

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**PROYECCION DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE
EMELSUCUMBÍOS BASADA EN UNA METODOLOGÍA
ESTANDARIZADA Y DIFERENTES SOFTWARES DE
PRONÓSTICOS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
INGENIERO ELÉCTRICO**

EDWIN VLADIMIR MORALES SIMBAÑA
vladyelect@yahoo.es

DIRECTOR: ING. LUIS TAPIA C.
ltc51@hotmail.com

Quito, Julio 2009

DECLARACIÓN

Yo, Edwin Vladimir Morales Simbaña, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Edwin Vladimir Morales Simbaña

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edwin Vladimir Morales Simbaña, bajo mi supervisión.

Ing. Luís Tapia

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento:

Al Ing. Luís Tapia por su interés, paciencia y ayuda desinteresada en el desarrollo de esta tesis y sobre todo por transmitirme sus conocimientos.

Al los compañeros del Departamento de Planificación de CNEL Regional Sucumbíos por su colaboración y apoyo constante.

DEDICATORIA

A mis padres Angel y Elvia por todo su gran sacrificio, bendiciones y ejemplo durante todos estos años.

A mis hermanos, inquebrantable motivación de superación.

A Patricia y Melany mis dos grandes amores, que con su apoyo y amor me han permitido vencer obstáculos y compartir mis triunfos.

Y finalmente a mis compañeros, por su amistad desinteresada.

Edwin

CONTENIDO

CONTENIDO	a
RESUMEN	i
CAPITULO 1	1
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3. ALCANCE	3
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
CAPÍTULO 2	5
INTRODUCCIÓN	5
2.1. VISIÓN EMPRESARIAL	5
2.2. ANTECEDENTES	5
2.3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EMELSUCUMBÍOS	6
2.3.1. AREA DE SERVICIO Y ETAPAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	6
2.4. METODOLOGÍA ACTUAL APLICADA EN LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	14
2.4.1. DEMANDA Y ENERGÍA ELÉCTRICA	14
2.4.2. EVOLUCION DE LA METODOLOGÍA.....	15
2.4.3. EVOLUCIÓN TEÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	16
2.4.4. METODOLOGÍA ACTUAL DE PROYECCIONES DE DEMANDA.....	16
CAPITULO 3	19
MODELOS CLÁSICOS	19
3.1. CARACTERÍSTICAS Y CRITERIOS BÁSICOS DE LOS MÉTODOS FUTURÍSTICOS	19
3.1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DEL FUTURO	19
3.1.1.1. Basadas en la predicción.....	19
3.1.2. CRITERIOS BÁSICOS DE LOS ESTUDIOS DE FUTURO	22
3.1.2.1. Cualitativo.....	22
3.1.2.2. Cuantitativo	22
3.2. CLASES DE MÉTODOS FUTURÍSTICOS SEGÚN EL TIEMPO A EVALUAR ...23	
3.3. PROYECTIVA – PRONÓSTICOS DE SERIES TEMPORALES	24
3.4. METODOLOGÍA UNIVERSAL ESTANDARIZADA DE PRONÓSTICOS	25
3.4.1. MÉTODO CIENTÍFICO	25
3.4.2. ANÁLISIS PREVIO.....	26
3.4.2.1. Condiciones de entrada de una serie de datos en el tiempo.....	26
3.4.2.2. Pasos a realizarse en el análisis previo	27
3.4.2.2.1. Estructura Vertical-Nivel	28
3.4.2.2.2. Estructura horizontal- Ruido o aleatoriedad	30
3.4.2.2.3. Estructura tendencial	31
3.4.2.2.4. Estructura estacional	34

3.4.2.2.5. Ciclicidad	37
3.4.2.2.6. Componentes Irregulares	39
3.4.2.2.7. Patrón estructural	40
3.4.2.2.8. Características previas de la serie temporal analizada	41
3.4.3. HIPÓTESIS	41
3.5. APLICACIÓN MEDIANTE SOFTWARES DE LOS MODELOS CLÁSICOS.....	42
3.5.1. MODELOS CLÁSICOS	42
3.5.1.1. Características	42
3.5.2. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE MODELOS CLÁSICOS	42
3.5.2.1. Modelos clásicos de ajuste por tendencia lineal	42
3.5.2.1.1. Criterios de calidad del ajuste de la tendencia	43
3.5.2.1.2. Coeficiente de determinación muestral r^2 y ajustado	44
3.5.2.2. Modelos clásicos de Ajuste por tendencia no lineales	47
3.5.2.3. Modelos Clásicos de Suavización Pura	47
3.5.2.4. Modelos Clásicos de Suavización Exponencial – Brown	47
3.5.2.5. Modelos Clásicos por descomposición	49
3.5.2.5.2. Holt – Winter	50
CAPITULO 4	52
MODELOS AR.I.MA.	52
4.1. CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS AR.I.MA.	52
4.1.1. MODELOS CUANTITATIVOS	52
4.1.2. MODELOS ARIMA	53
4.2. METODOLOGÍA BOX-JENKIS	53
4.2.1. ESTACIONARIEDAD	53
4.2.1.1. Condiciones de Estacionariedad	54
4.2.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS MODELOS ARIMA:	54
4.2.2.1. Transformación, inversión y pronósticos ^l 55	
4.3. APLICACIÓN MEDIANTE SOFTWARES DE LOS MODELOS A.R.I.MA.	56
4.3.1. ANÁLISIS DE ESTACIONARIEDAD	56
4.3.1.1. Función de auto correlación y auto correlación parcial	59
4.3.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS p, q, P, Q	72
4.3.3. VALORACIÓN DE LOS PARÁMETROS AR Y MA	73
4.3.3.2. Verificación del MSE	74
4.3.3.3. Aprobación del ACF y PACF de los residuos	75
4.3.3.4. Prueba de independencia de los residuos con Box-Pierce	79
4.3.3.5. Prueba de Normalidad de los residuos	81
4.3. PRONÓSTICOS.....	83
CAPITULO 5	86
APLICACIÓN INTEGRAL DEL MODELO UNIVERSAL DE PRONÓSTICOS.....	86
5.1. ANÁLISIS LÓGICO DE RESULTADOS	86
5.1.1. TRANSFORMACIÓN	86
5.1.2. VALORES DE LOS PRONÓSTICOS AL NATURAL	86
5.1.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LOS PRONÓSTICOS	87
5.1.3.2. Verificación de r^2	89
5.2. VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE LOS MODELOS APLICADOS.	89
5.2.1. ANALISIS PREVIO	89
5.2.1.1. Síntesis descriptiva	90
5.2.1.2. Calidad y cantidad de los datos	90
5.2.1.3. Cumplimiento de la estabilidad del entorno	90
5.2.1.4. Análisis serie completa	90

5.2.1.4.1. Estructura vertical, determinación de nivel.....	90
5.2.1.4.2. Estructura horizontal, análisis de ruido	90
5.2.1.4.3. Estructura tendencial, estimación de forma lineal y/o no lineal	91
5.2.1.4.4. Estructura estacional y/o cíclica.....	91
5.2.1.4.5. Valoración de datos Irregulares	92
5.2.1.4.6. Patrón Estructural.....	93
5.2.2. POSTULACIÓN DE LOS MODELOS	94
5.3. APLICACIÓN INTEGRAL BASADA EN EL MÉTODO MÁS ACERTADO.	94
5.3.1. CORRIDA DE TODOS LOS MODELOS CON EL PRIMER RECORTE DE DATOS	94
5.3.2. ELECCIÓN DE LOS MODELOS ÓPTIMOS	102
5.3.3. APLICACIÓN DE LOS MODELOS SELECCIONADOS AL SEGUNDO RECORTE	105
5.3.4. SELECCIÓN DEL MEJOR MODELO Y CÁLCULO DE PRONÓSTICOS ..	106
5.4. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA METODOLOGÍA ACTUAL DE EMELSUCUMBÍOS Y EL MUP.	108
5.4.1. ESTIMACIÓN DEL GOODNESS OF FIT O BONDAD DE AJUSTE	108
5.4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS SERIES EVALUADAS	110
5.4.2.1. Análisis de Factibilidad del Proyecto.....	110
CAPITULO 6	115
6.1. CONCLUSIONES	115
6.2. RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS EN INTERNET.....	118
ÍNDICE DE GRÁFICAS	120
ÍNDICE DE TABLAS	121
ÍNDICE DE ANEXOS.....	123
ANEXOS	124

RESUMEN

La falta de una herramienta técnica y el alto porcentaje de incertidumbre en las proyecciones de demanda y energía, conlleva a desaciertos en los reportes emitidos a los diferentes Organismos de Control. Por lo indicado, es necesaria una metodología con un tratamiento fácil, práctico y estructurado, con criterios técnicos básicos para la realización de pronósticos bajo series temporales.

En el primer capítulo se presenta los objetivos, antecedentes y las justificaciones del proyecto de titulación, tomando en cuenta el alto grado de interés en el tema de pronósticos y en la planeación de las actividades futuras a corto plazo.

En el capítulo segundo se analiza la situación actual por la que atraviesa EMELSUCUMBÍOS en cada una de sus etapas funcionales, se detalla las características y parámetros principales empleados en la metodología aplicada actualmente en la proyección de demanda de potencia y energía.

En el tercer capítulo se desarrolla un proceso de observación, análisis y estudio pasos previos para aplicar de acuerdo a la serie los modelos clásicos: de tendencia, suavización y de descomposición, que tienen la capacidad de extrapolar el pasado hacia el futuro, las herramientas que nos facilitan los cálculos son: Excel, FC de WinQSB, Statgraphics Window.

En el cuarto capítulo se aplica los modelos modernos o AR.I.MA, basados en iteraciones que permiten obtener el mejor modelo a partir de un patrón de tipo general, para su aplicación se utilizan Statgraphics Centurión XV, Excel, etc., softwares de manejo muy escueto que tienen la virtud además de extrapolar el pasado encontrar situaciones numéricas futuras que no tengan antecedentes ni relación con el pasado.

En el quinto capítulo se realiza el pronóstico de los últimos siete valores de la serie, seleccionando el modelo óptimo que menor porcentaje de error presente

con relación a los datos estadísticos, posteriormente se aplica el modelo y se procede a pronosticar el periodo deseado (con un límite de dos meses).

En el sexto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se derivan de la elaboración del presente trabajo

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

Las predicciones de demanda y energía, es un asunto de altísimo interés para el sector eléctrico, en general se consiguen por medios intuitivos, promedios y por metodologías de mayor consistencia científica, matemática y/o estadística que involucran la utilización de softwares.

1.1. INTRODUCCIÓN

El constante desarrollo de los mercados de energía eléctrica genera escenarios cada vez más competitivos, por lo cual es de crucial importancia poseer sistemas de distribución con planes de manejo bien estructurados, para disponer de sistemas que suministren energía eléctrica con el menor número de interrupciones y al menor costo posible, mejorando así la calidad del servicio.

Esta calidad depende en gran medida de la capacidad que tengan las empresas responsables de proveer y distribuir este servicio, de determinar a corto y largo plazo cual será la demanda futura de energía.

El propósito del presente trabajo de titulación es implementar al Departamento de Planificación de una herramienta técnica, fundamentada en una metodología estandarizada con base científica, que sigue un método riguroso y simple, permitiendo conocer profundamente el fenómeno de las series analizadas y disminuir la incertidumbre, al obtener cifras del estado futuro de la demanda y energía muy cercanas a la realidad.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer una herramienta adecuada, que emplee modelos y softwares actualizados, para analizar series de datos recogidos en el tiempo, que permita lograr previsiones confiables a corto plazo en el análisis de la demanda de potencia y energía.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Analizar la evolución del sistema eléctrico y la demanda histórica de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

Determinar los fundamentos básicos, procedimientos, limitaciones y ventajas de uso de la metodología utilizada en función de las características del entorno.

Aplicar la metodología universal de pronósticos aplicando modelos clásicos y modernos o AR.I.MA. (Metodología Box – Jenkins), utilizados en la proyección de la Demanda de Potencia y Energía de Emelsucumbíos.

Analizar los márgenes de error obtenida por el proceso empleado en el Departamento de Planificación y el método aplicado en el proyecto, utilizando datos históricos mensuales de energía.

Implementar esta técnica con criterio y base científica, para lograr certeza en los pronósticos, pilar fundamental en la toma de decisiones Administrativas.

En Emelsucumbíos facilitará la realización de estudios técnico-económicos, requeridos por los diferentes Organismos de Control.

1.3. ALCANCE

Se realiza una breve descripción del sistema eléctrico y la información estadística mensual de la demanda histórica de Emelsucumbíos.

Se expondrá el problema de previsión de la demanda de energía eléctrica, abordando su importancia, los factores que influyen en su variación y los modelos contemplados para su análisis.

Se aplicará los modelos de pronósticos Clásicos: ajuste por tendencia lineal, ajuste por tendencia no lineal, suavización pura, suavización exponencial (Brown), por descomposición (Winter); y los modelos modernos o AR.I.MA. (Metodología Box Jenkins), apoyados básicamente en los softwares (Statgraphics Centurión XV, WINQSB, Statgraphics Window, Forecast Pro y Excel) de pronósticos de corto plazo.

Se elegirá dos o tres modelos que menor margen de error muestren para aplicarlos a la serie y calcular los pronósticos de demanda más acertados, resultados que se los utilizarán en estudios posteriores.

Esta metodología universal aplicada en el Departamento de Planificación, permitirá mejorar un proceso simple y poco confiable, dándole una estructura seria y efectiva al momento de predecir la demanda mensual.

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En EMELSUCUMBÍOS como en la mayoría de instituciones la planeación estratégica integra conceptos de visión, misión, metas, etc., marcando el desarrollo y el éxito administrativo. Sin embargo se considera la proyección como muy teórica empleando para ello procesos de cálculo limitados y poco confiables.

Al ser Emelsucumbíos una empresa que atraviesa problemas técnicos y administrativos, aplicar una técnica que contribuya en el análisis, gestión y diseño permitirá un cambio estructural positivo.

Debido a que el CONELEC elabora el Plan Maestro de Electrificación ^[R1], las empresas Distribuidoras tienen la obligación de presentar anualmente un plan de expansión e inversiones, que a través de su ejecución les permite cumplir con los requerimientos de calidad mínimos establecidos en la normativa vigente.

Con este proyecto se pretende aplicar una metodología universal fácil de utilizar, que pronostique a corto plazo el comportamiento futuro de la demanda eléctrica a partir de los datos del pasado, y además sea aplicable a todo nivel Administrativo.

CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo que establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico-LRSE, la distribución y comercialización de la energía eléctrica en las Provincias de Sucumbíos y Orellana la realiza la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

2.1. VISIÓN EMPRESARIAL

Emelsucumbíos tiene la responsabilidad de asegurar la disponibilidad de energía para satisfacer la demanda de sus clientes, de igual manera tiene la obligación de presentar anualmente al CONELEC su plan de expansión e inversiones, para ser incorporado al Plan Maestro de Electrificación ^[R2].

Por tal razón el siguiente proyecto describe la situación y administración de la Empresa; su área de influencia, clientes regulados, estadística histórica y demás datos que ayudan a tener una visión de las condiciones y del problema técnico que presenta la falta de una metodología con fundamentación científica, necesaria en estudios técnicos de predicciones a corto plazo de energía y demanda.

2.2. ANTECEDENTES ^[R3]

En Junio de 1989, se crea la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., cuyo objetivo fue la prestación de servicio público de energía eléctrica en su área de concesión, de conformidad con la ley básica de electrificación y demás leyes de la república de ese momento. El suministro de energía eléctrica se realizaba con líneas de 13.8 kV y la operación aislada de las unidades de generación termoeléctricas, ubicadas en las poblaciones de: Lago Agrio, Joya de los Sachas, Coca, Cascales, Pacayacu y Dureno, administrados por INECEL.

En el año 1994 entre en funcionamiento un sistema de subtransmisión a 69 kV. entre la Central Jivino y las poblaciones mencionadas.

Para el año 2003, TRANSELECTRIC puso en operación la línea de transmisión Tena - Francisco de Orellana (Coca), un circuito de 140 Km. de longitud, aislada a 138 kV., pero energizada a nivel de 69 Kv., llegando a transferirse hasta 5 MW a través del sistema Totoras - Pelileo -Baños - Puyo - Tena.

Durante el año 2004, TRANSELECTRIC construyó las subestaciones Tena y Francisco de Orellana (Coca) de 33 MVA -138/69 kV., y energizó la línea de transmisión Tena - Francisco de Orellana a su voltaje de diseño, permitiendo con ello una transferencia de hasta 10 MW desde Tena hacia Francisco de Orellana.

Debido al retraso en la ejecución de la subestación de seccionamiento Baños, el CONELEC analizó como la alternativa de menor riesgo para el sistema nacional pero de inmediata ejecución, energizar el tramo Baños - Puyo a 138 kV. desde una derivación (tap) de un circuito de la línea Agoyán - Totoras 138 kV. que se ejecutaría a la salida de la central Agoyán. Esta conexión provisional requirió la construcción de un tramo de red y el ajuste de las protecciones del circuito del cual se haría la derivación en los dos extremos de la línea (Agoyán - Totoras), a fin de que las fallas que se presenten en el tramo Baños - Puyo sean detectadas y despejadas por los equipos de protección.

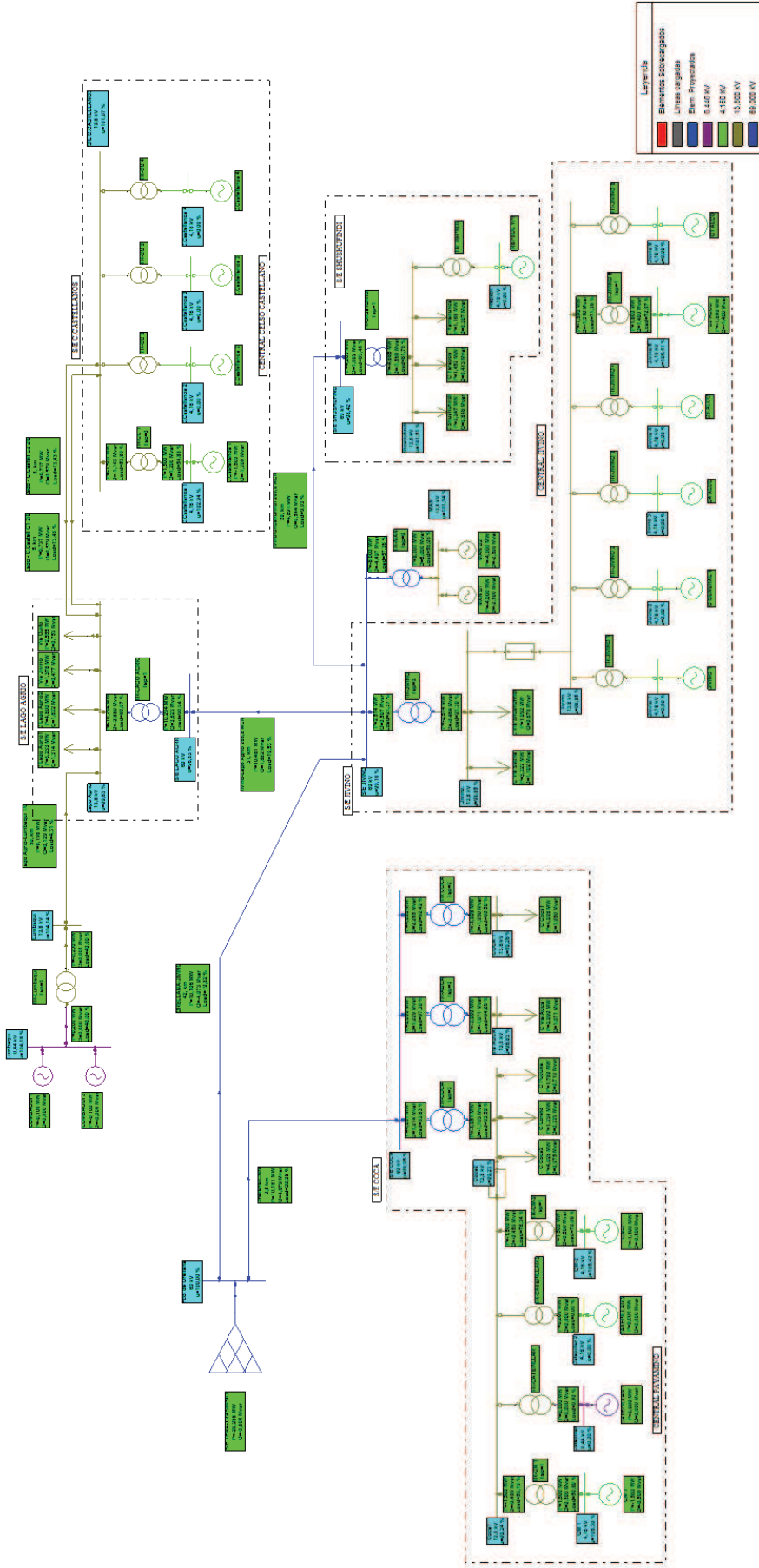
2.3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EMELSUCUMBÍOS.

A continuación se presenta un resumen del sistema eléctrico de Emelsucumbíos.

2.3.1. AREA DE SERVICIO Y ETAPAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, esta geográficamente limitada: al norte por Colombia, al sur por la provincia de Pastaza, al este por las provincias del Carchi y Pichincha, al oeste por Perú, se extiende 37.842 km².

CNEL - REGIONAL SUCUMBIO ABRIL 2009



SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN CNEL - SUCUMBIO
 DIAGRAMA UNIFILAR - ABRIL DE 2009
 DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN DEUDIS A. CR

Gráfica 2.1 Diagrama Unifilar

A continuación se presenta los cantones y parroquias que cubre el área de concesión de la Empresa.

PROVINCIA DE SUCUMBIOS

- Lago Agrio: Dureno, Nueva Loja, El Eno, Pacayacu, General Farfán, Santa Cecilia, Jambelí.
- Shushufindi: Shushufindi, San Pedro, Siete de Julio.
- Gonzalo Pizarro: Lumbaqui, Gonzalo Pizarro, El Reventador.
- Cascales: El Dorado de Cascales, Sevilla.
- Puerto El Carmen: Puerto El Carmen.
- Tarapoa: Tarapoa.

PROVINCIA DE ORELLANA

- Francisco de Orellana: Puerto Francisco de Orellana.
- Joya de los Sachas: Joya de los Sachas, Enokanki, San Carlos, San Sebastián del Coca.
- Loreto: Loreto.

a) GENERACIÓN

El sistema de generación consta de tres centrales termoeléctricas:

- Central Celso Castellanos: ubicada a 5 Km. de la Ciudad Nueva Loja, Provincia de Sucumbíos.
- Central Jivino: ubicada en el centro de la vía que une las ciudades de Nueva Loja y Francisco de Orellana, en el sitio denominado El Proyecto, en esta central se instaló dos nuevos generadores de 5.5 MW que funcionan a partir de febrero del 2009.
- Central Payamino, ubicada en la Ciudad Francisco de Orellana, Provincia de Orellana.

La minicentral hidráulica Lumbaqui ubicada en el centro poblado del mismo nombre, forma también parte del sistema de generación, cumple la función de mantener el voltaje en niveles permitidos en los sectores aledaños. En las Tablas 2.1 y 2.2 se muestran las características del sistema de generación actual.

Central	Tipo Central	Localización Geográfica (UTM)			Unidad	Voltaje Nominal (kV)	Potencia Nominal (MVA)
		X	Y	Z			
Jivino	Térmica MCI	295985	9979629	295	ALCO 1	4,16	3.125
Jivino	Térmica MCI				ALCO 2	4,16	3.125
Jivino	Térmica MCI				ALCO 3	4,16	3.125
Jivino	Térmica MCI				ALCO 4	4,16	3.125
Jivino	Térmica MCI				GM 1	4,16	3.125
Jivino	Térmica MCI				GM 2	4,16	3.125
Jivino	Térmica MCI				MAN 1	13,8	7.270
Jivino	Térmica MCI				MAN 2	13,8	7.270
Payamino	Térmica MCI	277666	9952175	266	GM 1	4,16	3.125
Payamino	Térmica MCI				GM 2	4,16	3.125
Celso Castellanos	Térmica MCI	287481	12109	300	GM 1	4,16	3.125
Celso Castellanos	Térmica MCI				GM 2	4,16	3.125
Celso Castellanos	Térmica MCI				GM 3	4,16	3.125
Celso Castellanos	Térmica MCI				GM 4	4,16	3.125
Lumbaqui	Térmica MCI	241439	6144	340	Francis	0,44	0.25
Lumbaqui	Térmica MCI				Francis	0,44	0.25

Tabla 2.1 Características del sistema de generación.

Central	Tipo de Central	Localización Geográfica (UTM)			Potencia (MW)		Costo (USD Cent./kWh)
		X	Y	Z	Nominal	Efectiva	
Nuevo Rocafuerte	Térmica MCI	454707	9898258	186	0.45	0.37	20.94
Palma Roja	Térmica MCI	382467	10013734	259	0.08	0.06	21.11
Sansahuari	Térmica MCI	359698	10016462	250	0.6	0.45	21.51
Tiputini	Térmica MCI	441352	9913001	186	0.45	0.37	16.31

Tabla 2.2 Características de los sistemas aislados de generación.

b) APOORTE DEL S.N.I.

La etapa final del proyecto para la conexión emergente con el Sistema Nacional Interconectado a 138 kV., fue la instalación de una S/E móvil en el Puyo, la adquisición de contadores de energía para la implementación de la medición comercial en las posiciones a 69 kV. en la S/E Coca de propiedad de TRANSELECTRIC antes de la conexión definitiva y ser Agente de Mercado en el MEM.

Se realizó conjuntamente con TRANSELECTRIC, la coordinación de las protecciones con la topología actual del sistema eléctrico de Emelsucumbíos energizando el sistema de transmisión Agoyán-Puyo-Tena-Francisco de Orellana a 138 kV. de una posición de salida de la central Agoyán recibiendo del Sistema Nacional Interconectado una potencia de 20 MW.

Posteriormente se efectuaron contratos de compra y venta de energía eléctrica con las Centrales Hidroeléctricas Paute y Agoyán, en los cuales se fija la cantidad de energía que las generadoras entregaran a Emelsucumbíos siendo el 82 y 18 % respectivamente de la energía horario que el distribuidor utiliza del S.N.I., quedando inaplicable el contrato con la Empresa Eléctrica Regional Centro Norte a partir del 19 de enero del 2008.

c) SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión es radial parte de la S/E Francisco de Orellana mediante dos líneas (Jivino y Payamino) a 69 kV., y se interconecta a subestaciones de 69 / 13.8 kV.; en la tabla 2.3 se detalla las principales características.

La Central Térmica Celso Castellanos con la subestación Lago Agrio se conecta al sistema de subtransmisión por medio de una línea de doble circuito a 13,8 kV.

La Central Hidráulica Lumbaqui, se integra al sistema de subtransmisión a través de una línea a 13,8 kV, entre la parroquia Lumbaqui y la subestación Lago Agrio.

Nombre de la Línea	Nombre de la Subestación		(kV)	Long. (km)	Conductor de Fase
	S/E Salida	S/E Llegada			
Fco. Orellana - Coca	Francisco de Orellana	Coca	69	0,5	266,8 ACSR
Fco. Orellana - Jivino	Francisco de Orellana	Jivino	69	41,8	266,8 ACSR
Jivino - Lago Agrio	Jivino	Lago Agrio	69	31	266,8 ACSR
Jivino - Shushufindi	Jivino	Shushufindi	69	20	266,8 ACSR

Tabla 2.3 Líneas de subtransmisión

d) SUBESTACIONES

Las subestaciones están ubicadas en los centros de generación y en sectores estratégicos para la distribución de la energía, se constituye de alimentadores primarios operativos a 13,8 kV.

Nombre de la Subestación	Tipo R=Reducción	Voltaje (kV)		Capacidad de la subestación (MVA)		Localización Geográfica (UTM)		
		1	2	OA	FA	X (UTM)	Y (UTM)	Z (UTM)
Jivino	R	69	13,8	12	16	296221	9980009	295
Lago Agrio	R	69	13,8	10	12	289333	8824	309
Coca	R	69	13,8	12,5		277878	9952610	266
Shushufindi	R	69	13,8	5	6,25	315648	9979391	263

Tabla 2.4 Características de las subestaciones

e) SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución se deriva de las subestaciones anotadas anteriormente y se extiende con un sistema radial.

Características	Voltaje	Configuración
Líneas de MT	13.8 kV	Trifásica y monofásica
Transformadores	13.8-7.9kV / 240-120 V	Trifásica y monofásica
Redes Secundarias	240/120 220/127 V	Trifásica y monofásica

Tabla 2.5 Sistema de distribución

Los transformadores de distribución son en su mayoría monofásicos (tabla 2.5), la red de distribución en los centros poblados es monofásica a tres conductores y en las vías se utiliza la configuración monofásica a dos conductores.

f) INFORMACIÓN GENERAL

A partir de febrero del 2009 Emelsucumbios pasó a formar parte de la Corporación Nacional de Electricidad S.A., con su nueva razón social de CNEL. Regional Sucumbios S.A.

En la tabla 2.6 se detalla el balance de energía presentado al CONELEC en el informe estadístico correspondiente al mes de enero 2009.

Mes	Energía Disponible (MWh)		Energía Facturada (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)		Demanda máxima (MW)	Factor de Carga (%)
	Recibida del MEM	Generación propia		Técnicas	No Técnicas		
Enero-09	12.819,14	1.360,73	10.305,63	2.413,42	1.460,84	31,06	61,36

Tabla 2.6 Balance de Energía enero 2009

Nombre del Alimentador	Nombre de Subestación	Nivel de Voltaje (Kv)	Longitud (Km)	Núm. de Transformadores	Potencia (MVA)
			Total	Total	Total
Vía Quito	Lago Agrio	13,8	321	472	10,79
Lago 2	Lago Agrio	13,8	143,0	134	3,93
Lago 1	Lago Agrio	13,8	15,4	163	6,87
Vía Divino	Lago Agrio	13,8	165,8	280	6,71
Coca 01	Payamino	13,8	18,2	193	8,82
Coca 02	Payamino	13,8	23,7	120	4,01
Loreto	Payamino	13,8	233,4	299	4,16
Pucuna	Payamino	13,8	100,9	149	4,72
Vía Al Auca	Payamino	13,8	250,9	323	5,74
Shushufindi 1	Shushufindi	13,8	17,8	75	2,44
Tarapoa	Shushufindi	13,8	444,2	531	8,9
Vía Yamanunca	Shushufindi	13,8	160,9	179	3,26
Jivino Shushufindi	Jivino	13,8	72,7	111	3,19
Jivino Sacha	Jivino	13,8	294,5	244	3,78

Tabla 2.7 Características alimentadores primarios

El crecimiento de nuevos abonados del año 2008 aproximadamente es del 9 %

Mes	Número de abonados				TOTAL
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	
Enero-09	39.881	7.062	598	1.752	49.293

Tabla 2.8 Número de abonados enero 2009

El crecimiento dinámico de la demanda crea la necesidad de implementar nuevos proyectos, con los que se pretende disminuir pérdidas de energía y lograr cubrir el 100 % de la población servida.

Proyecto	Plan de Expansión		
	MVA	Km.	Año
S/E Sacha	10/12.5		2009
S/E Tarapoa	10/12.5		2010
S/E Celso Castellanos	10/12.5		2010
S/E Lumbaqui	5/6.25		2014
S/E Loreto	5/6.25		2016
Línea de Subtransmisión 69 kV. S/E TRANSELECTRIC.- S/E Celso Castellanos		0.5	2013
Línea de Subtransmisión 69 kV. S/E Shushufinfi – S/E Tarapoa		42	2010
Línea de Subtransmisión 69 kV. S/E Coca – S/E Loreto		75	2016
Línea de Subtransmisión 69 kV. S/E Lago Agrío – S/E Lumbaqui		50	2014
Alimentadores primarios Lago Agrío		8	2009
Alimentadores primarios Coca		9	2009
Alimentadores primarios Sacha		3	2010
Alimentadores primarios Celso castellanos		8	2010
Alimentadores primarios Tarapoa		5	2011
Alimentadores primarios Lumbaqui		4	2015
Alimentadores primarios Loreto		5	2017

Tabla 2.9 Proyectos Plan de Expansión

2.4. METODOLOGÍA ACTUAL APLICADA EN LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.

El Departamento de Planificación de Emelsucumbíos aplica en sus proyecciones de demanda y energía, el método analítico de extrapolación de la tendencia histórica, y metas a lograrse con la incorporación de nuevos proyectos técnicos y administrativos.

2.4.1. DEMANDA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Demanda: la demanda de un sistema es el promedio de potencia requerida por una carga, durante un determinado intervalo de tiempo, se expresa en kW, kVA, kvar.

