

LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN LA REGIÓN CENTRAL DEL PERÚ: 2001- 2010*

Villaverde Montoya, Oscar¹ y Campos Arias, Miguel²

Facultad de Economía de la Universidad Nacional del Centro del Perú¹ - Banco Central de Reserva del Perú
–Sucursal Huancayo, Perú².

RESUMEN

La planificación del sector eléctrico es de suma importancia para el crecimiento de una economía y, de manera más precisa, la planificación de la producción eléctrica de Electrocentro S.A. es compatible con el crecimiento sostenible de la región central del país. La eficiencia en la gestión de la empresa requiere de estimaciones precisas de la demanda eléctrica, a fin de evitar excesos en la producción que originaría sobrecostos y pérdida de beneficios. En el trabajo de investigación se estima la demanda de electricidad de la región central del país, a fin de encontrar los factores que determinan el comportamiento de la demanda, así como la proyección global de la demanda eléctrica. En la estimación de la demanda global se ha utilizado la metodología de Panel de Datos y para la proyección de la demanda eléctrica se ha recurrido a los modelos Arima.

Palabras clave: Demanda de electricidad, estimaciones y proyecciones.

DEMAND OF ELECTRICITY IN THE CENTRAL REGION OF PERU: 2001-2010

ABSTRACT

The planification in the electrical sector is of extreme importance for the growth of the economy and, most precisely the planification of the electric production of ELECTROCENTRO S.A. company is compatible with a sustainable growth in the Central Región of the country the efficiency in the performance of the company requires of precise estimations of the electrical demand as like the factors that determine it in order to avoid excesses in the production that would cause over costs and the loss of profits in the present work of investigation the demand of electricity in the Central Región of the country, has been estimated en order to find the factors that determine the behaviour of the demand, as well as the global projection of their requirement. In that estimation of the global demand a methodology y of a panel of data has been used and the arima models for the projection of the electrical demand.

Key words: Demand of electricity, estimations and projection.

* Este trabajo de investigación fue recibido el 20/09/2007, retornado para su revisión el 15/01/2008 y aprobado para su publicación el 20/07/2008.

1. Email: villaverde.o@pucp.edu.pe.

INTRODUCCIÓN

La planificación del sector eléctrico es de suma importancia para el crecimiento sostenible de las economías y, de manera más precisa, la estimación de demanda de electricidad constituye una de las herramientas fundamentales en la planificación del sector eléctrico tanto a nivel nacional, regional y local. Para Electrocentro S.A. la producción de la energía eléctrica requiere de estimaciones precisas de la demanda, debido a que si la producción es mayor que la demanda se genera sobrecostos y pérdidas para la empresa. Asimismo, para plasmar las nuevas inversiones de la empresa se requieren de proyecciones precisas de la demanda eléctrica a fin de garantizar la rentabilidad del proyecto.

El problema que enfrenta Electrocentro S.A. es que no cuenta con modelos para la estimación de la demanda eléctrica que sirva en la toma de decisiones de producción e inversión. En el trabajo se construye un modelo de demanda de electricidad a fin de determinar los factores que explican el comportamiento de la demanda de electricidad, así la proyección global de la demanda eléctrica, en la en la región centro del Perú.

En el estudio se estima y se proyecta la demanda de electricidad para clientes regulados de baja tensión y media tensión utilizando la metodología de panel de datos y modelos Arima. La demanda de electricidad en la zona de concesión e influencia de Electrocentro S.A. considera 334 distritos en el mercado regulado de BT y 115 distritos en el mercado regulado de MT.

Chumacero (1996) realiza un estudio de la demanda eléctrica para zona central de Chile, donde propone una especificación no lineal en la variable dependiente ingreso, de modo que se obtiene la elasticidad variable a lo largo del tiempo y no constante como en las especificaciones logarítmicas. La no linealidad de la estimación permite evaluar la hipótesis de saturación, según el cual la elasticidad ingreso tiende a reducirse conforme se incrementa el nivel de ingreso.

