
DI800	-0.077359	0.025265	-3.061911	0.0022
DI811	0.105002	0.025748	4.078051	0.0000
DI847	0.114630	0.025288	4.533034	0.0000
DI913	0.050009	0.025338	1.973635	0.0486
DI979	0.094315	0.025597	3.684658	0.0002
DI1028	0.119074	0.025365	4.694492	0.0000
DI1033	-0.064200	0.025641	-2.503810	0.0124
DI1053	0.072211	0.025495	2.832320	0.0047
DI1057	-0.109274	0.026109	-4.185271	0.0000
DI1062	-0.173346	0.025232	-6.869946	0.0000
DI1075	0.107027	0.029734	3.599521	0.0003
DI1076	0.419430	0.032291	12.98899	0.0000
DI1081	0.172695	0.032019	5.393486	0.0000
DI1195	0.107661	0.025687	4.191263	0.0000
DI1203	0.122606	0.025351	4.836297	0.0000
DI1207	0.086927	0.025307	3.434935	0.0006
DI1209	-0.104655	0.025394	-4.121253	0.0000
DI1215	-0.250745	0.025186	-9.955640	0.0000
DI1221	-0.314438	0.028966	-10.85556	0.0000
DI1222	-0.204938	0.028854	-7.102664	0.0000
DI1249	-0.261062	0.029102	-8.970628	0.0000
DI1250	-0.243326	0.028864	-8.430088	0.0000
DI1363	0.157950	0.025648	6.158445	0.0000
DI1375	-0.344247	0.025440	-13.53191	0.0000
DI1485	-0.043665	0.025233	-1.730488	0.0837
DI1542	-0.137303	0.029029	-4.729822	0.0000
DI1543	-0.298162	0.029043	-10.26636	0.0000
DI1580	0.119830	0.025729	4.657409	0.0000
DI1585	-0.068622	0.025236	-2.719174	0.0066
DI1723	-0.317320	0.025888	-12.25733	0.0000
DI1759	-0.117098	0.025997	-4.504215	0.0000
AR(1)	0.793606	0.019515	40.66610	0.0000
SAR(24)	-0.128727	0.089903	-1.431843	0.1524
MA(1)	-0.974955	0.007303	-133.5084	0.0000
SMA(24)	-0.590771	0.090540	-6.524978	0.0000
SMA(48)	-0.206288	0.073939	-2.789953	0.0053
SMA(168)	0.085476	0.018901	4.522298	0.0000
R-squared	0.787728	Mean dependent var	8.54E-05	
Adjusted R-squared	0.775583	S.D. dependent var	0.073365	
S.E. of regression	0.034755	Akaike info criterion	-3.827879	
Sum squared resid	1.984591	Schwarz criterion	-3.529406	
Log likelihood	3421.427	F-statistic	64.86226	
Durbin-Watson stat	1.857569	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D9: Tres Bocas salida Nuevo Berlín**

Dependent Variable: D(LPOT,1,24)  
 Method: Least Squares  
 Date: 05/17/02 Time: 18:21  
 Sample(adjusted): 55 1793  
 Included observations: 1739 after adjusting endpoints  
 Convergence achieved after 15 iterations  
 Backcast: -114 54

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLUNES	0.013962	0.006889	2.026563	0.0429
DMARTES	0.027947	0.010208	2.737816	0.0063
DMIERCOLES	0.029960	0.010551	2.839410	0.0046
DJUEVES	0.034664	0.010560	3.282678	0.0010
DVIERNES	0.031044	0.010010	3.101320	0.0020
DSABADO	0.027351	0.009863	2.773102	0.0056
DDOMINGO	-0.017589	0.009576	-1.836740	0.0664
DTDF	-0.001318	0.001449	-0.909971	0.3630
DTDF(-1)	-0.003097	0.001584	-1.955699	0.0507
DTDF(-2)	0.000601	0.001626	0.369345	0.7119
DTDF(-3)	0.001952	0.001590	1.227396	0.2198
DTDF(-4)	4.55E-05	0.001442	0.031533	0.9748
DINSOLACION	-0.075908	0.009851	-7.705814	0.0000
DM18JULAM	-0.005064	0.031430	-0.161109	0.8720
DM18JULPM	-0.051737	0.030520	-1.695173	0.0902
DMPAROAM	-0.008585	0.031390	-0.273481	0.7845
DMPAROPM	-0.013567	0.030361	-0.446874	0.6550
DM25AGOAM	0.002612	0.037229	0.070155	0.9441
DM25AGOPM	0.011994	0.030429	0.394178	0.6935
DM97	0.144062	0.029321	4.913196	0.0000
DM243	-0.052606	0.031356	-1.677688	0.0936
DM276	-0.066924	0.030634	-2.184650	0.0291
DM301	0.107783	0.037694	2.859404	0.0043
DM307	-0.083979	0.028362	-2.960974	0.0031
DM442	0.089794	0.032710	2.745141	0.0061
DM1114	0.083330	0.033350	2.498640	0.0126
DI77	0.064514	0.034367	1.877216	0.0607
DI89	-0.090194	0.034234	-2.634664	0.0085
DI106	-0.141821	0.034184	-4.148781	0.0000
DI114	-0.273484	0.037600	-7.273569	0.0000
DI127	0.101668	0.034120	2.979744	0.0029
DI131	-0.136184	0.034157	-3.987012	0.0001
DI153	-0.122634	0.034157	-3.590352	0.0003
DI180	-0.093733	0.034133	-2.746096	0.0061
DI265	0.060195	0.034089	1.765819	0.0776
DI291	-0.094256	0.034134	-2.761330	0.0058
DI298	0.111958	0.034161	3.277355	0.0011
DI353	0.102747	0.038840	2.645425	0.0082
DI354	0.088120	0.039089	2.254341	0.0243
DI401	0.182380	0.038922	4.685773	0.0000
DI402	0.117722	0.039274	2.997495	0.0028
DI426	0.163441	0.034615	4.721683	0.0000
DI591	0.061877	0.034215	1.808486	0.0707
DI610	-0.133150	0.034136	-3.900534	0.0001
DI643	-0.064155	0.034188	-1.876567	0.0608
DI727	0.061783	0.034113	1.811137	0.0703
DI946	-0.126327	0.034236	-3.689887	0.0002

DI1050	-0.209157	0.034283	-6.100924	0.0000
DI1066	-0.146003	0.034149	-4.275513	0.0000
DI1210	0.103451	0.034215	3.023600	0.0025
DI1230	0.113258	0.034194	3.312172	0.0009
DI1233	0.133638	0.034225	3.904655	0.0001
DI1285	0.111429	0.034242	3.254118	0.0012
DI1521	0.073608	0.034168	2.154299	0.0314
DI1523	-0.187949	0.041341	-4.546286	0.0000
DI1524	-0.207823	0.040435	-5.139691	0.0000
DI1699	-0.092456	0.034679	-2.666044	0.0077
DI225	-0.060891	0.034211	-1.779872	0.0753
AR(1)	0.716461	0.022526	31.80595	0.0000
SAR(24)	-0.432808	0.091886	-4.710277	0.0000
MA(1)	-0.959739	0.009020	-106.3989	0.0000
SMA(24)	-0.378297	0.091934	-4.114870	0.0000
SMA(48)	-0.421842	0.078826	-5.351543	0.0000
SMA(168)	0.036025	0.018963	1.899726	0.0576
R-squared	0.604277	Mean dependent var	-4.43E-05	
Adjusted R-squared	0.589393	S.D. dependent var	0.069606	
S.E. of regression	0.044603	Akaike info criterion	-3.345935	
Sum squared resid	3.332250	Schwarz criterion	-3.144953	
Log likelihood	2973.291	F-statistic	40.59932	
Durbin-Watson stat	1.972437	Prob(F-statistic)	0.000000	