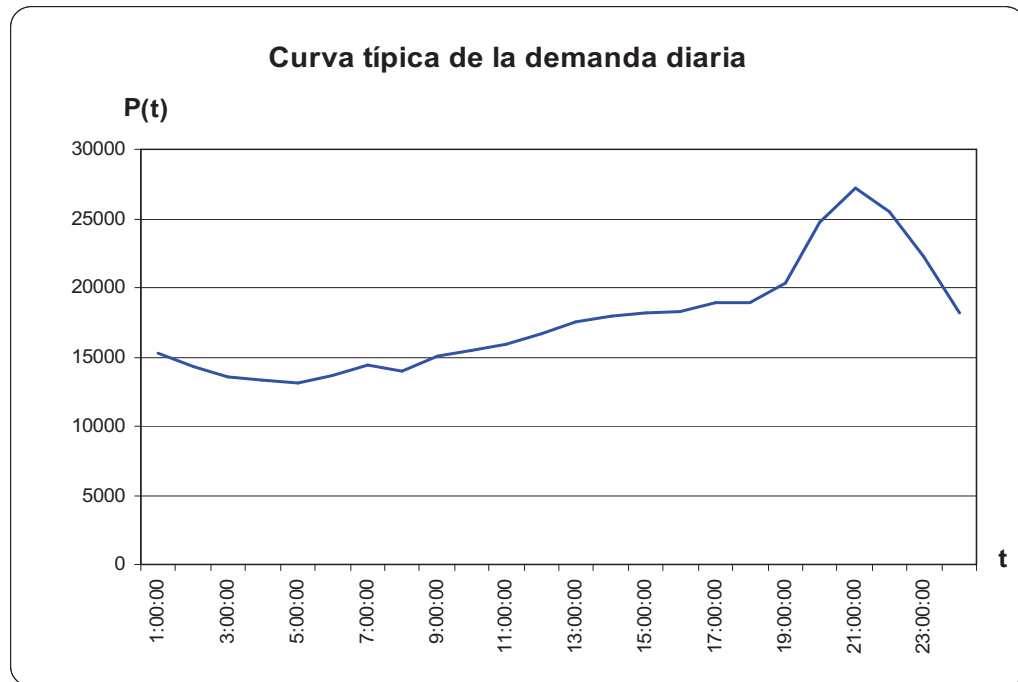
$$= \frac{\text{Energía(kW h)}}{\text{Tiempo(hor as)}} \quad (2.1)$$

Demanda máxima o carga pico: Es la mayor demanda ocurrida en un sistema o parte de él, durante un determinado periodo análisis.

Curva de carga: Gráficamente representa la variación de la carga en un determinado intervalo de tiempo.

Energía eléctrica: Es la potencia eléctrica dada en un intervalo de tiempo.

$$E = P * t \quad (2.2)$$



Gráfica 2.2 Curva típica de demanda diaria año 2008

2.4.2. EVOLUCION DE LA METODOLOGÍA

Lo más usual en los países de América del Sur y Centroamérica ^[R4] es utilizar los modelos clásicos (de regresión o suavización) de predicción, para obtener los pronósticos de demanda y en otros casos peores las medias móviles. En general se puede afirmar que en esta región, existe una tendencia preferencial a la utilización exclusiva de modelos clásicos para predecir el comportamiento de una demanda o de cualquier variable de la cual se requiera su estado futuro.

El sistema eléctrico de las provincias de Orellana y Sucumbíos es notorio por varios de sus aspectos, en particular porque se hallan en un vigoroso proceso de crecimiento e interconexión. Este estado dinámico refleja cambios en la estructura económica de la región, cuyas tendencias pueden predecirse con un grado elevado de incertidumbre. Por lo tanto, la proyección de la demanda eléctrica, especialmente a corto plazo, no debe considerarse solo como una extensión de demandas del pasado.

2.4.3. EVOLUCIÓN TEÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.

Los métodos para establecer proyecciones de la demanda de energía eléctrica son numerosos, pero conceptualmente pueden agruparse en dos categorías:

Métodos analíticos: considera que la producción de energía está incluida en la actividad económica general, y su evolución histórica puede evaluarse como un factor de crecimiento que perdurará en la extrapolación de esta tendencia.

Otro método dentro de esta misma categoría relaciona la producción eléctrica con la economía a través de un modelo econométrico que analiza indicadores y factores de ambos campos. El modelo que la experiencia internacional ha demostrado como más útil, consiste en establecer la correlación entre incrementos anuales de la producción eléctrica y algún índice macro-económico tal como el PIB.

Proyección directa: puede ampliar el conocimiento de la demanda a través de una encuesta que analice los puntos esenciales del consumo y su posible evolución. Este método es aplicable solamente en casos de prognosis a corto plazo, y su mayor utilidad consiste en el desglose de las demandas en mensuales, diarias y hasta horarias del sistema tratado.

2.4.4. METODOLOGÍA ACTUAL DE PROYECCIONES DE DEMANDA^[R3]

En esta metodología se aplica varios procedimientos de verificación, ya sea extrapolando los consumos por sector (doméstico, comercial, industrial y varios), las demandas y la incorporación de nuevos proyectos de generación y distribución en el periodo de 10 años.

El sistema eléctrico de Emelsucumbíos está en un proceso de desarrollo y expansión, por esta razón, la metodología utilizada para la proyección de la demanda de potencia y energía se basa en metas a corto y largo plazo.

- Para la proyección de abonados, se parte de datos reales de población servida, en el año 2002 se tiene que es del orden del 60% cuyo equivalente en el área de influencia es de 212.652 habitantes. La relación entre habitantes y abonados residenciales para el año 2002 es 11,85; y se propone como meta la relación de 4 para el año 2020.
- Posteriormente se realiza una regresión exponencial, obteniendo la relación habitantes / abonados residenciales para el período, 2008 -2020.
- Para la proyección de abonados comerciales, se parte de la relación porcentual de abonados comerciales / abonados residenciales, que para el año 2002, será de 24.06%, se espera como meta, que en el año 2020 esta relación sea 16%, se hace una regresión y se obtiene los porcentajes para el período.
- Con los abonados residenciales proyectados y la relación obtenida, se puede calcular los abonados comerciales.
- Para la proyección más probable de abonados industriales, se considera un crecimiento porcentual anual de 3% y el crecimiento de abonados en la clasificación otros del 12%.
- En lo que se refiere a la proyección de consumo residencial, se considera como meta para el año 2020 el promedio de consumo mensual de energía del abonado residencial 128 kWh., luego se realiza una regresión obteniéndose los promedios para los años del período. Con estos datos y con la proyección de los abonados residenciales, se puede calcular el consumo anual promedio de abonados residenciales. Se utilizó el mismo procedimiento para el consumo comercial, teniendo como meta para el 2020 el promedio de consumo mensual de un abonado comercial de 370 kWh.
- El consumo industrial, se proyectó con una tasa de crecimiento de 10% anual, para el consumo de alumbrado público se plantea una meta de 57 kWh. para el

año 2020, luego se realiza una regresión, obteniéndose los consumos promedios anuales esperados y de otros una tasa de crecimiento del 10%.

- Para la proyección de potencia y energía, se consideran como metas para el año 2020 el 12% de pérdidas totales y un factor de carga del 62,5%.

Con los datos de proyecciones de abonados por tarifas y los pronósticos de la demanda eléctrica, se desagrega la energía disponible en generación propia y compra de energía mediante contratos en el Mercado Eléctrico Mayorista de acuerdo a datos históricos, tomando en cuenta los siguientes parámetros:

1. Capacidad de generación de las centrales.
2. Limitaciones del flujo de potencia del sistema de transmisión Agoyán-Puyo-Tena-Francisco de Orellana.
3. El suministro de energía y potencia de dos grupos térmicos de 5.5 MW que entrarán a funcionar a partir del primer trimestre del 2009, la construcción de la línea de Transmisión Pifo-Lago Agrío (2013) y el proyecto Coca Codo Sinclair a partir del año 2014.
4. Y además se considera la construcción de nuevas subestaciones, ampliaciones de líneas de subtransmisión y alimentadores primarios detallados en el Plan de Expansión e Inversiones de Emelsucumbíos.

CAPITULO 3 MODELOS CLÁSICOS

Los modelos clásicos tienen un enfoque determinista, en ellos la serie tiende a un comportamiento constante, siendo sus variaciones puntuales sin que afecten al modelo.

3.1. CARACTERÍSTICAS Y CRITERIOS BÁSICOS DE LOS MÉTODOS FUTURÍSTICOS

Las proyecciones en una organización tratan de disminuir la dependencia del azar para volverse más científica en el manejo de su entorno.

Los métodos futurísticos se basan en el intervalo de tiempo que existe entre el estado de la conciencia de un evento inminente y la ocurrencia del mismo.

Para evaluar el futuro se debe tomar en cuenta: el producto que se genera, los actores, el entorno, la metodología, la materia prima, las características cuantitativas y cualitativas del desarrollo que se use para obtener los resultados.

Los procesos futurísticos ya sean sencillos o complejos necesariamente deben basarse en las limitaciones y ventajas de los métodos a aplicarse, para partir con la selección de las herramientas adecuadas a sus requerimientos, objetivos, metas y necesidades.

3.1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DEL FUTURO ^[R5]

Los diferentes métodos y técnicas, determinan varios enfoques de clasificación que se da a las herramientas futuristas, a continuación se presenta uno de ellos:

3.1.1.1. Basadas en la predicción

El autor Enríc Bas (1.999), organiza los métodos futurísticos en cuatro grupos ^[R3]:

- **Sobrenatural**

La predicción sobrenatural se basa en la predicción por revelación, no se fundamenta en un análisis sistémico, sino en la percepción, la iluminación o la opinión del sujeto predictor. Entre este tipo de predicciones se encuentran: la visión, la profecía y la clarividencia.

- **Hermenéutica**

La predicción hermenéutica engloba al futurismo, utopismo y la ciencia ficción. Para este tipo de estudios no existen leyes que rijan los destinos de ser, bajo la tónica de que el futuro es única y exclusivamente producto de la voluntad colectiva y como tal puede ser elegido y diseñado en su totalidad. Su vocación es perceptiva normativa. En el futuro se mezclan los valores con los hechos, dado que no alcanzan la validez de la objetividad y del uso del método científico.

La hermenéutica de alguna manera persigue la teorización de los hechos reales.

- **Técnica**

La predicción técnica persigue el conocimiento objetivo, dado que lo que pretende es proveer de predicciones que orienten en la toma de decisiones a largo plazo. Aquí, no se busca la teorización, sino la constatación mediante el estudio empírico. Su vocación es descriptiva basada en la extrapolación de tendencias. Algunas de las disciplinas que realizan este tipo de predicción son, la futurología, la econometría, la demografía, la meteorología, y la astronomía. Disciplinas todas ellas que utilizan única y exclusivamente modelos matemáticos y excluyen todo tipo de variables cualitativas a la hora de predecir

- **Emancipadora**

La predicción emancipadora es el tipo de conocimiento del futuro que busca promover vías de desarrollo y mejoras en el futuro a partir de una toma de conciencia previa sobre la realidad pasada y el presente. Trata de conjugar lo

objetivo con lo subjetivo, evitando posturas preconcebidas que puedan obstaculizar el conocimiento objetivo e impedir la búsqueda de alternativas.

En este caso precisamente no se busca plantear un futuro deseable, ni predecir, sino determinar los futuros posibles y conocer su grado de probabilidad de ocurrencia para orientar la acción basada en la investigación.

3.1.1.2. Enfoques prospectivos

La utilización de cualquier técnica tiene que ver con la forma como es entendido el futuro, en cuanto objeto de estudio y por la propia percepción de la predicción como herramienta para el análisis, gestión y diseño de los procesos de cambio.

Desde esta óptica se pueden agrupar las herramientas futuristas bajo diferentes enfoques:

- **Determinista**

En este enfoque el futuro es único y no puede ser cambiado por el hombre, implica resignación y utopía porque hay que prepararse para el futuro.

Futuros de carácter hermenéutico y técnica están dentro de esta visión.

- **Estructuralista o sistémica**

En esta técnica el futuro es inexorable, producto de la suma de acciones individuales de los hombres. La actitud de este enfoque es escéptica y relativa donde nada es seguro, sin dejar de ser posible; explora todas las alternativas posibles.

- **Descriptivo**

Los estudios del futuro (Masini,1993), pueden ser descriptivos, basada en cierta extrapolación del pasado y del presente para obtener valores posibles del futuro, a la vez que analizan las estructuras de los cambios significativos. Se basan en que el futuro pueden ser una consecuencia importante del pasado y del estado

actual, utiliza métodos cuantitativos similares a los de los estudios econométricos y puede decirse que posee ciertas características del método científico (Bas, 1999).

- **Prescriptivo**

Aquí es posible considerar a las oportunidades como elementos fundamentales de estructuras específicas de referencia, de las que son proyectadas las posibles situaciones del futuro. Estos estudios suelen ser de órdenes normativos, los cuales imaginan en el presente futuros deseables, y a partir de ello articulan las actuaciones presentes, con el fin de alcanzarlos. Aquí tienen cabida la prospectiva centrada en la planificación estratégica tecnológica.

3.1.2. CRITERIOS BÁSICOS DE LOS ESTUDIOS DE FUTURO

Las metodologías se pueden agrupar desde la óptica de algunos parámetros que los caracterizan por su aplicabilidad y por la fundamentación de los procesos internos que utilizan. Un modelo futurístico de planeación estratégica tecnológica debe contener cuatro elementos básicos: lo cualitativo, lo cuantitativo, lo temporal y lo probabilística (Jones, 1978).

3.1.2.1. Cualitativo

El punto de partida de cualquier estudio de previsión es el elemento cualitativo o escenario no cuantificado, en donde se consideran las ideas y las opiniones de expertos en el tema. Se utilizan metodologías de análisis que buscan estimular el pensamiento creativo de los participantes y sacarlos de sus esquemas mentales (De Miguel, 1990).

3.1.2.2. Cuantitativo

Determinadas las variables del entorno mediante los procesos cualitativos, se procede a seleccionar y definir los parámetros de calificación cuantitativa

encargados de la evaluación, para poder empezar a ensamblar un modelo de planeación estratégica tecnológica basada en el futuro.

3.1.2.3. Temporalidad

La esencia en sí de los métodos futurísticos, consiste en poder trasladar mentalmente todos los sucesos factibles de ocurrir en el porvenir de los elementos de un sistema (personas, artefactos y entorno) en términos de espacio y/o tiempo a otras coordenadas distintas a las actuales.

Es factible trasladarse en el corto plazo con métodos como las series temporales, para luego desplazarse a dos o tres años vista con métodos cualitativos, y posteriormente a cinco o diez años vista con métodos prospectivos, es decir generar un proceso científico.

3.1.2.4. Probabilidad

Contempla tanto los métodos que asumen la asignación humana de probabilidades a eventos de una forma técnica o subjetiva, basadas en la experiencia y el conocimiento de los hechos por parte de los expertos que participan en el estudio, como por ejemplo métodos que realizan cálculos estadísticos (matemáticos o estocásticos), para asignar probabilidades de ocurrencia directas o conjugadas a los posibles eventos de un análisis futurístico.

3.2. CLASES DE MÉTODOS FUTURÍSTICOS SEGÚN EL TIEMPO A EVALUAR.

A continuación se presenta tres tipos de métodos ^[R6]:

- **Estudios proyectivos:** son estudios básicamente de corto plazo, se basan en datos numéricos y trabajan cuando el entorno es estable (así la variable oscile en sus valores).

Lo usual es que extrapolen situaciones del pasado y del presente hacia el futuro, aunque existe la excepción de los modelos modernos denominados AR.I.MA, en

las series temporales (que son capaces de detectar situaciones que no tienen relación con el pasado).

- **Estudios de turbulencia o transición:** son muy útiles cuando el entorno inestable se vuelve estable o viceversa.
- **Estudios prospectivos:** es una disciplina y un conjunto de metodologías orientadas a la previsión del futuro. Básicamente se trata de imaginar escenarios futuros posibles, denominados futuribles, y en ocasiones de determinar su probabilidad, con el fin último de planificar las acciones necesarias para evitar o acelerar su ocurrencia.

3.3. PROYECTIVA – PRONÓSTICOS DE SERIES TEMPORALES

Serie Temporal: Una serie temporal es una sucesión ordenada en el tiempo de valores de una variable.

El estudio de las series temporales puede consistir en el análisis aislado de una variable o referirse también a la relación entre dos o más de ellas, por un lado intenta básicamente entender como evoluciona en el tiempo una variable con el fin de realizar predicciones, por otro, busca construir un modelo explicativo de la evolución temporal de una variable, con el fin de cuantificar sus efectos.

Los métodos proyectivos se desarrollan en entornos estables aún cuando la variable oscile alrededor de una media, son de orden probabilístico y temporal; se basan exclusivamente en una extrapolación de los datos del presente y del pasado hacia el futuro.

Normalmente el futuro que se calcula con las series temporales es cierto, razón por la cual se las aplica en algunas áreas empresariales:

- Previsión tecnológica
- Previsión de ventas

- Previsiones demográficas
- Previsión de recursos humanos, etc.

3.4. METODOLOGÍA UNIVERSAL ESTANDARIZADA DE PRONÓSTICOS ^[R7]

El propósito de esta metodología es aportar a los analistas y estudiosos del tema la repetitividad de los procesos de pronósticos, basándose en la metodología científica aplicada a series temporales.

3.4.1. MÉTODO CIENTÍFICO

Este método viene determinado por los procedimientos y las técnicas, no por la teoría y las hipótesis es decir es un método racional e inteligente que resuelve incógnitas o problemas de manera que se entienda su naturaleza y probables causas, a continuación se detalla sus etapas:

- **Observación:** Ante un problema de cualquier índole, observar los hechos significativos y tratar de precisar su naturaleza, es primordial, ya que para poder discriminar lo significativo, importante y definir el problema, se necesitan de conocimientos, experiencia, inteligencia y limitación del asunto.
- **Hipótesis:** La hipótesis consiste en una suposición, una conjetura o una posible explicación de la razón por la que se produjo el fenómeno o de los factores que, en forma individual o en conjunto, participan en su producción.
- **Experimentación:** El tercer paso es probar las hipótesis, cada una en particular, para aceptar, o rechazar las causas propuestas del fenómeno.
- **Demostración o refutación de la hipótesis**
- **Conclusiones**

3.4.2. ANÁLISIS PREVIO

El primer paso es desarrollar un proceso de observación, análisis y estudio de los datos que se proyectaran.

3.4.2.1. Condiciones de entrada de una serie de datos en el tiempo

A continuación se detalla las principales características de una serie:

- **Cualitativas:** En esta primera fase se analiza las características, la estabilidad del entorno, se asegura la veracidad para lograr obtener resultados confiables. La calidad de la información que se recobra del pasado y del presente es vital en el proceso, se requiere que esta sea verificada al menos de dos o más formas.
- **Temporales:** Los valores que se pronostican, de acuerdo al periodo en análisis esta asignado concretamente al tiempo en que los valores deben ocurrir.
- **Cuantitativas:** El aspecto de valores que adoptan los datos futuros constituye el elemento cuantitativo, la cantidad que estos adquieren durante el proceso de cálculo de pronósticos expresan su carácter de medición. Se requiere tener una cantidad significativa de datos, se recomienda al menos unos 60 datos ya que nuestra base de valores esta en meses.
- **Probabilísticas:** Es el grado de incertidumbre que conlleva todo pronóstico de que suceda o no en el tiempo estipulado para ello.

Por principio natural entre mayor sea el tiempo que se calcula por previsiones, menor es la probabilidad de acierto, no es aconsejable pronosticar más del 10% de los datos que se tengan, ya que se pierde confiabilidad de cumplimiento.

En el evento de datos mensuales se sugiere pronosticar hasta dos periodos en forma numérica y hasta 12 o 24 en forma especulativa, ya que no es propiedad de las series temporales trabajar a mediano plazo ni a largo plazo, por la alta

probabilidad de que el entorno cambie drásticamente en periodos largos de tiempo.

3.4.2.2. Pasos a realizarse en el análisis previo

El objetivo del estudio previo implica el analizar profundamente la serie, mediante elementos exploratorios, para tener la seguridad absoluta de que los datos son veraces.

- **Síntesis:** En este primer paso se describe los antecedentes, la metodología cualitativa, el entorno donde se desenvuelven los hechos que se pronostican.

Dentro de la Planificación las proyecciones de demanda y energía, permiten lograr acertadas decisiones a nivel técnico como administrativo, en un sistema dinámico que exige seguridad y eficacia.

- **Verificación de datos:** Se revisa de varias fuentes la calidad, veracidad y la correcta transcripción de los datos ^[R6].

Mes	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007
Enero	14,82	16,16	20,94	21,55	23,44	26,10
Febrero	14,52	16,96	20,37	21,30	22,25	25,65
Marzo	15,29	16,28	19,29	22,08	23,18	25,64
Abril	16,55	16,95	20,29	23,26	23,53	25,42
Mayo	16,09	15,96	19,87	23,30	23,07	26,02
Junio	16,32	17,92	18,94	22,89	23,55	23,98
Julio	16,10	18,28	19,73	21,14	23,28	23,35
Agosto	17,45	19,53	19,13	21,93	22,52	24,97
Septiembre	18,13	18,03	19,25	22,37	23,89	24,43
Octubre	17,99	19,98	21,22	22,04	24,37	25,71
Noviembre	17,80	19,59	21,96	22,40	24,15	27,51
Diciembre	18,32	19,44	21,99	22,54	24,20	28,68

Tabla 3.1 Datos estadísticos periodo 2002-2007 (Demanda)

Los datos se obtuvieron de la base de datos del Departamento de Planificación de los informes estadísticos enviados al CONELEC en el periodo 2002-2007.

Mes	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007
Enero	5.104,28	6.970,98	8.534,06	10.262,00	11.059,21	12.290,48
Febrero	4.742,10	6.350,81	7.931,58	9.420,03	10.200,51	11.540,21
Marzo	5.446,34	6.753,16	8.140,58	10.515,79	11.182,13	12.156,50
Abril	5.494,54	6.580,50	7.984,47	10.263,64	10.834,16	12.119,83
Mayo	6.177,57	6.784,77	8.305,26	10.650,66	11.018,31	12.692,41
Junio	6.007,31	6.761,41	7.809,93	10.357,20	10.895,99	11.309,55
Julio	6.094,35	7.105,70	8.250,77	10.396,50	11.204,99	12.114,43
Agosto	6.271,00	7.380,02	8.324,99	10.439,27	11.170,85	12.519,50
Septiembre	6.404,96	7.373,56	8.363,58	10.520,08	11.416,82	12.107,67
Octubre	6.686,02	7.917,39	8.775,06	10.773,51	11.891,26	12.859,01
Noviembre	6.402,91	7.513,56	9.194,15	10.598,27	11.879,95	12.837,59
Diciembre	6.907,30	8.094,71	9.685,77	11.213,41	12.047,60	13.731,32

Tabla 3.2 Datos estadísticos periodo 2002-2007 (Energía)

3.4.2.2.1. Estructura Vertical-Nivel

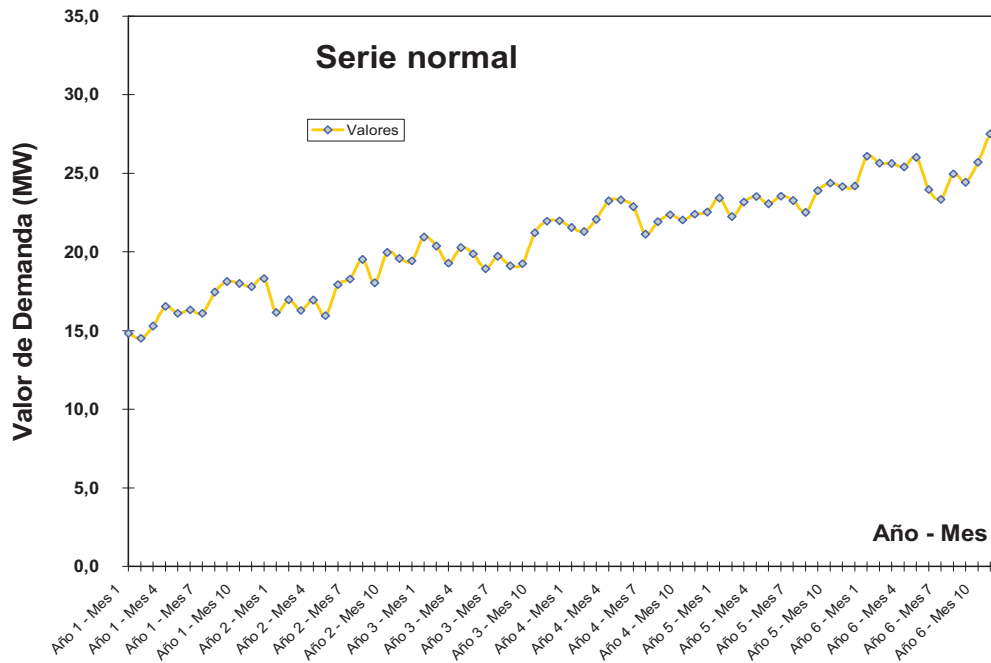
Esta estructura representa la forma horizontal que adopta en su comportamiento histórico y actual la serie, los cambios de nivel reflejan una variación de las condiciones del entorno, para descubrir esos cambios de nivel nos ayudamos mediante la observación de la gráfica y el cálculo de la relación entre la desviación estándar de toda la serie y la media estándar. Si el resultado es superior al 50%¹ los cambios de nivel afectaran a la precisión de los pronósticos.

Desviación estándar	3,33
Media	21,02
Indicador desviación estándar / media	15,84%

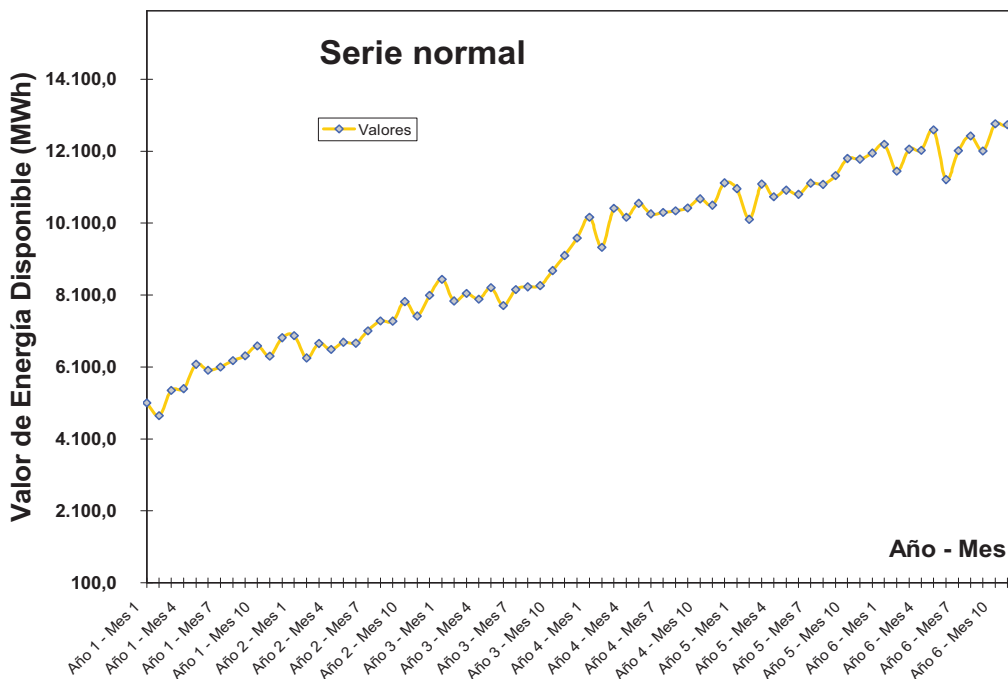
Tabla 3.3 Desviación estándar (Demanda)

¹ Valor Estimado por la experiencia

La serie de demanda no presentan cambios significativos verticales de nivel, la relación media / desviación estándar = 15.84%, se mantiene por debajo del 50%.



Gráfica 3.1 Histórico mensual (Demanda)



Gráfica 3.2 Histórico mensual (Energía)

La serie de energía no presentan cambios significativos verticales de nivel, la relación media / desviación estándar = 25.32% se mantiene por debajo del 50% aceptable.

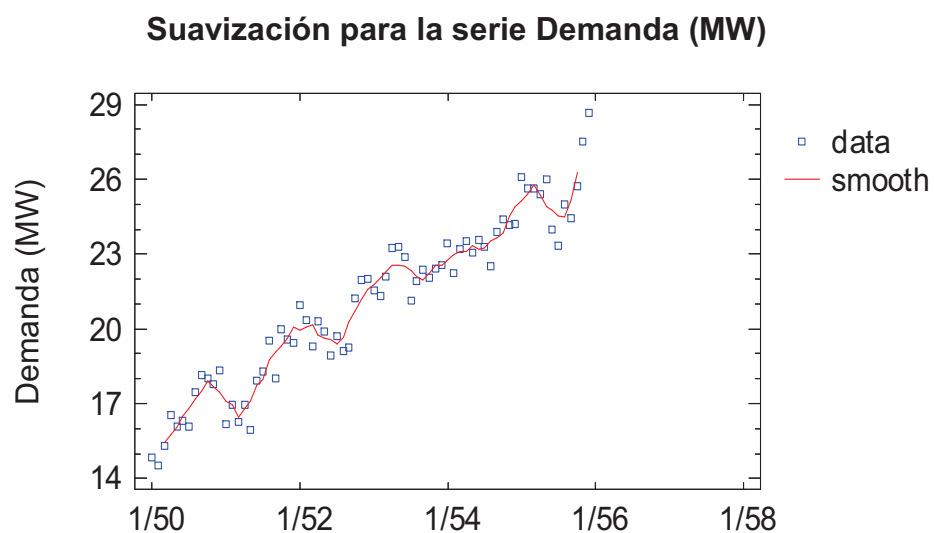
Desviación estándar	2.346,36
Media	9.265,50
Indicador desviación estándar / media	25,32%

Tabla 3.4 Desviación estándar (Energía)

3.4.2.2.2. Estructura horizontal- Ruido o aleatoriedad

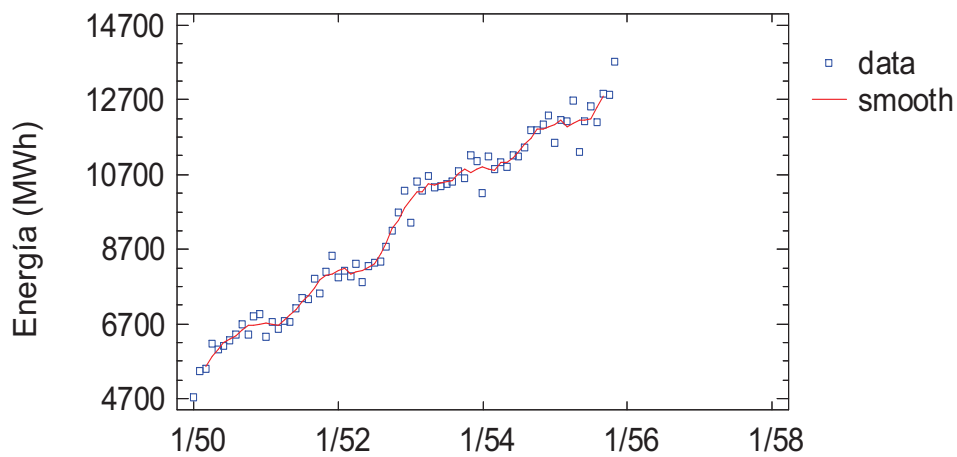
La posibilidad de que los valores de la serie se alternen por encima o por debajo de una media se denomina ruido o aleatoriedad.

El principio básico para determinar la existencia de una estructura horizontal, ruido o aleatoriedad es mediante la suavización, que logra minimizar la desviación estándar (oscilaciones alternadas alrededor de la serie), eliminando las componentes de ruido, para este análisis se emplea el software Statgraphics Plus [R8].



Gráfica 3.3 Suavización Statgraphics Plus Versión 5.0 (Demanda)

Suavización para la serie Energía (MWh)

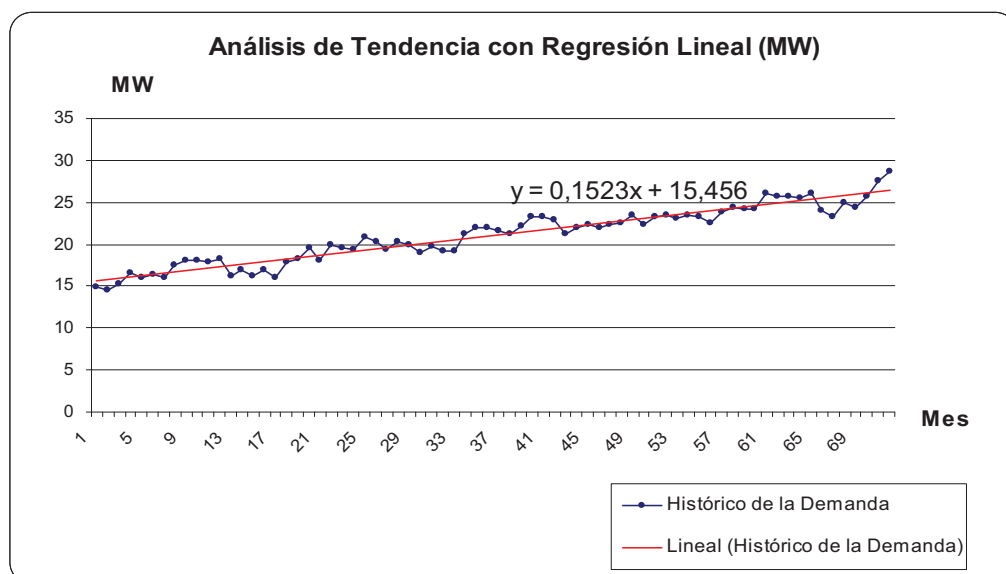


Gráfica 3.4 Suavización Statgraphics Plus Versión 5.0 (Energía)

En las gráficas 3.3 y 3.4 los puntos originales están un tanto lejanos a la línea de suavización, con lo que se puede afirmar que la serie presenta niveles de ruido o aleatoriedad.