En el caso Argentina, Mateos, Rodríguez y Rossi (1999) elabora un modelo estructural de equilibrio del mercado eléctrico, donde se estima la oferta y la demanda de electricidad en un sistema de ecuaciones simultáneas con variables instrumentales. En este

modelo la oferta depende de las condiciones hídricas de las cuencas relevantes para el sistema de generación y los precios de los combustibles que afectan el costo de la generación térmica.

Moral Caicedo, J. y Vicente Otero, J. (2003), plantean un modelo de demanda de Energía Eléctrica que contempla y captura efectos tanto de corto y largo plazo ellos inciden fuertemente en diferenciar estos efectos, "...La distinción entre corto y largo plazo es esencial en la explicación de la demanda de energía eléctrica ya que a corto plazo las variaciones de demanda suelen estar ligadas a la mayor o menor intensidad de uso del equipamiento existente (actividad económica, variables climáticas y condiciones de trabajo); sin embargo, a mediano y largo plazo, la combinación de variables económicas (renta, ahorro, tipos de interés, expectativas...), demográficas y tecnológicas (construcción de nuevas viviendas, acumulación y renovación del equipamiento doméstico, crecimiento de la superficie comercial, equipamiento productivo industrial, transporte, etc) afectan a variables claves en la demanda de energía eléctrica.

En cuanto a la metodología de Panel de Datos destaca el trabajo de José Benavente y otros (2004), donde se estima la demanda residencial usando un panel mensual del consumo de 18 distribuidoras que venden en Sistema Interconectado Central (SIC). En el estudio se explota la información de corte transversal inherente en un panel, que les permite obtener estimaciones más precisas. Al mismo tiempo la periodicidad mensual de los datos permite estimar un modelo de ajuste parcial en que el corto plazo es un mes. La contribución metodológica del trabajo consiste en estimar paneles dinámicos con datos mensuales y examinar la forma correcta de estimar un modelo con variables dependiente rezagada medida en forma mensual cuando los tamaños de muestra no son lo suficiente grandes estudios realizados para el Perú:

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SEIN (1996) realizó un estudio de demanda de energía eléctrica donde se plantea un modelo lineal de demanda en el que se considera como variables explicativas la población, el PBI y las tarifas promedio de energía eléctrica. Los autores utilizaron el método de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) para estimar el modelo, las series

con los que se realizó el trabajo después de ser analizadas presentaron problemas de estacionariedad posible relación espúrea. De otra parte, se puede comprobar que la estimación en su conjunto posee cierta inestabilidad hacia el final de la muestra. Además, el modelo econométrico presenta un problema de composición en el crecimiento de la demanda eléctrica. Específicamente, se sobreestima el crecimiento de la demanda atribuido a la población. Finalmente, el reducido número de observaciones es insuficiente para obtener propiedades deseables en los estimadores MCO.

El modelo CISEPA-PUCP (1998) presenta una función de demanda de energía eléctrica con elasticidades (Modelo de ajuste instantáneo) y una función en la que asume divergencia entre la demanda y consumo de energía (Modelo de ajuste parcial), los autores realizan estimaciones grupales teniendo en cuenta nueve categorías de usuarios, agregándolas luego para lograr una demanda global, en el planteamiento inicial de su modelo se puede notar que no consideran a la población como variable explicativa de la demanda como si lo hace el modelo COES-SEIN, de sus resultados y conclusiones finales se puede notar que para algunas agrupaciones el precio de la energía eléctrica es poco significativo .

El modelo de demanda presentado por Macroconsult (2001), realiza un modelo de corrección de errores para el estudio presentado originalmente por COES-SEIN, esta mejora metodológica ha permitido tener una función de demanda con efectos de corto y largo plazo y un mejor ajuste econométrico para fines de predicción.

Finalmente, el estudio de OSINERG (2004), construye modelos econométricos alternativos para la realización de proyecciones de la demanda eléctrica los cuales permiten mejorar la eficiencia y la bondad predictiva, así como reducir la discrecionalidad del procedimiento actual. Se estiman tres modelos: el primero de series de tiempo, el segundo de corrección de errores y el tercero desagrega la demanda eléctrica en tres componentes (residencial, minero y el resto de la industria).

