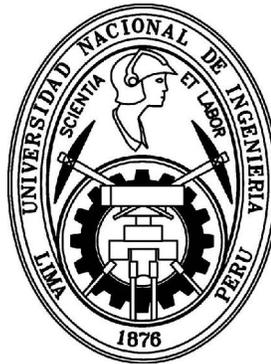


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Ingeniería Económica y Ciencias Sociales



LA DEMANDA AGREGADA EN EL SECTOR
ELECTRICO EN EL PERU

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ECONOMISTA

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACIÓN DE
CONOCIMIENTOS

ELABORADO POR:
OSCAR EDUARDO CARPIO VILLALVA

LIMA – PERÚ

2009

Para mi madre con
amor y cariño

ÍNDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
I. EL SISTEMA ELECTRICO EN EL PERU	3
1.1 Estructura del Sector Eléctrico	4
1.1.1 Actores principales de la demanda.....	5
1.1.2 Actores principales de la oferta.....	5
1.1.3 Organismos normativos, fiscalizadores, reguladores	5
1.2 La Cadena del Valor del Sector Eléctrico	6
1.3 Características del Sector Eléctrico	7
1.3.1 Existencia de Gas Natural.....	7
1.3.2 Fuentes Generadoras de Electricidad.....	9
1.3.3 La Oferta Eléctrica.....	10
1.3.4 La Estructura Tarifaria.....	11
II. INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO	13
2.1 Las Políticas Energéticas	13
2.2 La Infraestructura Actual del Sector	15
2.2.1 Las Empresas Generadoras.....	15
2.2.2 Las Empresas Transmisoras.....	15
2.2.3 Las Empresas Distribuidoras.....	16
2.3 La Evolución de las Inversiones en el Sector	16
2.3.1 Inversiones en Generación.....	16

	Pág.
2.3.2 Inversiones en Transmisión.....	17
2.3.3 Inversiones en Distribución.....	17
III.DETERMINACION DE LA DEMANDA ELECTRICA	20
3.1 Análisis de Datos.....	23
3.1.1 Método Gráfico.....	24
3.1.2 Contraste de Daniel.....	25
3.1.3 Análisis de Estacionariedad.....	27
3.2 Modelos Econométricos.....	29
3.2.1.Modelo COES-SEIN (1996).....	29
3.2.2.Modelo CISEPA-PUCP (1998).....	31
3.2.3.Modelo OSINERGMIN (2004).....	31
3.3 Formulación del Modelo.....	33
3.4 Cointegración.....	35
3.4.1.Análisis de Residuos.....	36
3.4.2.Corrección de Errores.....	39
3.5. Predicciones.....	40
CONCLUSIONES	44
BIBLIOGRAFÍA	45

RELACIÓN DE GRÁFICOS:

Gráfico 1: Principales Actores en el Sector Eléctrico	4
Gráfico 2: La Cadena de Valor de la Electricidad.....	6
Gráfico 3: Participación de Fuentes para Generar Electricidad.....	9
Gráfico 4: La Curva de Oferta Eléctrica.....	10
Gráfico 5: La Estructura Tarifaria Eléctrica.....	11
Gráfico 6: Composición de Tarifa Final.....	12
Gráfico 7: Evolución de las Inversiones en Generación.....	18
Gráfico 8: Evolución de las Inversiones en Transmisión.....	18
Gráfico 9: Evolución de las Inversiones en Distribución.....	19
Gráfico 10: Inversiones por actividades acumuladas 1994-2008.	19
Gráfico 11: El PBI y la Demanda Energía Eléctrica (1981-2008).	21
Gráfico 12: Ploteo de Series Analizadas.....	23
Gráfico 13: Gráficos de Series Logarítmicas.....	24
Gráfico 14: Serie Residuos Modelos 2.....	37

RELACIÓN DE TABLAS:

Tabla I: Pérdida de eficiencia en Proceso de Distribución.....	14
Tabla II: Empresas de Transmisión en el Perú.....	15
Tabla III: Contraste de Daniel Serie Original.....	26
Tabla IV: Contraste de Daniel Primera Diferencia.....	27
Tabla V: Test de Estacionariedad.....	28

	Pág.
Tabla VI: Proyecciones de Modelos.....	32
Tabla VII: Resultados de Modelo 1.....	33
Tabla VIII: Resultados de Modelo 2.....	35
Tabla IX: Prueba Dickey Fuller a residuos.....	37
Tabla X: Resultado Modelo 3.....	38
Tabla XI: Resultado Modelo 4.....	38
Tabla XII: Resultado de Corrección de Errores.....	40
Tabla XIII: Proyecciones de Crecimiento del PBI.....	41
Tabla XIV: Proyecciones de Modelos.....	42

INTRODUCCIÓN

El problema de déficit energético de Argentina con la "crisis del gas" obligó a cortar de manera parcial el suministro de gas a las industrias y las exportaciones que realizaba a Chile, a su vez Argentina recibió ayuda por parte de Brasil para afrontar esta crisis. Este problema de acuerdo a manifestaciones de los gobernantes argentinos es atribuido al pujante crecimiento económico que entre el 2003 y el 2008 acumuló una expansión promedio del 8%

El Perú en los últimos 10 años ha tenido un crecimiento promedio del PBI en 5% porcentaje que no ha mantenido la producción de electricidad, lo que está generando una reducción en el margen de seguridad y también se viene desarrollando un mayor uso de gas como fuente generadora de electricidad donde para el año 2009 se tiene proyectado en un 25% de la generación total de electricidad, con el riesgo de que las reservas del Gas de Camisea no se encuentran certificadas, lo cual generará una situación de riesgo y más cuando se compromete este recurso para la exportación.

Por ello la importancia de realizar cálculos que permitan conocer como será la demanda de electricidad para los próximos años las cuales deberán ser cubiertas ya sea con nuevas centrales eléctricas, con mejores eficiencias en la distribución

de electricidad (donde en los últimos años las pérdidas en distribución se ha reducido) y también con campañas dirigidas a los usuarios residenciales e industriales para llevar a cabo ahorro de energías ya que realizar expansiones por infraestructuras en el corto plazo. Realizar importaciones de energía tiene un costo alto Brasil importó electricidad a Argentina con un precio para el usuario en 2.5 mayor .

Para el presente trabajo se construirá un modelo econométrico con la metodología de series de tiempo en donde se considera a variables producto bruto interno, precios promedios de electricidad y población como los elementos que afectan a la demanda agregada de electricidad.

Se inicia con una descripción del mercado eléctrico en el país como esta formada la oferta, la demanda, después se resaltan las principales características de este mercado, luego se incluye como evoluciono las inversiones en el sector para luego finalmente trabajar con el modelo econométrico propuesto y terminar con las conclusiones

I. EL SISTEMA ELECTRICO EN EL PERU

Desde que se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas en el años 1992, como partes de reforma estructurales del sistema eléctrico en el Perú, se viene manteniendo una reducida participación del Estado y un aumento en la inversión privada. La reforma estructural de este período incluyo principalmente la privatización de las principales empresas del sector y una nueva metodología para la fijación de las tarifas eléctricas, donde los cuales se habían mantenido congelados por 10 años, con pequeñas excepciones, desde 1972¹

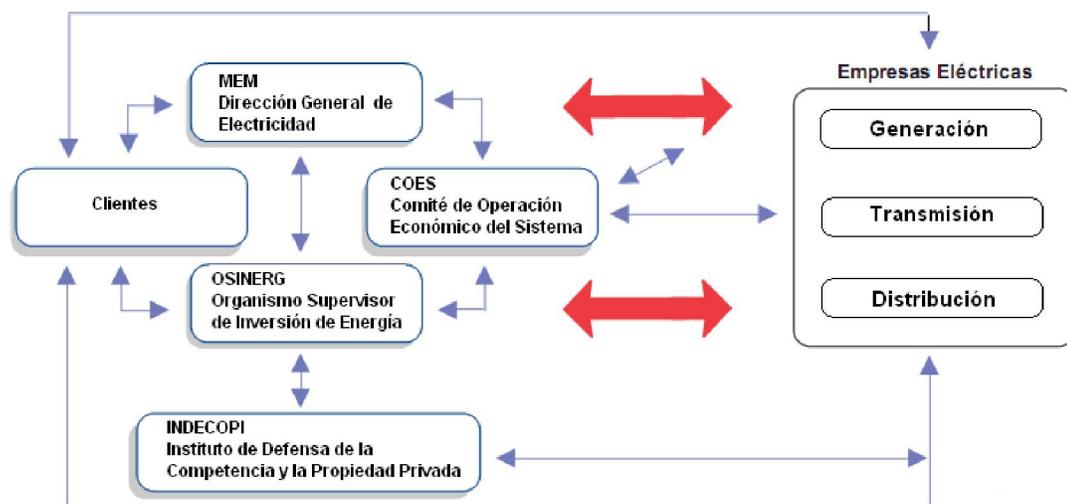
Anterior a esta reforma estructural la participación del Estado tenía reservada la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica para el servicio público, pero luego con Ley de Concesiones se determinó la separación de estas actividades y podían ser realizadas por el sector privada, con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el servicio público de electricidad. En el año de 1994, se inició un proceso de privatización de las empresas estatales del sector eléctrico, donde una de las condiciones en las ventas fue el compromiso de realizar inversiones por parte de la empresa compradora.