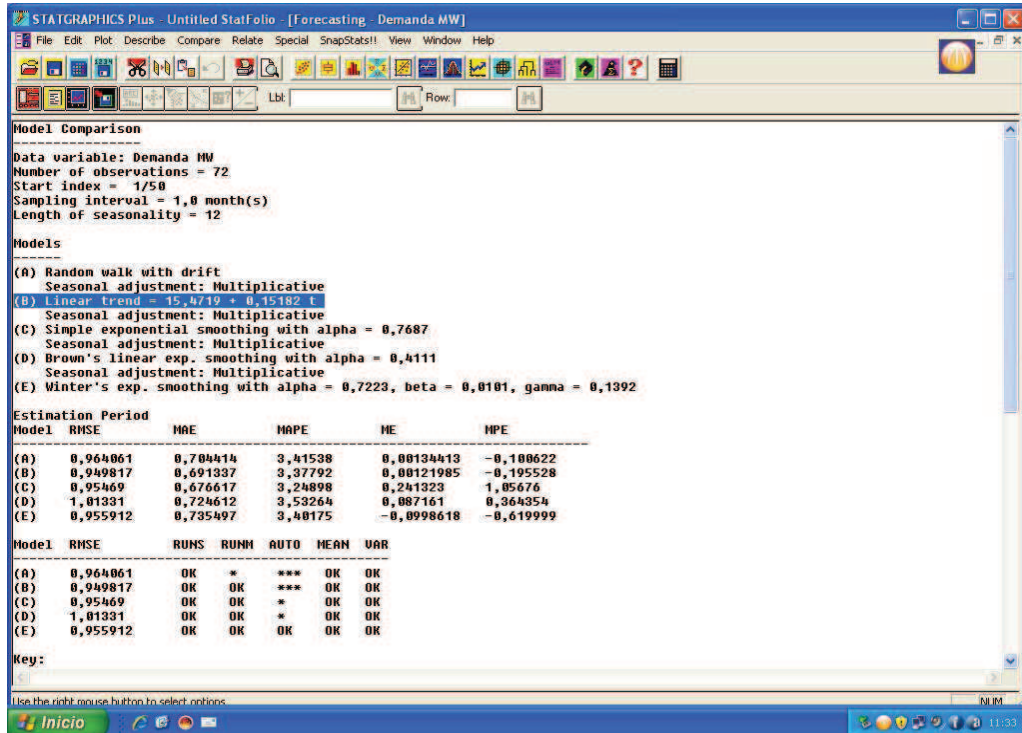
3.4.2.2.3. Estructura tendencial

Se determina por el crecimiento o decrecimiento de la pendiente a través del tiempo.

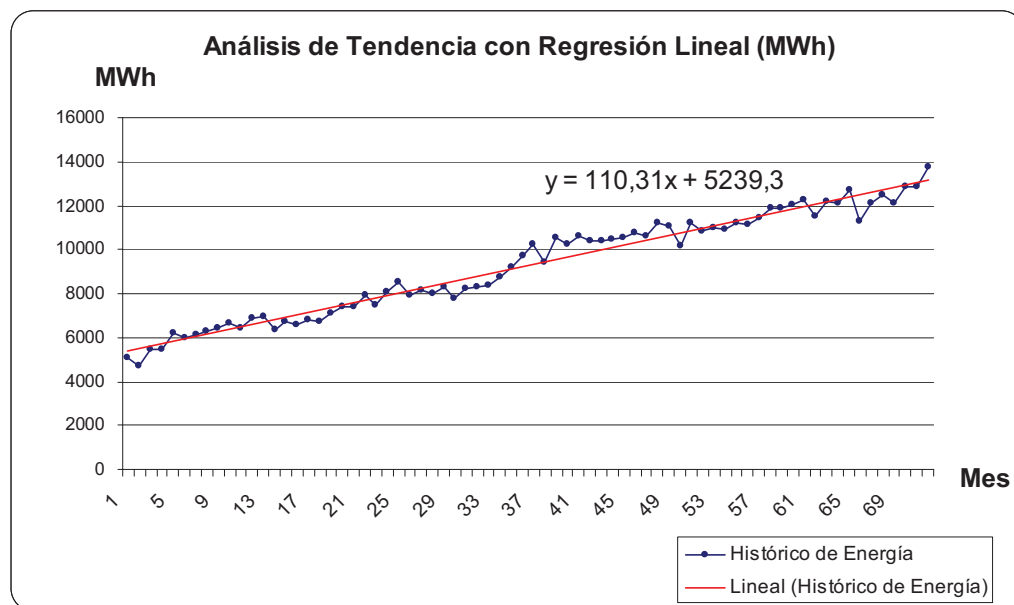


Gráfica 3.5 Análisis de Tendencia con Excel (Demanda)

Para la detección se aplica un ajuste tendencial lineal del modo $y = a + b \cdot t$, donde el valor de **a** es el intercepto de la alineación y **b** en primera instancia denota, si es neutral (horizontal), o creciente o decreciente (tendencia constante $0,000 \pm 0,25$).



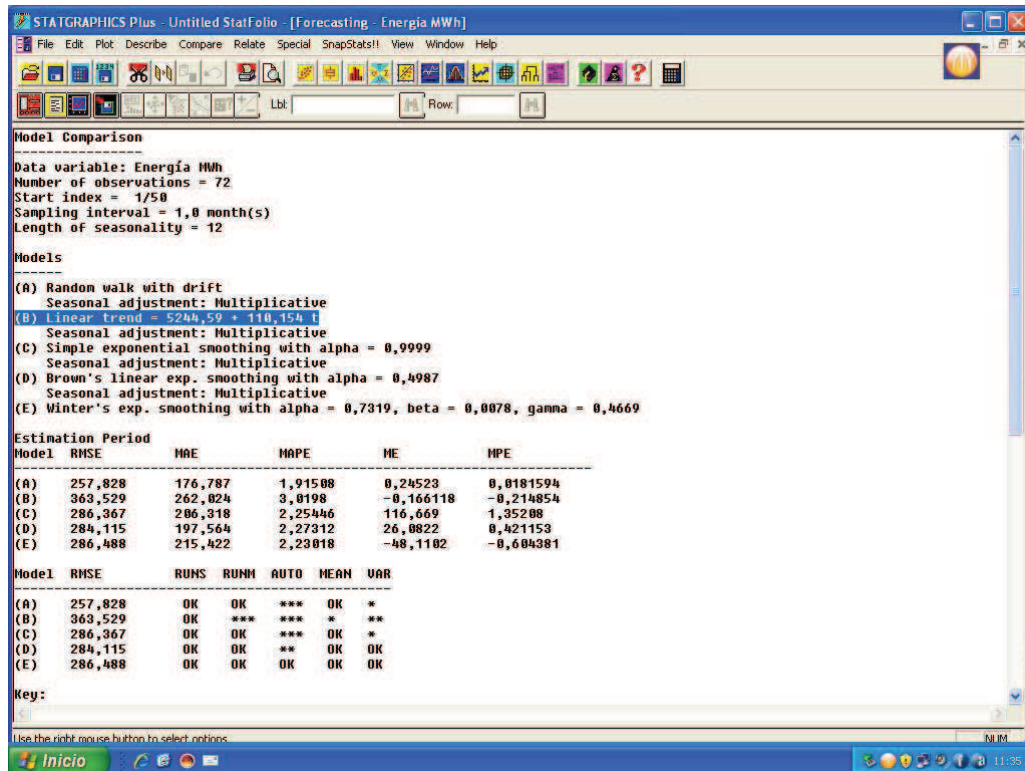
Gráfica 3.6 Análisis de Tendencia con Statgraphics Window (Demanda)



Gráfica 3.7 Análisis de Tendencia con Excel (Energía)

En la gráfica 3.5 la serie tiene la ecuación lineal $y = 15,45 + 0,15 * t$, de donde se deduce que la pendiente es mínima.

En la gráfica 3.8 la serie tiene la ecuación lineal $y = 5244,59 + 110,15 * t$, de donde se deduce que la pendiente es mayor que cero positiva y creciente, ecuación que se ratifica con el software Statgraphics Window.



Gráfica 3.8 Análisis de Tendencia con Statgraphics Window (Energía)

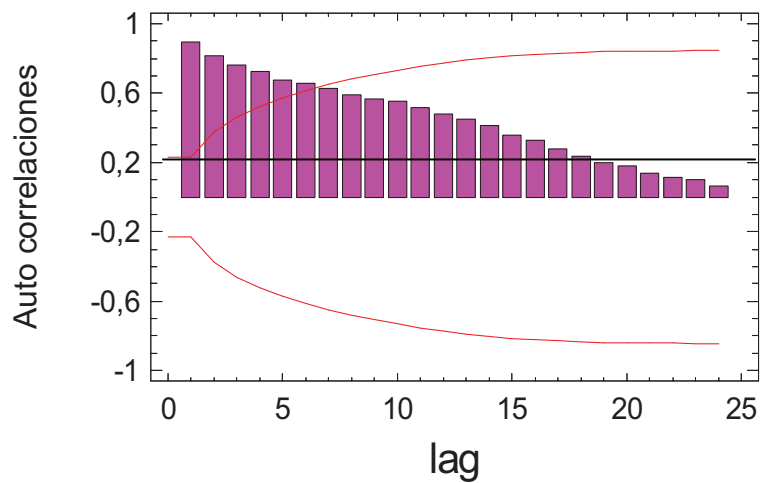
- Para confirmar la presencia de tendencia, se aplica la prueba de independencia de los coeficientes de auto correlación (simple), que consiste en valorar las diferencias de los valores reales de la serie con un retraso de una unidad, estos valores deben arrojar valores dentro de un intervalo de confianza del 95%^[R7].

$$\text{Intervalo de Confianza} = 0 \pm 1.96 * \left(\frac{1}{\sqrt{\# \text{ de datos}}} \right) \quad (3.1)$$

$$= 0,2309$$

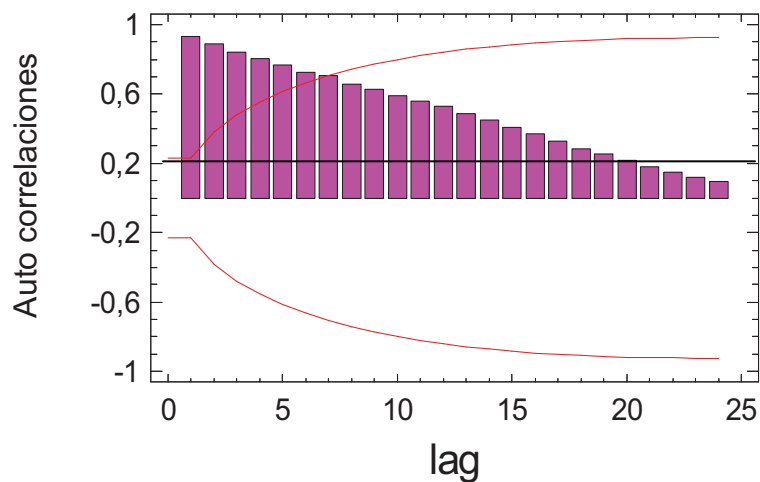
Para nuestro caso como se indica en las gráficas 3.9 y 3.10, existen coeficientes fuera de la banda de confianza, indicando que existe tendencia y que los datos se relacionan entre si y que a demás son aleatorios.

Auto correlaciones estimadas para tendencia Demanda (MW)



Gráfica 3.9 Análisis de ACF con Statgraphics Window (Demanda)

Auto correlaciones estimadas para tendencia Energía (MWh)

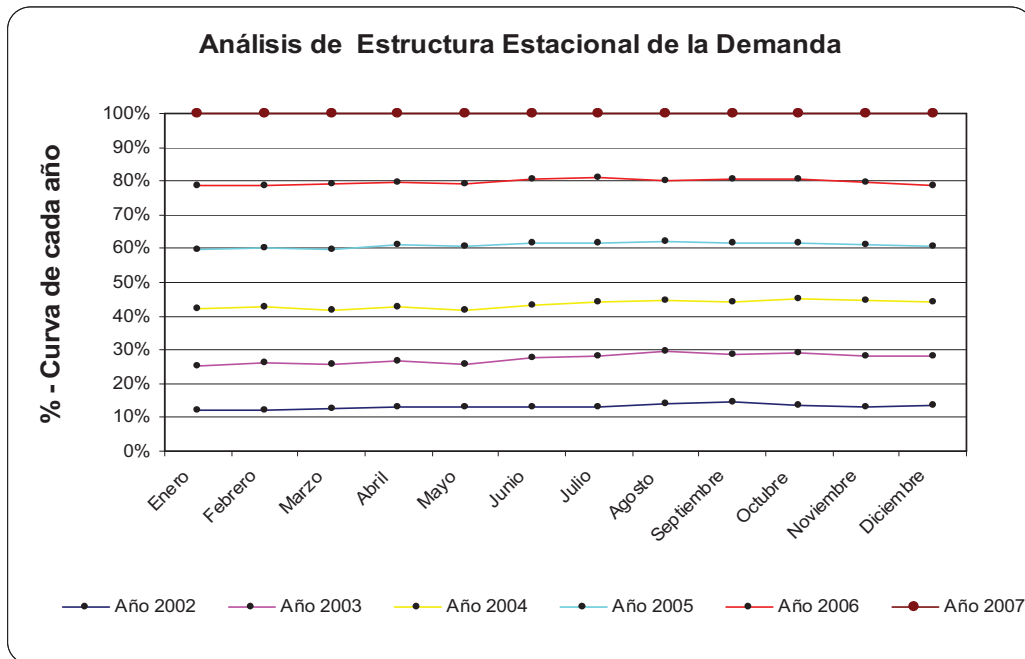


Gráfica 3.10 Análisis de ACF con Statgraphics Window (Energía)

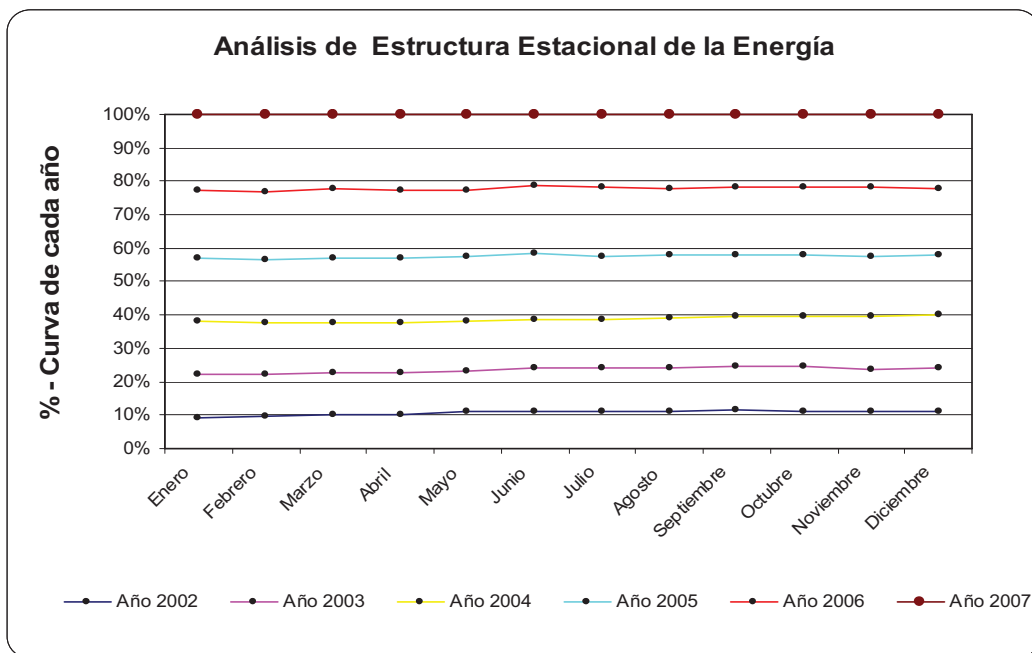
3.4.2.2.4. Estructura estacional

Es un patrón de cambio que denota una repetición en el tiempo inferior a doce meses.

Esta estructura caracteriza a la serie por ser repetitiva en el tiempo, influenciada por factores estacionales.



Gráfica 3.11 Análisis de Estacionalidad con Excel (Demanda)

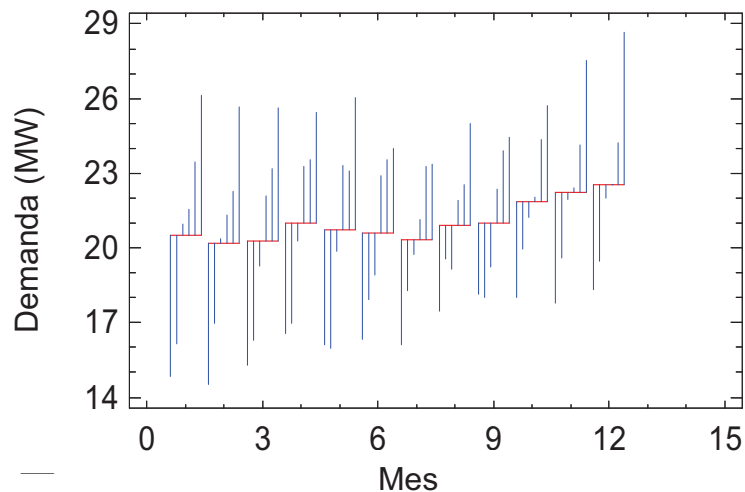


Gráfica 3.12 Análisis de Estacionalidad con Excel (Energía)

En las gráficas 3.11 y 3.12 de Excel existe un paralelismo, es decir hay gran posibilidad de que exista estacionalidad.

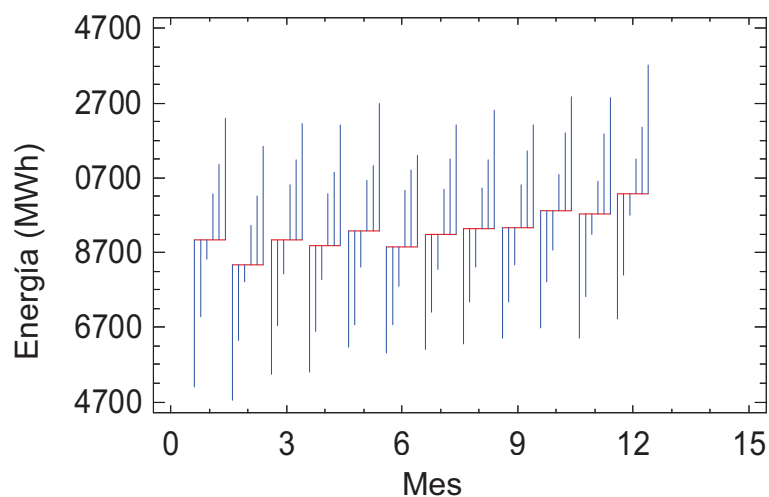
La presencia de doce iconos de izquierda a derecha (gráficas 3.13 y 3.14) representa el promedio de cada mes del año, la primera línea vertical del primer mes debe ser similar al la primera línea vertical del segundo mes y así sucesivamente.

Subseries por temporada de Demanda (MW)



Gráfica 3.13 Análisis de Estacionalidad con Statgraphics Window (Demanda)

Subseries por temporada de Energía (MWh)

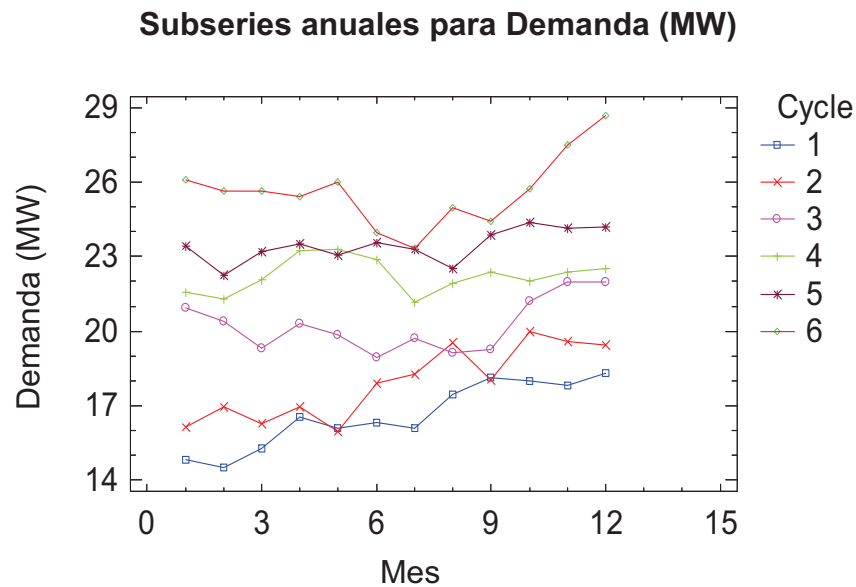


Gráfica 3.14 Análisis de Estacionalidad con Statgraphics Window (Energía)

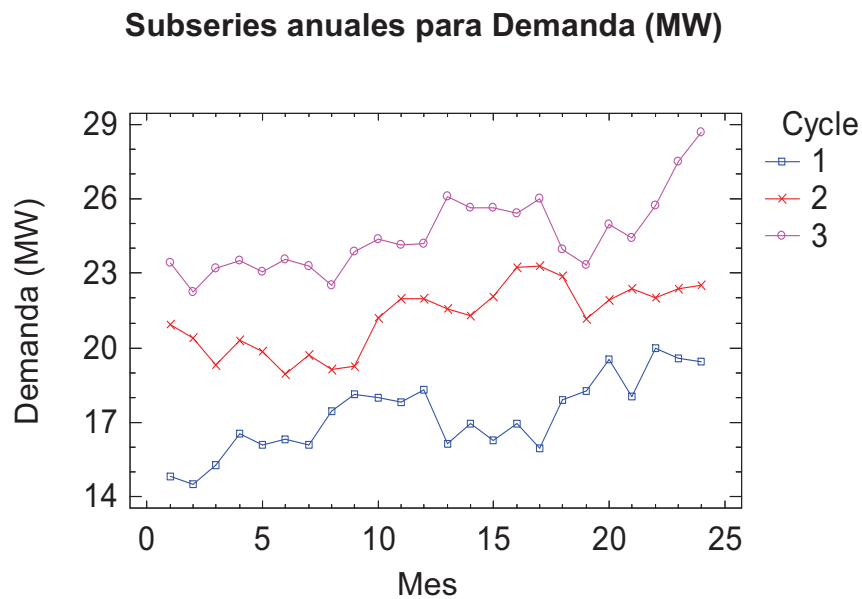
Las gráficas ratifican la estacionalidad especialmente para la serie de energía.

3.4.2.2.5. Ciclicidad

Es un patrón de cambio que denota una repetición en el tiempo superior a doce meses. Para determinar la ciclicidad se valora con diferentes ciclos el comportamiento de la serie.



Gráfica 3.15 Análisis de Ciclicidad 12 meses (Demanda)

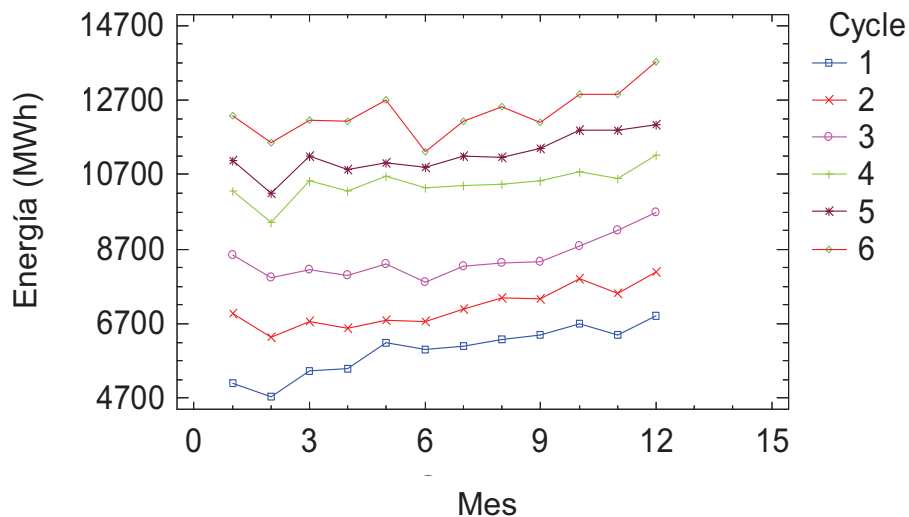


Gráfica 3.16 Análisis de Ciclicidad 24 meses (Demanda)

Existe un paralelismo a 12 y 24 meses no tan exacto, lo que demuestra que tiene una ciclicidad media (periodos repetitivos de tiempo superior a 12 meses).

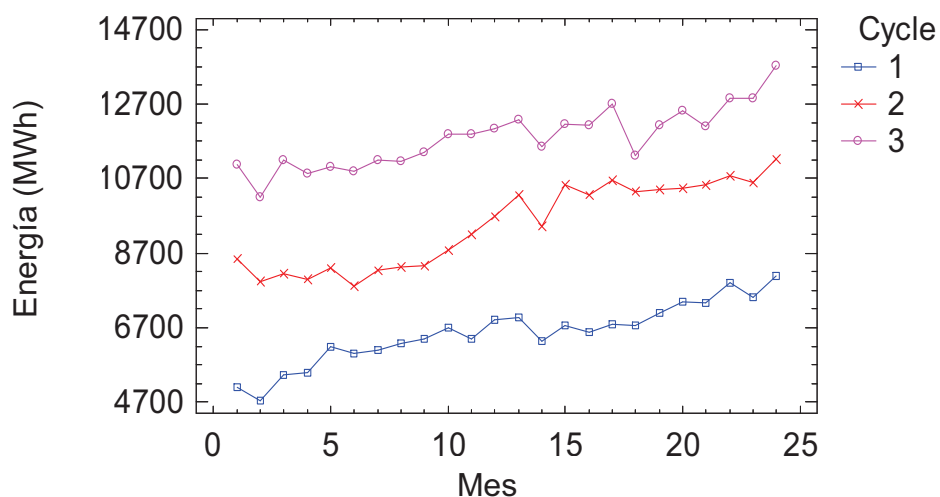
A continuación se analiza para la energía la ciclicidad en periodos repetitivos de 12 meses.

Subseries anuales para Energía (MWh)



Gráfica 3.17 Análisis de Ciclicidad 12 meses (Energía)

Subseries anuales para Energía (MWh)

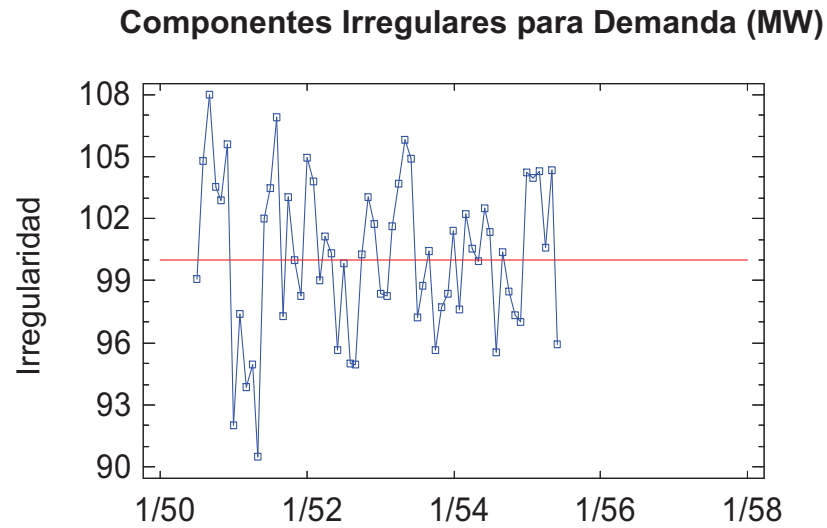


Gráfica 3.18 Análisis de Ciclicidad 24 meses (Energía)

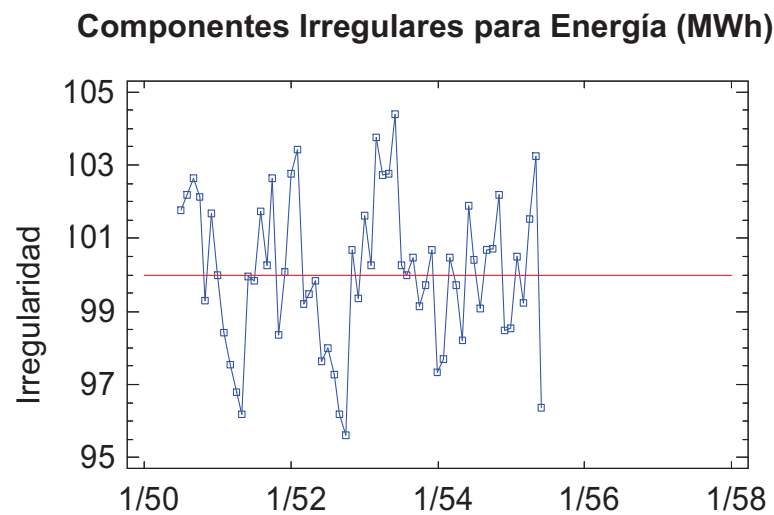
No existe un paralelismo a 12 meses, a 24 meses se presenta un paralelismo no tan exacto, lo que demuestra una baja ciclicidad.

3.4.2.2.6. Componentes Irregulares

En este análisis se detecta algún componente fuera de orden o con valores dudosos, ocasionados por mala transcripción o fuente no fidedigna.



Gráfica 3.19 Análisis de Irregularidad (Demanda)

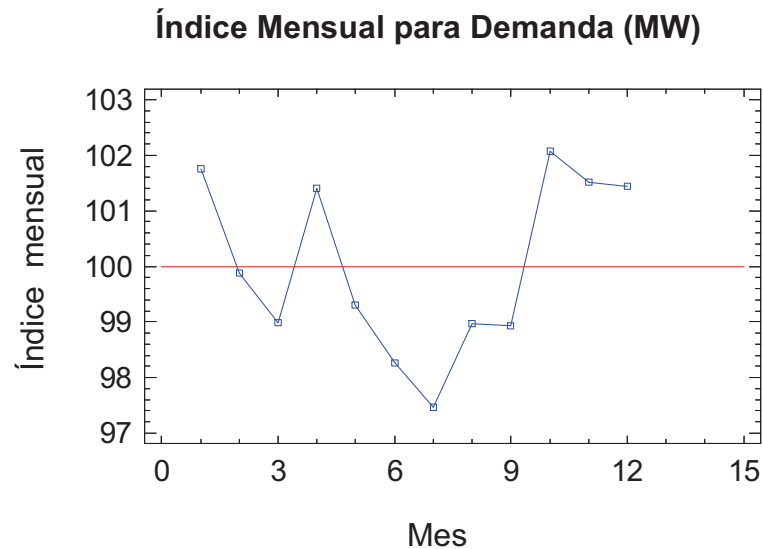


Gráfica 3.20 Análisis de Irregularidad (Energía)

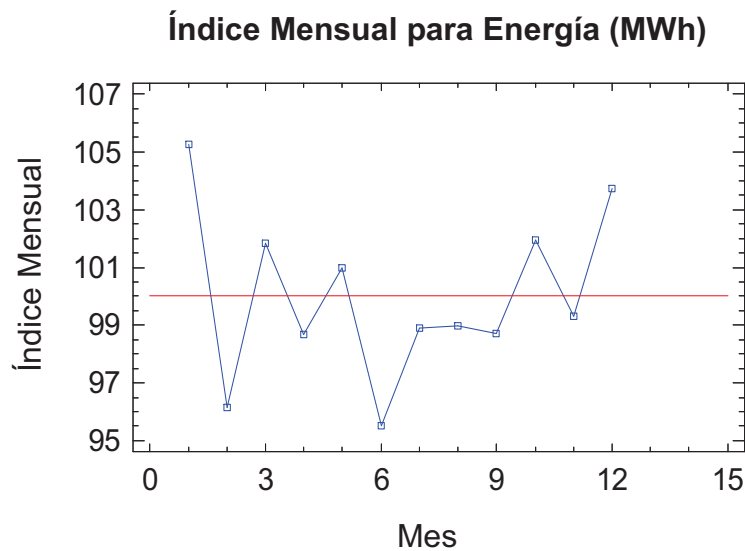
En este análisis se demuestra que no existen datos irregulares, ya que no existen puntos superiores fuera del rango, y no existe concentración de datos.

3.4.2.2.7. Patrón estructural

El patrón estructural como una metodología permite darle una forma natural propia a los pronósticos obtenidos, mediante la desalineación de los mismos con el patrón natural de la serie.



Gráfica 3.21 Patrón estructural de la Demanda mensual



Gráfica 3.22 Patrón estructural de la Energía mensual

En las gráficas 3.21 y 3.22 se presentan los valores porcentuales promedios de los doce meses del año.