**Cuadro D10: Efecto Calendario (1er. Semestre)**

	ADT 1	ADT 1	ADT2	ADT3	ADT3	ADT4	ADT4	ADT5	ADT5
	Malvín cálido	Malvín frío	Tacuarembó	Varela	Aiguá	Goñi	Blanquillo	Sarandi del Yi	Nuevo Berlín
1eneAM	2.0909 ***	nc	-----	-----	nc	nc	-----	-0.0628 **	nc
1enePM	-0.0443 ***	nc	-----	-0.1822 ***	nc	nc	-----	-----	nc
reyesAM	-0.1102 ***	nc	-----	-----	nc	nc	-----	-----	nc
reyesPM	-----	nc	-----	-----	nc	nc	-----	0.0487 *	nc
carnav1AM	-0.0854 ***	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc
carnav1PM	-----	nc	-----	nc	nc	nc	-0.0424 *	nc	nc
carnav2AM	-0.0767 ***	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc
carnav2PM	-----	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc
Tur. lunAM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. lunPM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. marAM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. marPM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. mierAM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. mierPM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. jueAM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. juePM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
Tur. vierAM	nc	nc	nc	nc	nc	-0.0329 *	nc	nc	nc
Tur. vierPM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
19abrAM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
19abrPM	nc	nc	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
1mayAM	nc	-0.1125 ***	nc	nc	nc	-0.0698 ***	nc	nc	nc
1mayPM	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
18mayAM	nc	-0.0402 **	nc	nc	nc	-0.0775 ***	nc	nc	nc
18mayPM	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
19junAM	nc	-----	nc	nc	nc	-0.0365 *	nc	nc	nc
19junPM	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
AsunciónAM	-0.0482 **	nc	-----	nc	nc	nc	nc	nc	nc
AsunciónPM	-----	nc	-----	nc	nc	nc	nc	nc	nc

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro D11: Efecto Calendario (2do. Semestre)**

	ADT 1	ADT 1	ADT2	ADT3	ADT3	ADT4	ADT4	ADT5	ADT5
	Malvin cálido	Malvin frío	Tacuarembó	Varela	Aiguá	Goñi	Blanquillo	Sarandi del Yi	Nuevo Berlín
19junAM	nc	-----	nc	nc	nc	-0.0365 *	nc	nc	nc
19junPM	nc	-----	nc	nc	nc	-----	nc	nc	nc
18julAM	nc	-0.1426 ***	-----	nc	-0.0451 *	-----	nc	nc	-----
18julPM	nc	0.0267 *	0.0309 *	nc	-----	-----	nc	nc	-0.0517 *
25agoAM	nc	-0.2221 ***	-0.0580 **	nc	-----	nc	nc	nc	-----
25agoPM	nc	0.0268 *	-0.0818 **	nc	-----	nc	nc	nc	-----
12octAM	nc	nc	-----	nc	nc	nc	nc	nc	nc
12octPM	nc	nc	-----	nc	nc	nc	nc	nc	nc
2novAM	nc	nc	-----	-----	nc	nc	nc	nc	nc
2novPM	nc	nc	-----	-----	nc	nc	nc	nc	nc
25dicAM	-0.0668 ***	nc	-----	-----	nc	nc	-----	0.0452 **	nc
25dicPM	-0.0362 **	nc	-----	-0.0828 ***	nc	nc	-----	-----	nc
ParoAM	nc	-0.0650 ***	nc	nc	-----	-----	-----	nc	-----
ParoPM	nc	-----	nc	nc	-----	-----	-----	nc	-----
EleccionesAM	nc	nc	-----	nc	nc	nc	nc	nc	nc
EleccionesPM	nc	nc	-----	-----	nc	nc	nc	nc	nc
BalotageAM	-----	nc	-----	-----	nc	nc	nc	nc	nc
BalotagePM	-----	nc	-----	-----	nc	nc	nc	nc	nc

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro D12: Coeficientes estimados del modelo SARIMA**

	<b>ADT 1</b> <b>Malvín</b> <b>Cálido</b>	<b>ADT 1</b> <b>Malvín</b> <b>Frío</b>	<b>ADT2</b> <b>Tacuarembó</b>	<b>ADT3</b> <b>Varela</b>	<b>ADT3</b> <b>Aiguá</b>	<b>ADT4</b> <b>Goñi</b>	<b>ADT4</b> <b>Sarandí</b> <b>del Yi</b>	<b>ADT5</b> <b>Blanquillo</b>	<b>ADT5</b> <b>Nuevo</b> <b>Berlín</b>
<b>AR(1)</b>	-0,2977 (***)	0,1190 (ns)	-0,0556 (***)	0,7305 (***)	0,7580 (***)	-0,9016 (***)	0,7760 (***)	0,7936 (***)	0,7165 (***)
<b>SAR(24)</b>	-0,0885 (**)	-0,3817 (***)	-0,2358 (***)	-0,5267 (***)	-0,4733 (***)	-0,3491 (***)	-0,1869 (*)	-0,1287 (ns)	-0,4328 (***)
<b>MA(1)</b>	0,3632 (**)	0,1056 (ns)	0,2186 (***)	-0,8603 (***)	-0,9856 (***)	0,9144 (***)	-0,9857 (***)	-0,9750 (***)	-0,9597 (***)
<b>SMA(24)</b>	-0,5431 (***)	-0,3427 (***)	-0,4489 (***)	-0,2502 (**)	-0,2688 (***)	-0,3768 (***)	-0,4943 (***)	-0,5908 (***)	-0,3783 (***)
<b>SMA(48)</b>	-0,2183 (***)	-0,4305 (***)	-0,3507 (***)	-0,4691 (***)	-0,4500 (***)	-0,3705 (***)	-0,2513 (***)	-0,2063 (***)	-0,4218 (***)
<b>SMA(168)</b>	0,2048 (***)	0,1574 (***)	0,1654 (***)	0,0367 (**)	0,1428 (***)	0,1210 (***)	0,0691 (***)	0,0855 (***)	0,0360 (*)

Fuente: Elaboración propia.

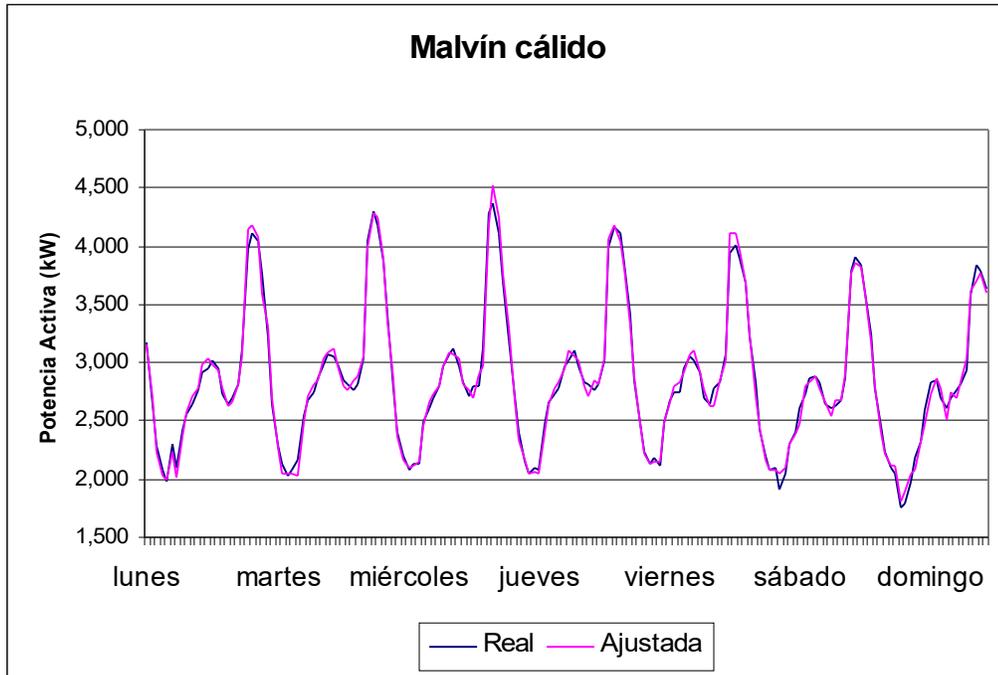
Para el estudio de la sobre-especificación basada en las salidas expuestas en el cuadro anterior se procedió a construir un intervalo de confianza para los coeficientes del término AR(1) y SAR(24). El intervalo para el término AR(1) se expresó de la siguiente forma:

$$-\hat{\Phi}_1 \pm 2 \cdot \hat{\sigma}_{\Phi_1}$$

Si el coeficiente  $\hat{\Phi}_1$  cae dentro del intervalo, se entiende que hay sobre- especificación. Siguiendo este procedimiento se detectó sobre – especificación en los términos AR(1) en las subestaciones de Malvín para los días calidos y Goñi, mientras que no se detectó sobre – especificación en los términos SAR(24) y SMA(24) en ninguna de las subestaciones. Las estimaciones finales, atendiendo a estos cambios en la especificación del modelo, figuran en el cuadro 14 del capítulo 5.

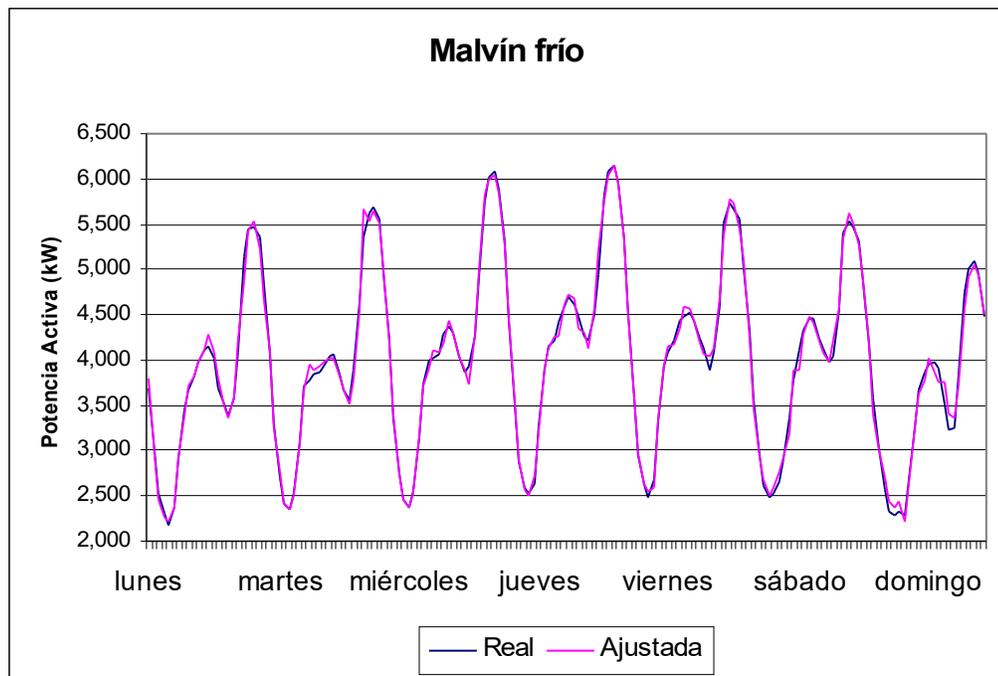
## Anexo E: Ajuste del modelo

Gráfico E1



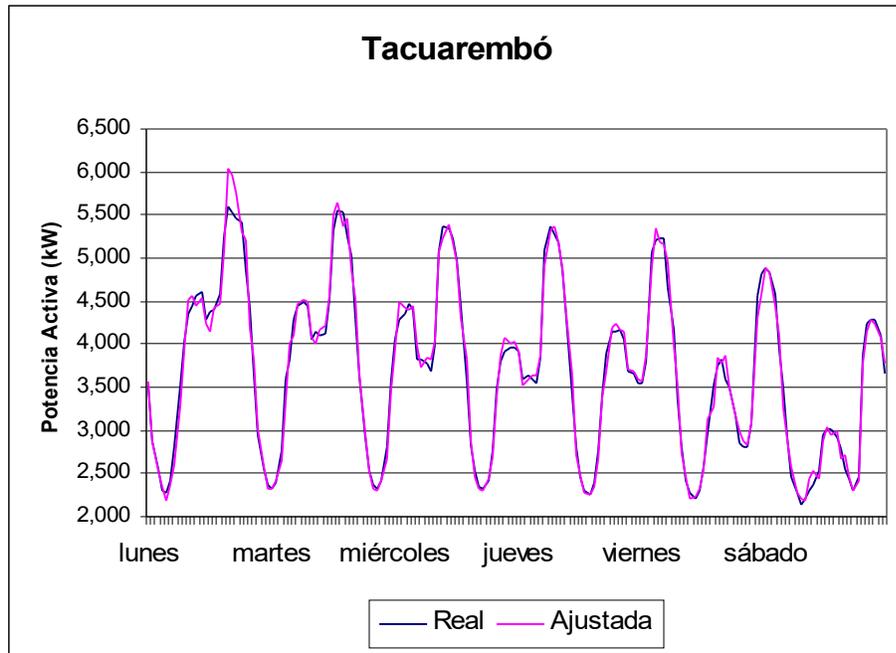
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico E2



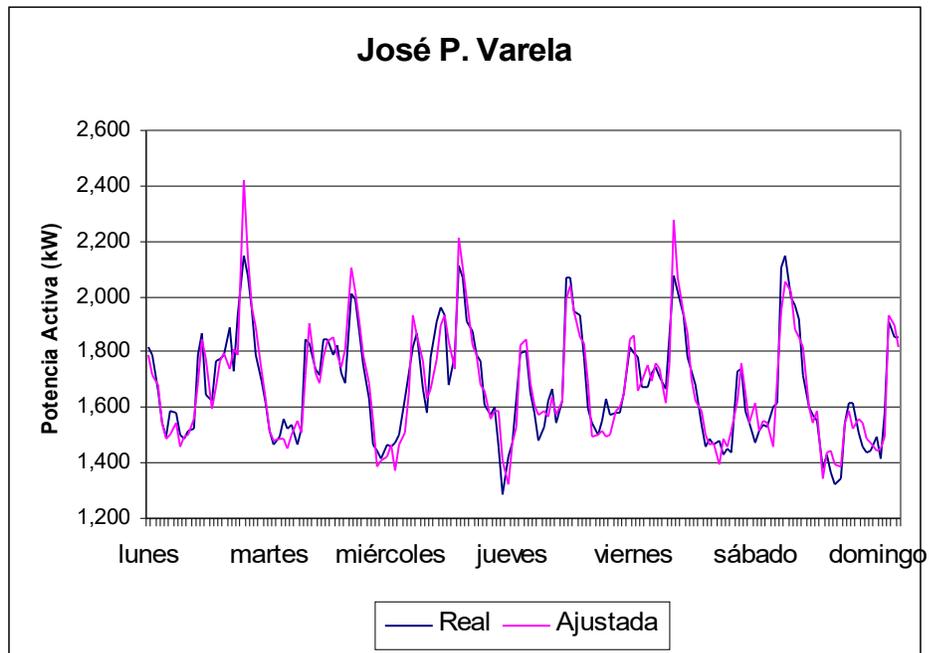
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico E3**