¹ Campodónico Humberto, 1998. Pág 14

1.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992² y considerando sus normas reguladoras y modificatorias, se determina a los actores principales en el sector eléctrico de acuerdo a gráfica adjunta

Gráfico 1: Principales Actores en el Sector Eléctrico



Fuente: Perú: Análisis del Sector Eléctrico CAF

1.1.1 Actores Principales de la Demanda

Clientes Libres, los que realizan sus transacciones en forma libre, con demanda superior a 1 MW.

Clientes Regulados, los que pertenecen al Servicio Público de Electricidad, con demanda inferior a 1 MW y están sujetos a regulación por la Comisión de Tarifas

² Ley de Concesiones Eléctrica. Ley 25844 que fue promulgada el 06 de noviembre de 1992

1.1.2 Actores Principales de la Oferta:

Empresas Generadoras, que producen electricidad por medio de centrales eléctricas que transforman la energía hidráulica o térmica en electricidad.

Empresas Transmisoras, realizan el transporte de electricidad en niveles altos de tensión que permiten un alto flujo de electricidad, las empresas transmisoras no comercializa electricidad solo brinda el servicio de transporte.

Empresas Distribuidoras, realizan el transporte de la electricidad en baja tensión hasta la puerta del cliente final.

1.1.3 Organismos normativos, fiscalizadores, reguladores.

Ministerio de Energía y Minas; - Dirección General de Electricidad concede, concesiones eléctricas promueve y norma.

OSINERGMIN; regulación de precios, supervisión de aspectos legales y teóricos.

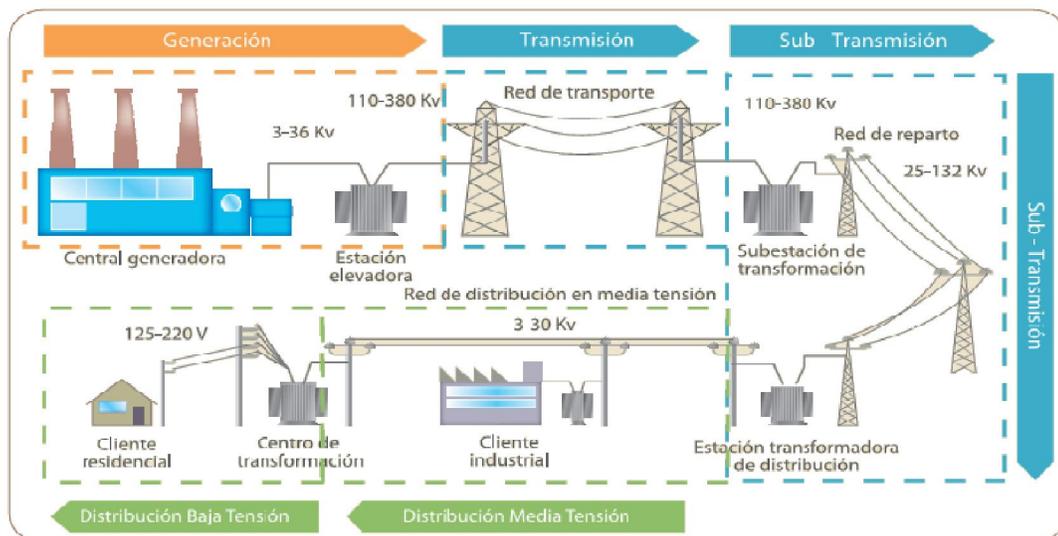
INDECOPI; defensa de la competencia y de la propiedad intelectual.

Comité de Operación Económica del Sistema (COES); organiza el despacho económico del sistema eléctrico interconectado nacional.

1.2. LA CADENA DE VALOR DE LA ELECTRICIDAD

Para una fácil comprensión sobre las características de las empresas que forman la oferta, se presenta el Gráfico 2, donde se visualiza los procesos que forman el fluido eléctrico desde su generación hasta el consumo por parte del Cliente Residencial y/o Industrial.

Gráfico 2: Cadena de Valor de la Electricidad



Fuente: Apuntes para el Plan Energético Nacional - OSINERGMIN

Del gráfico anterior podemos observar que gracias a las empresas transmisoras no es necesario que las empresas generadoras se encuentren ubicadas en la misma ciudad que los clientes, puesto que el fluido eléctrico se traslada entre ciudades, por lo que se debe de incluir un gasto adicional de traslado y también una vez que se genera el fluido eléctrico no puede ser almacenado, con lo que se pierde.

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.3.1 Existencia de Gas Natural

El sector eléctrico en el Perú cuenta para su generación eléctrica con un producto en abundancia como es el gas natural de los yacimientos de en Camisea – Cuzco, lo cual permite dar energía barata y con bajos niveles de contaminación con un proyectado de por lo menos 40 años a Lima y Callao. Este descubrimiento en el año 2004, originó la propuesta de un cambio en la Matriz Energética³ en donde se reducirá el uso del petróleo, para dar paso al uso de gas natural y energías renovables según el Ministerio de Energía y Minas este cambio lo sustentan con la idea de consumir lo que tenemos en abundancia (gas natural) y dejar de consumir lo que el país no produce e importa (petróleo).

Por lo anterior el uso de gas natural en la generación de energía eléctrica va en aumento en el año 2003 su participación era de 5.9%, luego en el 2007 se incrementa a 22.4% y la cifra esperada para el 2009 es del 25%. Este cambio tiene sus efectos en las tarifas eléctricas, donde según declaraciones del viceministro de Energía, Daniel Camac, dice⁴ "...las tarifas eléctricas solo han tenido pequeñas variaciones de entre 2% y 4% en los cinco años de funcionamiento de Camisea. Si no se hubiera utilizado el gas natural como fuente de energía en ese período, los costos de energía se hubieran disparado de 30% a 40%."

³ La matriz energética es la energía primaria, de acuerdo a las distintas fuentes de energía tal como se obtiene en la naturaleza, ya sea en forma directa como en el caso de la energía hidráulica o solar, la leña y otros combustibles vegetales o después de una extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía etc.

⁴ El Comercio, 06-08-09. En cinco años Camisea ahorró al país un 30% en costo de energía.

Pero el uso actual del Gas de Camisea, ha sido punto de debate, donde uno de sus principales críticos es el ex-ministro de Energía y Minas Ing. Carlos Herrera que manifiesta⁵ "...en los dos últimos gobiernos se ha preocupado de "monetizarlo", es decir, sacarle provecho económico inmediato. Esto ha causado que la demanda haya superado todos los cálculos, lo que se esperaba consumir en el 2014 ya se esta consumiendo en la actualidad (2009)... el uso más ineficiente esta en el sector eléctrico y el más eficiente en la industria" ..

Este uso excesivo del Gas de Camisea y su bajo precio ha originado una demanda insatisfecha que proviene principalmente del sector eléctrico el cual no puede desarrollar proyectos de construcción de plantas termoeléctricas para la generación eléctrica. Dada esta situación Pluspetrol (empresa que lidera el Consorcio Camisea) por medio de su Gerente Ejecutivo Roberto Ramallo declaró⁶: "... se espera retomar la suscripción de nuevos contratos de suministro de gas natural el próximo año (2010), pues no se comprometerá a abastecer a nuevos clientes hasta certificar reservas adicionales".

Las reservas de gas para Pluspetrol hasta el año 2047, es de 14.1 Trillones de Pies cúbicos (TCF) y para la firma Gaffney, Cline & Associates es de 8.79 TCF, según datos que registró al 28 de febrero 2009, este último se refiere a una reserva certificada, mientras la primera es una aproximación sobre el volumen de las resevas.