MATERIAL Y MÉTODOS

Metodología de panel de datos

Según Greene (1999), y Baltagi (2002) podemos decir que, el uso de datos que varían tanto a través del tiempo como del espacio nos permiten construir y validar modelos conocidos como de datos en panel (agrupamiento de observaciones en series de tiempo y transversales a la vez). En forma genérica, un modelo de datos en panel puede ser representado por:

$$Y_{it} = \alpha_i + X_{it} \cdot \beta + \mu_{it}$$

$$i = 1, \dots, N$$

$$t = 0, \dots, T$$

Donde Y_{it} representa a la variable dependiente de la unidad transversal i en el momento t , α_i se considera constante a lo largo del tiempo t y específico para la unidad de sección cruzada individual, X_{it} representa al conjunto de K variables independientes, excluyendo el intercepto, que vienen a ser los regresores del modelo para cada unidad transversal i en el momento t ; β mide el efecto marginal de X_{it} en el momento t para la i -ésima unidad y μ_{it} representa el término de error del modelo de la unidad transversal i en el momento t . El supuesto estandar es que β es constante para todo i y t .

Un modelo econométrico de datos en panel es más robusto que un modelo convencional, Baltagi (2002) destaca las siguientes ventajas de los datos en panel respecto a los datos transversales ó de series de tiempo:

1. Puesto que los datos relacionan distritos, individuos, empresas, estados, países, etc. a lo largo del tiempo, no existe límite alguno para la heterogeneidad en estas unidades. Las técnicas de estimación de datos en panel pueden tener en cuenta de manera explícita tal heterogeneidad, al permitir la existencia de variables específicas individuales.
2. Al combinar las series de tiempo de las observaciones transversales, los datos en panel proporcionan una mayor cantidad de datos informativos, más variabilidad, menos colinealidad entre variables, más grados de libertad y una mayor eficiencia:

- Los datos en panel pueden detectar y medir mejor los efectos que sencillamente no pueden ni siquiera observarse en datos puramente transversales ó de series de tiempo.
- Al estudiar la sección transversal repetida de observaciones, los datos en panel resultan más adecuados para estudiar la dinámica de cambio.
- Los datos en panel permiten estudiar modelos de comportamiento más complejos. Por ejemplo, fenómenos como las economías de escala y el cambio tecnológico pueden manipularse mejor con los datos en panel que por los datos puramente seccionales o de series de tiempo.

RESULTADOS

a) Demanda de electricidad en baja tensión

$$\begin{aligned} \text{Log}(DEM) = & -0.319 - 0.099 * \text{Log}(PREM) + 0.027 * \text{Log}(POB) + 0.095 * \text{Log}(CLI) + \\ & 0.049 * \text{Log}(IF) + 0.015 * \text{Log}(PBI) + 0.073 * (STP_II) + 0.047 * (STP_III) + \\ & 0.04 * (STP_IV) + 0.891 * \text{Log}(DEM(-1)) + \varepsilon_{it} \end{aligned}$$

b) Demanda de electricidad en media tensión (Incluye todos los distritos)

$$\begin{aligned} \text{Log}(DEM) = & -0.3473 - 0.1477 * \text{Log}(PREM) + 0.0125 * \text{Log}(CLI) + 0.0726 * \text{Log}(IF) + \\ & 0.1109 * \text{Log}(STP_II) + 0.085 * (STP_III) + 0.0307 * (STP_IV) + 0.965 * \text{Log}(DEM(-1)) + \varepsilon_{it} \end{aligned}$$

c) Demanda de electricidad en media tensión (Excluye los distritos mineros)

$$\begin{aligned} \text{Log}(DEM) = & -0.303 - 0.1565 * \text{Log}(PREM) + 0.0078 * \text{Log}(CLI) + 0.0506 * \text{Log}(IF) + \\ & 0.0781 * \text{Log}(STP_II) + 0.0553 * (STP_III) + 0.0189 * (STP_IV) + 0.9747 * \text{Log}(DEM(-1)) + \varepsilon_{it} \end{aligned}$$

d) Elasticidad (Excluye los distritos mineros en media tensión)

BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PREM)} = -0.099$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PREM)} = -0.1565$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(POB)} = 0.027$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(POB)} = \text{-----}$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(CLI)} = 0.095$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(CLI)} = 0.0078$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(IF)} = 0.049$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(IF)} = 0.0506$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PBI)} = 0.015$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PBI)} = \text{-----}$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_II)} = 0.073$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_II)} = 0.0781$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_III)} = 0.047$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_III)} = 0.0553$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_IV)} = 0.04$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_IV)} = 0.0189$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (DEM(-1))} = 0.891$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (DEM(-1))} = 0.9747$

En valor absoluto se tiene

BAJA TENSIÓN

$$\eta_{DEM, PREM} > \eta_{DEM, CLI} > \eta_{DEM, STP_II}$$

MEDIA TENSIÓN

$$\eta_{DEM, PREM} > \eta_{DEM, STP_II} > \eta_{DEM, STP_III} > \eta_{DEM, PX_IF_AJ}$$

(Excluye los distritos mineros en media tensión)

BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PREM)} = -0.099$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PREM)} = -0.1477$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(POB)} = 0.027$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(POB)} = \text{-----}$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(CLI)} = 0.095$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(CLI)} = 0.0125$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(IF)} = 0.049$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(IF)} = 0.0726$
$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PBI)} = 0.015$	$\frac{\partial \text{Log}(DEM)}{\partial \text{Log}(PBI)} = \text{-----}$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_II)} = 0.073$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_II)} = 0.1109$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_III)} = 0.047$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_III)} = 0.085$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_IV)} = 0.04$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (STP_IV)} = 0.0307$
$\frac{\partial (DEM)}{\partial (DEM(-1))} = 0.891$	$\frac{\partial (DEM)}{\partial (DEM(-1))} = 0.965$

En valor absoluto se tiene

BAJA TENSIÓN
$\eta_{DEM, PREM} > \eta_{DEM, CLI} > \eta_{DEM, STI}$

MEDIA TENSIÓN
$\eta_{DEM, PREM} > \eta_{DEM, STP_II} > \eta_{DEM, STI}$ $> \eta_{DEM, PX_IF_AJ}$

e) Pronóstico de la demanda eléctrica en baja tensión

Pronóstico de Venta de Energía en MT en MWh a Junio del 2007.

Fecha	Demanda_MT Pronosticada	Fecha	Demanda_MT Pronosticada
2006_01		2007_01	6491.710
2006_02		2007_02	6299.790
2006_03	5759.629	2007_03	6799.655
2006_04	5914.401	2007_04	6812.572
2006_05	6119.345	2007_05	7107.423
2006_06	6248.979	2007_06	7291.062
2006_07	6435.765		
2006_08	6546.240		
2006_09	6467.861		
2006_10	6602.422		
2006_11	6488.488		
2006_12	6609.447		
Año 2006	74420.312		

f) Pronóstico de la demanda eléctrica en media tensión

Pronóstico de Venta de Energía en BT en MWh al 2010.

Fecha	Demanda_BT Pronosticada	Fecha	Demanda_BT Pronosticada	Fecha	Demanda_BT Pronosticada
2006_01		2007_01	27929.302	2008_01	29897.492
2006_02		2007_02	26222.650	2008_02	28203.284
2006_03	26723.119	2007_03	28443.441	2008_03	30436.465
2006_04	26898.186	2007_04	28751.819	2008_04	30757.180
2006_05	27832.782	2007_05	29699.380	2008_05	31717.026
2006_06	27410.797	2007_06	29290.299	2008_06	31320.178
2006_07	28242.186	2007_07	30134.532	2008_07	32176.592
2006_08	28286.794	2007_08	30191.924	2008_08	32246.114
2006_09	27911.744	2007_09	29829.601	2008_09	31895.870
2006_10	28585.352	2007_10	30515.877	2008_10	32594.177
2006_11	27832.733	2007_11	29775.869	2008_11	31866.151
2006_12	28635.201	2007_12	30590.892	2008_12	32693.108
Año 2006	329175.220	Año 2007	351375.586	Año 2008	375803.636
Fecha	Demanda_BT Pronosticada	Fecha	Demanda_BT Pronosticada	Fecha	Demanda_BT Pronosticada
2009_01	32011.593	2010_01	34264.802		
2009_02	30329.225	2010_02	32593.746		
2009_03	32574.198	2010_03	34849.994		
2009_04	32906.660	2010_04	35193.688		
2009_05	33878.206	2010_05	36176.428		
2009_06	33493.013	2010_06	35802.389		
2009_07	34361.039	2010_07	36681.529		
2009_08	34442.128	2010_08	36773.695		
2009_09	34103.409	2010_09	36446.013		
2009_10	34813.196	2010_10	37166.801		
2009_11	34096.609	2010_11	36461.176		
2009_12	34934.962	2010_12	37310.455		
Año 2009	401944.237	Año 2010	429720.718		