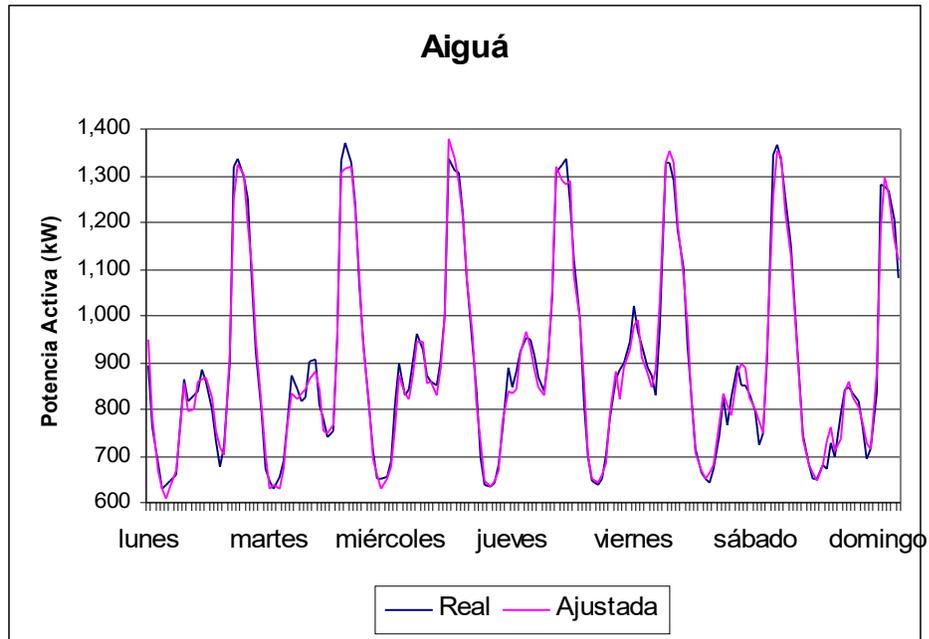
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico E4**



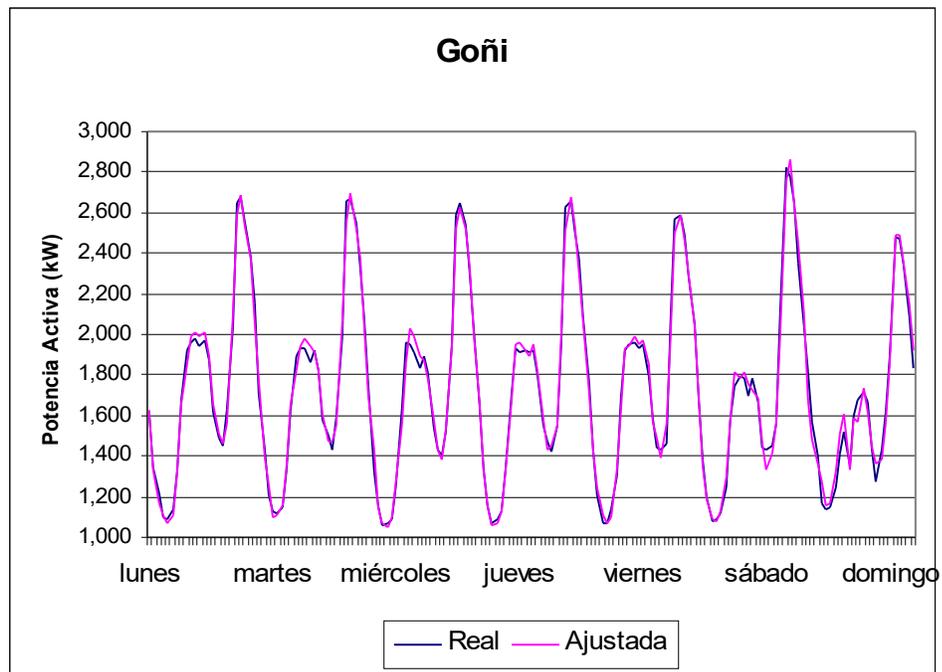
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico E5



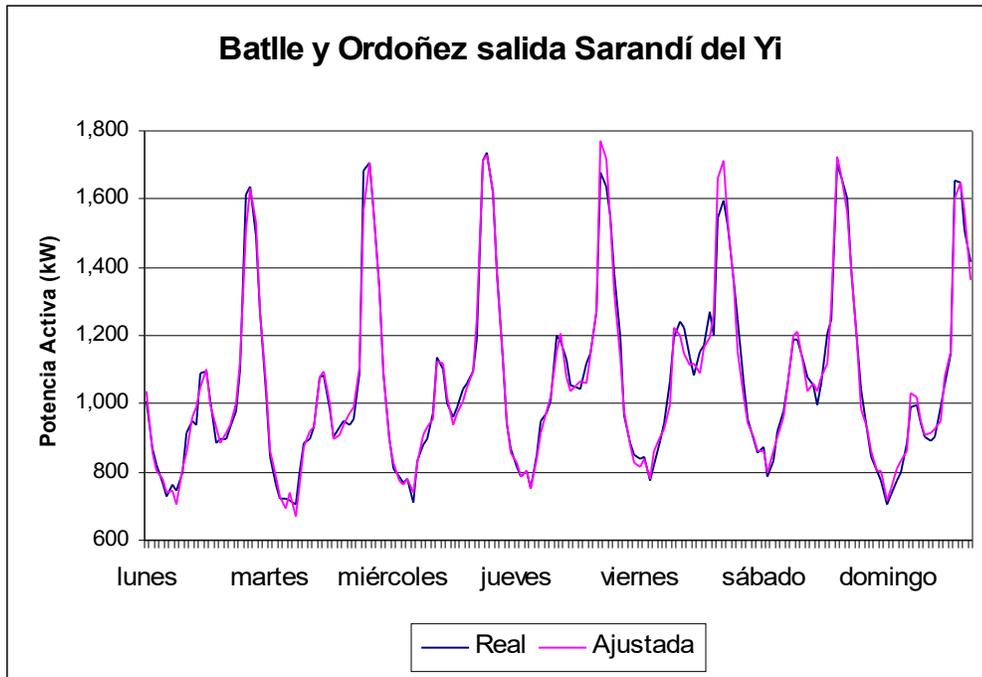
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico E6



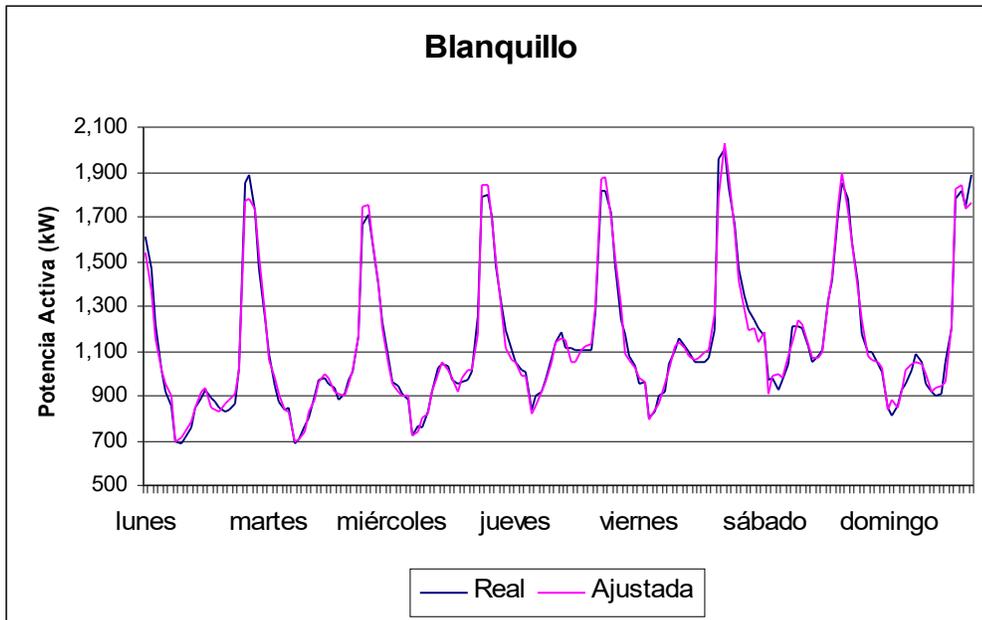
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico E7**