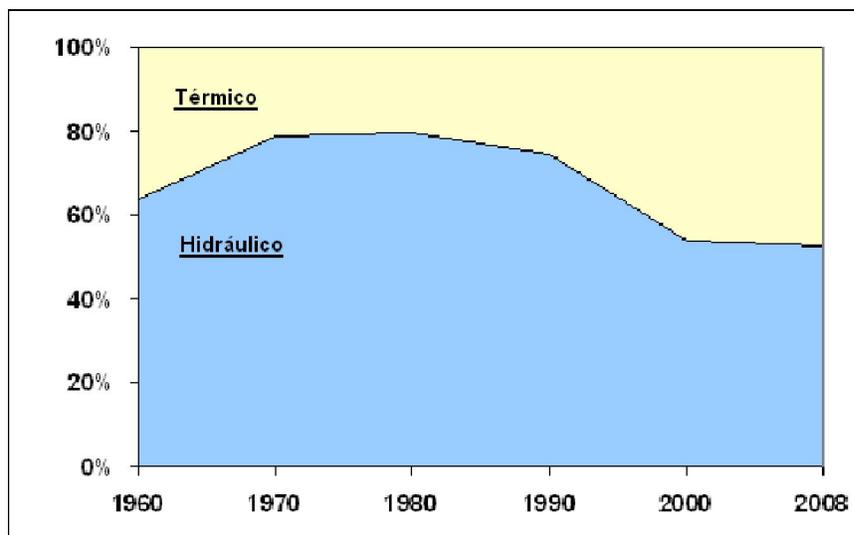
⁵ El Comercio, 06-08-09. En cinco años Camisea ahorró al país un 30% en costo de energía

⁶ Gestión. 03-10-2009. Pluspetro estudia el abastecimiento de gas a nuevas empresas

1.3.2 Fuentes Generadoras de Electricidad

La composición de sus fuentes para la generación de electricidad, el predominio del recurso hidráulico se ha mantenido, sobre otros recursos como: el petróleo industrial, diesel oil, gas natural, carbón, entre otros, la situación de fuentes renovables todavía no son significativas. La evolución del recurso hidráulico a lo largo de la historia (gráfico 3), presenta una tendencia en descenso por cambio de matriz energética. Esta situación deja en evidencia la vulnerabilidad del sector ante, carencia de lluvias, nos llevará a un racionamiento electricidad situación paradójica ya que el Perú sólo aprovecha un 5% de su potencial hidroeléctrico⁷

Gráfica 3: Participación de Fuentes para Generar Electricidad (en %)



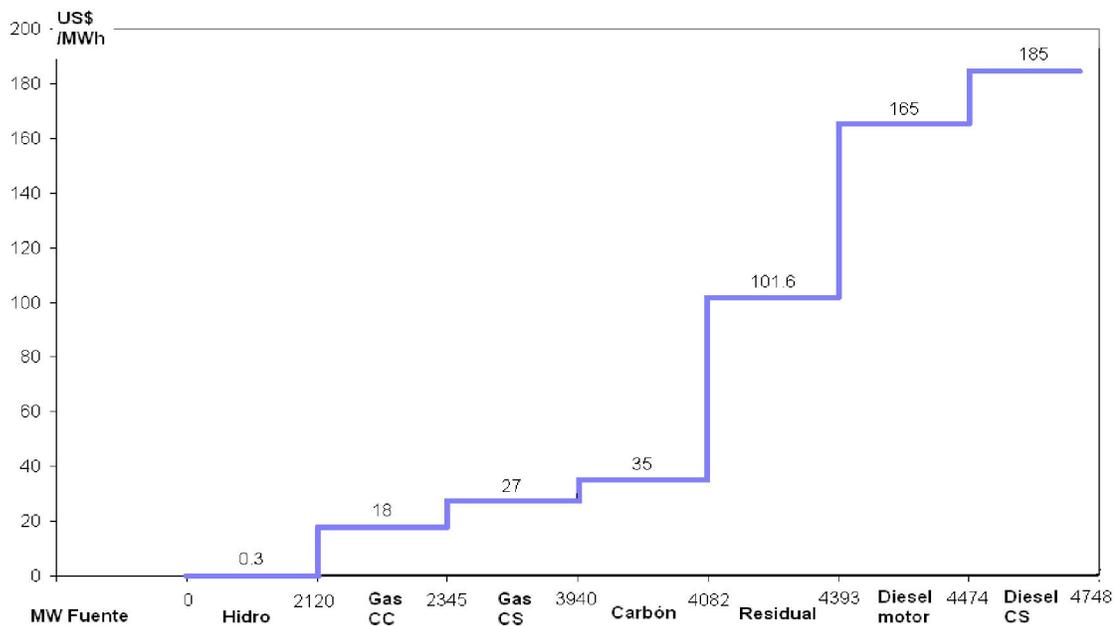
Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2008. Ministerio de Energía y Minas

⁷ Gestión, 20.10.2009 Abastecimiento eléctrico depende de las tarifas que fije Osinergmin.

1.3.3 La Oferta Eléctrica

Con respecto a las centrales de Generación Eléctrica tienen distintos costos fijos y variables de acuerdo a su proceso de generación, donde una Central Hidroeléctrica tiene el menor costo variable de 0.3 US\$/MWh, con un costo anual de operación y mantenimiento de 12,000 US\$ / MW y una inversión inicial de 1'500,000 US\$ / MW, para una vida útil de 50 años, a diferencia de una central con Residual Diesel con un costo variable mayor a 80 US\$/MWh, costo de operaciones anual a 6,000 US\$ / MW, inversión inicial de 300,000 US\$/MW así podemos llegar a una curva de oferta eléctrica que se presenta a continuación, los precios regulados históricamente han sido superiores a los costos marginales.

Gráfico 4: Curva de Oferta Eléctrica

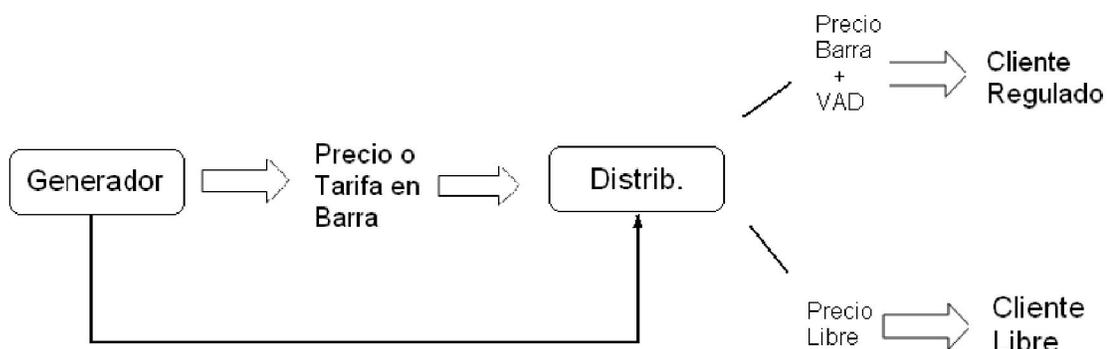


Fuente: Abastecimiento Eléctrico 2008-2018 – Daniel Barco XXVI Encuentro de Economistas - BCRP

1.3.4 La Estructura Tarifaria

Los precios que pagan los consumidores del servicio público de electricidad considera los gastos que realizan las empresas generadoras, trasmisoras y distribuidoras, pero si lo vemos por proceso y dando algunas definiciones se obtendrá una estructura como la que se muestra a continuación.

Gráfica 5. Estructura Tarifaria Eléctrica

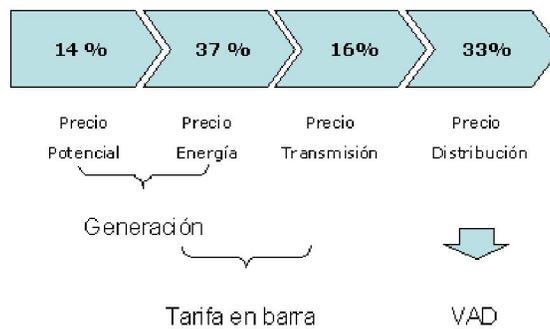


Fuente: COES

Donde para el cliente regulado la tarifa esta conformada por el Precio en Barra, la cual incluye los gastos de las empresas generadoras más empresas trasmisoras. El precio de las empresas generadoras esta conformado por precio potencia más el precio básico de la energía. El precio de las empresas de transmisión esta conformado por: i) La anualidad de la inversión se calcula con el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y ii) Los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Adaptado. Por último falta añadir los gastos de las

empresas de distribución donde se utiliza como base el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Gráfico 6. Composición de Tarifa Final. (Clientes Regulados)



Elaboración : Propia

Fuente : : Abastecimiento Eléctrico 2008-2018 – Daniel Barco XXVI
Encuentro de Enomistas - BCRP

II. EL SISTEMA ELECTRICO EN EL PERU

2.1 LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS

Las inversiones públicas y privadas que se vienen realizando en el sector eléctrico se encuentran alineadas a un plan de largo plazo que esta bajo la responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas, las cuales se encuentran reflejadas dentro de las políticas energéticas, las cuales podemos recoger de una presentación que realizó el Ministro del Sector Ing. Pedro Sanchez Gamarra en donde los puntos principales son⁸:

- Garantizar el abastecimiento energético: Seguridad Energética.
- Ampliar la cobertura energética.
- Diversificar la matriz energética y promover el uso de fuentes renovables.
- Contribuir al crecimiento económico sostenible minimizando el impacto ambiental.
- Impulsar el uso productivo de la energía.
- Impulsar el uso eficiente de la energía.
- Promover la inversión pública y privada.
- Promover la integración energética nacional y regional.