Pronóstico de Venta de Energía en MT en MWh al 2010.

Fecha	Demanda_MT Pronosticada	Fecha	Demanda_MT Pronosticada	Fecha	Demanda_MT Pronosticada
2006_01		2007_01	5746.892	2008_01	6409.866
2006_02		2007_02	5517.516	2008_02	6187.943
2006_03	5341.943	2007_03	5979.074	2008_03	6656.763
2006_04	5467.923	2007_04	5952.806	2008_04	6637.677
2006_05	5643.157	2007_05	6207.559	2008_05	6899.450
2006_06	5742.213	2007_06	6350.149	2008_06	7048.999
2006_07	5897.579	2007_07	6513.487	2008_07	7219.232
2006_08	5975.792	2007_08	6599.714	2008_08	7312.320
2006_09	5864.290	2007_09	6496.131	2008_09	7215.570
2006_10	5964.850	2007_10	6604.616	2008_10	7330.879
2006_11	5816.036	2007_11	6463.646	2008_11	7196.693
2006_12	5901.240	2007_12	6556.631	2008_12	7296.462
Año 2006	68842.758	Año 2007	74988.233	Año 2008	83411.855
Fecha	Demanda_MT Pronosticada	Fecha	Demanda_MT Pronosticada	Fecha	Demanda_MT Pronosticada
2009_01	7156.466	2010_01	7987.734		
2009_02	6941.379	2010_02	7779.789		
2009_03	7417.091	2010_03	8262.607		
2009_04	7404.980	2010_04	8257.568		
2009_05	7673.769	2010_05	8533.388		
2009_06	7830.376	2010_06	8696.994		
2009_07	8007.677	2010_07	8881.260		
2009_08	8107.857	2010_08	8988.380		
2009_09	8018.213	2010_09	8905.645		
2009_10	8140.665	2010_10	9034.978		
2009_11	8013.635	2010_11	8914.792		
2009_12	8120.575	2010_12	9028.544		
Año 2009	92832.682	Año 2010	103271.680		

DISCUSIÓN

Los modelos estructurales tanto en baja y media tensión mediante la metodología de Panel de datos presentan estacionaridad en las variables, no autocorrelación y no heterocedasticidad. La demanda de electricidad en baja tensión depende principalmente, en orden de importancia, del precio de la electricidad del número de clientes y del sector típico II; mientras que la demanda de electricidad en media tensión, incluyendo los distritos mineros depende del precio del ingreso ajustado y del sector típico II y III.

El estudio evidencia que la mayor tasa de crecimiento efectivo y proyectado en el mercado de baja tensión se encuentra en la Región Ayacucho, provincia de Huanca Sancos; Región Huancavelica, provincia de Angaraes; Región Huánuco, provincia de Huamalies; Región Junín, provincia de Satipo, y la Región Pasco, provincia de Oxapampa. La mayor tasa de crecimiento efectivo y proyectado en el mercado de media tensión se encuentra en la Región Ayacucho, provincia de Huanta; Región Huancavelica, provincia de Acobamba; Región Huánuco, provincia de Leoncio Prado; Región Junín, provincia de Yauli, y la Región Pasco, provincia de Daniel Alcides Carrión.