3.4.2.2.8. Características previas de la serie temporal analizada

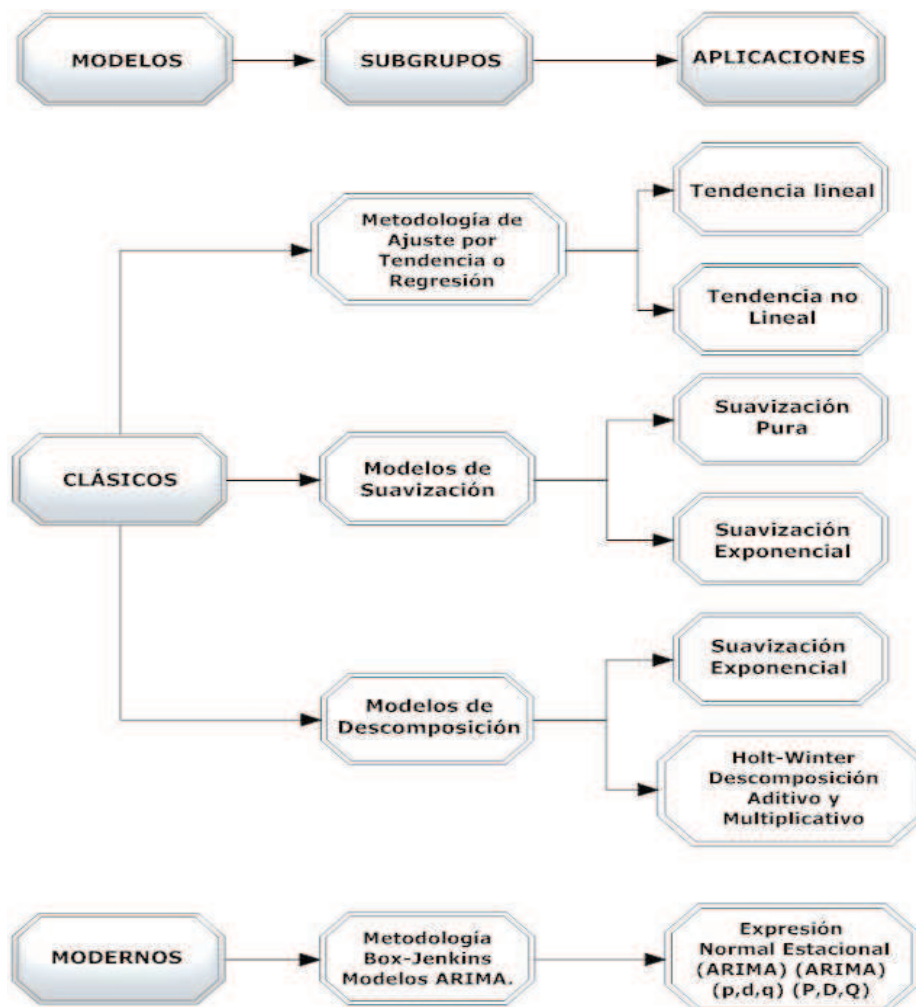
En la siguiente tabla se presenta el resumen de resultados del análisis previo de las series en estudio.

Análisis Previo	Alto	Regular	Bajo	Muy Leve	Inexistente
Nivel					D, E
Ruido		D	E		
Tendencia Lineal	E		D		
Estacionalidad y ciclicidad		E	D		
Fenómenos exógenos					D, E

Tabla 3.5 Resumen de los resultados obtenidos

3.4.3. HIPÓTESIS

Paso en el que se determina cual de los modelos mejor se acoplan a la serie.



Gráfica 3.23 Modelos de series temporales.

3.5. APLICACIÓN MEDIANTE SOFTWARES DE LOS MODELOS CLÁSICOS

Utilizaremos los softwares Excel y Statgraphics Window.

3.5.1. MODELOS CLÁSICOS

La modelación clásica de series temporales parte de considerar la existencia de un proceso, dependiente del tiempo extrapolando una función, que rige o gobierna el comportamiento de la variable en la serie.

3.5.1.1. Características

Determinísticos: Mediante la modelación de los datos históricos se los puede expresar mediante una función matemática.

Pronósticos: Se encuentran a partir de datos del pasado y tienen relación.

Fenómenos exógenos: Perturbaciones que aparecen en cierto tiempo en la serie.

Simple vista: Su tendencia es identificada a partir de la observación.

3.5.2. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE MODELOS CLÁSICOS ^[R9]

Se basa en la extrapolación de datos a estados futuros no superiores al 10 % de los datos históricos.

3.5.2.1. Modelos clásicos de ajuste por tendencia lineal

En algunos casos, se puede suponer una relación determinista o fija entre Y_t y t ,

$$Y = a + b * t \quad (3.1)$$

Donde

a= intercepto de la serie temporal con el eje Y de los valores de la variable

b= es la pendiente medida con la horizontal

t= instante de tiempo

Este método permite realizar un ajuste por medio del análisis matemático de regresión lineal con mínimos cuadrados a una línea recta, de tal manera que la suma de los cuadrados de las distancias de los puntos a las línea de ajuste sea la mínima posible al grupo de datos.

3.5.2.1.1. Criterios de calidad del ajuste de la tendencia

Ajuste: Califica el grado de distancias en Y, manifiesta el centramiento de la alineación en el eje Y, muestra si se compensan las deferencias en Y por encima y por debajo de la recta

$$\text{Ajustes} = |Y_j - \hat{Y}_j| \quad (3.2)$$

Donde

\hat{Y}_j = valores estimados en el eje Y

Y_j = valores reales en el eje Y

Error típico o error estándar del estimado: Mide la confianza de la ecuación de estimación, también evalúa la variabilidad o dispersión de los puntos en Y alrededor de la recta alineada.

$$S_e = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2}{N - 2}} \quad (3.3)$$

Donde:

N = número total de eventos

\hat{Y}_j = valores estimados en el eje Y

Y_j = valores reales en el eje Y

3.5.2.1.2. Coeficiente de determinación muestral r^2 y ajustado

Evalúa el grado de asociación entre los puntos de las variable Y , trata de dar un patrón al comportamiento futuro de la variable a pronosticar y es aceptable en un rango de $0.9025 \leq r^2 \leq 1$,

Coeficiente de determinación muestral

$$r^2 = 1 - \frac{\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2}{\sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y}_j)^2} \quad (3.4)$$

Donde:

\bar{Y}_j = promedio de los valores reales

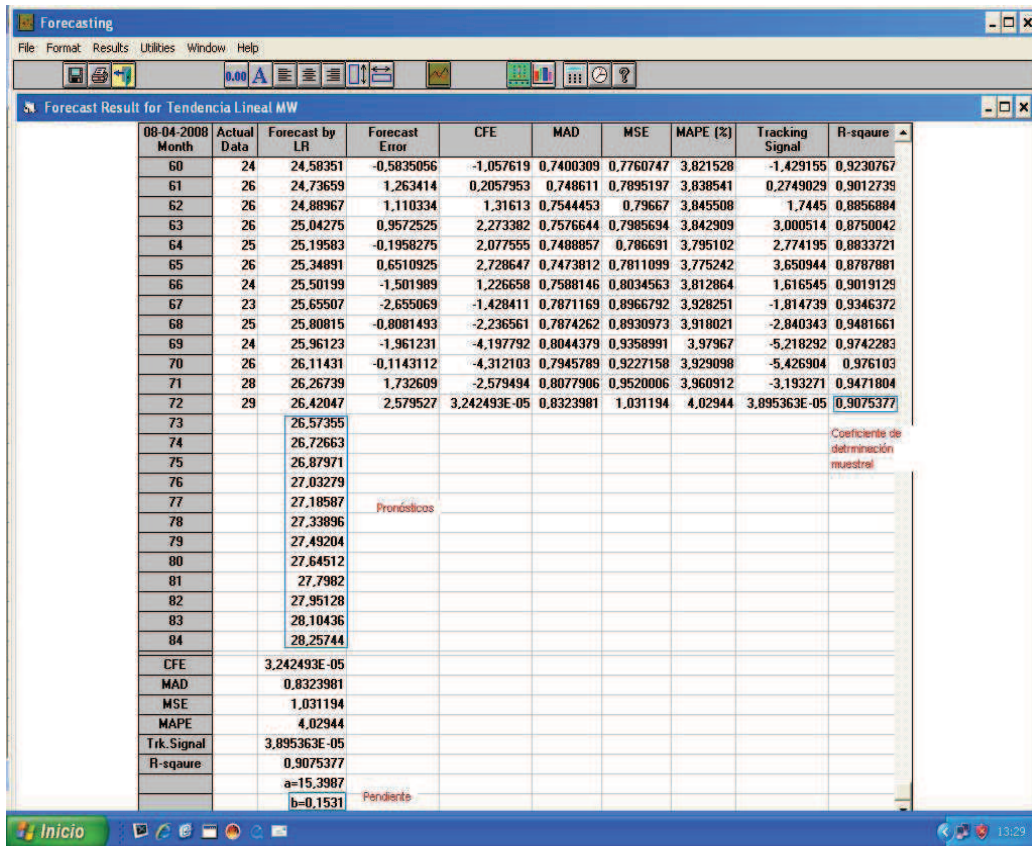
ANÁLISIS DE VARIANZA							
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Media Cuadrática	F	Valor crítico de F		
Regresión	1	721,4915	721,4915	777,384737	1,2349E-39		
Residuos	70	84,9670653	0,92810093				
Total	71	786,458665					

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	15,45611111	0,22945693	67,3595303	2,182E-65	14,9984737	15,9137485	14,9984737	15,9137485
Variable X.1	0,15231735	0,005463	27,8816201	1,2349E-39	0,14142174	0,16321297	0,14142174	0,16321297

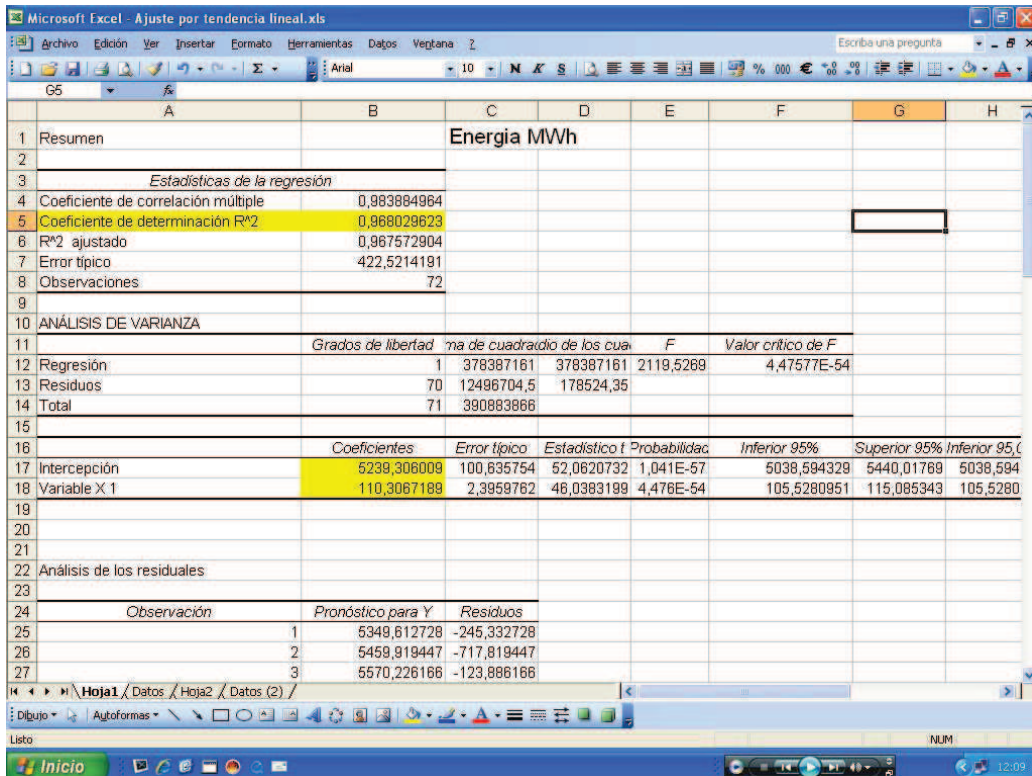
Observación	Pronóstico para	Residuos
1	15,6084285	-0,78842846
2	15,7607458	-1,24074581
3	15,9130632	-0,62306317

Gráfica 3.24 Ajuste por tendencia lineal con Excel (Demanda)

El valor resultante de r^2 muestra un alto grado de asociación entre los valores históricos de la serie y los pronósticos.



Gráfica 3.25 Ajuste por tendencia lineal con FC de WinQSB (Demanda)



Gráfica 3.26 Ajuste por tendencia lineal con Excel (Energía)

La siguiente gráfica extraída del software WinQSB presenta un R^2 semejante al de Excel, de igual manera ratifica la asociación de valores reales y pronosticados.

00-04-2008 Month	Actual Data	Forecast by LR	Forecast Error	CFE	MAD	MSE	MAPE (%)	Tracking Signal	R-square
60	12048	11857.76	190.2383	2618.084	324.7065	154856.5	3.885771	8.062925	0.8805
61	12290	11968.07	321.9316	2940.016	324.661	154016.9	3.865011	9.055649	0.8792363
62	11540	12078.38	-538.376	2401.64	328.1081	156207.7	3.877919	7.319662	0.8959675
63	12157	12188.68	-31.68262	2369.958	323.4029	153744.1	3.820502	7.328189	0.9018694
64	12120	12298.99	-178.9902	2190.967	321.1465	151842.5	3.783882	6.82233	0.9104502
65	12692	12409.3	282.7021	2473.669	320.555	150736	3.759936	7.716833	0.9088186
66	11310	12519.6	-1209.604	1264.065	334.0255	170621	3.865013	3.784337	0.9339949
67	12114	12629.91	-515.9121	748.1528	336.7402	172047	3.87089	2.221751	0.9471878
68	12520	12740.22	-220.2188	527.9341	335.0266	170230.1	3.839832	1.575797	0.954064
69	12108	12850.53	-742.5264	-214.5923	340.9324	175753.5	3.87306	-0.6294277	0.9700622
70	12859	12960.83	-101.834	-316.4263	337.5167	173390.8	3.829044	-0.9375129	0.9733096
71	12838	13071.14	-233.1406	-549.5669	336.0466	171714.3	3.800691	-1.635389	0.9789056
72	13731	13181.45	549.5518	-1.513672E-02	339.012	173523.9	3.803491	-4.464951E-05	0.9680369
73		13291.75							
74		13402.06							
75		13512.37							
76		13622.68							
77		13732.98							
78		13843.29							
79		13953.6							
80		14063.91							
81		14174.21							
82		14284.52							
83		14394.83							
84		14505.13							
CFE		-1.513672E-02							
MAD		339.012							
MSE		173523.9							
MAPE		3.803491							
Trk Signal		-4.464951E-05							
R-square		0.9680369							
a		-5239.329							
b		-110.3072							

Gráfica 3.27 Ajuste por tendencia lineal con FC de WinQSB (Energía)

Coefficiente de determinación muestral r^2 ajustada

$$r^2 = 1 - \frac{\left\{ \sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2 \right\} * (N-1)}{\left\{ \sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y})^2 \right\} * (N-i)} \quad (3.5)$$

Donde:

i = número de variables correlacionadas, en alineación de variables $i = 2$

El modelo de ajuste por tendencia lineal es adecuado cuando la serie analizada solo tiene tendencia lineal con una pendiente diferente de 0 ± 0.25 y no hay presencia de ruido, estacionalidad y ciclicidad.

3.5.2.2. Modelos clásicos de Ajuste por tendencia no lineales

Esta modelación clásica no obliga a correr exhaustivamente todos los modelos, para evaluar la posibilidad de que las previsiones puedan comportarse de una forma similar a las tendencias no lineales [R10].

A continuación se presenta los modelos más aplicados en los softwares de estudios.

$$\text{Cuadrática} = A + B * t + C * t^2 \quad (3.6)$$

$$\text{Curva en S} = e^{(A + B * t)} \quad (3.7)$$

$$\text{Logarítmica} = A + B * \ln(t) \quad (3.8)$$

$$\text{Exponencial} = e^{(A + B * t)} \quad (3.9)$$

$$\text{Multiplicativa} = A * t^B \quad (3.10)$$

3.5.2.3. Modelos Clásicos de Suavización Pura

Es un sistema de medias móviles o simples promedios, modelo útil para el análisis previo del MUP.

Es muy riesgoso emplearlo para pronosticar, puesto que trata de igualar el comportamiento de todos los elementos históricos conduce a valores futuros con grandes errores.

$$\text{Media Móvil} = \frac{\sum^F \text{ValorReal}}{n} \quad (3.11)$$

3.5.2.4. Modelos Clásicos de Suavización Exponencial – Brown

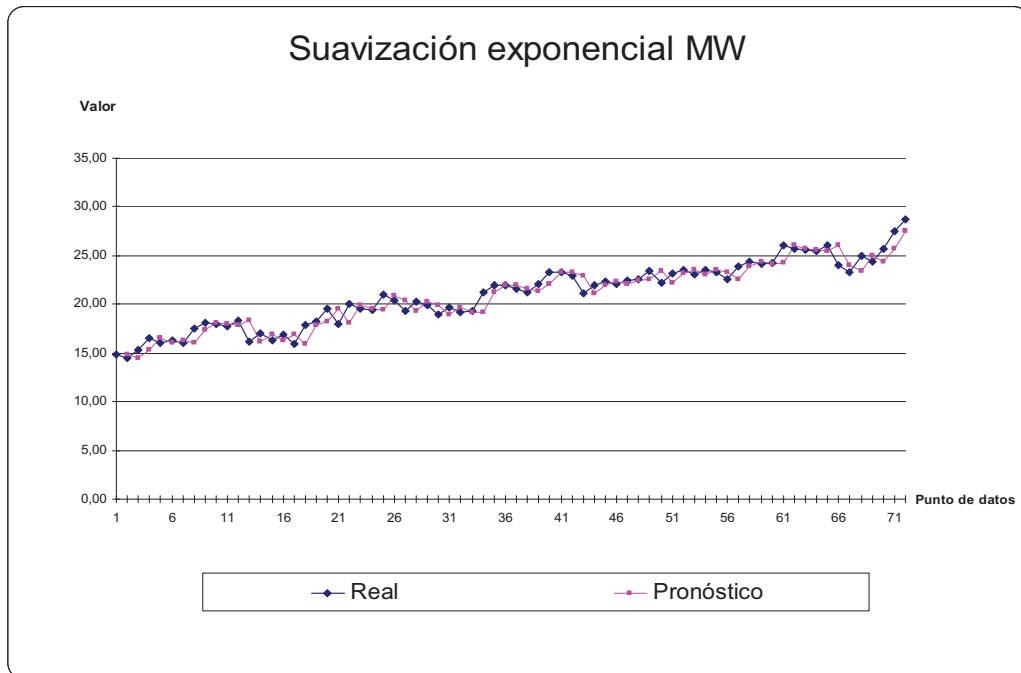
Modelo utilizado solo en series con estructura horizontal de ruido.

$$\text{Pronósticos}_t = \text{Pronóstico}_{t-1} + \alpha * (\text{Realidad}_{t-1} - \text{Pronóstico}_{t-1}) \quad (3.12)$$

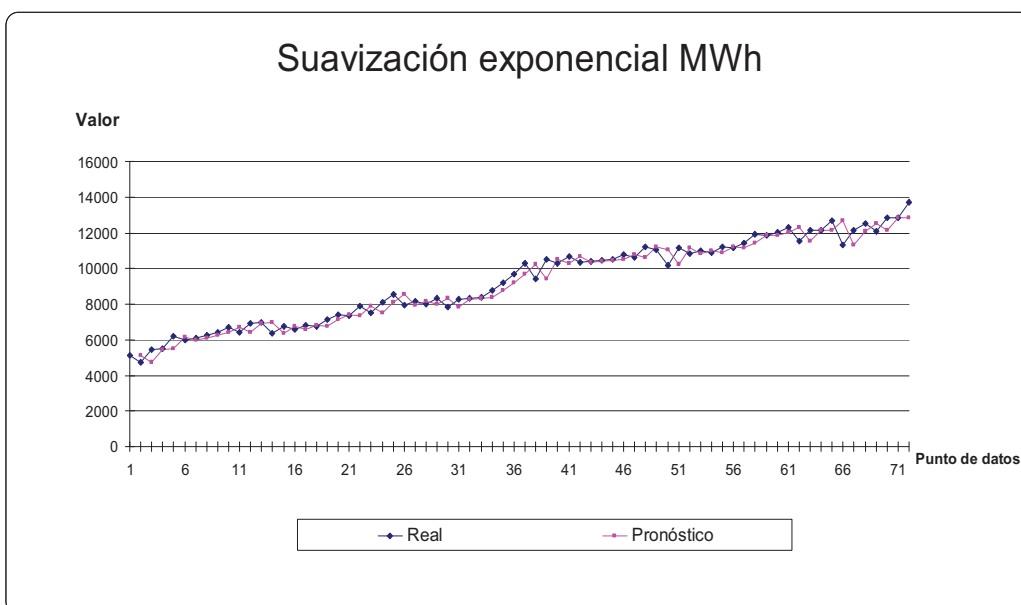
Es decir, el pronóstico es igual al pronóstico anterior $t-1$ más una parte del error del pronóstico anterior.

A medida que α sea mayor se tiene un menor grado de alisamiento y la serie pronosticada tiene mayor variabilidad.

Es recomendable $0.00001 < \alpha < 0.35$, existe mayor alisamiento en la serie.



Gráfica 3.28 Suavización exponencial (Demanda)



Gráfica 3.29 Suavización exponencial (Energía)

3.5.2.5. Modelos Clásicos por descomposición

Este método tiene como propósito descomponer la estructura integral de la serie en subestructuras, toma en cuenta la tendencia, ruido y estacionalidad o Ciclicidad, para lo cual utiliza dos modelos Holt y Holt Winter.

3.5.2.5.1. Holt

Modelo empleado en series con estructuras con tendencia y horizontales de ruido simultáneamente. Emplea la constante de suavizado alfa para el ruido, Beta para la tendencia.

Es recomendable $0.00001 < \alpha$ y $\beta < 0.35$, valores bajos ya que controla mejor la tendencia y la suavización es mayor, obteniendo pronósticos con menor variabilidad.

09-10-2008 Month	Actual Data	Forecast by SEST	Forecast Error	CFE	MAD	MSE	MAPE [%]	Tracking Signal	R-square
62	26,0000	25,4920	0,5080	9,9378	0,7345	0,9180	3,6932	13,5298	0,9838
63	26,0000	25,9585	0,0415	9,9793	0,7233	0,9033	3,6362	13,7963	0,9873
64	25,0000	26,1176	-1,1176	8,8617	0,7296	0,9088	3,6494	12,1461	1,0000
65	26,0000	25,4970	0,5030	9,3648	0,7261	0,8985	3,6226	12,8982	1,0000
66	24,0000	25,9526	-1,9526	7,4122	0,7449	0,9433	3,6921	9,9503	1,0000
67	23,0000	24,7617	-1,7617	5,6505	0,7603	0,9761	3,7522	7,4316	1,0000
68	25,0000	23,6736	1,3264	6,9769	0,7688	0,9878	3,7754	9,0753	1,0000
69	24,0000	24,6411	-0,6411	6,3358	0,7669	0,9793	3,7591	8,2616	1,0000
70	26,0000	24,3016	1,6984	8,0342	0,7804	1,0069	3,7993	10,2950	1,0000
71	28,0000	25,5286	2,4714	10,5056	0,8046	1,0798	3,8711	13,0576	0,9828
72	29,0000	27,2984	1,7016	12,2072	0,8172	1,1053	3,8992	14,9380	0,9559
73		28,5826							
74		28,7437							
75		28,9049							
76		29,0660							
77		29,2271							
78		29,3883							
79		29,5494							
80		29,7105							
81		29,8717							
82		30,0328							
83		30,1939							
84		30,3551							
CFE				12,2072					
MAD				0,8172					
MSE				1,1053					
MAPE				3,8992					
Trk. Signal				14,9380					
R-square				0,9559					
Alpha				0,66					
Beta				0,02					
F(0)				-15					
T(0)				0					

Gráfica 3.30 Modelo Holt (Demanda)

De las gráficas extraídas del software en las dos series se demuestra, tanto por alfa y beta una alta tendencia y presencia de ruido, comportamiento que se ratifica del análisis previo.

09-10-2008 Month	Actual Data	Forecast by SEST	Forecast Error	CFE	MAD	MSE	MAPE (%)	Tracking Signal	R-square
62	11540.0000	12314.5200	-774.5225	3593.1430	297.5884	139286.7000	3.5903	12.0742	1.0000
63	12157.0000	12005.1900	151.8066	3744.9500	295.2371	137411.8000	3.5526	12.6845	1.0000
64	12120.0000	12181.5000	-61.5010	3683.4490	291.5270	135290.7000	3.5042	12.6350	1.0000
65	12692.0000	12245.2900	446.7100	4130.1590	293.9518	136294.7000	3.5045	14.0505	1.0000
66	11310.0000	12584.9600	-1274.9630	2855.1960	309.0443	159206.0000	3.6240	9.2388	1.0000
67	12114.0000	11996.2200	117.7832	2972.9790	306.1464	157004.0000	3.5838	9.7110	1.0000
68	12520.0000	12134.7600	385.2393	3358.2180	307.3268	156875.8000	3.5762	10.9272	1.0000
69	12108.0000	12422.4000	-314.3984	3043.8200	307.4308	156022.4000	3.5618	9.9008	1.0000
70	12859.0000	12338.0500	520.9502	3564.7700	310.5253	157694.3000	3.5689	11.4798	1.0000
71	12838.0000	12701.6300	136.3721	3701.1420	308.0374	155707.3000	3.5331	12.0152	1.0000
72	13731.0000	12868.7700	862.2295	4563.3720	315.8429	163985.2000	3.5718	14.4482	1.0000
73		13435.7800							
74		13954.4200							
75		13673.0700							
76		13791.7200							
77		13910.3700							
78		14029.0100							
79		14147.6600							
80		14266.3100							
81		14384.9600							
82		14503.6000							
83		14622.2500							
84		14740.9000							
CFE				4563.3720					
MAD				315.8429					
MSE				163985.2000					
MAPE				3.5718					
Trk. Signal				14.4482					
R-square				1.0000					
				Alpha=0.52					
				Beta=0.05					
				F(0)=-5104					
				T(0)=0					

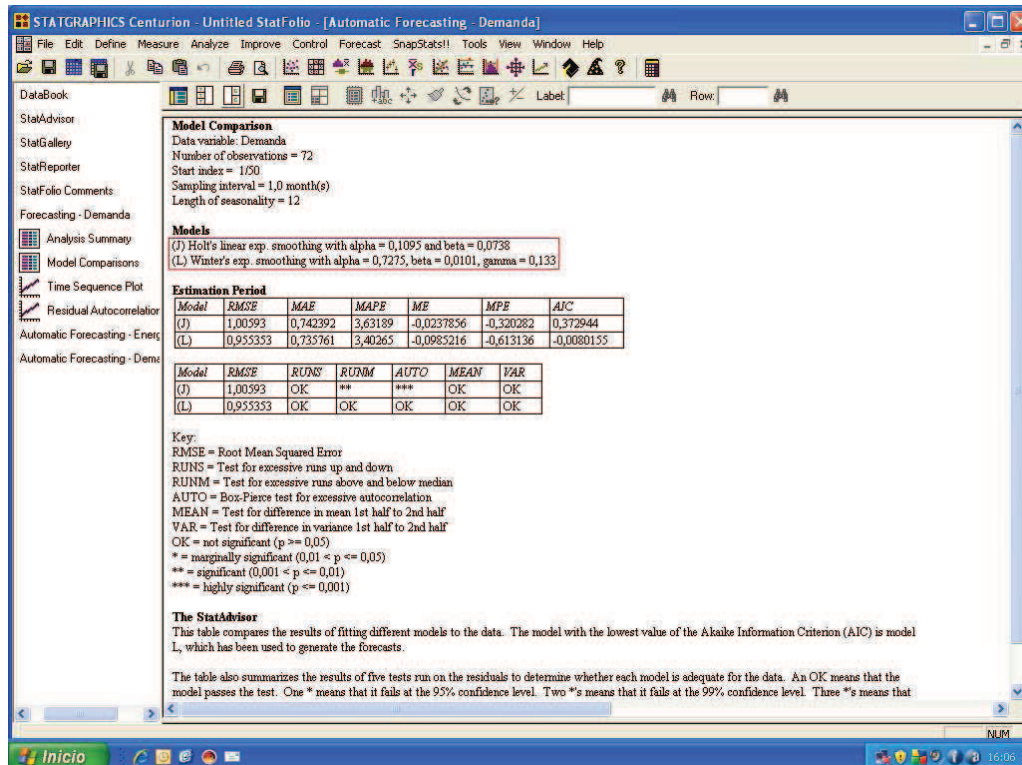
Gráfica 3.31 Modelo Holt (Energía)

3.5.2.5.2. Holt – Winter

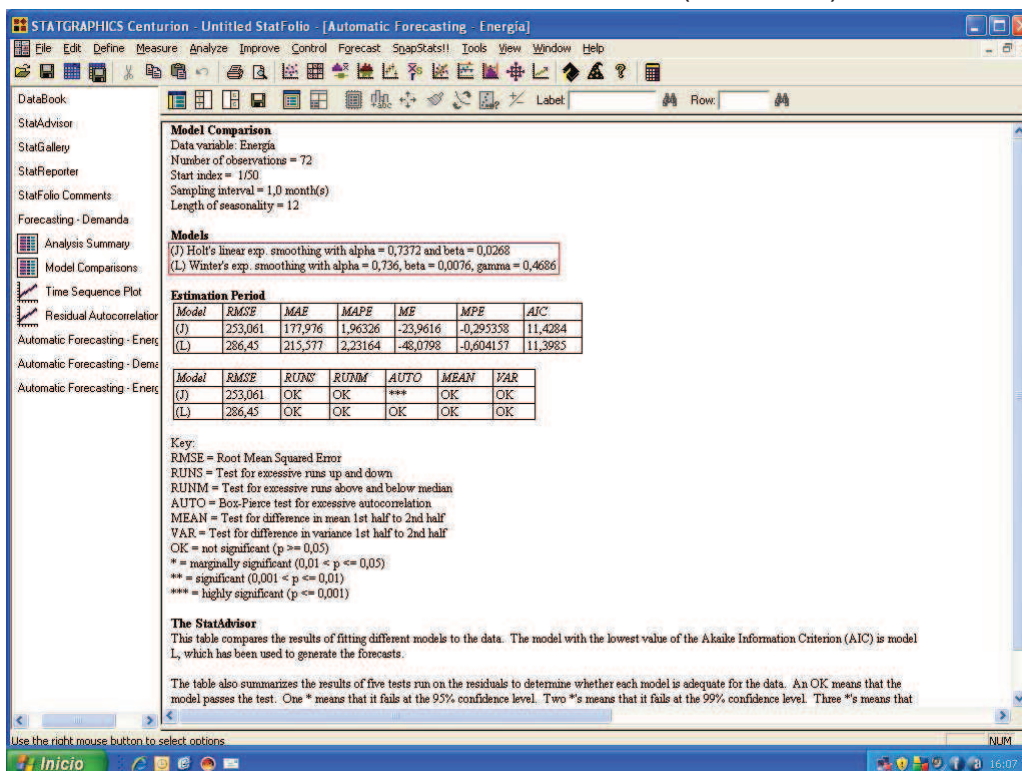
Se emplea en series con presencia de ruido o tendencia y estructura estacional y cíclica. Se añade a este modelo la constante γ $0.65 < \gamma < 0.9999$, al ser mayor indica mayor presencia de Ciclicidad y/o Estacionalidad.

El análisis manual consiste en hallar el menor MSE, variando la constante más influyente en la serie dentro del rango aconsejable.

En este modelo debe existir obligatoriamente la presencia de estacionalidad y/o ciclicidad, el ruido o tendencia no es primordial en este modelo.



Gráfica 3.32 Modelo Holt-Winter (Demanda)



Gráfica 3.33 Modelo Holt-Winter (Energía)

De las gráficas extraídas se confirma de γ , una ciclicidad baja para la serie de demanda y una ciclicidad alta para la energía.

CAPITULO 4

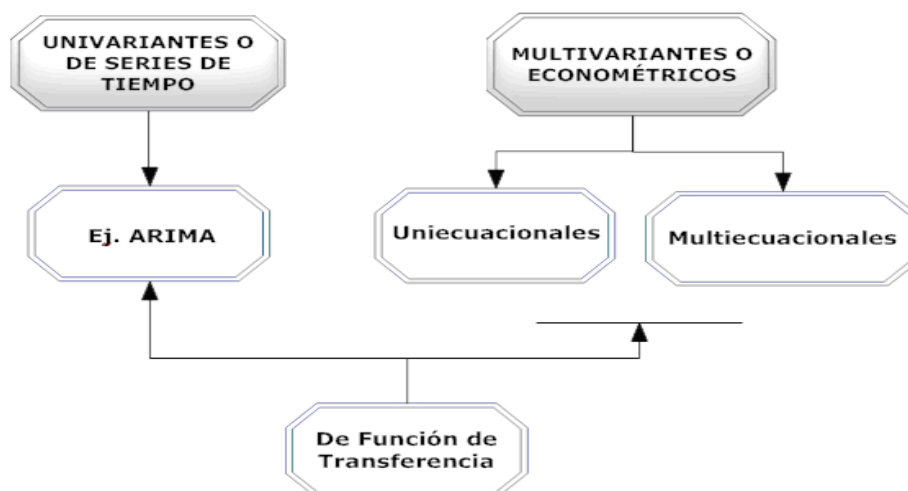
MODELOS AR.I.MA.

4.1. CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS AR.I.MA.

Estos modelos son de orden genérico, son los modelos superiores de los clásicos, y su aplicación es infinita para cualquier serie temporal.

4.1.1. MODELOS CUANTITATIVOS

- **Univariantes:** No necesitan ninguna información del comportamiento de la variable endógena¹. Modelo de corto plazo, con gran capacidad de recoger, la dinámica en el comportamiento de la variable, cuando no existen alteraciones bruscas.
- **Multivariantes:** Contemplan de forma explícita la información que aportan las variables causales del fenómeno, presenta resultados más eficientes con mayor poder explicativo. Modelo a mediano plazo, donde el futuro puede suponer una alteración de tendencias de comportamiento respecto al pasado reciente.
- **De función de transferencia:** Junta características de los dos anteriores.



Gráfica 4.1 Clasificación modelos cuantitativos

¹ Variable explicada con el modelo empleado.

4.1.2. MODELOS ARIMA

Los modelos ARIMA forman parte de la rama de la estadística que se denomina “análisis de series de tiempo”, se fundamenta en la teoría de los procesos estocásticos².