⁸ Sanchez Gamarra, Pedro “Proyecciones de Inversión en Energía”, Desayuno de trabajo Lima 12 Jun 2009

De lo anterior se puede observar que la mayoría de las políticas expuestas vienen por el lado de la oferta, pero en la política de uso eficiente se puede extender a la demanda como cuando se realizó El Programa de Ahorro de Energía (PAE), que promovió el uso racional y conservación de energía, se efectuó frente a un potencial déficit de energía eléctrica para los años 1995 y 1996 producto de la reactivación económica y a la probable falta de lluvias, la Campaña Nacional de Energía logró disminuir la demanda en 6% menos a los proyectado en 1995.

Si continuamos con la misma política de uso eficiente de la energía las mayores pérdidas se producen en el proceso de Distribución el cual a venido disminuyendo en los últimos donde en el año de 1995 la pérdida que de 19.7% paso hacer a 8.0% para el 2008, produciéndose una notable mejora, como se aprecia a continuación.

Tabla 1: Pérdida de eficiencia en el Proceso de Distribución (en %)

1995	1999	2000	2001	2003	2004	2005	2006	2007	2008
19.70	11.30	10.40	9.70	9.10	8.70	8.40	8.60	8.20	8.00

Fuente: Anuario Estadístico Eléctrico – 2008

2.2 LA INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO

2.2.1 Empresas Generadoras

El número de centrales dirigidas al mercado eléctrico en el año 2008, fue de 246, de las cuales 131 corresponden a centrales hidráulicas y 115 a centrales térmicas, el mayor número de centrales esta en la Sierra Central y en Lima. Con referencia a la capacidad instalada de generación, (orientadas al mercado eléctrico) suman 5937 MW, de las 52% son hidroeléctricas y el 48% térmicas. También hay una concentración en la producción, donde el 35% de las centrales conectadas al mercado eléctrico son generadoras del 93% del total de energía.

2.2.2 Empresas Transmisoras

El proceso de transmisión de energía eléctrica se efectúa mediante el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que atiende al mercado eléctrico y cuya extensión es 15,398 Km. de líneas de transmisión. En el país existe siete empresas que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla II. Empresas de Transmisión en el Perú

• Consorcio Energético Huancavelica	• Red de Energía del Perú S.A.
• ETESELVA S.R.L.	• Consorcio Transmantaro S.A
• Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.	• 7 ETENORTE S.R.L
• Red Eléctrica del Sur S.A. REDESUR	

Fuente: Anuario Estadístico Eléctrico

2.2.3 Empresas Distribuidoras

La venta a cliente final por sectores económicos de consumo tuvo la siguiente distribución: 57% Industrial, 17% Comercial, 24% Residencial y 2% Alumbrado Público. Asimismo, los consumos de energía para las actividades económicas como manufactura y minería fueron: 7 727,91 GW.h (29%) y 7 008,84 GW.h (26%) respectivamente, cuyos porcentajes se refieren a la participación determinada respecto a las ventas totales a cliente final.

Las principales empresas eléctricas que destacaron por las ventas efectuadas a sus clientes finales respecto del total nacional fueron: Luz del Sur (20%), Edelnor (19%), Enersur (10%), Electroperú (7%), Edegel (7%), Hidrandina (4%), Termoselva (4%) y Electronoroeste (3%), entre otras.

2.3 EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

2.3.1 Inversiones en Proceso de Generación.

En el último quinquenio la inversión en plantas de generación eléctricas se incrementó a un promedio de 32% anual, este incremento estuvo marcado principalmente por las inversiones de las empresas privadas. Para el año 2009, se tiene estimada una inversión de US\$ 538 millones en esta actividad, el comportamiento de las inversiones en esta actividad se presenta en gráficas siguientes.

2.3.2 Inversiones en Procesos de Transmisión

Las inversiones aquí se destinan para la construcción y mantenimiento de líneas de transmisión. La inversión tuvo un crecimiento promedio anual de 15% para el último quinquenio. Se estima que para el 2009 se invierta US\$ 295 millones el comportamiento de las inversiones en esta actividad se presenta en gráficas siguientes

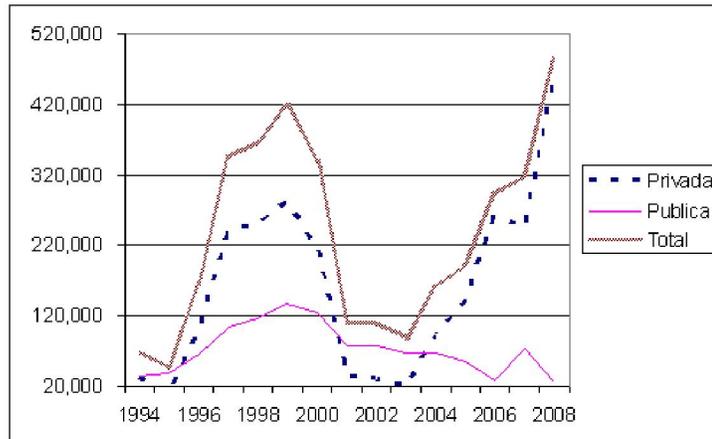
2.3.3 Inversión en Procesos de Distribución

En los últimos cinco años, la inversión en distribución presento un incremento promedio anual de 24%. En las empresas estatales el incremento fue de 20% en tanto que la inversión privada creció en 27% anual. Se estima una inversión de US\$ 277 millones para el año 2009, el comportamiento de las inversiones en esta actividad se presenta en gráficas siguientes

De las gráficas del 7 al 9 podemos observar que la inversión pública ha mantenido una disminución en las actividades de generación y transmisión, el cual se esta llevando a cabo ininterrumpidamente desde el año 2004. Caso diferente en la actividad de distribución donde la inversión pública mantiene una tendencia en aumento.

La gráfica 10 nos presenta una comparación de las inversiones por actividad de los últimos 15 años, donde la actividad de generación ha sido la que ha recibido mayor atención.

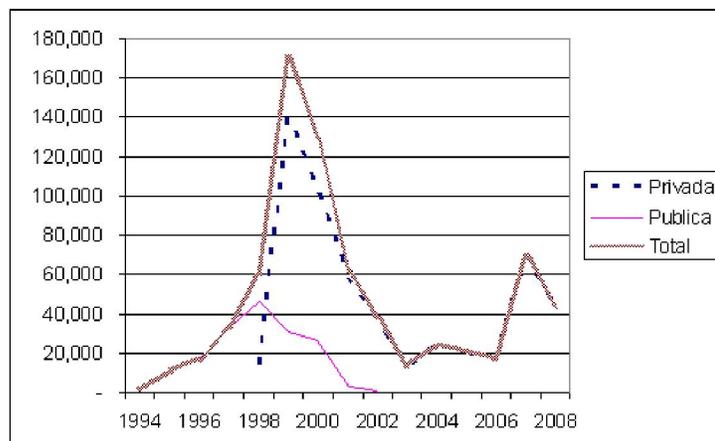
Gráfica 7. Evolución de las Inversiones en Generación (miles de US\$)



Elaboración: Propia

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

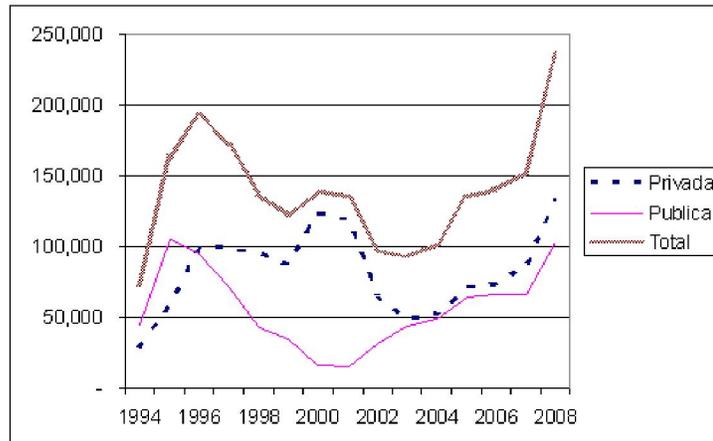
Gráfico 8. Evolución de las Inversiones en Transmisión (miles de US\$)



Elaboración: Propia

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

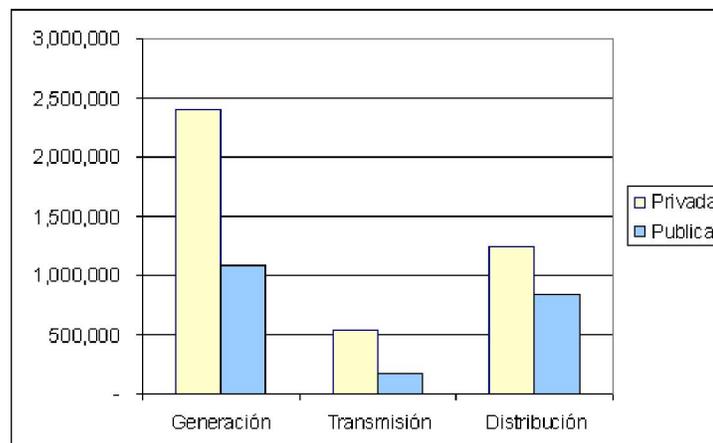
Gráfico 9. Evolución de las Inversiones en Distribución (miles de US\$)