La mayor tasa de crecimiento efectivo y proyectado en el mercado regulado de baja tensión a nivel Regional se encuentra en la Región Cusco seguido de la Región Huancavelica y la mayor tasa de crecimiento efectivo y proyectado en el mercado regulado de media tensión a nivel regional se encuentra en la Región Huancavelica y Región Pasco.

f) Pronóstico de la demanda eléctrica total

La mayor tasa de crecimiento efectivo y proyectado en el mercado regulado de baja tensión a nivel de Unidades de Negocio se encuentra en Unidad de Negocio de Huancavelica, de Tingo María y de Ayacucho.

La mayor tasa de crecimiento efectivo y proyectado en el mercado regulado de media tensión a nivel de Unidades de Negocio se encuentra en la Unidad de Negocio de Pasco, de Tarma y Huancavelica.

A nivel Empresa - mercado de baja tensión- la proyección a corto plazo de la demanda de electricidad

para el año 2006 fue de 334,202.6 MWh y para junio del 2007 se espera alcanzar 30,227.1 MWh ; y la proyección a largo plazo de la demanda de electricidad para el año 2006 fue de 329,175.2 MWh y para el año 2010 se espera alcanzar 429,720.7 MWh.

A nivel Empresa - mercado de media tensión- la proyección a corto plazo de la demanda de electricidad para el año 2006 fue de 74,420.3 MWh y para junio del 2007 se espera alcanzar 7,291.0 MWh ; y la proyección a largo plazo de la demanda de electricidad para el año 2006 fue de 68,842.8 MWh y para el año 2010 se espera alcanzar 103,271.7 MWh.

A nivel Empresa la demanda de electricidad total - mercado de baja y media tensión- la proyección a corto plazo de la demanda de electricidad para el año 2006 fue de 408,629.950 MWh y para junio del 2007 se espera alcanzar 37,518.220 MWh : y la proyección a largo plazo de la demanda de electricidad para el año 2006 fue de 398,017.978 MWh y para el año 2010 se espera alcanzar 532,992.398 MWh.

LITERATURA CITADA

- Baltagi, B.** 2001. *Econometric analysis of panel data.* Second Edition. John Wiley and sons, LTD, p. 230.
- Benavente, J. G.; Sanhueza, R. y Serra P.** 2004. *Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: a doña Juanita le importa el precio.* Universidad de Chile, Departamento de Economía.
- Chumacero, R.** 1996. *Estimación de la demanda de energía del sistema interconectado central.* Consultoría para la Comisión Nacional de Energía de Chile.
- CISEPA.** 1997. *Proyección del consumo mensual de energía eléctrica Junio 1997-Diciembre 2000.* Consultoría para la Comisión de Tarifas de Energía. Informe Final.
- Comité de Operación Económica del Sistema interconectado Nacional. COES-SEIN.** 1996. *Documento de trabajo.*

- Quantitative Micro Software, LLC, EViews 5.1.** 2005. User's Guide., p. 1004.
- Greene William H.** 2003. *Econometric analysis*. Fifty edition. New Jersey, Prentice Hall, p. 1026.
- Macroconsul.** 2001. Desarrollo de un modelo econométrico de la demanda de energía para el sistema interconectado nacional. Consultoría para la comisión de tarifas de energía. Tomo I y II.
- Macroconsul.** 2002. Conversatorio. exposiciones del conversatorio sobre situación económica y política de endeudamiento del Perú. Marzo 2002. Lima.
- Mateos, F, M.; Rodríguez Pardina y M. Rossi.** 1999. Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas. Centro de estudios macroeconómicos argentinos, Argentina. Centro de Estudios de Regulación, Instituto de Economía –UADE, Argentina.
- Martín, A.** 1990. Modelo de demanda energética para España. Universidad Autónoma de Madrid, Ciencias Económicas y Empresariales.
- Moral, C. J y Vicente. O. J.** 2003. Un modelo de Previsión de Demanda Energía Eléctrica. THOR II. Universidad Autónoma de Madrid.