El nombre de estos modelos ARIMA procede de las siglas en inglés de autorregresive, integrated and moving average, que significa modelos integrados (I) autorregresivos (AR) y de medias móviles (MA).

La notación compacta de los modelos ARIMA es: ARIMA (p,d,q), donde:

p= números de parámetros autorregresivos.

d= número de diferenciaciones para que la serie sea estacionaria.

q= número de parámetros de medias móviles.

4.2. METODOLOGÍA BOX-JENKIS

Método de previsiones que no asume ningún patrón específico de los valores de la serie que se pronostica [R11], utiliza un modelo basado en iteraciones, que permite identificar el mejor modelo a partir de patrones de tipo general.

Se emplea para series estacionarias en media, es decir a series históricas cuyo promedio no varía significativamente a través del tiempo.

A continuación se presentan los pasos a aplicar en la metodología.

4.2.1. ESTACIONARIEDAD

Busca transformar la serie de observaciones en un proceso estacionario; donde la media, la varianza y las auto correlaciones no dependen del tiempo.

² Colección de variables aleatorias ordenadas en el tiempo

Las funciones ACF y PACF³ mediante patrones gráficos preestablecidos, buscan identificar un posible modelo matemático que simule lo más acertadamente a la serie original, que permita pronosticar a corto plazo.

4.2.1.1. Condiciones de Estacionariedad

- La presencia de heteroscedástica⁴ se corrige mediante la aplicación de la función logarítmica a la serie original, sin generar cambios en el patrón de comportamiento de la variable.
- La presencia de tendencia en la serie se elimina con la diferenciación, que consiste en la aplicación de la diferencia en la parte normal y/o estacional.

4.2.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS MODELOS ARIMA:

Las medidas estadísticas más relevantes que permiten cuantificar la correlación entre las observaciones de la serie son dos ^[R12].

- **Coefficiente de auto correlación:** Estos coeficientes son medidas de correlación simples entre observaciones de la serie por k periodos en el tiempo, involucra a la variable defasada en el tiempo.
- **Coefficiente de auto correlación parcial:** Un coeficiente de auto correlación parcial mide la correlación entre observaciones separadas por k periodos de tiempo, ajustando por la influencia de observaciones intermedias entre los periodos de separación.

Las funciones de ACF y PACF que se estiman, se distancian de las funciones de los modelos teóricos; en el desarrollo del método ARIMA, se logra mayor aproximación a la serie analizada con los modelos construidos.

³ Auto Correlación Simple, Auto Correlación Parcial.

⁴ Ausencia de la desviación estándar (varianza) constante a lo largo del tiempo en la serie.

Una vez que la serie presenta una forma estacionaria y después de haber diferenciado los valores, se procede a estimar los parámetros p , q , P y Q de la variable.

4.2.2.1. Transformación, inversión y pronósticos ^[R7]

Se adopta una forma funcional concreta, como una conducta lineal para modelar el comportamiento futuro de la variable.

A continuación se presenta la expresión general de los modelos autoregresivos (AR).

$$\mathbf{X}_t = \phi_0 + \phi_1 * Z_{t-1} + \phi_2 * Z_{t-2} + \dots + \phi_p * Z_{t-p} + \alpha_t \quad (4.1)$$

De donde: ϕ_0 = término independiente

Z = variable en estudio

α_t = componente de error en un instante t

Expresión general de los modelos de media móvil (MA):

$$\mathbf{X}_t = u + \alpha_t + \theta_1 * \alpha_{t-1} + \theta_2 * \alpha_{t-2} + \dots + \theta_q * \alpha_{t-q} \quad (4.2)$$

Bajo ciertas condiciones los modelos AR y los MA pueden relacionarse. Estas condiciones se denominan de invertibilidad y de estacionariedad.

Por ejemplo, supongamos un modelo AR(1) sin término independiente como:

$$\mathbf{X}_t = \phi_1 * Z_{t-1} + \alpha_t \quad (4.3)$$

Puesto que

$$\mathbf{X}_{t-1} = \phi_1 * Z_{t-2} + \alpha_{t-1} \quad (4.4)$$

Podríamos llegar, por sustituciones sucesivas a una expresión como:

$$\mathbf{X}_t = \alpha_t + \phi_1 * \alpha_{t-1} + \phi_1^2 * \alpha_{t-2} + \phi_1^3 * \alpha_{t-3} + \dots \quad (4.5)$$

Es decir, un proceso autorregresivo de primer orden es equivalente a una media móvil de infinitos términos con una ponderación decreciente en forma exponencial, cuando $0 < |\phi_1| < 1$.

Este resultado es generalizable, y puede demostrarse que bajo las condiciones de estacionariedad un modelo AR de orden reducido puede transformarse en un modelo MA de orden elevado o, teóricamente, infinito. De igual forma, bajo las condiciones de invertibilidad, modelos MA de orden reducido pueden aproximarse por modelos AR de un número suficientemente elevado de términos.

La utilidad de esta relación estriba en que, por aplicación de un principio de parsimonia o economicidad es preferible un modelo sencillo, con el menor número posible de términos y, por lo tanto, de parámetros a estimar, frente a un modelo con un gran número de coeficientes, siempre y cuando, nos conduzca a resultados similares.

La letra I de los modelos ARIMA, corresponde a la integración y así se completa la nomenclatura AR.I.MA.

$$\mathbf{X}_t = u + \phi_1 * Z_{t-1} + \phi_2 * Z_{t-2} + \dots + \phi_p * Z_{t-p} + \alpha_t + \theta_1 * \alpha_{t-1} + \theta_2 * \alpha_{t-2} + \dots + \theta_q * \alpha_{t-q} \quad (4.6)$$

4.3. APLICACIÓN MEDIANTE SOFTWARES DE LOS MODELOS A.R.I.MA.

Para estos análisis se emplea Excel y el software Statgraphics Centurion XV.

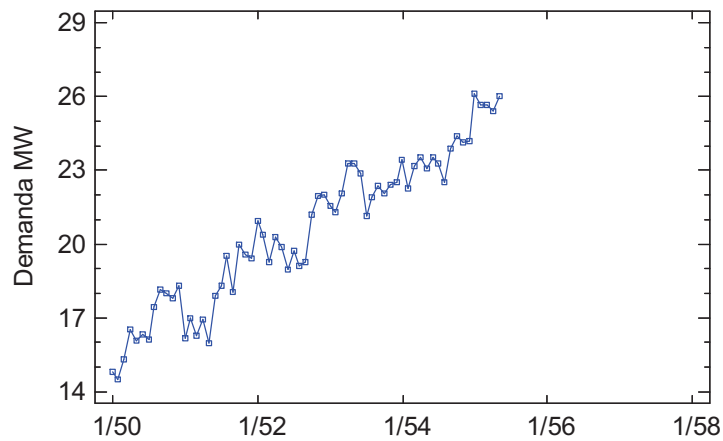
4.3.1. ANÁLISIS DE ESTACIONARIEDAD

Se procede a efectuar dos recortes a la serie para su posterior análisis:

- El primer recorte es del último dato ingresado de la serie.
- El segundo recorte se lo realiza al 10 % del número total de datos de la serie luego del primer recorte, para nuestro caso es 7 datos.

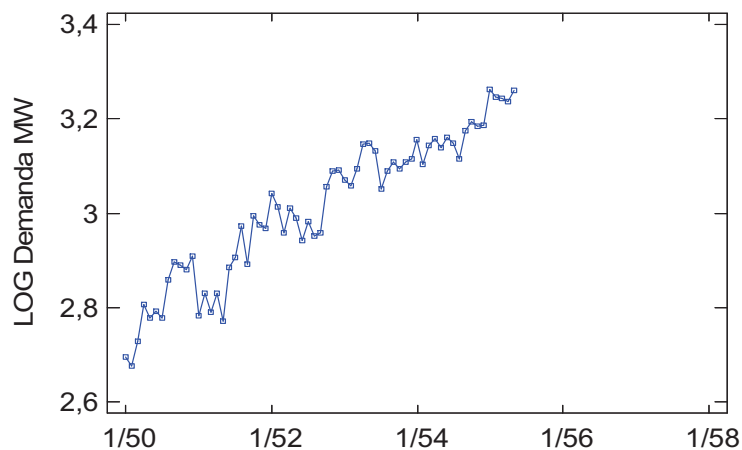
Es recomendable realizar los recortes en periodos de 6, 12, 24, por tal motivo el segundo recorte es de los 6 últimos datos, este procedimiento nos permite luego de aplicar la metodología, pronosticar estos 7 datos recortados y elegir 3 modelos que menor error tengan con respecto a los valores reales.

Serie de tiempo Demanda (MW)



Gráfica 4.2 Serie Normal con doble recorte (Demanda)

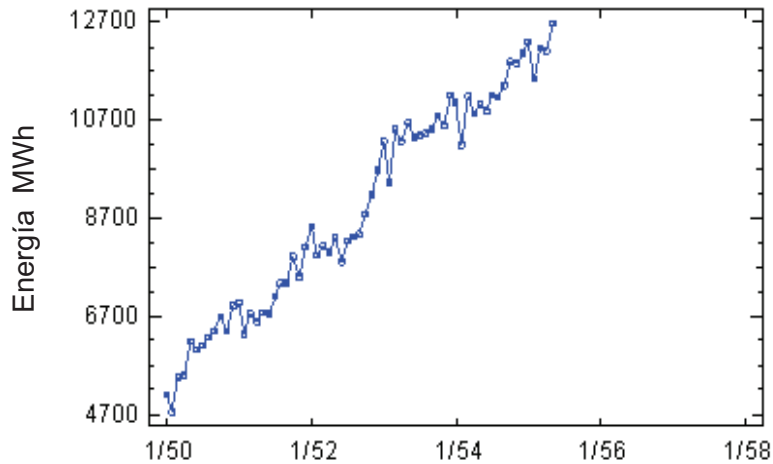
Serie de tiempo con función logarítmica Demanda (MW)



Gráfica 4.3 Serie con función logarítmica y doble recorte (Demanda)

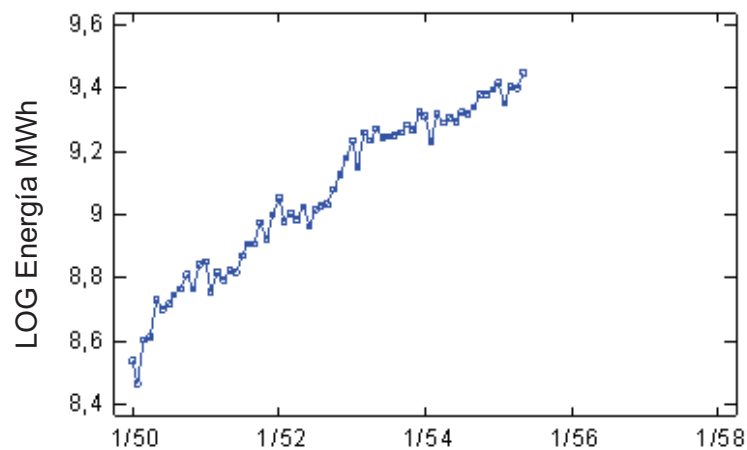
En las gráficas anteriores no se aprecia una variabilidad de la varianza, por lo que no es aplicable el uso de la función logaritmo.

Serie de tiempo Energía (MWh)



Gráfica 4.4 Serie Normal con doble recorte (Energía)

Serie de tiempo con función logarítmica Energía (MWh)



Gráfica 4.5 Serie con función logarítmica con doble recorte (Energía)

Existe una clara presencia de variación uniforme de la varianza en las series normales, al aplicar la función logarítmica la atenuación en las dos variables como se observa en las gráficas es mínima y se descarta el uso de la función logarítmica.

4.3.1.1. Función de auto correlación y auto correlación parcial

Consiste en valorar las diferencias de los valores reales de las series con un retraso de una unidad. Se analiza el intervalo de confianza del 95 %, con ayuda de la siguiente ecuación para analizar la parte regular y estacional del AR.I.MA.

$$0 \pm 1.96 * \left(\frac{1}{\sqrt{N}} \right) = \pm 0.243108 \quad (4.7)$$

Donde

N= número total de datos= 65

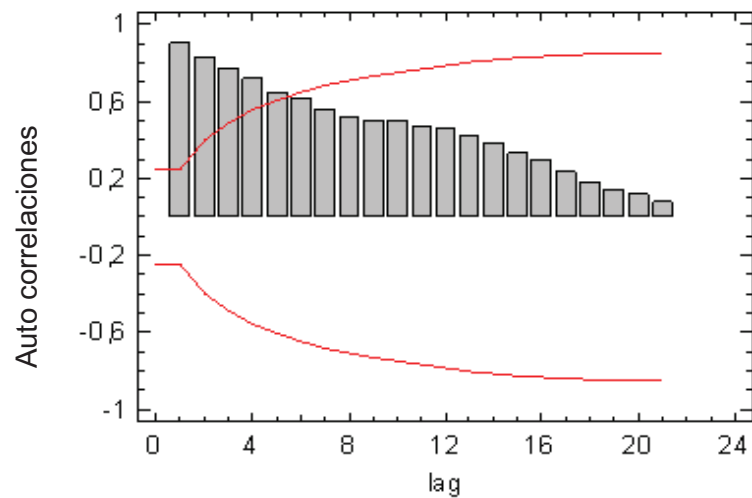
▪ Auto correlación

Ret.	Auto correlación	Error Estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	0,90492	0,12403	-0,24310	0,24310	SI
2	0,83649	0,20144	-0,39483	0,39483	SI
3	0,77230	0,24922	-0,48846	0,48846	SI
4	0,72084	0,28366	-0,55596	0,55596	SI
5	0,65069	0,31056	-0,60870	0,60870	SI
6	0,61595	0,33087	-0,64850	0,64850	SI
7	0,55663	0,34807	-0,68220	0,68220	SI
8	0,52302	0,36150	-0,70854	0,70854	SI
9	0,49999	0,37296	-0,73100	0,73100	SI
10	0,49676	0,38314	-0,75094	0,75094	SI
11	0,47493	0,39292	-0,77011	0,77011	SI
12	0,45704	0,40165	-0,78723	0,78723	SI
13	0,42076	0,40958	-0,80276	0,80276	SI
14	0,38366	0,41617	-0,81569	0,81569	SI
15	0,33159	0,42158	-0,82629	0,82629	SI
16	0,29965	0,42557	-0,83412	0,83412	SI
17	0,23184	0,42881	-0,84045	0,84045	NO
18	0,18008	0,43073	-0,84423	0,84423	NO
19	0,14279	0,43189	-0,84649	0,84649	NO
20	0,12104	0,43261	-0,84791	0,84791	NO
21	0,07663	0,43314	-0,84894	0,84894	NO

Tabla 4.1 Auto correlación con doble recorte (Demanda)

En la tabla 4.1 y en la gráfica 4.6 se observa 16 coeficientes que están fuera de la banda de confianza, tienen diferencias significativas de cero, lo que ratifica la tendencia por presentar relación entre ellos, y requiere diferenciar por no ser estacionaria en media.

Auto correlaciones estimadas Demanda (MW)

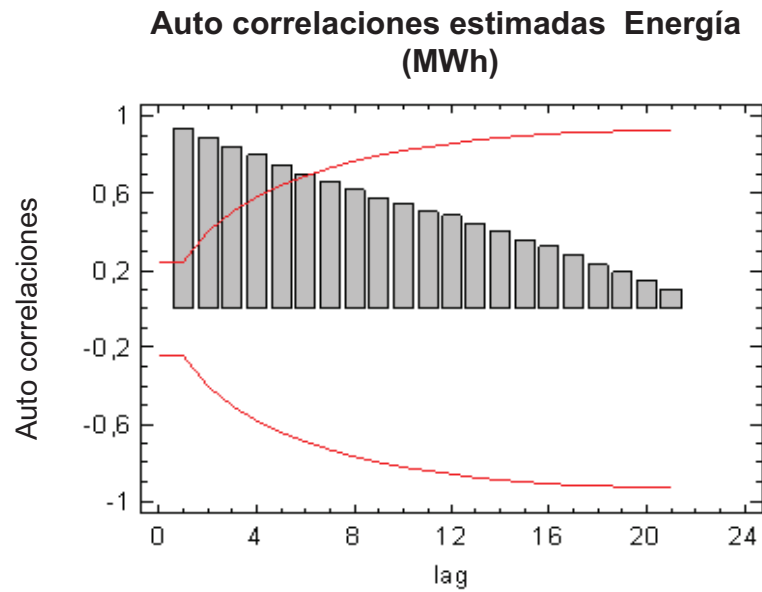


Gráfica 4.6 Auto correlación con doble recorte (Demanda)

De igual manera se extrae del software Statgraphics Window y Excel las gráficas correspondientes a la serie de la energía, para el análisis de su parte regular.

Ret.	Auto correlación	Error estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	0,93404	0,12403	-0,24310	0,24310	SI
2	0,88679	0,20549	-0,40276	0,40276	SI
3	0,83793	0,25773	-0,50514	0,50514	SI
4	0,79566	0,29669	-0,58152	0,58152	SI
5	0,75228	0,32788	-0,64264	0,64264	SI
6	0,70386	0,35344	-0,69274	0,69274	SI
7	0,66271	0,37438	-0,73379	0,73379	SI
8	0,61601	0,39202	-0,76835	0,76835	SI
9	0,57875	0,40664	-0,79700	0,79700	SI
10	0,54777	0,41912	-0,82146	0,82146	SI
11	0,50470	0,42999	-0,84277	0,84277	SI
12	0,48594	0,43901	-0,86045	0,86045	SI
13	0,44190	0,44721	-0,87652	0,87652	SI
14	0,40474	0,45388	-0,88959	0,88959	SI
15	0,36143	0,45940	-0,90041	0,90041	SI
16	0,32528	0,46375	-0,90894	0,90894	SI
17	0,28132	0,46725	-0,91579	0,91579	SI
18	0,22641	0,46985	-0,92089	0,92089	NO
19	0,18915	0,47152	-0,92417	0,92417	NO
20	0,14583	0,47269	-0,92646	0,92646	NO

Tabla 4.2 Análisis de tendencia con auto correlación ACF (Energía)

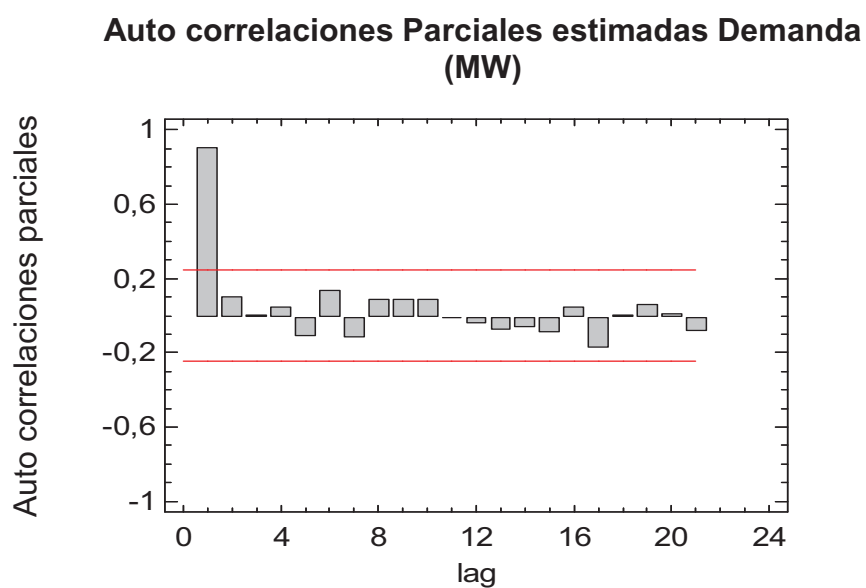


Gráfica 4.7 Auto correlación con doble recorte (Energía)

En la tabla 4.2 y la gráfica 4.7 se observa que 17 coeficientes están fuera de la banda de confianza, confirmando de igual manera la tendencia.

- **Auto correlación parcial**

Al identificar los componentes regulares con ACF, se procede a realizarlo con la parte estacional de la serie, para analizar los coeficientes múltiplos de 12 ($s=12$),



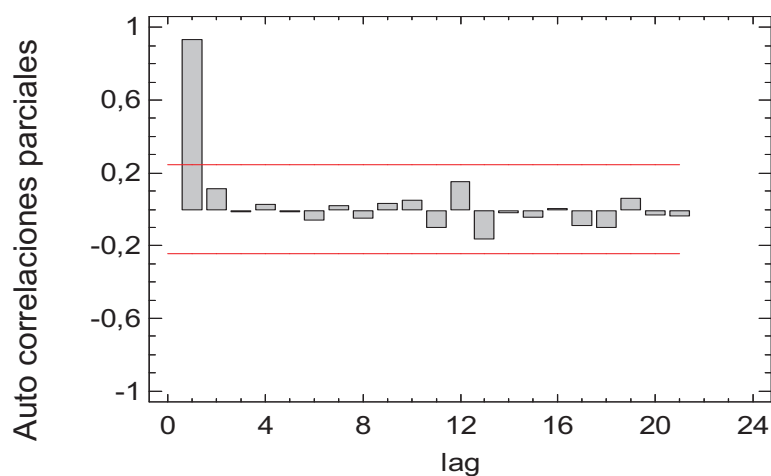
Gráfica 4.8 Auto correlación Parcial con doble recorte (Demanda)

Se confirma que existe tendencia, pero no presenta valores superiores al rango aceptable en la parte estacional.

Ret.	Auto correlación	Error estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	0,90492	0,124035	-0,243104	0,243104	SI
2	0,09715	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
3	0,00534	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
4	0,04354	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
5	-0,11378	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
6	0,13853	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
7	-0,12048	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
8	0,08993	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
9	0,08495	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
10	0,08605	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
11	-0,01987	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
12	-0,04181	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
13	-0,07659	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
14	-0,06771	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
15	-0,09029	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
16	0,04349	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
17	-0,17981	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
18	0,00303	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
19	0,06202	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
20	0,01130	0,124035	-0,243104	0,243104	NO

Tabla 4.3 Análisis de tendencia con auto correlación parcial (Demanda)

Auto correlaciones Parciales estimadas Energía (MWh)



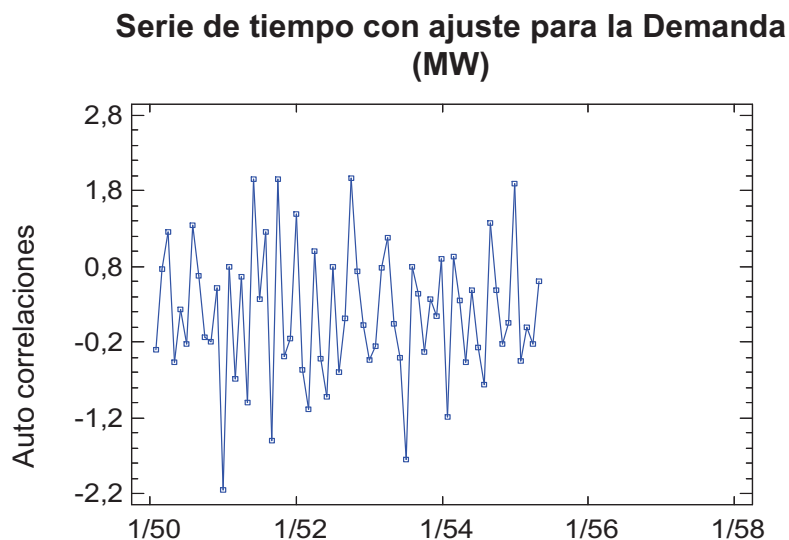
Gráfica 4.9 Auto correlación Parcial con doble recorte (Energía)

Ret.	Auto correlación	Error estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	0,93404	0,124035	-0,243104	0,243104	SI
2	0,11246	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
3	-0,01797	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
4	0,02517	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
5	-0,01870	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
6	-0,06522	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
7	0,02122	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
8	-0,05548	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
9	0,03336	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
10	0,04939	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
11	-0,10428	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
12	0,14939	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
13	-0,16957	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
14	-0,02807	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
15	-0,04953	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
16	0,00269	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
17	-0,09395	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
18	-0,10341	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
19	0,05995	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
20	-0,03992	0,124035	-0,243104	0,243104	NO
21	-0,04032	0,124035	-0,243104	0,243104	NO

Tabla 4.4 Análisis de tendencia con auto correlación parcial PACF (Energía)

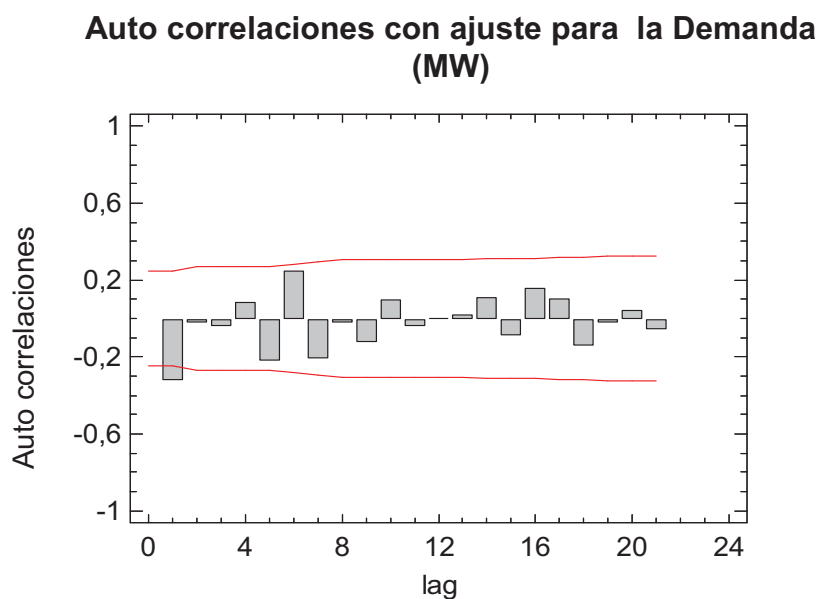
Los valores históricos de energía presentar mayor tendencia, pero en su parte estacional no hay datos que superen significativamente al rango aceptable.

Para cumplir con la estacionariedad aplicamos el operador diferencia en la parte regular (normal) a los datos mensuales de demanda notando el aplanamiento de la gráfica de la serie.



Gráfica 4.10 Serie recortada con $d = 1$ y $D = 0$

En la siguiente gráfica se observa los nuevos coeficientes para la primera serie.



Gráfica 4.11 ACF con $d = 1$ y $D = 0$

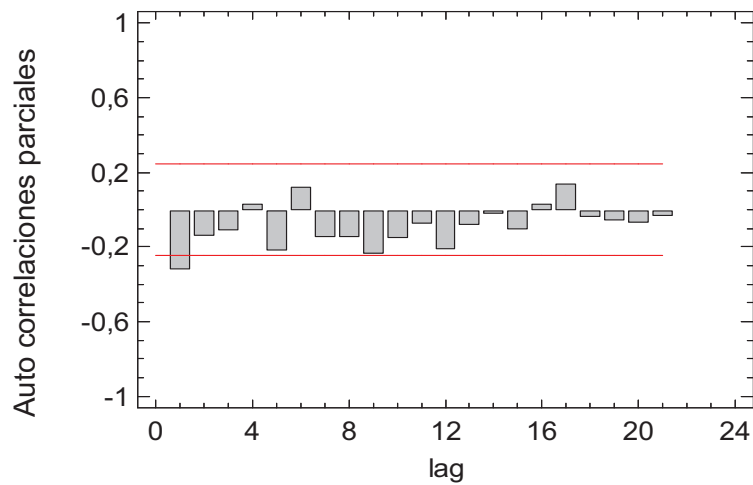
En la Tabla 4.5 se demuestra textualmente los coeficientes que están fuera del rango aceptable.

Ret.	Auto correlación	Error estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	-0,32606	0,125000	-0,244996	0,244996	SI
2	-0,02485	0,137650	-0,269789	0,269789	NO
3	-0,04478	0,137720	-0,269927	0,269927	NO
4	0,08618	0,137947	-0,270372	0,270372	NO
5	-0,22250	0,138786	-0,272017	0,272017	NO
6	0,24364	0,144252	-0,282730	0,282730	SI
7	-0,20773	0,150545	-0,295063	0,295063	NO
8	-0,02280	0,154959	-0,303715	0,303715	NO
9	-0,12552	0,155012	-0,303818	0,303818	NO
10	0,09393	0,156592	-0,306915	0,306915	NO
11	-0,04247	0,157470	-0,308636	0,308636	NO
12	-0,002383	0,157649	-0,308987	0,308987	NO
13	0,01965	0,157650	-0,308988	0,308988	NO
14	0,10820	0,157688	-0,309063	0,309063	NO
15	-0,09222	0,158844	-0,311328	0,311328	NO
16	0,15359	0,159678	-0,312964	0,312964	NO
17	0,10015	0,161970	-0,317456	0,317456	NO
18	-0,14288	0,162935	-0,319347	0,319347	NO
19	-0,02621	0,164881	-0,323162	0,323162	NO
20	0,03939	0,164946	-0,323289	0,323289	NO
21	-0,06162	0,165093	-0,323577	0,323577	NO

Tabla 4.5 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MW)

Los coeficientes en la parte normal tienden a cero y están dispersos, los múltiplos de estacionalidad $s = 12$ permanecen dentro de la banda de confianza, con lo cual se logra la estacionariedad total tanto en lo regular como en lo estacional.

Auto correlaciones parciales estimadas para la Demanda (MW)



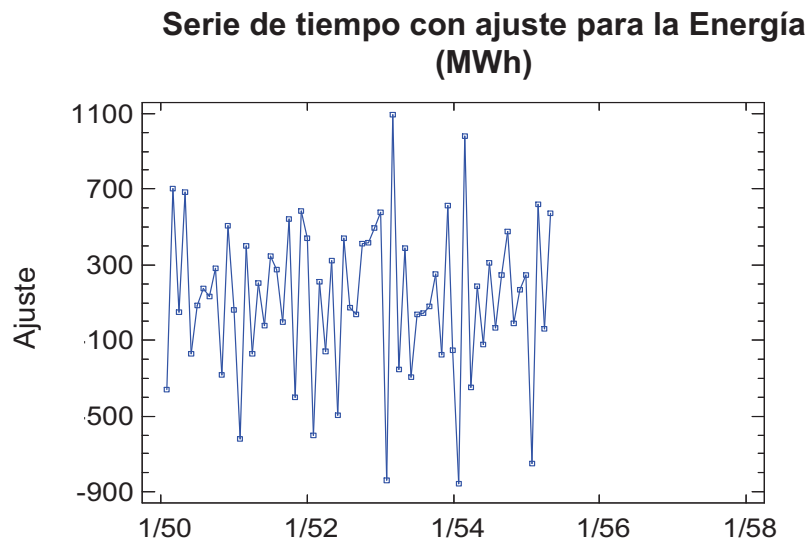
Gráfica 4.12 PACF con $d = 1$ y $D = 0$

Ret.	Auto correlación	Error estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	-0,326067	0,125000	-0,244996	0,244996	SI
2	-0,146781	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
3	-0,116581	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
4	0,0300637	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
5	-0,220679	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
6	0,118259	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
7	-0,151165	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
8	-0,151264	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
9	-0,240217	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
10	-0,158652	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
11	-0,0761176	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
12	-0,213429	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
13	-0,0825389	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
14	-0,0223004	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
15	-0,108546	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
16	0,0313263	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
17	0,136938	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
18	-0,0410898	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
19	-0,0610118	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
20	-0,0695097	0,125000	-0,244996	0,244996	NO
21	-0,0375854	0,125000	-0,244996	0,244996	NO

Tabla 4.6 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MW)

El primer coeficiente presenta un valor cercano a cero, por lo que finaliza la diferenciación de esta serie.

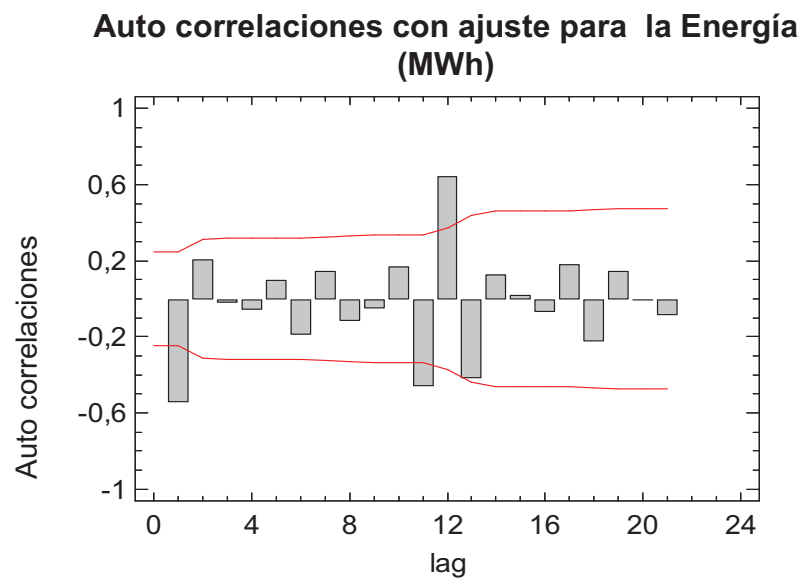
Para cumplir con la estacionariedad aplicamos el operador diferencia en la parte regular (normal) a los datos mensuales de energía.



Gráfica 4.13 Serie recortada con $d = 1$ y $D = 0$

Con $d=1$ se logra el máximo de aplanamiento de la serie.

En la siguiente gráfica se observa los nuevos coeficientes para la primera serie.