Elaboración: Propia

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Gráfico 10. Inversiones por actividades acumuladas 1994 – 2008 (miles de US\$)



Elaboración: Propia

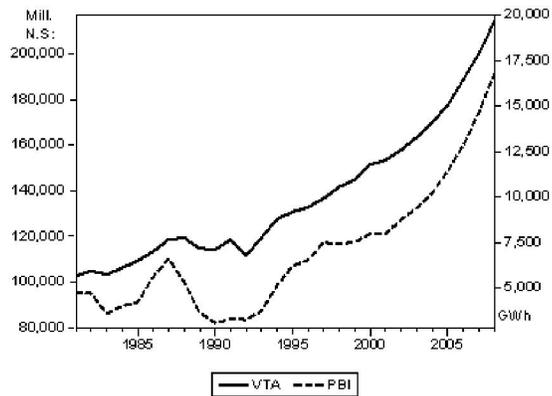
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

CAPITULO III. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Al realizar una observación a nivel nacional de como se ha comportado la demanda agregada de energía eléctrica, y el producto bruto interno, podemos darnos cuenta que ambos han seguido movimientos de ascensos y descensos de manera muy similar en iguales períodos de tiempo y mantienen una tendencia creciente en los últimos años. Pero sus mayores reducciones en términos porcentuales no se producen en el mismo año, para el PBI es en 1989 en -13.4% y para la demanda de electricidad en 1992 en -11.2%, esta situación lo podemos ver en el gráfico siguiente.

En lo que respecta al PBI, esta reducción se debió al período de recesión por la que atravesó el país durante la segunda mitad del primer período del Pdte. Alan García y en lo respecta a la electricidad, la reducción de la demanda se debió, a un problema de conflicto social por la que vivió el país con alta presencia de grupos terroristas que continuamente derivaban las torres eléctricas ocasionando repetidos "apagones", lo cual en la Lima de esos años todas las residencias contaban con velas y lamparines de kerosene para alumbrarse durante la escasez de fluido eléctrico, el sector industrial también reemplazaba en las horas de ausencia de energía eléctrica con grupos electrógenos.

Grafico 11. El PBI y la Demanda Energía Eléctrica (1981-2008)



Fuente: BCRP, Ministerio de Energía y Minas

Al haber confirmado la existencia de una relación entre la demanda de electricidad y el producto bruto interno nuestra tarea consistirá en determinar en términos cuantitativos como el producto bruto afecta a la demanda de electricidad y si también, existe presencia significativa de otras variables como precio de electricidad y población. Es preciso mencionar que se considerará como demanda agregada de electricidad a las ventas de energía que realiza el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), con ello quedará excluido a las "cargas incorporadas" y las "cargas especiales"⁹ y la demanda de nuevos proyectos.

Para determinar los parámetros que nos reflejarán los niveles de relación entre las variables expuestas, se utilizará un modelo econométrico, siguiendo la

⁹ Cargas incorporadas, son cargas que reingresan a operación o medianos sistemas que se interconectarán con el SEIN en los siguientes años. Cargas especiales, consumo de subsistemas para empresas específicas

metodología de series de tiempo¹⁰, con datos que tienen una frecuencia anual que pertenecen al período de 1981 al 2008

Las variables que emplearemos para la construcción de la demanda de energía eléctrica en el modelo son: el producto bruto interno, el precio promedio de la energía eléctrica y la población.

Ventas de energía (VTA), nos referiremos a las ventas de energía para el Sistema Interconectado Nacional (SEN) desde el año 1981 a 2008, dichos datos son recopilados de la información estadística del OSINERGMIN-GART. Estará expresado en Gigowatts hora (GWh)

Producto Bruto Interno (PBI), la variable PBI esta expresada en millones de nuevos soles de 1994. La fuente utilizada ha sido tomada del BCRP.

Precio Promedio de la Energía (TAR) la variable TAR esta expresada en ctvs US\$/Kwh, la fuente utilizada son las publicaciones de OSINERGMIN-GART.

Población (POB), la variable POB esta expresada en miles de habitantes, la fuente utilizada es INEI, Tumbes ha sido excluido por considerarse "cargas incorporadas"

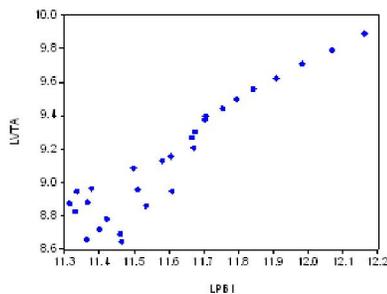
¹⁰ La serie de tiempo es el conjunto de valores observados de distintas variables aleatorias correspondientes a períodos de tiempo consecutivos, dichos períodos tienen la misma amplitud, y la serie tiene un carácter discreto tomado de, Métodos de predicción en economía, Aznar Antonio

La metodología ha desarrollar se inicia primero con un análisis de las variables a trabajar en lo referente a su tendencia una primera aproximación es mediante una representación gráfica de las series, para luego continuar con el contraste de Daniel, que es una prueba formal de tendencia.

3.1 ANÁLISIS DE LOS DATOS.

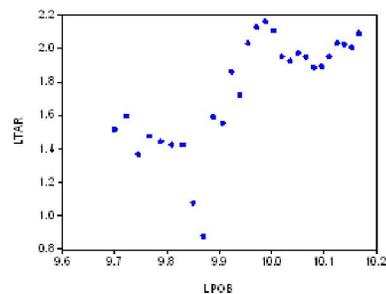
Dado que trabajar con sus variables originales representa una dispersión muy alta por sus unidades en que son medidas así tenemos que trabajar en millones de soles para el caso del PBI, junto centavos de dólar por kilowatt hora. Ante ello se sigue lo recomendado de trabajar con sus logaritmos ya que de esta manera podemos “suavizar” sus valores en el trabajo conjunto, sin perder las caracterizas originales de sus valores originales

Gráficos 12 Ploteo de Series Analizadas



LVTA = Logaritmo de Ventas

LPBI = Logaritmo de PBI



LTAR = Logaritmo de Precios

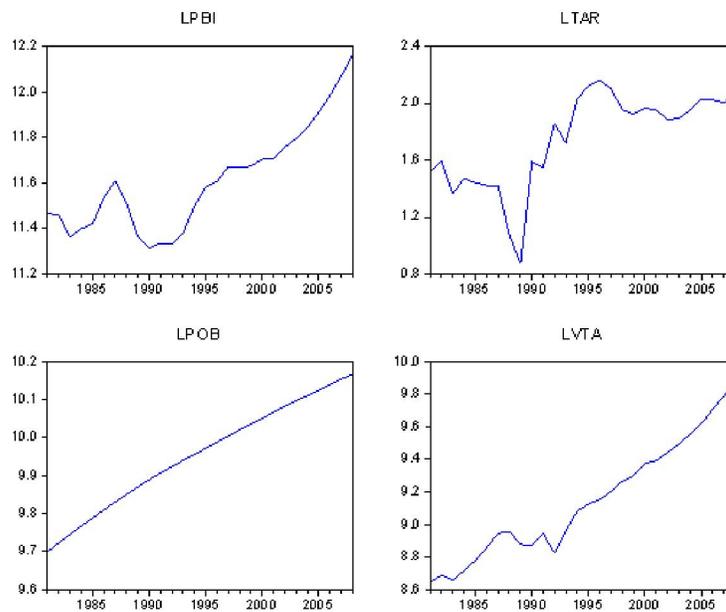
LPOB = Logaritmo de Población

También mediante las observaciones de las variables graficadas de dos en dos (como se muestra en el gráfico anterior) complementa la idea de trabajar con logaritmos debido a que existe una alta aproximación al caer dentro de una línea recta.

3.1.1. Método Gráfico

Para identificar las tendencias una primera aproximación es el método gráfico que presentamos en gráfica siguiente. Se añadirá una L a las variables anteriores para hacer referencia que se esta utilizando su logaritmo.

Gráfico 13. Gráfico de Series Logarítmicas



En el caso de LPBI existe una clara tendencia la cual es ascendente a partir del año de 1993, salvo en 1998, pero anterior a ello la tendencia no esta presente de manera bien definida, solo por intervalos

Caso de LTAR, existe una tendencia, la observación que rompe drásticamente es la que se presenta para el año 1989.