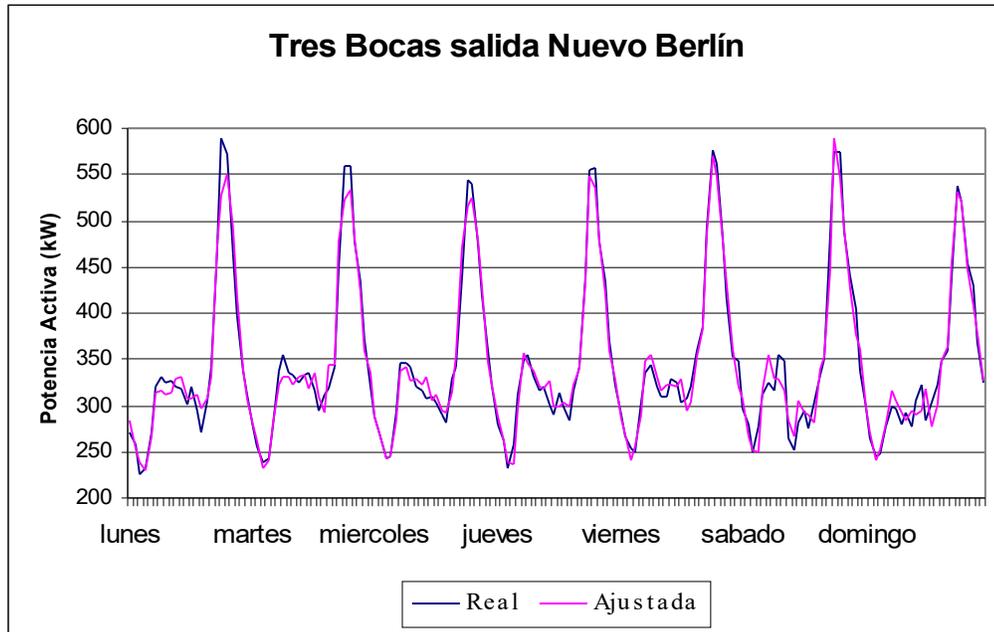
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico E8**



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico E9**



Fuente: Elaboración propia.

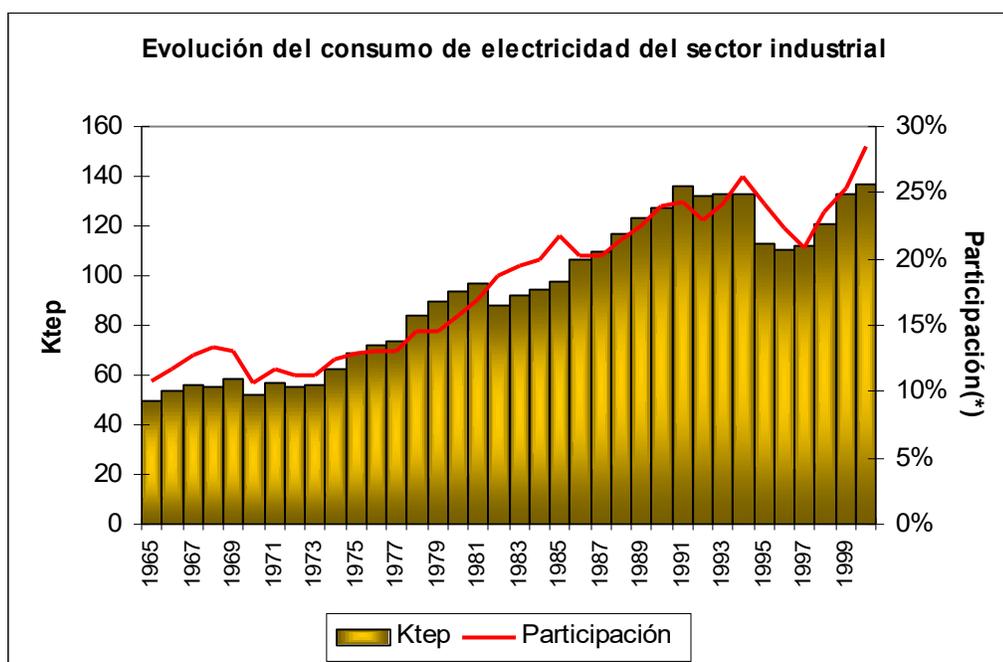
## Anexo F: Estadísticas

**Cuadro F1: Evolución del consumo final energético – Sector Industrial (ktep)**

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Gas Natural	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	29.7
Leña y Carbón Vegetal	35.1	39.3	52.9	80.0	137.4	167.3	150.0	77.4
Residuos de Biomasa	15.1	17.2	27.2	35.6	46.2	58.4	46.0	35.0
Carbón Mineral	5.1	1.5	1.2	2.7	0.3	0.4	0.3	0.4
Supergás	0.6	1.0	1.2	1.4	1.9	5.0	1.6	1.3
Gas Propano	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	12.6
Gasolinas y Naftas	5.6	7.1	4.5	4.7	1.0	0.3	0.2	0.2
Queroseno	7.0	5.7	6.0	3.2	0.3	0.4	1.4	1.4
Diesel Oil y Gas Oil	7.3	6.2	6.3	14.8	9.6	12.6	9.6	8.1
Fuel Oil	324.7	343.2	355.3	352.9	155.5	156.6	141.4	176.5
Otros Prod. Energéticos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	0.2
Gas Manufacturado	0.6	0.7	0.8	1.0	1.0	1.3	1.0	0.9
Coque	12.5	12.2	8.8	4.7	0.9	0.3	0.2	0.1
Electricidad	49.9	52.1	68.8	93.3	98.0	127.3	112.6	137.1
<b>TOTAL</b>	<b>463.5</b>	<b>486.2</b>	<b>533.0</b>	<b>594.3</b>	<b>452.1</b>	<b>530.1</b>	<b>465.1</b>	<b>480.9</b>

Fuente: Dirección Nacional de Energía.

**Gráfico F1**



(\*) Participación de la electricidad sobre el total de fuentes energéticas.