Gráfica 4.14 ACF con $d = 1$ y $D = 0$

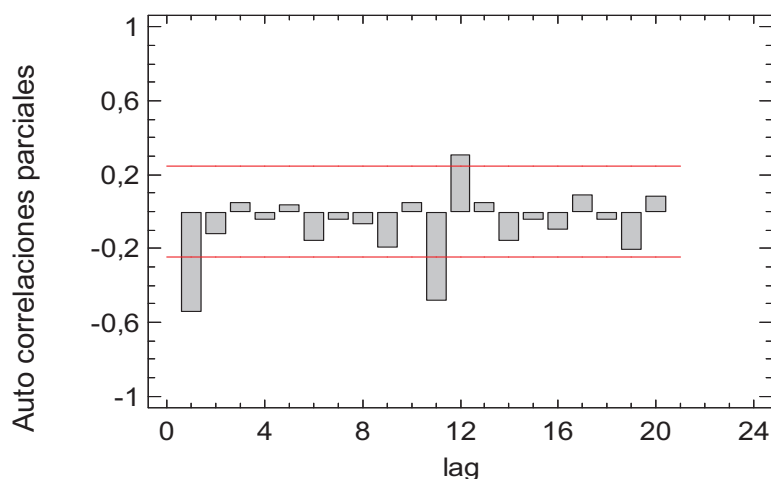
Ret.	Auto correlación	Error Estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	-0,54403	0,12500	-0,24499	0,24499	SI
2	0,20632	0,15771	-0,30911	0,30911	NO
3	-0,02505	0,16187	-0,31727	0,31727	NO
4	-0,06205	0,16193	-0,31739	0,31739	NO
5	0,09542	0,16230	-0,31812	0,31812	NO
6	-0,18948	0,16318	-0,31983	0,31983	NO
7	0,14626	0,16658	-0,32650	0,32650	NO
8	-0,12109	0,16858	-0,33041	0,33041	NO
9	-0,05448	0,16993	-0,33306	0,33306	NO
10	0,16671	0,17020	-0,33360	0,33360	NO
11	-0,46499	0,17274	-0,33856	0,33856	SI
12	0,64124	0,19130	-0,37494	0,37494	SI
13	-0,41853	0,22236	-0,43582	0,43582	SI
14	0,12884	0,23434	-0,45931	0,45931	NO
15	0,01960	0,23545	-0,46148	0,46148	NO
16	-0,07443	0,23547	-0,46153	0,46153	NO
17	0,17865	0,23584	-0,46225	0,46225	NO
18	-0,22728	0,23795	-0,46637	0,46637	NO
19	0,14632	0,24132	-0,47297	0,47297	NO
20	-0,00945	0,24270	-0,47568	0,47568	NO
21	-0,09057	0,24270	-0,47569	0,47569	NO

Tabla 4.7 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MWh)

Se observa de la tabla 4.7 que persisten valores que se están fuera del rango aceptable.

Auto correlación parcial

Auto correlaciones parciales con ajuste para la Energía (MWh)



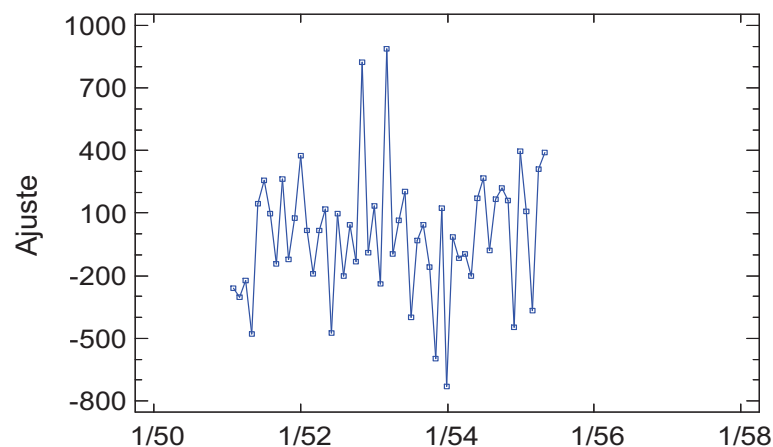
Gráfica 4.15 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 0$

Ret.	Auto correlación	Error Estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	-0,544031	0,125	-0,244996	0,244996	SI
2	-0,127337	0,125	-0,244996	0,244996	NO
3	0,046494	0,125	-0,244996	0,244996	NO
4	-0,045717	0,125	-0,244996	0,244996	NO
5	0,038483	0,125	-0,244996	0,244996	NO
6	-0,162953	0,125	-0,244996	0,244996	NO
7	-0,048136	0,125	-0,244996	0,244996	NO
8	-0,069555	0,125	-0,244996	0,244996	NO
9	-0,196082	0,125	-0,244996	0,244996	NO
10	0,050765	0,125	-0,244996	0,244996	NO
11	-0,485477	0,125	-0,244996	0,244996	SI
12	0,305303	0,125	-0,244996	0,244996	SI
13	0,050546	0,125	-0,244996	0,244996	NO
14	-0,161327	0,125	-0,244996	0,244996	NO
15	-0,050414	0,125	-0,244996	0,244996	NO
16	-0,104033	0,125	-0,244996	0,244996	NO
17	0,087464	0,125	-0,244996	0,244996	NO
18	-0,049074	0,125	-0,244996	0,244996	NO
19	-0,211817	0,125	-0,244996	0,244996	NO
20	0,085804	0,125	-0,244996	0,244996	NO
21	-0,007416	0,125	-0,244996	0,244996	NO

Tabla 4.8 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MWh)

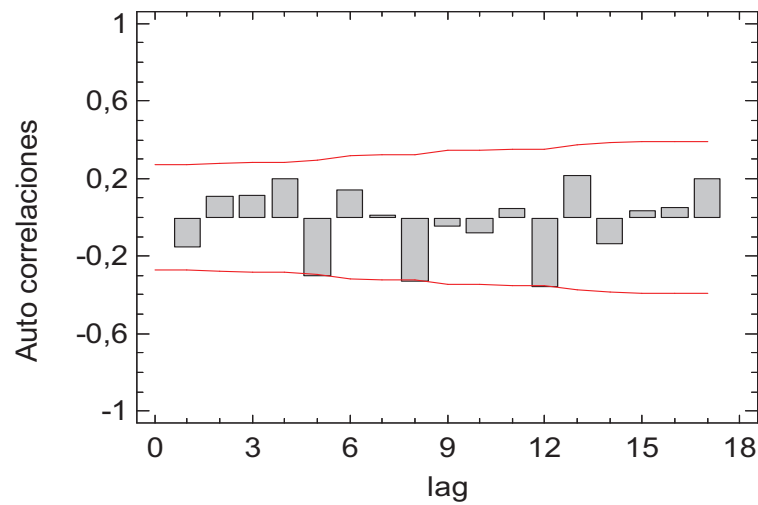
De las gráficas anteriores se observa que esta serie necesita ser diferenciada en la parte estacional por presentar en el coeficiente 12 un valor muy superior a cero.

Serie de tiempo con ajuste para la Energía (MWh)



Gráfica 4.16 Serie recortada con $d = 1$ y $D = 1$

Auto correlación con ajuste para la Energía (MWh)



Gráfica 4.17 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 1$

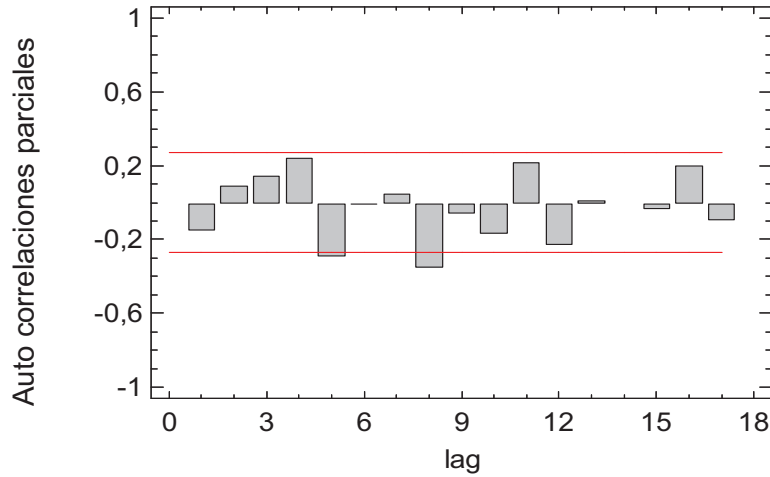
Ret.	Auto correlación	Error Estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	-0,15760	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
2	0,10893	0,14208	-0,27847	0,27847	NO
3	0,11075	0,14368	-0,28160	0,28160	NO
4	0,20007	0,14531	-0,28480	0,28480	NO
5	-0,30827	0,15051	-0,29500	0,29500	SI
6	0,14055	0,16220	-0,31791	0,31791	NO
7	0,01187	0,16453	-0,32246	0,32246	NO
8	-0,33628	0,16454	-0,32250	0,32250	SI
9	-0,05381	0,17727	-0,34744	0,34744	NO
10	-0,08370	0,17758	-0,34805	0,34805	NO
11	0,04679	0,17834	-0,34953	0,34953	NO
12	-0,36269	0,17857	-0,35000	0,35000	SI
13	0,21748	0,19222	-0,37674	0,37674	NO
14	-0,14318	0,19689	-0,38590	0,38590	NO
15	0,03129	0,19889	-0,38981	0,38981	NO
16	0,04940	0,19898	-0,38999	0,38999	NO
17	0,19597	0,19922	-0,39046	0,39046	NO

Tabla 4.9 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 1$ (MWh)

Con $D=1$ se logra disminuir la diferencia de cero que existía con los coeficientes $s=12$ que excedían del rango.

- Auto correlación parcial

Auto correlaciones Parciales con ajuste para la Energía (MWh)



Gráfica 4.18 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 1$

Ret.	Auto correlación	Error estándar	Límite de prob. Bajo 95%	Límite de prob. Sobre 95%	Fuera de rango
1	-0,15760	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
2	0,08623	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
3	0,14466	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
4	0,24116	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
5	-0,29225	0,13868	-0,27180	0,27180	SI
6	-0,01556	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
7	0,04756	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
8	-0,35362	0,13868	-0,27180	0,27180	SI
9	-0,06466	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
10	-0,17211	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
11	0,21256	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
12	-0,23481	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
13	0,01055	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
14	-0,00611	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
15	-0,03748	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
16	0,19905	0,13868	-0,27180	0,27180	NO
17	-0,09725	0,13868	-0,27180	0,27180	NO

Tabla 4.10 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 1$ (MWh)

Los coeficientes regulares 5 y 8 a pesar de estar fuera de la banda de confianza tienden a cero, se puede concluir que la serie alcanza la estacionariedad regular y estacional.

Al lograr en las dos series la estacionariedad en media y la variación de la varianza aproximadamente constante, se obtiene en este momento un AR.I.MA :

Demanda = $(p, 1, q) (P, 0, Q)$

Energía = $(p, 1, q) (P, 1, Q)$

4.3.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS p, q, P, Q ^[R12]

El valor q se identifica en ACF (tablas 4.5 y 4.9), en sus coeficientes de la parte regular, y el parámetro Q del análisis de los coeficientes (múltiplos de $s = 12$), de parte estacional (ver anexo 4.a).

- En el caso de la demanda el coeficiente 1 es diferente de cero, es decir que los coeficientes tienden a cero después del primer retraso en la parte regular lo que implica un modelo MA (1), y en cuanto a la parte estacional (12 y 24) presentan valores cercanos a cero lo que implica un SMA (0).
- En el caso de la energía el primer coeficiente está cerca de cero, implica un MA (0), en cuanto la parte estacional presenta en $s=12$ un valor diferente de cero SMA (1).

De igual manera el valor de p se identifica en PACF (tablas 4.6 y 4.10), en sus coeficientes de la parte regular, y el parámetro P de parte estacional.

- En el caso de la demanda el coeficiente del primer retraso es diferente de cero y a partir de este se acercan a cero, implicando un modelo MA (1), y una parte estacional cercana a cero SMA (0).
- En el caso de la energía el primer coeficientes está cerca de cero, implica un MA (0), en cuanto la parte estacional presenta valores cercanos a cero SMA (0).

Conclusiones

En resumen al lograr la estacionariedad en media y la variación de la varianza casi constante en las dos series se puede postular un AR.I.MA:

Demanda = $(p, d, q) (P, D, Q) = (1, 1, 1) (0, 0, 0)$

Energía = $(p, d, q) (P, D, Q) = (1, 1, 0) (0, 1, 1)$

4.3.3. VALORACIÓN DE LOS PARÁMETROS AR Y MA

Consiste en la valoración de diferentes modelos empleando valores de p , d , q , P , D y Q postulados a varias pruebas de validación:

4.3.3.1. Pruebas Test de nulidad de medias para el valor de P value

Permite aprobar o rechazar el modelo, considerando su P value (nivel de probabilidad), inferior al 5 % [R7].

Modelo ARIMA	Parámetro	Estimación	Error estándar	t	P value	Aprobación
(1,1,0)x(0,0,0)	AR(1)	-0,283	0,121	-2,330	2,30%	SI
(1,1,0)x(1,0,0)	AR(1)	-0,286	0,122	-2,338	2,30%	SI
	SAR(1)	0,072	0,124	0,581	56,3%	NO
(0,1,1)x(0,0,0)	MA(1)	0,292	0,119	2,448	1,70%	SI
(0,1,1)x(0,0,1)	MA(1)	0,306	0,121	2,523	1,40%	SI
	SMA(1)	-0,088	0,122	-0,723	47,3%	NO
(0,1,0)x(1,0,0)	SAR(1)	0,060	0,123	0,484	63,0%	NO
(0,1,0)x(0,0,1)	SMA(1)	-0,022	0,122	-0,176	86,1%	NO
(0,1,0)x(1,0,1)	SAR(1)	0,114	9,383	0,012	99,0%	NO
	SMA(1)	0,093	9,377	0,010	99,2%	NO
(1,1,1)x(0,0,0)	AR(1)	-0,091	0,400	-0,228	82,0%	NO
	MA(1)	0,209	0,390	0,535	59,5%	NO
(1,1,1)x(1,0,0)	AR(1)	-0,046	0,376	-0,123	90,2%	NO
	MA(1)	0,273	0,363	0,753	45,5%	NO
(1,1,1)x(0,0,1)	SAR(1)	0,112	0,124	0,899	37,2%	NO
	AR(1)	-0,056	0,405	-0,137	89,1%	NO
(1,1,1)x(0,0,1)	MA(1)	0,254	0,395	0,644	52,2%	NO
	SMA(1)	-0,083	0,123	-0,671	50,5%	NO
(1,1,1)x(1,0,1)	AR(1)	-0,062	0,391	-0,158	87,5%	NO
	MA(1)	0,253	0,380	0,665	50,9%	NO
	SAR(1)	0,171	1,473	0,116	90,8%	NO
	SMA(1)	0,078	1,477	0,053	95,8%	NO

Tabla 4.11 Test T de nulidad de medias (Demanda)

De la gráfica anterior se consideran 2 modelos probables (1,1,0)x(0,0,0) y (0,1,1)x(0,0,0), por cumplir con p value de 2.30% y 1.70% respectivamente.

En la siguiente gráfica se consideran los modelos $(0,1,0) \times (1,1,0)$ y $(0,1,0) \times (0,1,1)$ como probables para los valores de la serie de energía.

Modelo ARIMA	Parámetro	Estimación	Error estándar	t	P value	Aprobación
$(1,1,0) \times (0,1,0)$	AR(1)	-0,162	0,139	-1,163	25,0%	NO
$(1,1,0) \times (1,1,0)$	AR(1)	-0,073	0,142	-0,535	59,5%	NO
	SAR(1)	-0,584	0,125	-4,665	0,00%	SI
$(0,1,1) \times (0,1,0)$	MA(1)	0,135	0,138	0,977	33,3%	NO
$(0,1,1) \times (0,1,1)$	MA(1)	0,105	0,136	0,771	44,5%	NO
	SMA(1)	0,862	0,060	14,278	0,00%	SI
$(0,1,0) \times (1,1,0)$	SAR(1)	-0,605	0,122	-4,942	0,00%	SI
$(0,1,0) \times (0,1,1)$	SMA(1)	0,863	0,059	14,721	0,00%	SI
$(0,1,0) \times (1,1,1)$	SAR(1)	-0,177	0,165	-1,074	28,8%	NO
	SMA(1)	0,829	0,073	11,304	0,00%	SI
$(1,1,1) \times (0,1,0)$	AR(1)	-0,340	0,799	-0,425	67,3%	NO
	MA(1)	-0,180	0,829	-0,217	82,9%	NO
$(1,1,1) \times (1,1,0)$	AR(1)	-0,187	1,516	-0,123	90,3%	NO
	MA(1)	-0,110	1,532	-0,072	94,3%	NO
	SAR(1)	-0,582	0,127	-4,589	0,00%	SI
$(1,1,1) \times (0,1,1)$	AR(1)	-0,173	1,079	-0,160	87,3%	NO
	MA(1)	-0,054	1,086	-0,049	96,1%	NO
	SMA(1)	0,862	0,061	14,090	0,00%	SI
$(1,1,1) \times (1,1,1)$	AR(1)	-0,938	0,082	-11,384	0,00%	SI
	MA(1)	-0,844	0,141	-5,968	0,00%	SI
	SAR(1)	-0,238	0,166	-1,440	15,6%	NO
	SMA(1)	0,921	0,085	9,693	0,0%	SI

Tabla 4.12 Test T de nulidad de medias (Energía)

4.3.3.2. Verificación del MSE

Permite validar el mejor modelo, mediante el menor error cuadrado medio.

Modelo ARIMA	MSE	Prioridad
$(1,1,0) \times (0,0,0)$	0,878	2
$(0,1,1) \times (0,0,0)$	0,876	1

Tabla 4.13 Verificación (Demanda)

Del test T de nulidad se descarto varios modelos de los cuales se ordeno según el menor MSE la prioridad de los modelos.

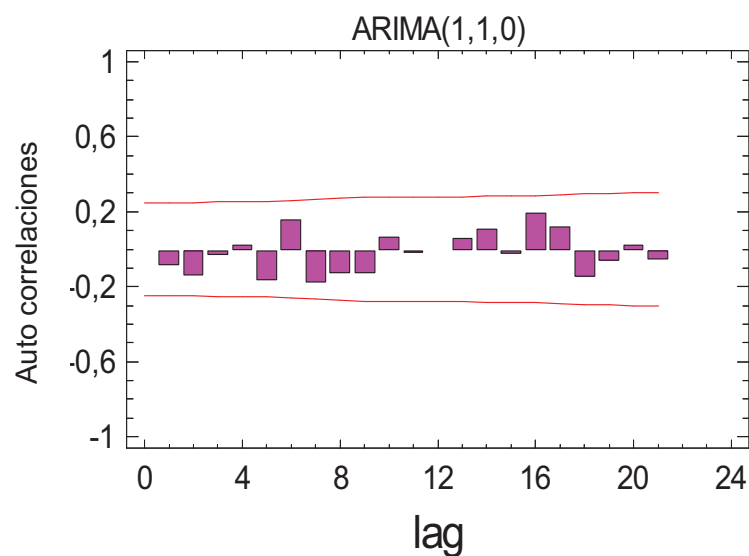
Modelo ARIMA	MSE	Prioridad
(0,1,0) x (1,1,0)	268,53	2
(0,1,0) x (0,1,1)	217,888	1

Tabla 4.14 Verificación (Energía)

4.3.3.3. Aprobación del ACF y PACF de los residuos

Se efectúa un examen gráfico de los modelos aceptados anteriormente, para verificar la aleatoriedad de las auto correlaciones, la primera serie es la demanda.

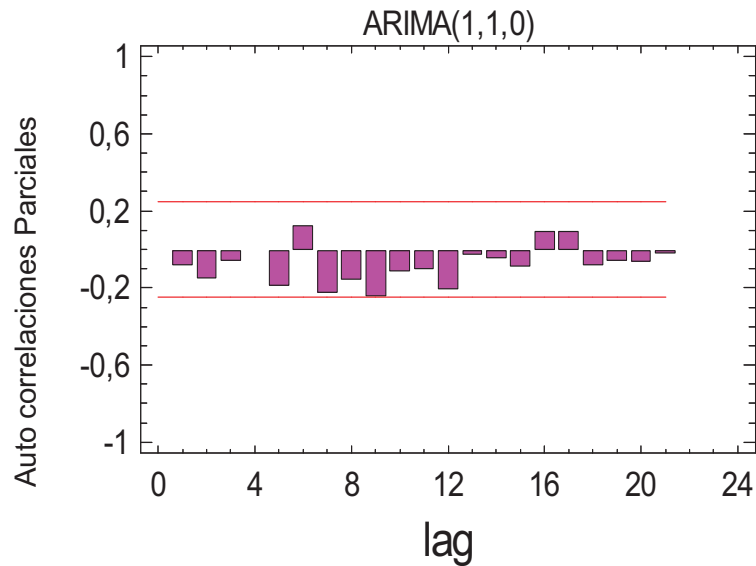
Auto correlaciones de residuos para ajuste de Demanda (MW)



Gráfica 4.19 ACF de ARIMA (1,1,0)X(0,0,0) (Demanda)

Los coeficientes en la parte normal y estacionaria permanecen dentro del rango aceptable se continua con el análisis de este modelo.

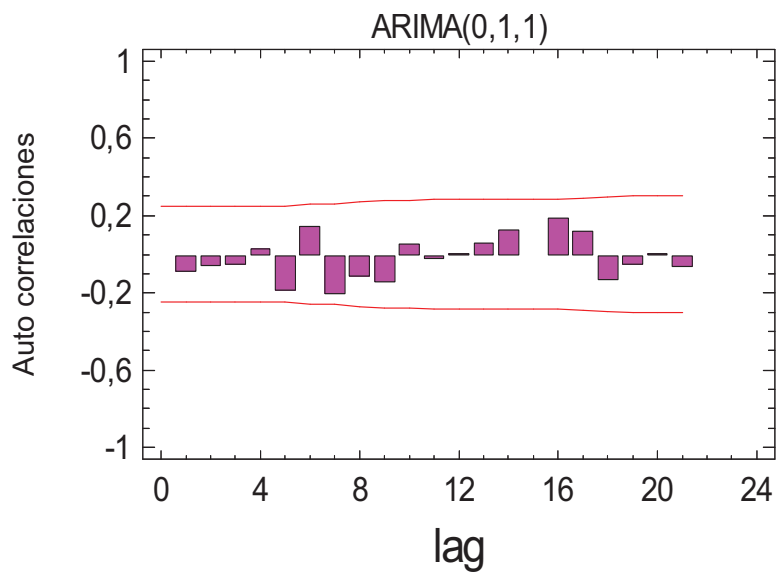
Auto correlaciones parciales de residuos para ajuste de Demanda (MW)



Gráfica 4.20 PACF de ARIMA (1,1,0)X(0,0,0) (Demanda)

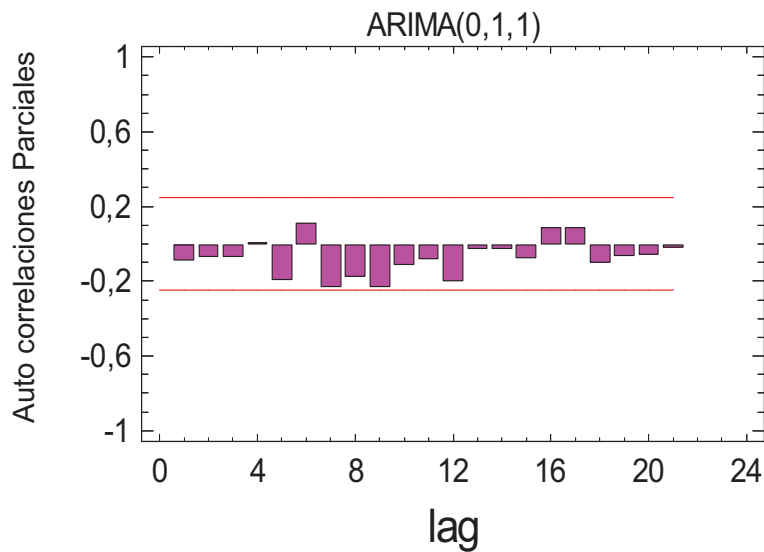
De las dos gráficas anteriores se observa que los coeficientes permanecen dentro de la banda de confianza.

Auto correlaciones de residuos para ajuste de Demanda (MW)



Gráfica 4.21 ACF de ARIMA (0,1,1)X(0,0,0) (Demanda)

Auto correlaciones parciales de residuos para ajuste de Demanda (MW)

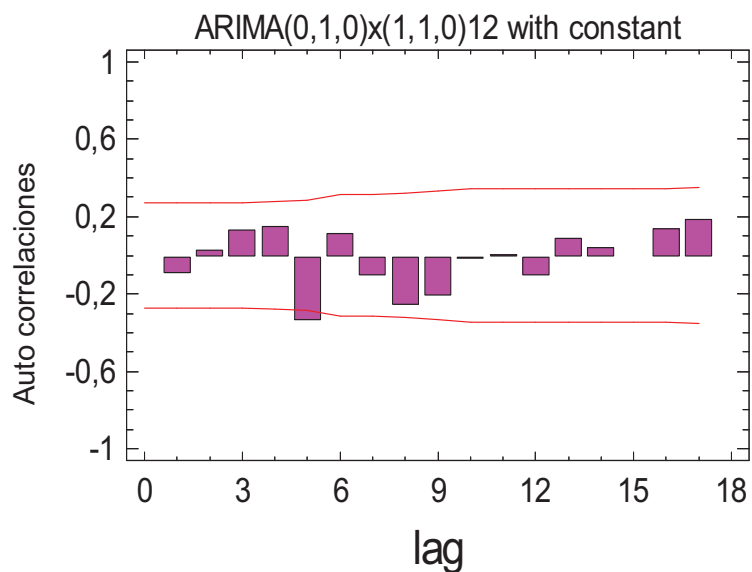


Gráfica 4.22 PACF de ARIMA (0,1,1)X(0,0,0) (Demanda)

En los dos modelos ARIMA los coeficientes permanecen dentro de la banda de confianza, no son significativamente diferentes de cero, es decir no se relacionan entre sí, y por ende se aceptan los dos modelos.

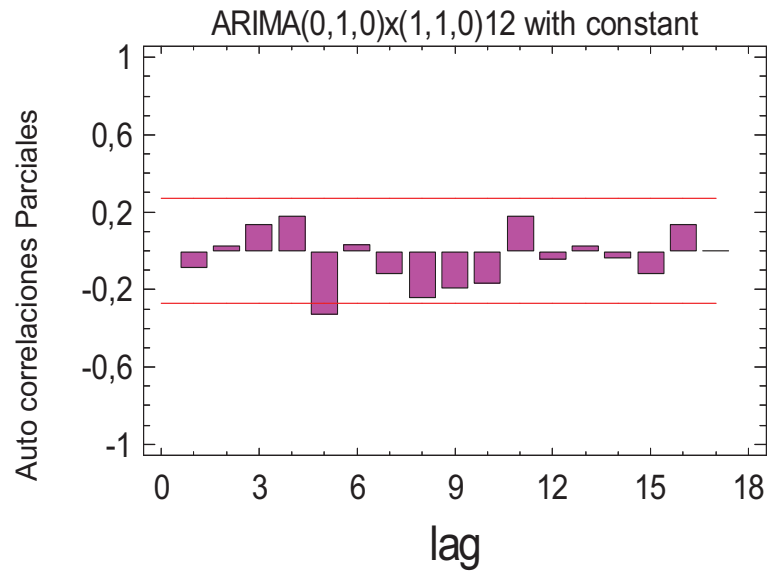
En la siguiente gráfica el coeficiente 5 del ACF y PACF está fuera del rango por lo que se requiere analizar la segunda opción

Auto correlaciones de residuos para ajuste de Energía (MWh)



Gráfica 4.23 ACF de Auto correlación ARIMA (0,1,0)X(1,1,0) (Energía)

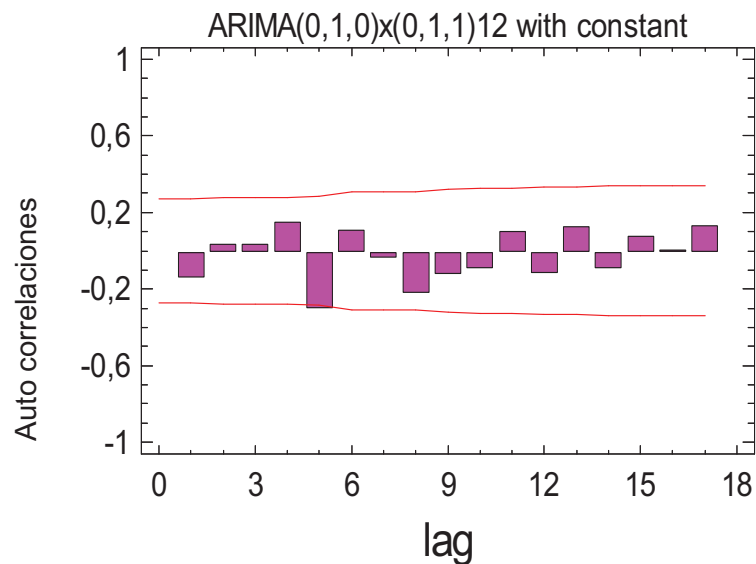
Auto correlaciones parciales de residuos para ajuste de Energía (MWh)



Gráfica 4.24 PACF de ARIMA (0,1,0)X(1,1,0) (Energía)

Aplicamos ACF al segundo modelo probable.

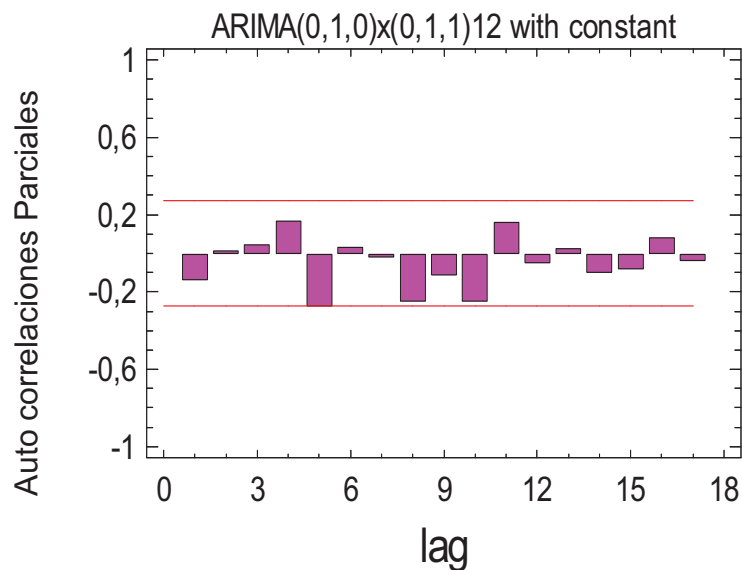
Auto correlaciones de residuos para ajuste de Energía (MWh)



Gráfica 4.25 ACF de Auto correlación ARIMA (0,1,0) x (0,1,1) (Energía)

En este modelo solo el coeficiente 5 del ACF esta parcialmente fuera de la banda, presentando en esta serie una mejor aleatoriedad.

Auto correlaciones parciales de residuos para ajuste de Energía (MWh)



Gráfica 4.26 PACF de ARIMA (0,1,0) x (0,1,1) (Energía)

En este modelo solo el coeficiente 5 del ACF esta parcialmente fuera de la banda, presentando en esta serie una mejor aleatoriedad.

4.3.3.4. Prueba de independencia de los residuos con Box-Pierce

Esta prueba se basa en la comparación del valor estimado, contra el de la función teórica a un nivel de probabilidad aceptable (>10%) [R7], y se emplea para verificar la ausencia de correlación entre los residuos, similar al ACF y PACF.

Es la suma de los cuadrados de los k primeros elementos del correlograma de residuos.

$$Q_k = n * \sum_{n=1}^k r_i^2 \quad (4.8)$$

Donde: Q_k = estadístico de Box-Pierce

n = número de observaciones

r_i^2 = coeficiente de auto correlación

Para este análisis aplicamos los AR.I.MA.s ya determinados en el software Statgraphics Centurión IV, y exportamos los resultados obtenidos a continuación.