Caso de LPOB, la existencia de tendencia en este caso se da en su formulación, donde al no existir Censos Anuales, se utilizar para determinar su valor anual es multiplicar el año anterior por una tasa de crecimiento

Caso de LVTA, la existencia de tendencia ascendente se encuentra presente en casi todo el intervalo de evaluación, donde la excepción esta durante los años de 1982 al 1992.

3.1.2 Contraste de Daniel

El estadístico para determinar si la serie tiene o no tendencia es el siguiente:

$$\tau_s = \frac{1 - 6 \sum_{t=1}^T d_t^2}{T(T^2 - 1)} \quad \begin{array}{l} d_t = \text{rangd}(y_t) - t \\ t = 1, 2, 3 \dots T \end{array}$$

Donde: T = El número de observaciones

rangd (yt) = Ubicación de la serie ordenada de mayor a menor

Distribución: τ_s es: $\tau_s : \mathcal{M}(0, (T-1)^{-1})$ y $Z = \sqrt{T-1} * \tau_s : \mathcal{M}(0,1)$

Regla: Si $|Z| > N_{\epsilon/2}$: La serie tiene tendencia

Si $|Z| < N_{\epsilon/2}$: La serie no tiene tendencia

Para determinar la tendencia en evaluación se va a resumir mediante la presentación de la siguiente tabla:

Tabla III. Contraste de Daniel Serie Original

Variabes	$Z = \sqrt{T-1} * \tau_s$	$N_{\epsilon/2}$	Resultado
LVTA	-5.088	1,96	Tiene tendencia
LPBI	-4.317	1,96	Tiene tendencia
LPOB	-5.196	1,96	Tiene tendencia
LTAR	-3.856	1,96	Tiene tendencia
$N_{\epsilon/2}$ se esta considerando un nivel de significancia al 5 %			

Como se puede apreciar el resultado que obtenemos de las variables evaluadas es que todas presentan tendencia.

El paso siguientes es el de realizar una transformación de las series originales, para lo cual se trabajará con las primeras diferencias de todas las series con la finalidad de reducir o terminar con los efectos de tendencias. Es así que definiremos la siguientes variable como las primera diferencia y denotándolos de la siguiente manera

$$DLVTA(t) = LVTA(t) - LVTA(t-1)$$

$$DLPOB(t) = LPOB(t) - LPOB(t-1)$$

$$DLPBI(t) = LPBI(t) - LPBI(t-1)$$

$$DLTAR(t) = LTAR(t) - LTAR(t-1)$$

Repitiendo nuevamente el análisis anterior resumimos los resultados en la siguiente tabla:

Tabla IV. Contraste de Daniel Primera Diferencia

Variabes	$Z = \sqrt{T-1} * \tau_s$	$N_{\epsilon/2}$	Resultado
DLVTA	1.235843	1,96	No Tiene tendencia
DLPBI	-0.05292	1,96	No Tiene tendencia
DLPOB	4.12622	1,96	Tiene tendencia
DLTAR	0.55099	1,96	No Tiene tendencia
$N_{\epsilon/2}$ se esta considerando un nivel de significancia al 5 %			

Dado lo anterior con la nuevas series transformadas hemos podido superar el problema de tendencia para todas las variables salvo para el caso de la serie referente a la población.

3.1.3 Análisis de Estacionariedad

Luego de haber realizado un análisis de la tendencia el paso siguientes es de evaluar la existencia o no de estacionariedad en las series donde consideraremos la definición de una serie estacionaria¹¹ (débilmente estacionario) si su media y su varianza son constantes en el tiempo y si el valor de la covarianza entre dos períodos depende solamente de la distancia o rezago entre estos dos períodos de tiempo y no del tiempo en el cual se ha calculado la covarianza

La importancia de que las series de tiempo sean estacionarias es de acuerdo a los estudios por Johansen es que la mayor parte de las series temporales son no estacionarias y las técnicas convencionales de regresión basados en datos no estacionarios tienden a producir resultados espurios.

¹¹ Gujarati Damodar, Econometría

El método que emplearemos para determinar la existencia de estacionariedad es en base a la prueba de raíces unitarias, la cual se tendrá como estadístico el Dickey Fuller Aumentado (ADF), que es la prueba estándar de estacionariedad y la regla de decisión es la siguiente:

Regla: Si $|t^*| \geq |\text{Valor Crítico ADF}|$ Serie no estacionaria
 Si $|t^*| < |\text{Valor Crítico ADF}|$ Serie estacionaria

De donde: t^* = Valor crítico de Mc Kinnon al 5%

Valor Crítico ADF = Valor crítico de Augmented Dickey Fuller

También se añadió en la tabla N XX una columna en donde se hace referencia al Orden de Integración de la Serie que su número se basa en cuantas veces hay diferenciar la serie para que esta sea estacionaria.

Tabla V. Test de Estacionariedad

	ADF	t^* (5%)	Resultado	Orden Integración
Nivel				
LVTA	-1.2471	-3.588	No estacionario	I (1)
LPBI	-1.9285	-3.595	No estacionario	I (1)
LTAR	-2.4082	-3.588	No estacionario	I (1)
LPOB	-6.1657	-3.603	Estacionario	I (0)
Primeras Diferencias				
DLVTA	-5.2419	-3.595	Estacionario	I (0)
DLPBI	-3.5467	-3.23 (10%)	Estacionario	I (0)
DLTAR	-5.9634	-3.595	Estacionario	I (0)

De la tabla anterior las series son estacionarias en su primera diferencia pero la única serie que no es de Orden de Integración Uno es la serie referente a la

población. Este caso de diferencia en la Orden de Integración va a impedir realizar un trabajo de esta serie en lo que se refiere a la cointegración. ya que en este caso se requiere que todas las series sean de Orden de Integración Uno

3.2 MODELOS ECONOMÉTRICOS

En el trabajo realizado por OSINERG¹² hace una pequeña revisión de la literatura internacional sobre el presente tema, donde destacan modelos econométricos mensuales y anuales como el caso del trabajo de Eagle y Ganger que realizó para el Estado de Massachussets y donde para las relaciones a largo plazo de la demanda eléctrica no se toma en cuenta variables como la población y la tarifa eléctrica.

3.2.1 Modelo COES-SEIN (1996)

En las estimaciones de la demanda para el caso peruano esta el Modelo de COES-SEIN elaborado por Momenco Agra en 1996, realiza la estimación mediante la metodología de Mínimos Cuadrados Ordinarios.

Luego en 2009 la misma Consultora presentará un modelo, donde la metodología que desarrolla es la de Series de Tiempo, incluido Corrección de Errores.

¹² Gallardo José, Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad.

Una característica que presenta los modelos de la Consultora Momenco Agra es que para la determinación de la demanda agregada realiza una separación por tipo de consumo en dos grandes grupos:

Carga Vegetativa, el cual incluye los consumos domésticos más consumo de la pequeña y mediana industria. Este grupo se determina mediante un modelo econométrico.

Cargas Incorporadas y Especiales, constituyen subsistemas que fueron uniéndose al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y las cargas especiales de clientes importantes, se determina mediante encuestas

De lo anterior podemos observar que existe un problema de duplicidad en lo referente al PBI ya que es contabilizado en ambos componentes, siendo lo ideal la deducción el monto en que se ve incrementado el PBI de acuerdo a los nuevos proyectos que se van a ejecutar en el país.

El Modelo Econométrico de COES-SEIN (1996) tiene la siguiente forma:

$$DE_t = \beta_0 + \beta_1 * Y_t + \beta_2 * POB_t + \beta_3 * P_t + \varepsilon_t$$

Donde: DE = Venta de energía eléctrica sin "cargas especiales"
Y = PBI de los departamentos ámbito SEIN
POB = Población de los departamentos ámbito SEIN
P = Precio promedio de la electricidad

El modelo estimado de COES-SEIN resulta:

$$DE = -9721.83 + 0.62707 * POB + 0.067605 * PBI - 148.1644 * P$$

(-15.33) (13.99) (10.21) (-2.94)

3.2.2 Modelo CISEPA-PUCP (1998)

El Modelo estimado de CISEPA-PUCP tiene la siguiente forma

$$\ln X'_i = \beta_0 + \beta_1 * \ln Y'_i + \beta_2 * \ln P'_i + \varepsilon_i \quad \forall i = 1, \dots, 9$$

Donde:

- X' = Demanda de energía eléctrica del grupo i
- Y' = Ingreso real del grupo i
- P' = Tarifa media real del grupo consumidor i

De lo anterior vemos que se estimó demandas parciales para cada grupo de usuario, agregándolas para estimar la demanda final, esta metodología ayuda a tener una mejor aproximación del comportamiento de cada grupo. En este modelo no se utilizó ninguna variable referida a la población

3.2.3 Modelo OSINERGMIN (2004)

Un último modelo de estimación de la demanda eléctrica es el realizado por OSINERGMIN (2004), donde presento varios modelos entre el que destaca:

$$lv_t = \beta_0 + \beta_1 * ly_t + \beta_2 * lp_t + \beta_3 * lpob_t + \varepsilon_t$$