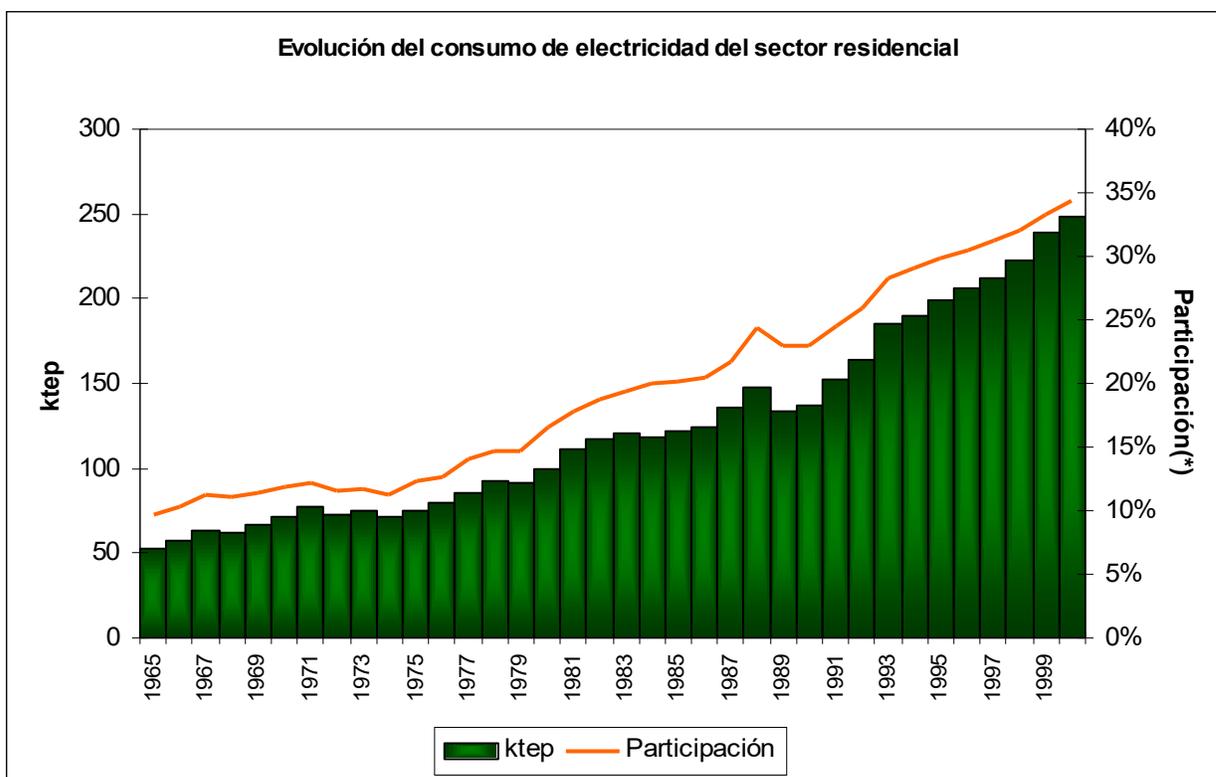
Fuente: Dirección Nacional de Energía.

**Cuadro F2: Evolución del consumo final energético – Sector Residencial (ktep)**

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Gas Natural	----	----	----	----	----	----	----	0.1
Leña y Carbón Vegetal	296.5	303.8	311.1	318.3	354.6	303.0	303.0	303.0
Supergás	20.1	34.6	40.2	48.2	47.9	71.8	91.5	112.4
Gas Propano	----	----	----	----	----	----	----	2.3
Queroseno	150.2	166.9	155.2	115.7	56.2	51.2	33.4	20.4
Diesel Oil y Gas Oil	13.5	6.1	11.3	13.1	6.8	3.7	9.5	5.8
Fuel Oil	8.9	9.2	6.4	1.9	10.7	24.3	24.1	25.3
Gas Manufacturado	9.5	8.1	7.1	4.5	5.0	5.7	5.4	6.4
Electricidad	53.1	71.7	74.8	100.1	121.4	136.9	199.2	248.9
<b>TOTAL</b>	<b>551.8</b>	<b>600.4</b>	<b>606.1</b>	<b>601.8</b>	<b>602.6</b>	<b>596.6</b>	<b>666.1</b>	<b>724.6</b>

Fuente: Dirección Nacional de Energía

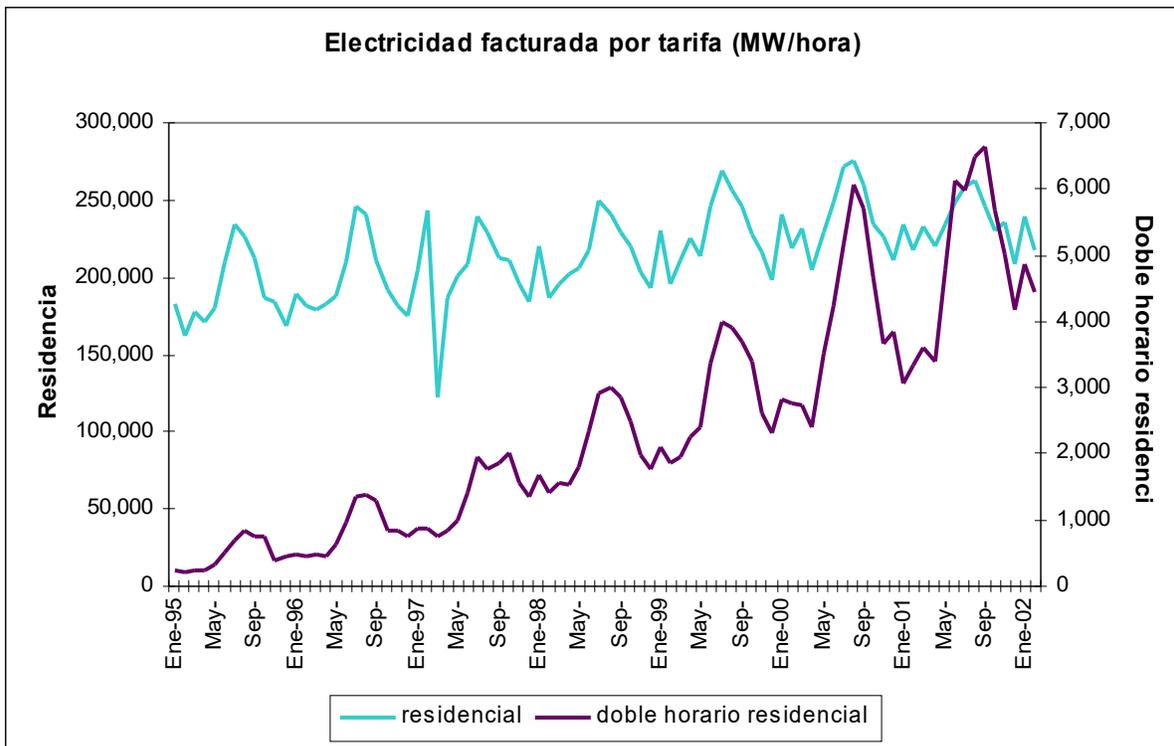
**Gráfico F2**



(\*) Participación de la electricidad sobre el total de fuentes energéticas.