Modelo ARIMA (1,1,0)x(0,0,0)

La prueba basó en los primeros 21 auto correlaciones de los datos de demanda
El P-value = 0,704894 = 70.48%

Modelo ARIMA (0,1,1)x(0,0,0)

La prueba basó en los primeros 21 auto correlaciones de los datos de demanda
El P-value = 0,6932 = 69.32%

Modelo ARIMA (0,1,0)x(1,1,0)

La prueba basó en los primeros 17 auto correlaciones de los datos de energía
El P-value = 0,2214 = 22.14%

Modelo ARIMA (0,1,0) x (0,1,1)

La prueba basó en los primeros 17 auto correlaciones de los datos de energía
El P-value = 0.4795 = 47.95 %

Modelo ARIMA	Aprobación Test de nulidad	Prioridad menor MSE	Prueba ACF y PACF	Prueba Box-Pierce		Resumen
				%	Aprobación	
(1,1,0) x (0,0,0)	SI	2	NO aceptado	70,49	Si	Rechazado
(1,1,0) x (1,0,0)	NO	Descartado		61,18	Si	Rechazado
(0,1,1) x (0,0,0)	SI	1	Aceptado	69,32	Si	Aceptado
(0,1,1) x (0,0,1)	NO	Descartado		65,06	Si	Rechazado
(0,1,0) x (1,0,0)	NO	Descartado		26,22	Si	Rechazado
(0,1,0) x (0,0,1)	NO	Descartado		25,07	Si	Rechazado
(0,1,0) x (1,0,1)	NO	Descartado		20,26	Si	Rechazado
(1,1,1) x (0,0,0)	NO	Descartado		65,10	Si	Rechazado
(1,1,1) x (1,0,0)	NO	Descartado		57,30	Si	Rechazado
(1,1,1) x (0,0,1)	NO	Descartado		59,09	Si	Rechazado
(1,1,1) x (1,0,1)	NO	Descartado		50,41	Si	Rechazado

Tabla 4.15 Prueba Box-Pierce (Demanda)

Modelo ARIMA	Aprobación test de nulidad	Prioridad menor MSE	Prueba ACF y PACF	Prueba Box-Pierce		Resumen
				%	Aprobación	
(1,1,0) x (0,1,0)	NO	Descartado		5,07	No	Rechazado
(1,1,0) x (1,1,0)	NO	Descartado		14,55	Si	Rechazado
(0,1,1) x (0,1,0)	NO	Descartado		4,45	No	Rechazado
(0,1,1) x (0,1,1)	NO	Descartado		51,78	Si	Rechazado
(0,1,0) x (1,1,0)	SI	2	No aceptado	22,14	Si	Rechazado
(0,1,0) x (0,1,1)	SI	1	Aceptado	47,95	Si	Aceptado
(0,1,0) x (1,1,1)	NO	Descartado		54,78	Si	Rechazado
(1,1,1) x (0,1,0)	NO	Descartado		3,74	No	Rechazado
(1,1,1) x (1,1,0)	NO	Descartado		10,88	Si	Rechazado
(1,1,1) x (0,1,1)	NO	Descartado		46,39	Si	Rechazado
(1,1,1) x (1,1,1)	NO	Descartado		53,31	Si	Rechazado

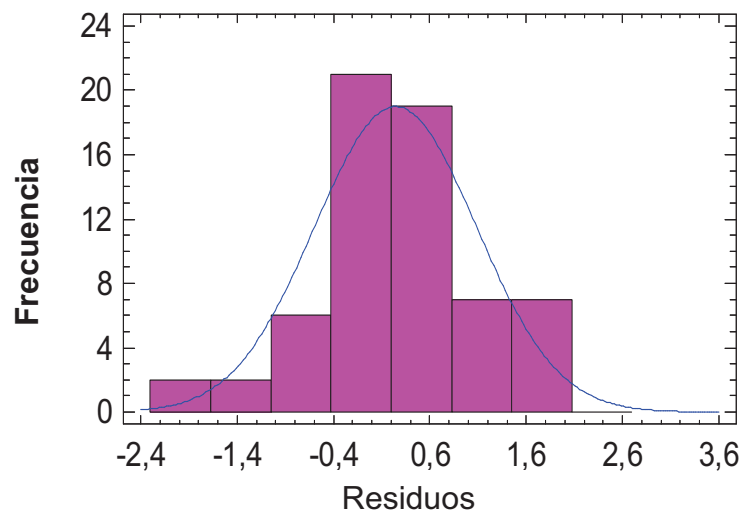
Tabla 4.16 Prueba Box-Pierce (Energía)

Se aceptaron los p value que presentan un valor superior al 10 %.

4.3.3.5. Prueba de Normalidad de los residuos

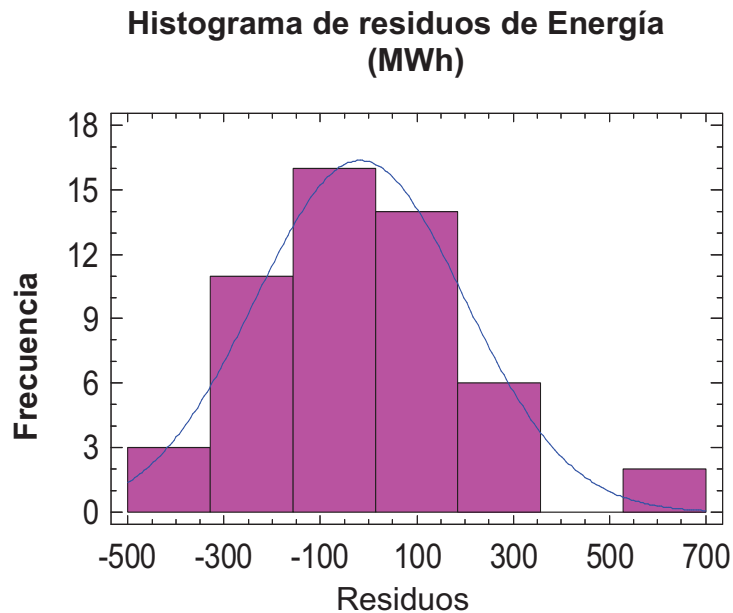
Consiste en realizar el histograma a los datos residuales del modelo ARIMA elegido en los anteriores pasos.

Histograma de residuos de Demanda (MW)



Gráfica 4.27 Histograma de los residuales del ARIMA (0,1,1)X(0,0,0) (Demanda)

Del análisis de la gráfica 5.9, se presenta un Chi-cuadrado = 8,499 con 5 grados de libertad y un P-Value = 0,1307 = 13,07% determinando la no correlación entre los residuos, ya que presenta distribución normal valida.



Gráfica 4.28 Histograma de los residuales del ARIMA (0,1,0) x (0,1,1) (Energía)

El modelo ARIMA (0,1,0) x (0,1,1) presenta una distribución normal valida, con una prueba de bondad de ajuste chi-cuadrado = 0,769271 con 4 grados de libertad y un P-Value = 0,94252 = 94.25%, determinando la no correlación entre los residuos.

4.3. PRONÓSTICOS.

Con los modelos elegidos se procede a pronosticar el periodo deseado (enero-diciembre 2008) con la ayuda del software Statgraphics Window.

Modelo ARIMA (0,1,1) x (0,0,0)

Año-mes	Demanda	Pronósticos	Error	Año-mes	Demanda	Pronósticos	Error
2002-1	14,82			2005-1	21,55	22,14	-0,59
2002-2	14,52	14,99	-0,47	2005-2	21,30	21,90	-0,60
2002-3	15,29	14,84	0,45	2005-3	22,08	21,66	0,42
2002-4	16,55	15,35	1,20	2005-4	23,26	22,15	1,11
2002-5	16,09	16,4	-0,31	2005-5	23,30	23,13	0,17
2002-6	16,32	16,36	-0,04	2005-6	22,89	23,44	-0,55
2002-7	16,10	16,52	-0,42	2005-7	21,14	23,23	-2,09
2002-8	17,45	16,41	1,04	2005-8	21,93	21,92	0,01
2002-9	18,13	17,34	0,79	2005-9	22,37	22,11	0,26
2002-10	17,99	18,09	-0,10	2005-10	22,04	22,48	-0,44
2002-11	17,80	18,21	-0,41	2005-11	22,40	22,35	0,05
2002-12	18,32	18,1	0,22	2005-12	22,54	22,57	-0,03
2003-1	16,16	18,45	-2,29	2006-1	23,44	22,74	0,70
2003-2	16,96	17,00	-0,04	2006-2	22,25	23,43	-1,18
2003-3	16,28	17,16	-0,88	2006-3	23,18	22,77	0,41
2003-4	16,95	16,72	0,23	2006-4	23,53	23,26	0,27
2003-5	15,96	17,07	-1,11	2006-5	23,07	23,64	-0,57
2003-6	17,92	16,46	1,46	2006-6	23,55	23,42	0,13
2003-7	18,28	17,69	0,59	2006-7	23,28	23,70	-0,42
2003-8	19,53	18,30	1,23	2006-8	22,52	23,59	-1,07
2003-9	18,03	19,37	-1,34	2006-9	23,89	23,01	0,88
2003-10	19,98	18,60	1,38	2006-10	24,37	23,83	0,54
2003-11	19,59	19,77	-0,18	2006-11	24,15	24,40	-0,25
2003-12	19,44	19,83	-0,39	2006-12	24,20	24,41	-0,21
2004-1	20,94	19,74	1,20	2007-1	26,10	24,45	1,65
2004-2	20,37	20,78	-0,41	2007-2	25,65	25,82	-0,17
2004-3	19,29	20,68	-1,39	2007-3	25,64	25,88	-0,24
2004-4	20,29	19,87	0,42	2007-4	25,42	25,90	-0,48
2004-5	19,87	20,36	-0,49	2007-5	26,02	25,74	0,28
2004-6	18,94	20,20	-1,26	2007-6	23,98	26,13	-2,15
2004-7	19,73	19,48	0,25	2007-7	23,35	24,78	-1,43
2004-8	19,13	19,85	-0,72	2007-8	24,97	23,94	1,03
2004-9	19,25	19,52	-0,27	2007-9	24,43	24,86	-0,43
2004-10	21,22	19,51	1,71	2007-10	25,71	24,74	0,97
2004-11	21,96	20,92	1,04	2007-11	27,51	25,62	1,89
2004-12	21,99	21,85	0,14	2007-12	28,68	27,16	1,52

Tabla 4.17 Serie (Demanda)

Modelo ARIMA (0,1,0)x(0,1,1)

Año-mes	Energía	Pronósticos	Error	Año-mes	Energía	Pronósticos	Error
2002-1	5104,28			2005-1	10262,00	9939,66	322,34
2002-2	4742,10			2005-2	9420,03	9670,62	-250,59
2002-3	5446,34			2005-3	10515,80	9924,99	590,81
2002-4	5494,54			2005-4	10263,60	10408,30	-144,70
2002-5	6177,57			2005-5	10650,70	10673,50	-22,80
2002-6	6007,31			2005-6	10357,20	10256,40	100,80
2002-7	6094,35			2005-7	10396,50	10713,60	-317,10
2002-8	6271,00			2005-8	10439,31	10585,10	-145,79
2002-9	6404,96			2005-9	10520,10	10438,10	82,00
2002-10	66,86,02			2005-10	10773,50	10974,70	-201,20
2002-11	6402,91			2005-11	10598,30	10710,80	-112,50
2002-12	6907,30			2005-12	11213,40	11163,80	49,60
2003-1	6970,98			2006-1	11059,20	11538,50	-479,30
2003-2	6350,81	6391,81	-41,00	2006-2	10200,50	10412,50	-212,00
2003-3	6753,16	6992,62	-239,46	2006-3	11182,10	10836,00	346,10
2003-4	6580,50	6681,86	-101,36	2006-4	10834,20	11042,70	-208,50
2003-5	6784,77	7081,07	-296,30	2006-5	11018,30	11239,00	-220,70
2003-6	6761,41	6322,16	439,25	2006-6	10896,00	10646,30	249,70
2003-7	7105,70	7090,58	15,12	2006-7	11205,00	11182,40	22,60
2003-8	7380,02	7311,55	68,47	2006-8	11170,90	11361,30	-190,40
2003-9	7373,56	7365,94	7,62	2006-9	11416,80	11187,80	229,00
2003-10	7917,39	7818,63	98,76	2006-10	11891,30	11827,00	64,30
2003-11	7513,56	7775,97	-262,41	2006-11	11880,00	11803,70	76,30
2003-12	8094,71	8101,62	-6,91	2006-12	12047,60	12456,50	-408,90
2004-1	8534,06	8296,01	238,05	2007-1	12290,50	12266,80	23,70
2004-2	7931,58	7945,83	-14,25	2007-2	11540,20	11596,90	-56,70
2004-3	8140,58	8520,48	-379,90	2007-3	12156,50	112252,20	-100095,70
2004-4	7984,47	8046,89	-62,42	2007-4	12119,80	11971,00	148,80
2004-5	8305,26	8419,57	-114,31	2007-5	12692,40	12475,90	216,50
2004-6	7809,93	7939,70	-129,77	2007-6	11309,50	12375,60	-1066,10
2004-7	8250,77	8142,44	108,33	2007-7	12114,40	11600,90	513,50
2004-8	8324,99	8471,75	-146,76	2007-8	12519,50	12228,70	290,80
2004-9	8363,58	8312,60	50,98	2007-9	12107,70	12587,10	-479,40
2004-10	8775,06	8830,47	-55,41	2007-10	12859,00	12532,10	326,90
2004-11	9194,15	8575,66	618,49	2007-11	12837,60	12788,30	49,30
2004-12	9685,77	9780,68	-94,91	2007-12	13731,30	13323,80	407,50

Tabla 4.18 Serie (Energía)

Para nuestro estudio se pronosticó un periodo de 12 meses.

Año-mes	Pronósticos	Límite bajo 95%	Límite sobre 95 %
2007-1	28,25	26,59	30,28
2007-2	28,63	26,35	30,90
2007-3	28,82	26,18	31,45
2007-4	29,01	26,06	31,95
2007-5	29,20	25,97	32,43
2007-6	29,39	25,90	32,88
2007-7	29,58	25,85	33,31
2007-8	29,77	25,81	33,73
2007-9	29,96	25,78	34,13
2007-10	30,15	25,77	34,53
2007-11	30,34	25,76	34,91
2007-12	30,53	25,77	35,29

Tabla 4.19 Pronósticos (Demanda)

Año-mes	Pronósticos	Límite bajo 95%	Límite sobre 95 %
2007-1	13954,80	13352,10	14559,50
2007-2	13249,70	12395,90	14103,40
2007-3	13940,50	12894,90	14986,10
2007-4	13787,90	12580,50	14995,20
2007-5	14191,70	12841,90	15541,60
2007-6	13639,40	12160,70	15118,10
2007-7	14044,20	12447,00	15641,50
2007-8	14222,70	12515,20	15930,20
2007-9	14184,40	12373,30	15995,50
2007-10	14681,00	12772,00	16590,10
2007-11	14621,20	12619,00	16623,40
2007-12	15197,40	13106,10	17288,60

Tabla 4.20 Pronósticos (Energía)

En las gráficas 4.19 y 4.20 se presenta los pronósticos más acertados y las proyecciones en el escenario mayor y menor de los AR.I.MA.s elegidos para las dos series.

CAPITULO 5

APLICACIÓN INTEGRAL DEL MODELO UNIVERSAL DE PRONÓSTICOS.

El éxito de los pronósticos se fundamenta en seguir de forma rigurosa la metodología propuesta y cada uno de los pasos descritos.

5.1. ANÁLISIS LÓGICO DE RESULTADOS

En igualdad de condiciones en todas las pruebas, se debe tomar siempre el modelo más sencillo y que sea el de menor valor en sus parámetros.

5.1.1. TRANSFORMACIÓN

Este paso consiste en deshacer la aplicación de la función logarítmica a la serie por presentar una desviación estándar superior al 50 %, para obtener los pronósticos reales.

En nuestro caso se omite la transformación y se obtiene los pronósticos reales según el modelo ARIMA aceptado en el análisis anterior.

5.1.2. VALORES DE LOS PRONÓSTICOS AL NATURAL

Con ayuda de expresiones matemáticas (Ver anexo 5.a) se halla los pronósticos para los casos ARIMA seleccionados.

Modelo ARIMA (0,1,0)x(0,1,1)₁₂

$$\begin{aligned}
 \text{Pronóstico}_t = & \text{Realidad}_{t-1} + \text{Realidad}_{t-12} - \text{Realidad}_{t-13} + \text{Error}_t \\
 & - \text{Estimación}_{MA(1)} * \text{Error}_{t-1} - \text{Estimación}_{SMA(1)*12} * \text{Error}_{t-12} \\
 & + \text{Estimación}_{MA(1)} * \text{Estimación}_{SMA(1)*12} * \text{Error}_{t-13}
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

$$\begin{aligned} \text{Pronóstico}_{2007-1} &= \text{Realidad}_{2006-12} + \text{Realidad}_{2006-1} - \text{Realidad}_{2005-12} + \text{Error}_{2007} \\ &\quad - \text{Estimación}_{\text{MA}(1)} * \text{Error}_{2006-12} - \text{Estimación}_{\text{SMA}(1)*12} * \text{Error}_{2006-1} \\ &\quad + \text{Estimación}_{\text{MA}(1)} * \text{Estimación}_{\text{SMA}(1)*12} * \text{Error}_{2005-12} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pronóstico}_{2007-1} &= 13.731,30 + 12.290,50 - 12.047,60 + 0 \\ &\quad - 0 * 407,50 - 0,863 * 23,70 \\ &\quad + 0 * 0,863 * (-408,90) \end{aligned}$$

$$\text{Pronóstico}_{2007-1} = 13.953,8$$

Modelo ARIMA (0,1,1) x (0,0,0)

$$\text{Pronóstico}_t = \text{Error}_t - \text{Error}_{t-1} * \text{Estimación}_{\text{MA}(1)} + \text{Realidad}_{t-1} \quad (5.2)$$

$$\text{Pronóstico}_{2007-1} = \text{Error}_{2007} - \text{Error}_{2006-12} * \text{Estimación}_{\text{MA}(1)} + \text{Realidad}_{2006-12}$$

$$\text{Pronóstico}_{2007-1} = 0 - 1,51531 * 0,292 + 28.68$$

$$\text{Pronóstico}_{2007-1} = 28,24$$

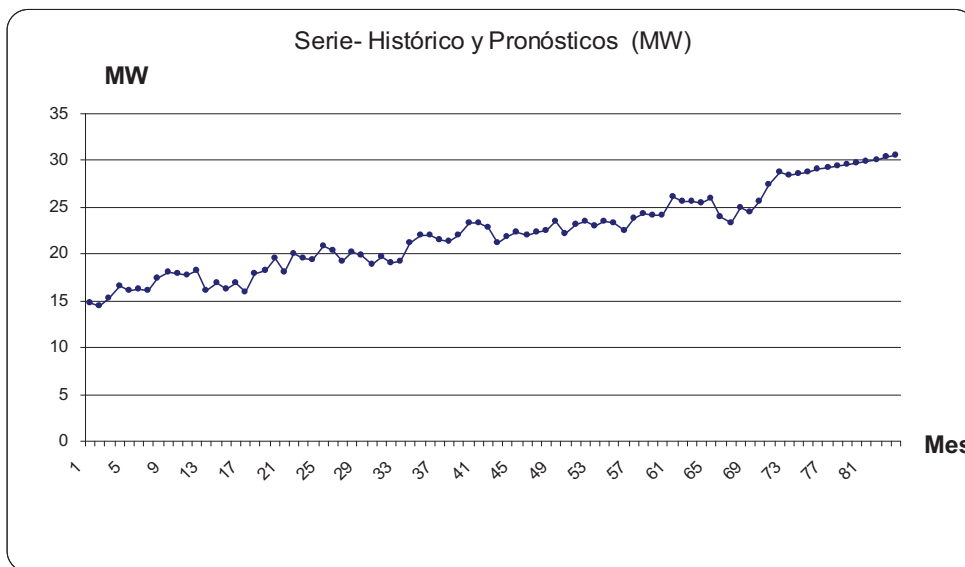
Se ratifica los valores pronosticados con los softwares empleados en el subcapítulo 4.3.

5.1.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LOS PRONÓSTICOS

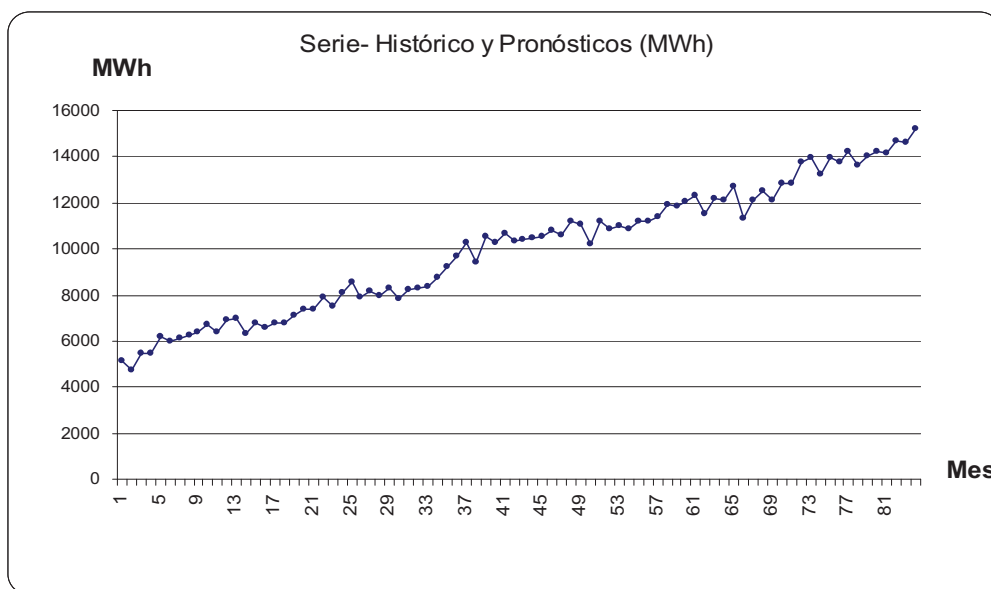
Se analiza la coherencia en el comportamiento, forma de los datos históricos de las series y el cumplimiento de los parámetros de seguridad.

5.1.3.1. Sentido de los resultados

En esta etapa se puede analizar a simple vista el comportamiento futuro de la serie



Gráfica 5.1 Histórico y pronósticos (Demanda)



Gráfica 5.2 Histórico y pronósticos (Energía)

Las previsiones de demanda mensual para el año 2008 presentan un comportamiento creciente similar al pasado, y para la serie de energía la gráfica anterior presentan un comportamiento creciente casi constante.

5.1.3.2. Verificación de r^2

Con ayuda de Microsoft Excel se calcula el coeficiente de determinación muestral r^2 , con las dos series completas y los pronósticos.

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0,969
Coeficiente de determinación R^2	0,939
R^2 ajustado	0,938
Error típico	1,062
Observaciones	84

Tabla 5.1 Coeficiente de determinación r^2 (Demanda)

El coeficiente muestral debe acercarse a uno “1”, con un rango permisible entre 0,9025 y 1,000.

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0,989
Coeficiente de determinación R^2	0,978
R^2 ajustado	0,978
Error típico	410,393
Observaciones	84

Tabla 5.2 Coeficiente de determinación r^2 (Energía)

5.2. VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE LOS MODELOS APLICADOS.

Con el fin de llevar a cabo el último paso del MUP, a continuación se presenta un resumen completo de cada uno de los pasos de la metodología propuesta en capítulos anteriores y el análisis de los modelos con mayor probabilidad de certeza.

5.2.1. ANALISIS PREVIO

El análisis previo se lo realizo con todos los datos, tanto de la serie de potencia y energía, sin ningún recorte en el capítulo 3.

5.2.1.1. Síntesis descriptiva

Los valores de potencia y energía que el Departamento de Planificación pronostica, involucra implementar la construcción de nuevos proyectos para cubrir con la demanda, en una zona de alto crecimiento y desarrollo.

En este punto estas variables se involucran directamente en el presupuesto anual, permitiendo programar planes operativos y económicos.

5.2.1.2. Calidad y cantidad de los datos

Las estadísticas proporcionadas fueron desde el año 2002, año desde el cual la empresa mantiene una base de datos mensuales.

5.2.1.3. Cumplimiento de la estabilidad del entorno

Debido a la falta de proyectos a nivel de subestaciones y líneas de subtransmisión, el crecimiento de la demanda ha mantenido una estabilidad, garantizando la previsión durante el tiempo en que se evaluó las series.

5.2.1.4. Análisis serie completa

Análisis de las series con todos sus datos.

5.2.1.4.1. Estructura vertical, determinación de nivel

La demanda presentó un indicador desviación estándar / media = 15,84 %.

Y la energía presentó un indicador desviación estándar / media = 25,32 %, inferior al límite dado de 50% (subcapítulo 3.4.2.2.1), afirmando que no existen cambios drásticos de nivel.

5.2.1.4.2. Estructura horizontal, análisis de ruido

Para determinar la presencia de ruido en las series se aplicó suavización, y de las gráficas exportadas (subcapítulo 3.4.2.2.2), se observó que los puntos originales estaban un tanto lejanos a la línea de suavización, especialmente en la serie de la

demanda, afirmando que las series originales presentaron niveles de ruido y que el modelo Brown es un opción de solución.

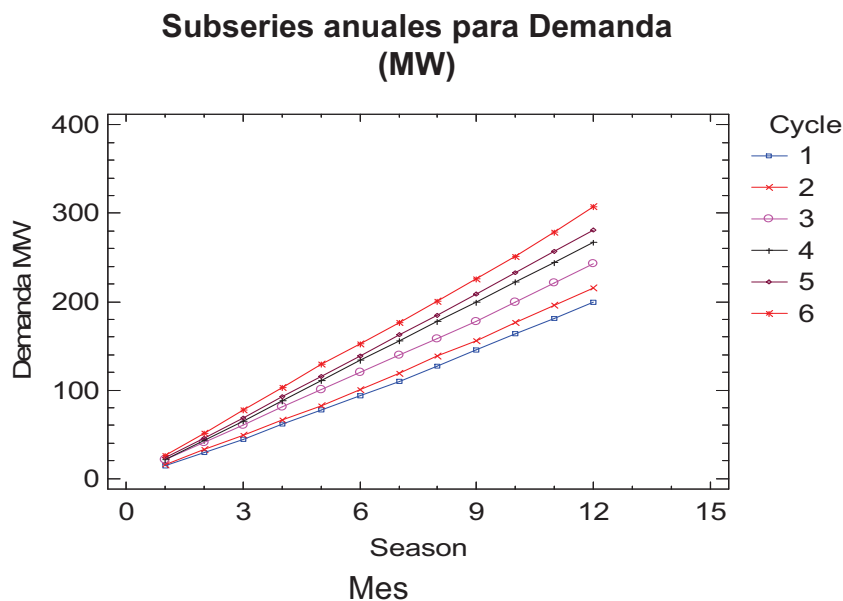
5.2.1.4.3. Estructura tendencial, estimación de forma lineal y/o no lineal

Con la utilización de la regresión lineal, basada en mínimos cuadrados y softwares (subcapítulo 3.4.2.2.3), la serie de demanda presenta una pendiente mínima ($y = 15,45 + 0,15 * t$), y la energía una pendiente positiva muy evidente ($y = 5244,59 + 110,15 * t$).

El modelo Holt empleado para series con presencia de tendencia y ruido simultáneamente, no aplica para nuestro estudio ya que de las gráficas 3.30 y 3.31, se obtuvieron α y β totalmente opuestos.

5.2.1.4.4. Estructura estacional y/o cíclica

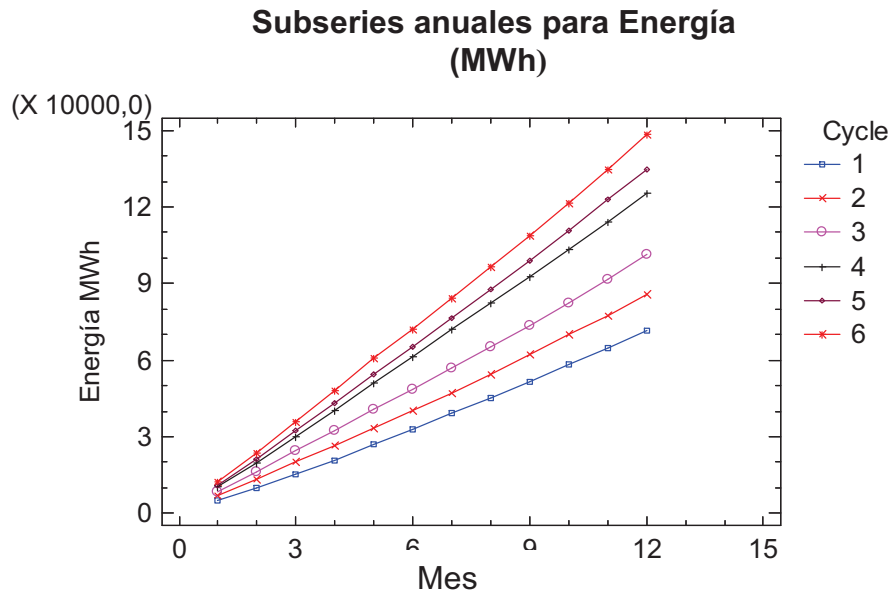
- Estructura Cíclica



Gráfica 5.3 Análisis de ciclicidad acumulativa (Demanda)

De la gráfica 5.3 exportada del software Statgraphics Window, para la ciclicidad de 12 meses se observa que las líneas tienen forma casi rectilínea, demostrando una sintomatología total de estructura cíclica más clara para la serie de energía.

En la siguiente gráfica se observa que las líneas tienen forma rectilínea, la serie de energía cumple con una regular ciclicidad.



Gráfica 5.4 Análisis de ciclicidad acumulativa (Energía)

- *Estructura Estacional*

En las dos serie del análisis con Excel (subcapítulo 3.4.2.2.4), existe un paralelismo aunque no perfecto, demostrando una mediana estacionalidad para la serie de energía y baja para la serie de la demanda.

El modelo Holt Winter no aplica acertadamente, primero porque los α y β son totalmente opuestos y γ contraria a los requerimientos de seguridad presenta valores muy bajos.

5.2.1.4.5. Valoración de datos Irregulares

En el análisis (subcapítulo 3.4.2.2.6), se demuestra de las gráficas que los valores se presentan alrededor de su media, y no existen valores significativamente superiores fuera del rango.

5.2.1.4.6. Patrón Estructural

Esta metodología da una forma natural propia a las series pronosticadas (subcapítulo 3.4.2.2.7), proporciona los valores porcentuales promedios de cada mes.

Este patrón se emplea en pronósticos basados en metas anuales, útil para nuestra aplicación.

Mes	Índice mensual	Porcentaje mensual
Enero	101,76	8,48%
Febrero	99,87	8,32%
Marzo	98,99	8,25%
Abril	101,41	8,45%
Mayo	99,31	8,28%
Junio	98,27	8,19%
Julio	97,47	8,12%
Agosto	98,97	8,25%
Septiembre	98,94	8,24%
Octubre	102,07	8,51%
Noviembre	101,51	8,46%
Diciembre	101,44	8,45%
TOTAL	1.200,00	100,00%

Tabla 5.3 Patrón mensual (Demanda)

Mes	Índice mensual	Porcentaje mensual
Enero	105,27	8,77%
Febrero	96,16	8,01%
Marzo	101,85	8,49%
Abril	98,69	8,22%
Mayo	100,97	8,41%
Junio	95,51	7,96%
Julio	98,90	8,24%
Agosto	98,98	8,25%
Septiembre	98,70	8,22%
Octubre	101,93	8,49%
Noviembre	99,32	8,28%
Diciembre	103,73	8,64%
TOTAL	1.200,00	100,00%

Tabla 5.4 Patrón mensual (Energía)

5.2.2. POSTULACIÓN DE LOS MODELOS

Por los resultados obtenidos del análisis previo es posible decir:

- El modelo más posible puede dar un Brown, por su presencia de ruido o aleatoriedad.
- Es posible que el Modelo AR.I.MA., trabaje mejor, debido a que las series presentan varias estructuras posibles.

5.3. APLICACIÓN INTEGRAL BASADA EN EL MÉTODO MÁS ACERTADO.

Esta metodología consiste en realizar dos recortes a la serie original (72 datos), el primero al último término (72) y el segundo al 10 % de la serie, son 7 datos pero como el análisis es anual se elige recortar 6 datos (66 al 71).

Luego se corren los modelos clásicos y el moderno (Box-Jenkins), empleando varios softwares, eligiendo tres o cuatro de ellos que menor error tengan en comparación de los datos reales del segundo recorte.

Con los softwares elegidos se pronostica la serie excluyendo el último término, eligiendo de esos el que más se acerque al último dato real de la serie.

Una vez determinado el modelo óptimo se pronostica el periodo deseado, hasta un límite de dos meses para valores mensuales.

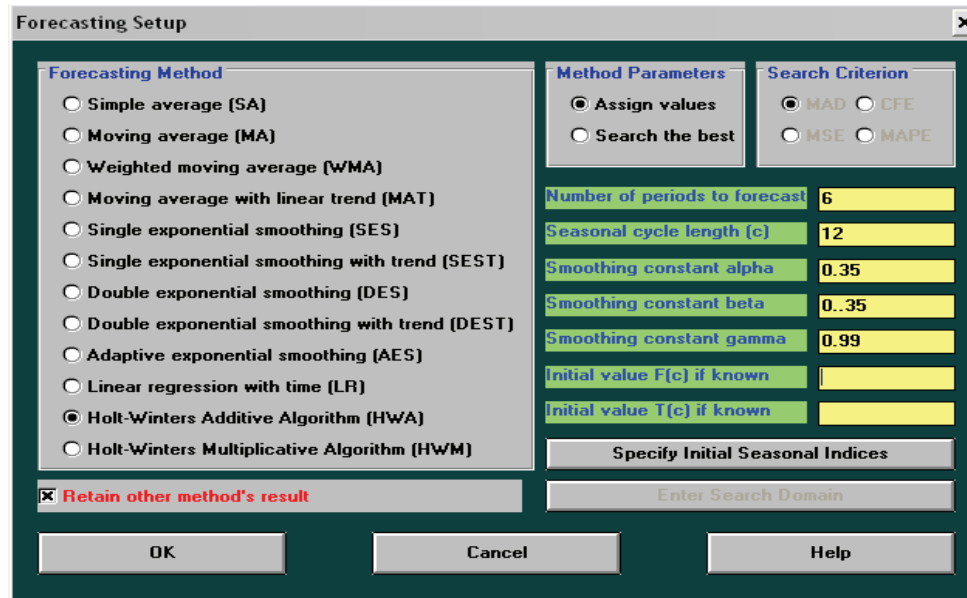
5.3.1. CORRIDA DE TODOS LOS MODELOS CON EL PRIMER RECORTE DE DATOS

A la serie recortada con 65 datos se aplica varios softwares: WinQSB (clásicos), Statgraphics Centurión IV (Clásicos), Statgraphics bajo Window (AR.I.MA.), Forecast Expert (AR.I.MA.). En cada modelo se pronostica los datos del 66 al 71 (6 datos).