Donde: lv = logaritmo venta de energía eléctrica
 ly = logaritmo PBI
 lpob = logaritmo de población
 lp = logaritmo de precios promedios

Pero que tan acertadas han sido los modelos econométricos para determinar la proyección de la demanda agregada la respuesta la daremos a continuación presentando una tabla resumen de los datos proyectados y reales para los siguientes modelos

Tabla VI. Proyecciones de Modelos

Modelo	2001	2002	2003	2004	2005	2006	% Total	% Prom.
COES-SEIN	18.6	19.7	20.8	21.7	23.0	24.2	0.30	0.05
OSINERGMIN	18.6	19.5	20.3	21.1	21.9	22.7	0.22	0.04
REAL	16.6	17.6	18.4	19.6	20.7	22.3	0.35	0.06

Es preciso añadir que la mayor dificultad que tienen estos modelos para realizar sus pronósticos se debe a la determinación del PBI y de la Población ya que el acierto que se tenga en estas variables dará una mayor precisión en el valor real de la demanda agregada

3.3 FORMULACION DEL MODELO

El modelo a formular, de acuerdo a las variables presentadas y considerando que la demanda agregada del sector eléctrico esta en función de producto bruto interno más de la tarifa eléctrica promedio y del tamaño de la población.

Modelo 1.

$$LVTA_t = \beta_0 + \beta_1 * LPBI_t + \beta_2 * LTAR_t + \beta_3 * LPOB_t + \varepsilon_t$$

Para hallar el valor de los parámetros () propuestos en el modelo presentado se efectuó la regresión usando el Programa Eviews, donde los resultados son:

Tabla VII. Resultados de Modelo 1

$$LVTA = -15.3757 + 0.7189*LPBI - 0.0763*LTAR + 1.6383*LPOB$$

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.37573	0.479359	-32.07562	0.0000
LPBI	0.718946	0.036340	19.78397	0.0000
LTAR	-0.076348	0.021266	-3.590151	0.0015
LPOB	1.638383	0.069887	23.44324	0.0000
R-squared	0.995765	Mean dependent var	9.147494	
Adjusted R-squared	0.995236	S.D. dependent var	0.361869	
S.E. of regression	0.024978	Akaike info criterion	-4.410083	
Sum squared resid	0.014974	Schwarz criterion	-4.219768	
Log likelihood	65.74116	Hannan-Quinn criter.	-4.351902	
F-statistic	1881.003	Durbin-Watson stat	2.078342	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Analizando los parámetros e indicadores estadísticos del Modelo de Regresión

i) Análisis del T-estadístico y Probabilidad

La recomendación con respecto al t-estadístico es que deberá ser mayor que 2 para la variable, con respecto a la probabilidad esta tienen que ser menor al 5% para que la variable sea significativa C(1) y LTAR, no es significativa para el modelo. A su vez podemos destacar que la variable referida a la población es la de mayor significancia en donde también es el parámetro de mayor valor en la ecuación, donde la interpretación correcta sería que un incremento en 1% de LPOB producirá un incremento de 1.63% LPOB, manteniendo todos los demás parámetros constantes.

ii) El Durbin – Watson

El Durbin Watson hace referencia a la autocorrelación y por regla práctica la recomendación para este estadístico es que se encuentre alrededor de 2 cuando no hay autocorrelación de primer orden. Para este modelo el D.W. Si lo cumple con un valor de 2.07

iii) El R-cuadrado

La recomendable es que esta lo más cercano a 1, y de acuerdo al criterio se acepta mayores a 0.95. Para este modelo el R-cuadrado = 0.995765 con lo cual es muy bueno el modelo, pero es un valor que debemos tomar con cuidado, puesto que al trabajar con series de tiempo se presenta estos valores alto del R^2 .

3.4 COINTEGRACIÓN

Si nosotros deseamos un trabajo de acuerdo a lo tratado por Engle y Granger donde la regresión sea significativas deberá comprender variables I(1). pero ello no lo vamos a poder realizar con el Modelo 1, debido a que al análisis previo se pudo detectar que LPOB es una serie con I(0), ante ello formularemos un segundo modelo en donde queda excluida esta variable, ante obtendremos el siguiente, donde todas las series son I(1).

Modelo 2.

$$LVTA_t = \beta_0 + \beta_1 * LPBI_t + \beta_2 * LTAR_t + \varepsilon_t$$

Realizando la regresión al Modelo 2, se obtendrá los siguientes datos al efectuar la regresión bajo el programa estadístico.

Tabla VIII. Resultados de Modelo 2

$$LVTA = -6.36129526741 + 1.30850817156*LPBI + 0.180022887591*LTAR$$

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-6.361295	1.371023	-4.639815	0.0001
LPBI	1.308508	0.125651	10.41384	0.0000
LTAR	0.180023	0.087361	2.060673	0.0499
R-squared	0.898785	Mean dependent var		9.147494
Adjusted R-squared	0.890688	S.D. dependent var		0.361869
S.E. of regression	0.119643	Akaike info criterion		-1.307658
Sum squared resid	0.357859	Schwarz criterion		-1.164922
Log likelihood	21.30722	Hannan-Quinn criter.		-1.264023
F-statistic	110.9997	Durbin-Watson stat		0.466634
Prob(F-statistic)	0.000000			

Las principales diferencias que presente el Modelo 2 con el anterior es que R2 ha disminuido y el Durbin Watson ya no se encuentra a un nivel alrededor de 2, con respecto al t estadístico ambas variables son significativas y el parámetro mas alto se presenta en LPBI.

También podemos observar que el () correspondiente a LPBI, ha incrementado casi al que en modelo predecesor y que ahora un incremento de 1.0% del LPBI va a producir un aumento de 1.3% del LVTA.

3.4.1 Análisis de Residuos

Se realizará un análisis del residuo es decir la diferencia del LVTA Real y el LVTA proyectado,

$$Le_t = LVTA_t - (\beta_0 + \beta_1 * LPBI_t + \beta_2 * LTAR_t)$$

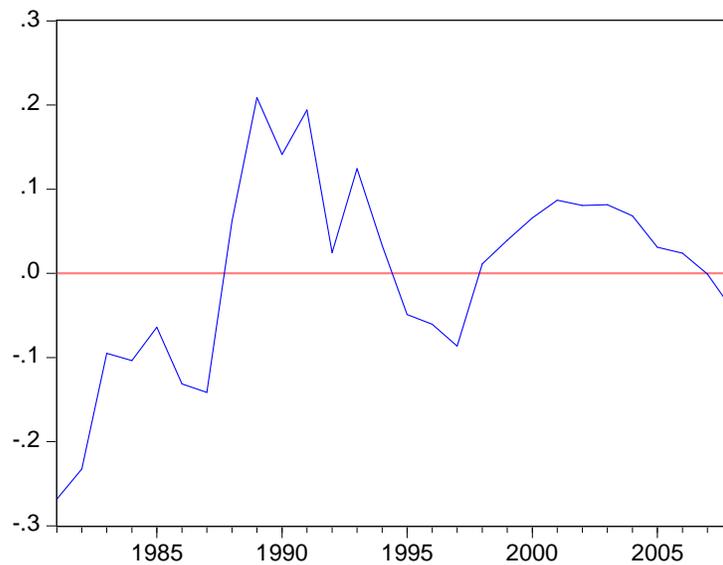
Donde: $LVTA_t$ = Logaritmo de Ventas Reales

Además mediante el siguiente gráfico que presenta los distintos valores que obtiene el residuo del modelo 2, se aprecia que tiene una media muy cercana a cero

También se debe determinar esta serie residuo que orden de integración tiene que de tener I(0) significará que tiene una media y varianza constante, las

autocorrelación dependerá solo del lapso transcurrido entre cualquier par de variables de la serie.

Gráfico14. Serie Residuo del Modelos 2



Al residuo obtenido se determinará el grado de orden de integración se realizará una vez más con la prueba de Augemented Dickey-Fuller

Tabla IX. Prueba Dickey Fuller a Residuos

	ADF	t* (5%)	Orden Integración
Nivel			
$L\varepsilon$	-6.5770	-3.6450	I (0)

Con lo anterior llegamos que LVTA, LPBI, LTAR están cointegrados y tienen una relación de largo plazo.

También comprobaremos la existencia de cointegración entre LVTA y sus dos componentes que son LPBI y LTAR, para ello realizaremos la regresión de LVTA de manera individual con LPBI y con LTAR, a fin de analizar los residuos generados por cada uno de los modelos, estos a su vez con el contraste de Phillips – Perron de raíces unitarias, el cual postula como hipótesis nula la existencia de cointegración.