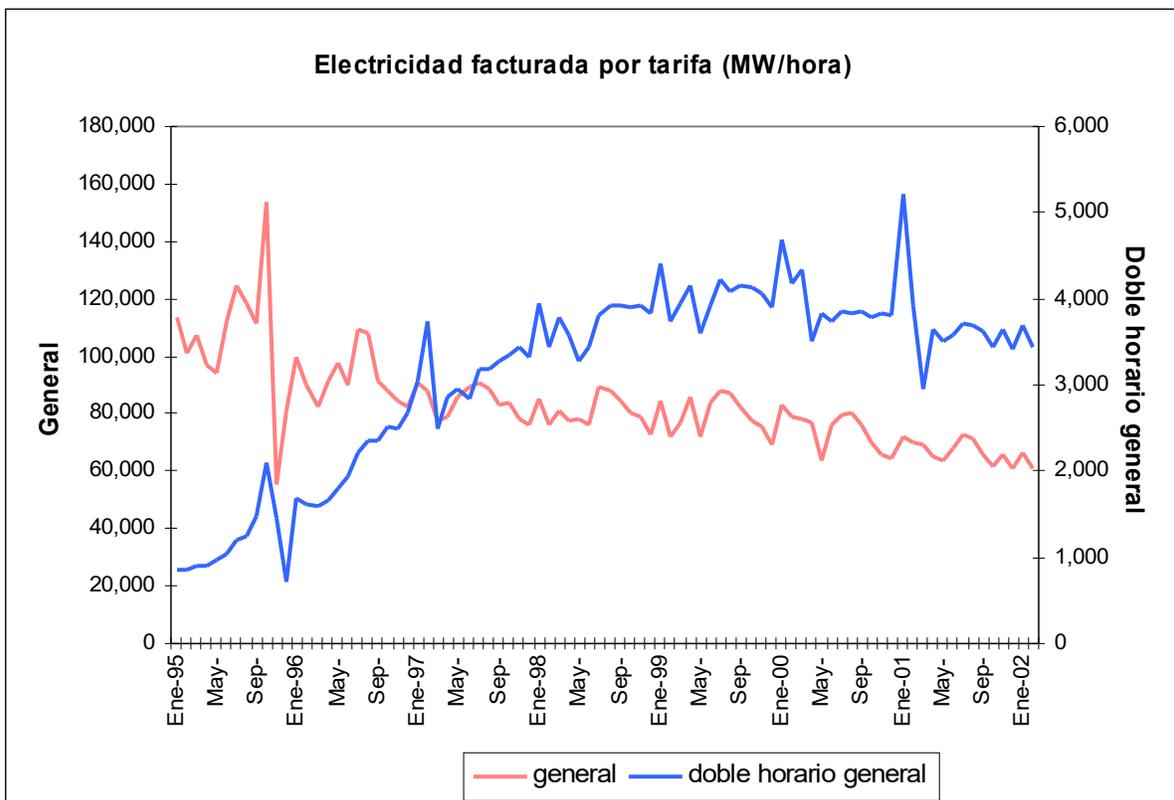
Fuente: Dirección Nacional de Energía.

**Gráfico F3**



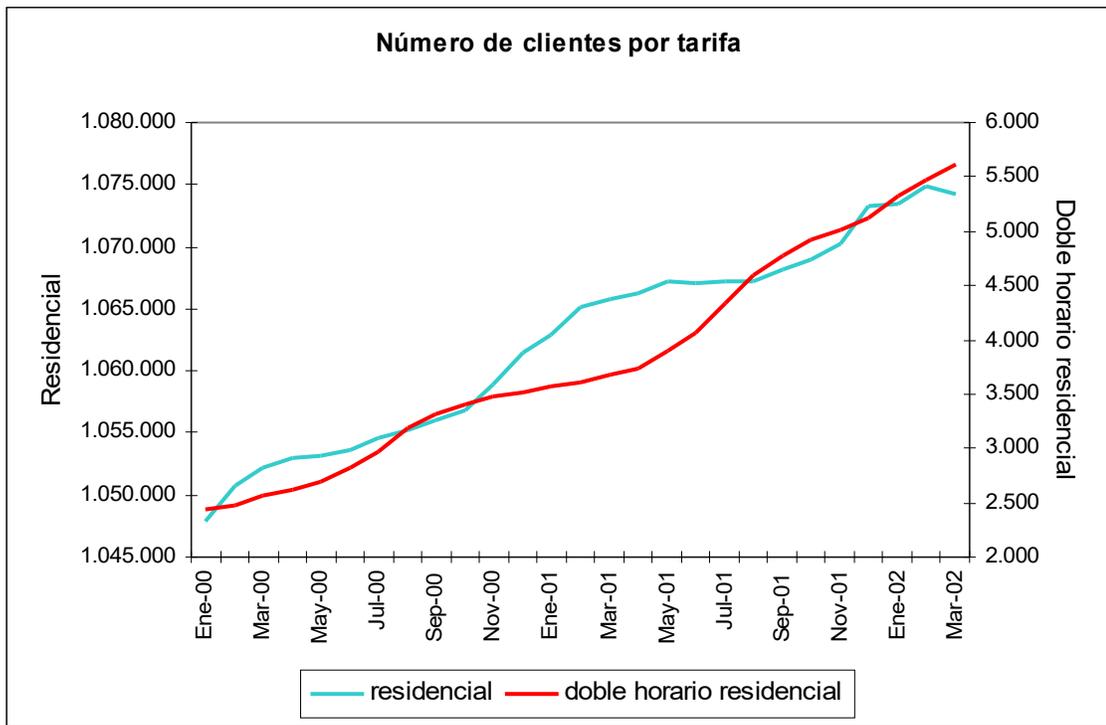
Fuente: Elaborado en base a datos de la Dirección Nacional de Energía

**Gráfico F4**



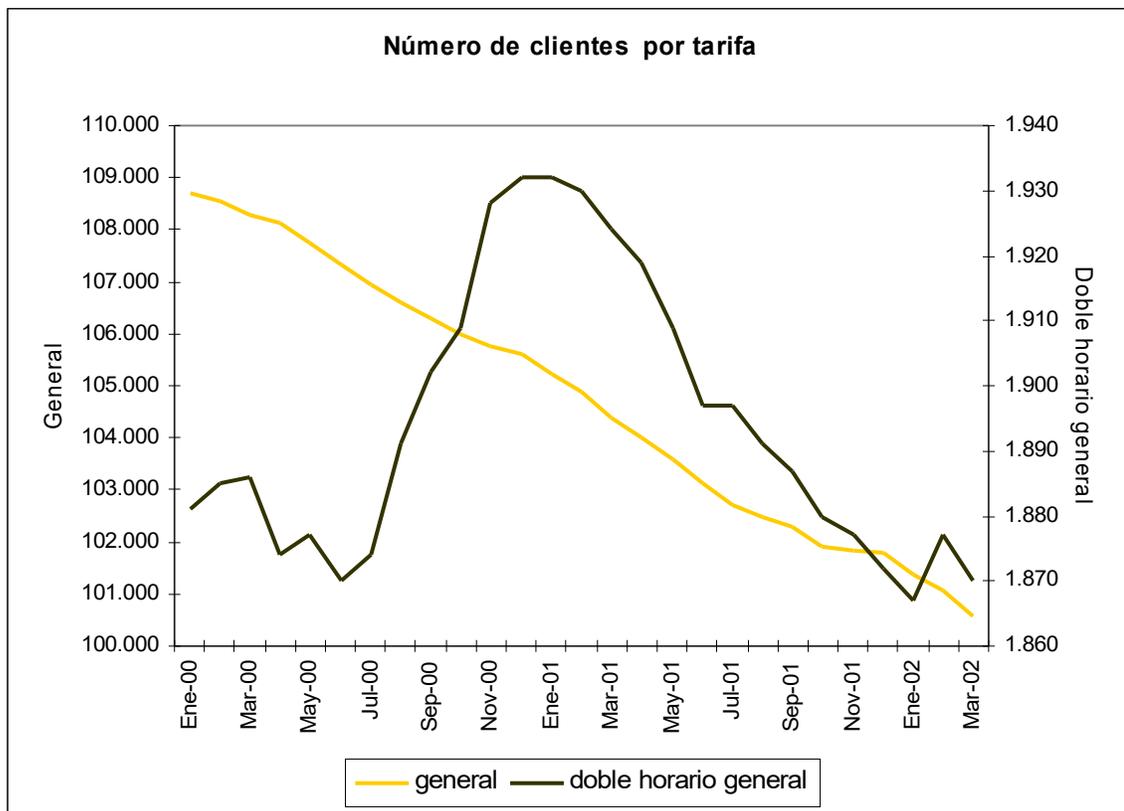
Fuente: Elaborado en base a datos de la Dirección Nacional de Energía

**Gráfico F5**



Fuente: Elaborado en base a datos de la Dirección Nacional de Energía

**Gráfico F6**



Fuente: Elaborado en base a datos de la Dirección Nacional de Energía

## BIBLIOGRAFÍA

Báez, G. y Bechara, J. (2000): “Reserva Instantánea: La Demanda como Herramienta de Gestión”, Revista CIER, Año X, N° 37, Setiembre/Octubre 2001.