Los modelos a utilizar son para constatar la existencia de cointegración son:

$$\text{Modelo 3 : } LVTA_t = \alpha_0 + \alpha_1 * LPBI_t + v_1$$

Tabla X. Resultado Modelo 3

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-1.717730	0.7153
Test critical values: 1% level	-4.339330	
5% level	-3.587527	
10% level	-3.229230	

Para el Modelo 3: Las Series LVTA y LPBI están cointegradas

$$\text{Modelo 4 : } LVTA_t = \alpha_2 + \alpha_3 * LTAR_t + v_2$$

Tabla XI. Resultado Modelo 4

	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-1.717730	0.7153
Test critical values: 1% level	-4.339330	
5% level	-3.587527	
10% level	-3.229230	

Para el Modelo 4: Las Series LVTA y LTAR están cointegradas

3.4.2 Corrección de Errores

Con las pruebas anteriores se ha demostrado la existencia de cointegración para las variables analizadas, con ello podemos garantizar que existe un equilibrio estable para el largo plazo y donde el residuo promedio tiene una media cercana a cero, pero no tenemos la misma seguridad de existencia de un equilibrio en el corto plazo, donde puede existir un "error de equilibrio" y de acuerdo a la literatura especializada nos recomienda el trabajar de este error para unir el comportamiento de corto y largo plazo.

Para nuestro caso proponemos el siguiente modelo de corrección de errores para realizar las evaluaciones en el corto plazo. En donde ha sido necesario incluir variables dummy para los años 1988 y 1992 para mejorar el modelo ya que en esos años se presentaron las mayores diferencias entre nuestro modelo propuesto y la realidad, con anterior aclarado se presenta el siguiente modelo

$$\Delta LVTA_t = \delta_0 + \delta_1 * \Delta LPBI_{t-2} + \delta_3 error_{t-1} + \delta_4 D92 + \delta_5 D98 + \mu$$

Donde:

LVTA_t : 1ra diferencia logaritmo de demanda agregada de electricidad

LPBI_{t-2} : 1ra diferencia logaritmo del PBI con rezago de 2 periodos

LERROR_{t-1} : Logaritmo del residuo del modelo con rezago de 1 periodo

$$LERROR_{t-1} = LVTA_{t-1} - (\beta_0 + \beta_1 * LPBI_{t-1} + \beta_2 * LTAR_{t-1})$$

Donde realizando la regresión se obtiene los siguientes datos.

Tabla XII Resultado de Corrección de Errores

$$DLVTA = 0.0391415043483 + 0.720914554329 * DLPBI - 0.226455790433 * DLVTA(-1) + 0.00376764095398 * RA_EQU2(-1) - 0.139326232108 * D92 + 0.0629024591058 * D88$$

Dependent Variable: DLVTA
 Method: Least Squares
 Sample (adjusted): 1983 2008
 Included observations: 26 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.039142	0.010178	3.845818	0.0010
DLPBI	0.720915	0.087506	8.238451	0.0000
DLVTA(-1)	-0.226456	0.088573	-2.556711	0.0188
RA_EQU2(-1)	0.003768	0.089411	0.042139	0.9668
D92	-0.139326	0.024704	-5.639805	0.0000
D88	0.062902	0.025899	2.428737	0.0247
R-squared	0.877634	Mean dependent var		0.045988
Adjusted R-squared	0.847043	S.D. dependent var		0.056226
S.E. of regression	0.021990	Akaike info criterion		-4.597303
Sum squared resid	0.009671	Schwarz criterion		-4.306973
Log likelihood	65.76493	Hannan-Quinn criter.		-4.513698
F-statistic	28.68884	Durbin-Watson stat		2.204264
Prob(F-statistic)	0.000000			

El presente modelo presenta un R² menor a los anteriores y la variable referida al PBI mantiene el mayor nivel de significancia dentro del modelo, asimismo tiene el parámetro más alto.

3.5 PREDICCIONES

Para realizar las proyecciones es preciso alimentar al modelo con información de las variables PBI y el precio promedio de la electricidad,

En lo que respecta al precio promedio de la electricidad consideraremos que se mantendrá estable a pesar de los cambios que pueda producirse en el tipo de cambio, la tarifa será de 8.08 Cts US\$ / Kwh

Para el caso del PBI, las proyecciones preparadas para tres escenarios el primero base, el segundo escenario optimista y el tercer escenario pesimista. En las proyecciones que figuran en próxima tabla anexa

Tabla XIII. Proyecciones de Crecimiento del PBI (Var. % anual)

	Escenario Base	Escenario Optimista	Escenario Pesimista
2008	9.1	9.1	9.1
2009	3.8	5.0	2.0
2010	3.8	5.0	2.0
2011	3.8	5.0	2.0
2012	3.8	5.0	2.0
2013	3.8	5.0	2.0
2014	3.8	5.0	2.0

Es así que en base a estos supuestos podremos llegar a un monto de la demanda agregada de la electricidad donde también se considerará tres escenarios de manera similar como fue presentada el Producto Bruto Interno.

Tabla XIV Proyección de Modelos

	Modelo Propuesto			Plan Referencial de Electricidad			COES¹³ (2009)
	Escenario Base	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Escenario Base	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Escenario Base
2006	16,452			23,607	23,590	23,533	
2007	17,860			25,882	25,803	25,633	
2008	19,660			27,608	27,476	26,985	
2009	21,557	21,883	21,069	29,212	28,816	28,011	19,881
2010	22,634	23,326	21,622	31,415	30,830	29,740	20,758
2011	23,767	24,864	22,190	33,247	32,171	30,805	21,822
2012	24,956	26,503	22,772	35,746	33,496	32,010	22,874
2013	26,204	28,250	23,370	37,306	34,736	33,208	24,045
2014	27,514	30,113	23,983	38,711	36,059	34,517	

En la tabla podemos observar que a una mayor distancia en el tiempo la diferencia entre ambos escenarios se va incrementando, ello se debe principalmente al carácter exponencial que se está trabajando el PBI para los próximos años.

De acuerdo a los datos que nos presenta la tabla anterior se puede afirmar que se va a producir un incremento del 85% (escenario optimista) entre los años 2014 y 2006, incremento bastante elevado, lo cual obligará al país de generar una oferta que sea capaz de cubrir con estos grandes cambios además.

¹³ Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN – COES Junio 2009.

También realizar proyecciones para horizontes mayores de tiempo, sería un trabajo que puede perder precisión debido a que los supuestos que son de base para este modelo es muy seguro que sean incumplidos lo que se van a generar un resultado con bastante diferencia a los que se vienen presentando.

CONCLUSIONES

Con el uso de técnicas econométricas se llega a la conclusión de que existe un equilibrio estable entre la demanda agregada eléctrica y el producto bruto interno, esta situación no se extiende para la población

Con el retiro de la variable población de nuestro modelo produjo que el parámetro del PBI, resulto mayor que uno, resultado que no se presento en el modelo inicial, la interpretación de un parametro mayor que uno sería que un incremento en 1% del PBI generará un incremento mayor al 1% en la demanda eléctrica, situación que es más poblable que se de para los prpróximos años.

La variable con mayor significado en el modelo ha sido el PBI, lo cual es necesario contar con un buen pronóstico de esta variable si queremos llegar a una cifra cercana a la realidad, este ha sido el principal problema en la determinación de la demanda

BIBLIOGRAFIA

1. Aznar Antonio (1997) *Métodos de predicción en economía.*
Editorial Ariel.
2. Barco Daniel (2008), *Abastecimiento Eléctrico 2008 – 2018*
XXVI Encuentro de Economistas - BCRP
3. Campodónico Sánchez Humberto (1999), *Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las características de las Inversiones. CEPAL Santiago de Chile*
4. CONAM (2005), *Seminario Internacional “Hacia una política energética y ambientalmente sostenible en el Perú”. Lima .*
5. Corporación Andina de Fomento (2003), *Perú: Análisis del Sector Eléctrico*
Informes Sectoriales de Infraestructura.
6. Gallardo José, Bendezú Luis y Coronado Javier (2004) *Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad. Oficina de Estudios Económicos OSINERG*

7. Gallardo José, García Raúl y Távora José (2005) *Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión en Generació. Lima*
8. Gujarati Damodar (2004), *Econometría Mc Graw Hill México*
9. Ministerio de Energía y Minas (2005), *Plan Referencial de Electricidad 2005-2014 Dirección General de Electricidad. Lima*
10. Ministerio de Energía y Minas (2009), Anuario Estadístico de Electricidad 2008 *Dirección General de Electricidad.Lima*
11. OSINERGMIN (2009), *Estrategias para el desarrollo energético en el Perú Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Lima*
12. OSINERGMIN (2008), *Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2018 Oficina de Estudios Económicos. Lima*
13. OSINERGMIN (2008), *Apuntes para el Plan Energético Nacional. Electricidad e Hidrocarburos. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Lima*
14. Wooldridge Jeffrey (2006), *Introducción a la econometría. Thomson México*