Beber, D. (2000): “Caracterización de la Demanda en Distribución para la Determinación de Tarifas”, Revista CIER, Año X, N° 35, Abril/Mayo 2001.

Convenio UTE – Universidad de la República (1995): “La economía uruguaya en los noventa. Análisis y perspectivas de largo plazo”.

Convenio UTE – Universidad de la República (1995): “Manual de empleo para el modelo de previsión de la potencia horaria”.

Costa, C. (2001): “Desafíos inmediatos de la UREE en la regulación del mercado uruguayo de energía eléctrica”, versión disponible en la página web de la Cámara de Industrias del Uruguay.

Cozzano, B.; Mazzuchi, G. y Rodríguez, J.M. (2001): “La transformación de las relaciones laborales. Uruguay 1985-2001”, Programa de Modernización de las Relaciones Laborales, Universidad Católica del Uruguay, Montevideo.

De J. Cardona, L.; Zapata, W.; Velásquez, J. Y Ortiz, R. (1999): “Calidad de la Potencia Eléctrica en un Sistema de Distribución”, Revista CIER, Año IX, N° 32, Junio/Julio 2000.

Decreto N° 22/999: “Reglamento – Marco Regulatorio”, Diario Oficial, 3 de Febrero de 1999.

Despacho Nacional de Cargas: “Memoria Anual 2000”, UTE.

Doria, R.J. et al (1994): “Caracterización de la Carga: La Experiencia de COPEL en la Obtención de la Tipología de Carga de sus Consumidores”, VII Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, San José, Costa Rica, Marzo 1994.

Engle, R.; Granger, C.; Rice, J. y Weiss, A. (1986): “Semiparametric Estimates of the Relation Between Weather and Electricity Sales”, Working Paper, Journal of the American Statistical Association, Vol. 81, No. 394, Applications.

Espasa, A. y Cancelo, J.R. (1993): “Métodos Cuantitativos para el Análisis de la Coyuntura Económica”, Ed. Alianza Económica, Madrid.

EViews 4 Command and Programming Reference, Quantitative Micro Software, LLC.

EViews 4 User’s Guide, Quantitative Micro Software, LLC.

Gil Sordo, V. (1996): “Gestión de la Demanda Eléctrica y Planificación Integrada de Recursos”, Estrategias de Desarrollo Energético en los Mercado Regionales Integrados, Ponencias del Curso XVI sobre Economía Energética, Montevideo, Uruguay.

Gujarati, D. (1981): “Econometría Básica”, McGraw – Hill Latinoamericana, S.A.

Instituto de Economía Energética (1997): “Tecnología de la Electricidad”, XXVII Curso Latinoamericano de Posgrado en Economía y Política Energética y Ambiental, San Carlos de Bariloche.

Johnston, J. y DiNardo J. (1997): "Econometric Methods", Fourth Edition, McGraw - Hill Companies, Inc.

Kohler, D. y Mitchell, B. (1984): "Response to Residential Time of Use Electricity Rates, Working Paper, Journal of Econometrics XXVI.

Larrañaga Zeni, N. (1998): "Beneficios Laborales y de Seguridad Social", Ed. Touviel – Amalio M. Fernández SRL.

Larrosa D. y Sosa V. (2001): "Fijación de Tarifas del Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica en el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Ley 16.832)".

Ley 16.832: "Sistema Eléctrico Nacional", Diario Oficial, 27 de Junio de 1997.

Macedo, L. y Parodi, A. (2001) "Costo de Falla: metodología de investigación y su aplicabilidad al caso uruguayo". Documento preparado por la DNE y la UREE para el "Seminario Taller sobre Costos de Interrupcion" Montevideo, 13 y 14 de noviembre de 2001.

Mercados energéticos S.A. y Synex Ingenieros consultores (2001): "Determinación del Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y Tasas de Conexión en el Uruguay. Determinación de las Áreas de Distribución Típicas", Informe elaborado para UTE y UREE.

Mills, T. (1990): "Time Series Techniques for Economists", Cambridge University Press.

Pardo, A.; Meneu, V. y Valor, E. (2002): "Temperature and Seasonality Influences on Spanish Electricity Load", Working Paper, Energy Economics 24, Q41.

Patrick, R. y Wolak, F. (2001): "Estimating the Customer – Level Demand for Electricity Under Real – Time Market Prices", Working Paper, NBER 8213.

Pistonasi, H. (1995): "Economía de la energía", IDEE.

Rico Marqués y Pérez Errazquin, A. (2000): "La Desregulación del Mercado Energético", XV Jornada de Economía, Banco Central del Uruguay.

Schrock, D. (1997): "Load Shape Development", PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.

Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica: "Anteproyectos de Reglamentos del Sector Eléctrico Nacional – Guía de Lectura".

Veall, M. (1987): "Bootstrapping the Probability Distribution of Peak Electricity Demand", Working Paper, International Economic Review, Vol. 28, No. 1.

Viera, J. (2001): "Modelo de regresión lineal múltiple para la estimación de curvas de carga en el Uruguay", CIER, II Reunión Internacional de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, Lima, Perú.

Viera, J. y Nussbaum P. (2001): "Cálculo de la curva e carga y de la potencia pico en transformadores de subestación MT/BT", UTE .

Westley, G. (1992): "New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand", Inter – American Development Bank.

Willis, L (1996): "Spatial electric load forecasting", Ed. Marcel Dekker, Inc. NY.

## **PAGINAS WEB**

Working Papers in Economics: [www.netec.mcc.ac.uk](http://www.netec.mcc.ac.uk)

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas: [www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy)

Dirección Nacional de Energía: [www.dne.gub.uy](http://www.dne.gub.uy)

Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica: [www.uree.gub.uy](http://www.uree.gub.uy)

World Energy Council: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

Organización Latinoamericana de Energía: [www.olade.org.ec](http://www.olade.org.ec)

Cámara de Industrias del Uruguay: [www.ciu.com.uy](http://www.ciu.com.uy)

Comisión de Integración Energética Regional: [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)

U.S. Naval Observatory: [www.usno.navy.mil](http://www.usno.navy.mil)

## **ENTREVISTAS**

Ec. Carlos Costa - Presidente de la UREE.

Ing. Ind. Julia Antmann, Ing. Ind. Estela Gianarelli y Ec. Alejandro Parodi - Cuerpo Técnico de Gerencia de Regulación y Control de la UREE.

Ec. Oscar Burgueño, Gerente de Sector Análisis Tarifario de UTE.

Ing. Julián Viera - Sub gerente de Sector Planificación y Estudios de Redes de Distribución y Comercial de UTE.

Ing. Jorge Caramés, Jefe de Departamento Estudios de Carga – Gerencia Sector Análisis Tarifario de UTE.

Ec. Daniel Larrosa - División Planificación y Estudios del DNC.

Ec. Jorge Molinari - Sector Estudios Empresariales y Costos de UTE.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, queremos agradecer a nuestros tutores Adrián Fernández y Carlos Costa por acompañarnos y asistirnos en el largo proceso que tomó realizar este trabajo. Queremos asimismo destacar la colaboración de Julián Viera, Alejandro Parodi, Mario Bidegain, Diego Vázquez Mello, Oscar Burgueño, Jorge Caramés, Pablo Larguero, Guillermo Morelli, Luis Rodríguez Miranda, Julia Antmann, Estela Gianarelli, Daniel Larrosa, Jorge Molinari, Silvia

Rodríguez, Pablo Fleiss, Christian Daude, Ana Laura Badagian, y Graciela Mazzuchi, sin los cuales no hubiese sido posible culminar nuestra labor.