Posteriormente se elige los modelos en los cuales las previsiones se acerquen más a los 6 datos recortados, para luego pronosticar el último dato (72), con los 71 datos reales de las series.

Finalmente al modelo que más se acerque y que tenga el mejor r^2 , se carga toda la serie completa con sus parámetros estimados y se calcula los pronósticos posibles.

El software WinQSB (clásicos), permite ejecutar los siguientes métodos de pronósticos:



Gráfica 5.5 Métodos WinQSB

De donde:

SA = simple promedio simple

MA = promedio móvil

WMA = promedio móvil tendiente

MAT= promedio móvil con tendencia lineal

SES = suavización exponencial simple

SEST = suavización exponencial simple con tendencia

DES = suavización exponencial doble

DEST = suavización exponencial doble con tendencia

AES = suavización exponencial adaptable

LR = regresión lineal con tiempo

HWA = algoritmo Holt-Winters aditivo

HWM = algoritmo Holt-Winters multiplicativo

A continuación se presenta los resultados obtenidos con el software WinQSB:

MÉTODOS												
Mes	SA	6-MA	6-WMA	6-MAT	SES	SEST	DES	DEST	AES	LR	HWA	HWM
PRONÓSTICOS												
66	20,53	25,51	25,51	26,21	25,54	26,43	25,09	26,22	14,82	25,69	23,27	22,14
67	20,53	25,51	25,51	26,41	25,54	26,70	25,09	26,45	14,82	25,85	21,63	20,37
68	20,53	25,51	25,51	26,61	25,54	26,98	25,09	26,68	14,82	26,01	20,55	19,31
69	20,53	25,51	25,51	26,81	25,54	27,25	25,09	26,90	14,82	26,16	21,73	20,27
70	20,53	25,51	25,51	27,02	25,54	27,53	25,09	27,13	14,82	26,32	22,44	20,91
71	20,53	25,51	25,51	27,22	25,54	27,80	25,09	27,36	14,82	26,47	23,20	21,69
PARÁMETROS DE CADA MÉTODO												
MSE	9,74	1,26	1,26	1,05	0,96	1,03	1,49	0,81	42,60	0,72	3,95	5,90
MAPE	12,57	4,57	4,57	3,91	3,92	3,86	5,05	3,49	26,59	3,56	7,74	9,29
R ²	1,00	0,96	0,96	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	1,00	1,00
		m=6	m=6	m=6	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0$	a=15,368	C=12	C=12
					F(0)=14,82	$\beta = 0,34$	F(0)=14,82	F(0)=14,82	$\beta = 14,82$	b=0,1564	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$
						F(0)=14,82					$\beta = 0,34$	$\beta = 0,34$
											Y = 0,99	Y = 0,99

Tabla 5.5 Pronósticos y MSE (Demanda)

De donde

RMSE = raíz del error cuadrado medio

MAE = Error absoluto medio

MAPE = Porcentaje del error medio

ME = Error medio

(Detalle ver anexo 5.b).

MÉTODOS												
Mes	SA	6-MA	6-WMA	6-MAT	SES	SEST	DES	DEST	AES	LR	HWA	HWM
PRONÓSTICOS												
66	8.917,49	12.141,17	12.141,17	12.473,91	12.226,4	12.561,85	11.967,96	12.617,98	5.104,28	12.677,49	10.877,76	10.898,79
67	8.917,49	12.141,17	12.141,17	12.568,97	12.226,4	12.684,15	11.967,96	12.751,11	5.104,28	12.791,43	10.477,36	11.141,42
68	8.917,49	12.141,17	12.141,17	12.664,03	12.226,4	12.806,44	11.967,96	12.884,25	5.104,28	12.905,37	9.940,63	11.382,15
69	8.917,49	12.141,17	12.141,17	12.759,11	12.226,4	12.928,74	11.967,96	13.017,38	5.104,28	13.019,31	9.848,80	11.963,05
70	8.917,49	12.141,17	12.141,17	12.854,16	12.226,4	13.051,04	11.967,96	13.150,52	5.104,28	13.133,25	10.167,15	13.042,13
71	8.917,49	12.141,17	12.141,17	12.949,23	12.226,4	13.173,34	11.967,96	13.283,66	5.104,28	13.247,18	10.215,57	13.712,81
PARÁMETROS DE CADA MÉTODO												
MSE	4.908.243,0	297.909,6	297.908,7	140.435,0	232.254,8	167.176,8	434.143,7	143.256,2	19.555.820,0	144.663,6	820.918,9	1.371.355,0
MAPE	19,95	4,88	4,88	3,19	4,62	3,82	6,55	3,42	39,75	3,70	7,95	10,29
R ²	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00
		m = 6	m = 6	m = 6	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0$	a=15,3689	C =12	C =12
					F(0)=14,82	$\beta = 0,34$	F(0)=14,82	F(0)=14,82	$\beta = 14,82$	b=0,1564	$\alpha = 0,34$	$\alpha = 0,34$
						F(0)=14,82					$\beta = 0,34$	$\beta = 0,34$
											Y = 0,99	Y = 0,99

Tabla 5.6 Pronósticos y MSE (Energía)

(Detalle ver anexo 5.c).

Para Brown, Winter y Holt, se itera con los extremos de sus factores (α , β y γ respectivamente), a fin de hallar el menor error cuadrado medio (MSE) o lograr que se vuelva constante.

	Método	Parámetros	RMSE	MAE	MAPE	ME
Statgraphics Centurion IV	Tendencia lineal	$5157,5 + 113,939 t$	386,34	315,22	3,70	0,00
	No lineal cuadrática	$5026,36 + 125,683 t + -0,177939 t^2$	385,20	316,08	3,72	0,00
	No lineal exp.	$\exp(8,62418 + 0,013332 t)$	497,06	389,87	4,37	4,88
	No lineal curva S	$\exp(9,14574 + -1,11454 / t)$	1767,35	1588,65	18,52	193,88
	Brown simple	$\alpha = 0,001$	4433,14	3393,56	47,38	-3375,9
	Brown simple	$\alpha = 0,35$	439,23	332,46	3,96	305,51
	Brown simple	$\alpha = 0,3$	487,81	377,84	4,49	347,93
	Brown simple	$\alpha = 0,345$	443,50	336,37	4,00	309,26
	Brown lineal	$\alpha = 0,001$	4134,64	3063,30	43,46	-3003,1
	Brown lineal	$\alpha = 0,35$	288,18	192,64	2,40	46,28
	Brown lineal	$\alpha = 0,30$	307,67	207,10	2,57	56,32
	Brown lineal	$\alpha = 0,20$	370,58	254,32	3,18	98,14
	Brown lineal	$\alpha = 0,10$	611,59	448,77	5,86	334,46
	Brown lineal	$\alpha = 0,32$	299,24	200,24	2,49	51,86
	Brown lineal	$\alpha = 0,345$	289,90	193,56	2,41	47,13
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,001$	3865,48	2796,63	40,10	-2645,6
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,35$	282,24	206,25	2,58	16,84
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,30$	296,44	214,87	2,72	20,21
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,20$	341,19	237,80	2,98	24,54
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,10$	444,37	313,62	3,91	13,06
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,345$	283,39	207,06	2,59	17,17
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,349$	289,90	193,56	2,41	47,13
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,001$ y $\beta = 0,35$	7546,75	5941,88	81,20	5876,32
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,001$	690,68	570,03	6,58	-557,81
	Holt	$\alpha = 0,001$ y $\beta = 0,001$	8689,51	6652,08	92,57	6526,09
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,35$	297,06	221,43	2,56	-15,10
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,3$	299,21	227,55	2,64	-14,77
	Holt	$\alpha = 0,3$ y $\beta = 0,35$	325,27	248,09	2,87	-16,96
	Holt	$\alpha = 0,345$ y $\beta = 0,345$	299,91	224,73	2,60	-15,31
	Holt	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,65$	588,99	509,40	5,32	-376,42
	Holt	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,65$	601,70	526,11	5,55	-399,58
	Holt	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,65$	335,96	275,73	3,02	-108,63
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,65$	352,70	294,13	3,18	11,51
	Winter	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,99$	681,20	584,93	6,32	-369,66
	Winter	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,99$	691,70	594,82	6,46	-375,94
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,99$	395,21	320,35	3,50	-105,38
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,99$	816,36	718,92	7,71	46,23	
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,02$ y $\gamma = 0,65$	335,14	276,33	3,02	-72,61	
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,01$ y $\gamma = 0,65$	334,55	274,62	3,01	-89,50	
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,01$ y $\gamma = 0,85$	367,22	297,78	3,26	-89,47	

Tabla 5.7 MSE con Statgraphics Centurion IV (Energía)

	Método	Parámetros	RMSE	MAE	MAPE	ME
Statgraphics Centurion IV	Tendencia lineal	$15,3886 + 0,155959 t$	0,90	0,66	3,30	-0,01
	No lineal cuadrática	$15,2406 + 0,16921 t + -0,00020084 t^2$	0,91	0,66	3,28	-0,01
	No lineal exponencial	$\exp(2,75575 + 0,00773125 t)$	0,95	0,70	3,49	0,02
	No lineal curva S	$\exp(3,05813 + -0,645304 / t)$	2,72	2,09	10,37	0,16
	Brown simple	$\alpha = 0,001$	6,74	5,33	28,91	-5,29
	Brown simple	$\alpha = 0,35$	1,02	0,75	3,70	0,45
	Brown simple	$\alpha = 0,3$	1,06	0,79	3,89	0,51
	Brown simple	$\alpha = 0,2$	1,23	0,93	4,56	0,71
	Brown lineal	$\alpha = 0,001$	6,26	4,84	26,44	-4,71
	Brown lineal	$\alpha = 0,35$	0,96	0,68	3,40	0,08
	Brown lineal	$\alpha = 0,30$	0,96	0,68	3,45	0,10
	Brown lineal	$\alpha = 0,20$	1,00	0,73	3,70	0,17
	Brown lineal	$\alpha = 0,10$	1,20	0,89	4,52	0,51
	Brown lineal	$\alpha = 0,32$	0,96	0,68	3,43	0,09
	Brown lineal	$\alpha = 0,345$	0,96	0,68	3,40	0,08
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,001$	5,82	4,38	24,13	-4,16
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,35$	1,06	0,77	3,83	0,02
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,30$	1,04	0,74	3,70	0,03
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,20$	1,02	0,73	3,70	0,05
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,10$	1,06	0,80	4,09	0,07
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,15$	1,03	0,76	3,88	0,06
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,19$	1,02	0,74	3,75	0,06
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,195$	1,02	0,73	3,73	0,05
	Brown cuadrático	$\alpha = 0,18$	1,02	0,75	3,79	0,06
	Holt	$\alpha = 0,001$ y $\beta = 0,35$	39,62	31,02	167,76	30,84
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,001$	3,45	2,98	14,75	-2,93
	Holt	$\alpha = 0,001$ y $\beta = 0,001$	45,59	34,63	189,30	34,23
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,35$	1,02	0,71	3,52	-0,02
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,3$	1,01	0,72	3,55	-0,01
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,2$	0,97	0,71	3,56	0,00
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,1$	0,93	0,69	3,44	0,00
	Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,05$	0,91	0,67	3,36	-0,03
	Winter	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,65$	1,90	1,58	7,35	-1,51
	Winter	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,65$	1,98	1,68	7,87	-1,64
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,65$	1,06	0,87	4,25	-0,35
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,65$	1,17	0,92	4,43	0,08
	Winter	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,99$	1,95	1,61	7,91	-1,43
	Winter	$\alpha = 0,001$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,99$	2,00	1,65	8,13	-1,47
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,99$	1,25	1,01	4,94	-0,34
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,35$ y $\gamma = 0,99$	2,79	2,40	11,20	0,17
	Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,02$ y $\gamma = 0,65$	1,05	0,87	4,20	-0,21
	Winter	$\alpha = 0,30$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,65$	1,12	0,91	4,45	-0,41
Winter	$\alpha = 0,20$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,65$	1,26	1,00	4,94	-0,57	
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,75$	1,10	0,91	4,41	-0,34	
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,001$ y $\gamma = 0,85$	1,15	0,95	4,61	-0,34	

Tabla 5.8 Resultados con Statgraphics Centurion IV (Demanda)

Modelo	Parámetros	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11
Datos Reales	Estadística	23,98	23,35	24,97	24,43	25,71	27,51
Simple promedio		20,53	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53
Promedio móvil	móvil = 6	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51
Promedia móvil pesado	móvil = 6	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51	25,51
Promedio móvil con tendencia lineal	móvil = 6	26,21	26,41	26,61	26,81	27,02	27,22
Suavización exponencial simple	$\alpha = 0,34$	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54
Suavización exponencial simple con tendencia	$\alpha = 0,34$ y $\beta = 0,34$	26,43	26,70	26,98	27,25	27,53	27,80
Suavización exponencial doble	$\alpha = 0,34$	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09
Suavización exponencial doble con tendencia	$\alpha = 0,34$	26,22	26,45	26,68	26,90	27,13	27,36
Suavización exponencial adaptable	$\alpha = 0$ y $\beta = 14,82$	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82
Regresión lineal con tiempo	$a = 15,368$ y $b = 0,156$	25,69	25,85	26,01	26,16	26,32	26,47
Hot-Winter aditivo	$\alpha = 0,34$, $\beta = 0,34$ y $\gamma = 0,99$	23,27	21,63	20,55	21,73	22,44	23,20
Hot-Winter multiplicativo	$\alpha = 0,34$, $\beta = 0,34$ y $\gamma = 0,65$	22,14	20,37	19,31	20,27	20,91	21,69
Tendencia lineal	$15,3886 + 0,155959 t$	25,55	25,23	25,78	25,92	26,90	26,91
No lineal cuadrática	$15,2406 + 0,16924 t + -0,00284 t^2$	25,41	25,07	25,60	25,73	26,69	26,69
No lineal exponencial	$\exp(2,75575 + 0,00773125 t)$	26,08	25,79	26,39	26,59	27,64	27,70
No lineal curva S	$\exp(3,05813 + -0,645304 / t)$	20,98	20,59	20,91	20,90	21,57	21,45
Brown simple	$\alpha = 0,35$	25,53	25,05	25,44	25,43	26,24	26,09
Brown lineal	$\alpha = 0,35$	25,94	25,67	26,28	26,48	27,54	27,61
Brown cuadrático	$\alpha = 0,19$	26,17	25,98	26,69	26,99	28,18	28,37
Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,05$	26,02	25,72	26,30	26,47	27,50	27,54
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,02$ y $\gamma = 0,65$	25,81	25,30	25,38	26,42	27,17	27,42

Tabla 5.9 Pronósticos (66 y 71) con StatGraphics Centurion IV (Demanda)

Modelo	Parámetros	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11
Datos Reales	Estadística	11.309,55	12.114,43	12.519,50	12.107,67	12.859,01	12.837,59
Simple promedio		8.917,49	8.917,49	8.917,49	8.917,49	8.917,49	8.917,49
Promedio móvil	móvil = 6	12.141,17	12.141,17	12.141,17	12.141,17	12.141,17	12.141,17
Promedia móvil tendencial	móvil = 6	12.141,17	12.141,17	12.141,17	12.141,17	12.141,17	12.141,17
Promedio móvil con tendencia lineal	móvil = 6	12.473,90	12.568,97	12.664,03	12.759,10	12.854,16	12.949,23
Suavización exponencial simple	$\alpha = 0,34$	12.226,40	12.226,40	12.226,40	12.226,40	12.226,40	12.226,40
Suavización exponencial simple con tendencia	$\alpha = 0,34$ y $\beta = 0,34$	12.561,85	12.684,15	12.806,44	12.928,74	13.051,04	13.173,34
Doble suavización exponencial	$\alpha = 0,34$	11.967,96	11.967,96	11.967,96	11.967,96	11.967,96	11.967,96
Doble suavización exponencial con tendencia	$\alpha = 0,34$	12.617,98	12.751,11	12.884,25	13.017,38	13.150,52	13.283,66
Suavización exponencial adaptable	$\alpha = 0$ y $\beta = 5104,28$	5.104,28	5.104,28	5.104,28	5.104,28	5.104,28	5.104,28
Regresión lineal con tiempo	$a = 5157,49$ y $b = 113,93$	12.677,49	12.791,43	12.905,37	13.019,31	13.133,25	13.247,18
Hot-Winter aditivo	$\alpha = 0,34$, $\beta = 0,34$ y $\gamma = 0,99$	10.877,76	10.477,36	9.940,63	9.848,80	10.167,15	10.215,57
Hot-Winter multiplicativo	$\alpha = 0,34$, $\beta = 0,34$ y $\gamma = 0,65$	10.898,79	11.141,42	11.382,15	11.963,05	13.042,13	13.712,81
Tendencia lineal	$5157,5 + 113,939 t$	12.677,50	12.791,40	12.905,40	13.019,30	13.133,20	13.247,20
No lineal cuadrática	$5026,36 + 125,683 t + -0,177939 t^2$	12.546,30	12.648,40	12.750,00	12.851,30	12.952,30	13.052,90
No lineal exponencial	$\exp(8,62418 + 0,013332 t)$	13.414,50	13.594,50	13.777,00	13.961,90	14.149,30	14.339,20
No lineal curva S	$\exp(9,14574 + -1,11454 /t)$	9.217,44	9.219,76	9.222,02	9.224,21	9.226,34	9.228,41
Brown simple	$\alpha = 0,35$	11.786,80	12.094,30	12.103,80	12.069,90	12.465,40	12.145,90
Brown lineal	$\alpha = 0,35$	11.972,50	12.395,40	12.515,80	12.591,10	13.117,60	12.892,40
Brown cuadrático	$\alpha = 0,35$	12.119,30	12.619,00	12.823,40	12.992,30	13.640,70	13.518,90
Holt	$\alpha = 0,35$ y $\beta = 0,35$	12.095,40	12.562,00	12.723,10	12.838,30	13.414,80	13.222,70
Winter	$\alpha = 0,35$, $\beta = 0,01$ y $\gamma = 0,65$	12.215,10	12.526,50	12.599,90	12.811,20	13.334,00	13.288,80

Tabla 5.10 Pronósticos (66 y 71) con StatGraphics Centurion IV (Energía)

- Modelos AR.I.MA.

Con el programa Forecast Expert, se logra el cálculo del AR.I.MA., Este software en general solo demuestra los pronósticos mas no presenta su proceso interno de calculo, buscando todas la mejores combinaciones de p, d, q, P, D y Q.

Para el programa Statgraphics Window, se aplica los AR.I.MA. (0,1,1)x(0,0,0) y (0,1,0) x (0,1,1), ya definidos en el capitulo 4 para las dos series en estudio.

Software	Parámetros	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11
Forecast Expert	ARIMA	25,41	26,57	25,57	25,33	26,16	26,86
Statg. Window	(0,1,1) X (0,0,0)	26,10	26,27	26,44	26,62	26,79	26,97

Tabla 5.11 Pronósticos modelos AR.I.MA. (Demanda)

Software	Parámetros	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11
Forecast Expert	ARIMA	12.907,92	13.417,80	13.972,25	14.443,17	13.769,25	14.817,00
Statg. Window	(0,1,0) X (0,1,1)	12.494,00	12.753,40	12.822,30	12.958,20	13.370,50	13.302,60

Tabla 5.12 Pronósticos modelos AR.I.MA. (Energía)

5.3.2. ELECCIÓN DE LOS MODELOS ÓPTIMOS

Al correr todos los métodos posibles, se procede elegir los tres mejores métodos con ayuda de la sumatoria de errores medios cuadrados del pronóstico, para ubicarlos prioritariamente por la menor sumatoria ^[R13].

$$\text{Error cuadrado medio pronóstico} = (\text{Realida} - \text{Pronóstico})^2 \quad (5.3)$$

En las siguientes tablas se presenta los modelos con menor error cuadrado medio para las dos series analizadas

Modelo	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11	Σ	Lugar
Simple promedio	11,90	7,95	19,71	15,20	26,82	48,71	130,29	22
Promedio móvil	2,33	4,64	0,29	1,16	0,04	4,02	12,47	5
Promedia móvil pesado	2,33	4,64	0,29	1,16	0,04	4,02	12,47	6
Promedio móvil con tendencia lineal	4,97	9,37	2,70	5,69	1,71	0,09	24,52	15
Suavización exponencial simple	2,43	4,79	0,32	1,23	0,03	3,88	12,69	7
Suavización exponencial simple con tendencia	5,99	11,23	4,02	7,96	3,29	0,08	32,58	18
Doble suavización exponencial	1,24	3,04	0,02	0,44	0,38	5,84	10,95	4
Doble suavización exponencial con tendencia	5,00	9,58	2,91	6,12	2,03	0,02	25,66	16
Suavización exponencial adaptable	83,91	72,76	103,02	92,35	118,59	161,04	631,67	23
Regresión lineal con tiempo	2,93	6,25	1,07	3,00	0,37	1,07	14,69	10
Hot-Winter aditivo	0,51	2,97	19,55	7,30	10,68	18,58	59,58	19
Hot-Winter multiplicativo	3,38	8,90	32,01	17,29	23,02	33,86	118,46	21
Tendencia lineal	2,48	3,54	0,65	2,22	1,41	0,36	10,66	3
No lineal cuadrática	2,03	2,97	0,40	1,70	0,96	0,67	8,73	1
No lineal exponencial	4,39	5,95	2,02	4,65	3,72	0,04	20,77	13
No lineal curva S	9,03	7,63	16,49	12,43	17,15	36,67	99,40	20
Brown simple	2,40	2,90	0,22	1,00	0,28	2,00	8,81	2
Brown lineal	3,85	5,39	1,72	4,22	3,36	0,01	18,55	11
Brown cuadrático	4,81	6,92	2,95	6,57	6,10	0,74	28,08	17
Holt	4,16	5,61	1,77	4,17	3,20	0,00	18,90	12
Winter	3,34	3,81	0,17	3,95	2,14	0,01	13,42	8
Forecast Expert	2,04	10,37	0,36	0,81	0,20	0,42	14,21	9
Statgraphics Window	4,47	8,52	2,17	4,78	1,17	0,30	21,41	14

Tabla 5.13 Error cuadrado medio de los pronósticos (Demanda)

Modelo	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11	Σ	Lugar
Simple promedio	5.721.946,3	10.220.419,0	12.974.468,8	10.177.242,1	15.535.572,0	15.367.176,2	69.996.824,3	22
Promedio móvil	691.591,8	715,0	143.133,6	1.122,3	515.294,3	485.000,8	1.836.857,8	5
Promedia móvil pesado	691.591,8	715,0	143.133,6	1.122,3	515.294,3	485.000,8	1.836.857,8	4
Promedio móvil con tendencia lineal	1.355.710,9	206.606,6	20.888,9	424.361,0	23,5	12.463,5	2.020.054,5	8
Suavización exponencial simple	840.613,9	12.537,3	85.907,6	14.096,8	400.195,4	373.553,2	1.726.904,3	3
Suavización exponencial simple con tendencia	1.568.255,3	324.580,9	82.334,6	674.155,9	36.875,5	112.728,1	2.798.930,3	11
Doble suavización exponencial	433.503,7	21.453,5	304.196,4	19.518,9	793.970,1	756.256,3	2.328.898,9	9
Doble suavización exponencial con tendencia	1.711.989,1	405.361,4	133.042,6	827.572,3	84.978,1	198.978,4	3.361.921,9	15
Suavización exponencial adaptable	38.505.375,8	49.142.203,0	54.985.487,6	49.047.471,5	60.135.837,4	59.804.083,6	311.620.458,9	23
Regresión lineal con tiempo	1.871.259,8	458.329,0	148.895,7	831.087,5	75.207,6	167.764,0	3.552.543,5	17
Hot-Winter aditivo	186.442,6	2.679.998,2	6.650.565,3	5.102.480,1	7.246.110,3	6.874.988,9	28.740.585,4	20
Hot-Winter multiplicativo	168.723,8	946.748,5	1.293.565,0	20.914,9	33.532,9	766.010,0	3.229.495,2	14
Tendencia lineal	1.871.287,2	458.288,4	148.918,8	831.069,3	75.180,2	167.780,4	3.552.524,2	16
No lineal cuadrática	1.529.550,6	285.124,0	53.130,3	552.985,6	8.703,0	46.358,4	2.475.851,8	10
No lineal exponencial	4.430.814,5	2.190.607,2	1.581.306,3	3.438.168,9	1.664.848,3	2.254.832,6	15.560.577,7	18
No lineal curva S	4.376.924,3	8.379.114,4	10.873.374,4	8.314.341,6	13.196.291,3	13.026.180,3	58.166.226,2	21
Brown simple	227.767,6	405,2	172.806,5	1.426,6	154.928,8	478.435,1	1.035.769,7	2
Brown lineal	439.502,7	78.944,1	13,7	233.704,6	66.868,8	3.004,1	822.038,0	1
Brown cuadrático	655.695,1	254.590,9	92.355,2	782.570,2	611.039,3	464.183,3	2.860.434,0	12
Holt	617.560,2	200.318,9	41.453,0	533.820,2	308.902,5	148.309,7	1.850.364,5	6
Winter	820.020,8	169.801,7	6.464,2	494.954,5	225.615,5	203.590,5	1.920.447,1	7
Statgraphics Window	1.402.921,8	408.282,7	91.687,8	723.401,3	261.622,0	216.234,3	3.104.149,9	19
Forecast Expert	2.554.786,7	1.698.773,4	2.110.482,6	5.454.560,3	828.536,9	3.918.063,9	16.565.203,6	13

Tabla 5.14 Error cuadrado medio de los pronósticos (Energía)

Con los tres métodos óptimos elegidos se procede a calcular el coeficiente de determinación muestral r^2 (ver anexo 5.d), y así determinar la existencia de asociación entre los datos reales y pronosticados (rango aceptable 0,902 a 1,00).

Modelo	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11	Lugar	r^2
No lineal cuadrática	25,41	25,07	25,60	25,73	26,69	26,69	1	0.929
Brown simple	25,53	25,05	25,44	25,43	26,24	26,09	2	0.917
Tendencia lineal	25,55	25,23	25,78	25,92	26,90	26,91	3	0.929
Datos reales	23,98	23,35	24,97	24,43	25,71	27,51		

Tabla 5.15 Modelos más probables (Demanda)

Modelo	2007-6	2007-7	2007-8	2007-9	2007-10	2007-11	Lugar	r^2
Brown lineal	11.972,50	12.395,40	12.515,80	12.591,10	13.117,60	12.892,40	1	0.966
Brown simple	11.786,80	12.094,30	12.103,80	12.069,90	12.465,40	12.145,90	2	0.985
S. exp. simple	12.226,40	12.226,40	12.226,40	12.226,40	12.226,40	12.226,40	3	1.000
Datos reales	11.309,55	12.114,43	12.519,50	12.107,67	12.859,01	12.837,59		

Tabla 5.16 Modelos más probables (Energía)

El modelo Brown presente en las dos serie se ratifica del análisis previo (subcapítulo 3.4.2.2.8), como el modelo indicado para nuestro estudio.

5.3.3. APLICACIÓN DE LOS MODELOS SELECCIONADOS AL SEGUNDO RECORTE

En el software Statgraphics Centurión IV se ingresa la serie con los 71 datos reales, y se aplica los modelos elegidos, para pronosticar el dato 72 de la serie.

Modelo	Parámetros	2007-12	MSE	Lugar
No lineal cuadrática	$15,0864 + 0,185722 t + -0,00050215 t^2$	26,20	6,13	2
Brown simple	$\alpha = 0,35$	26,06	6,83	3
Tendencia lineal	$15,5263 + 0,149565 t$	26,65	4,12	1
Dato real		28.68		

Tabla 5.17 Modelos más probables por MSE (Demanda)

Modelo	Parámetros	2007-12	MSE	Lugar
Brown lineal	$\alpha = 0,35$	13.183,20	300.430,27	1
Brown simple	$\alpha = 0,35$	13.054,70	457.808,13	2
Suavización exponencial simple	$\alpha = 0,35$	12.551,47	1.392.034,70	3
Dato real		13.731,31		

Tabla 5.18 Modelos más probables por MSE (Energía)

5.3.4. SELECCIÓN DEL MEJOR MODELO Y CÁLCULO DE PRONÓSTICOS

Después de haber hallado el menor MSE en las dos series, se adopta el modelo de Tendencia lineal como el más indicado para realizar las proyecciones a corto plazo de la serie de demanda mensual.

Año-mes	Pronósticos	Límite bajo 95%	Límite sobre 95 %
2007-1	27,02	25,20	28,84
2007-2	26,67	24,88	28,46
2007-3	26,59	24,81	28,36
2007-4	27,39	25,57	29,21
2007-5	26,97	25,19	28,76
2007-6	26,84	25,07	28,61
2007-7	26,77	25,01	28,53
2007-8	27,33	25,55	29,12
2007-9	27,99	25,69	29,26
2007-10	28,50	26,65	30,34
2007-11	28,50	26,66	30,34
2007-12	28,73	26,79	30,47

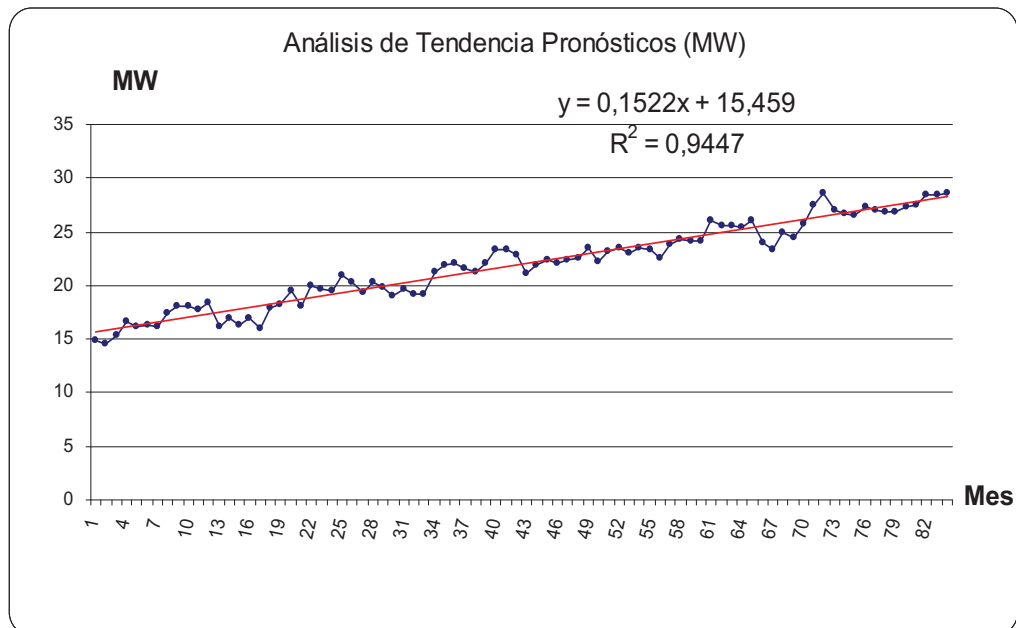
Tabla 5.19 Pronósticos 2008 (Demanda)

El modelo de Brown lineal resulta el más indicado para realizar las proyecciones a corto plazo de la serie de energía mensual.

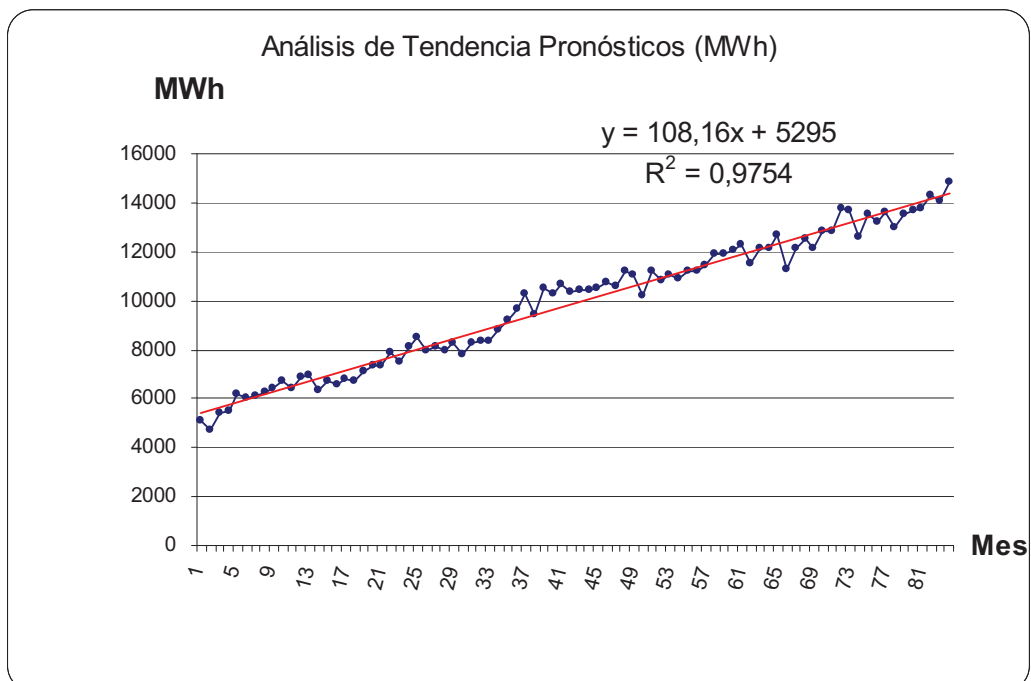
Año-mes	Pronósticos	Límite bajo 95%	Límite sobre 95 %
2007-1	13.712,20	13.143,60	14.280,90
2007-2	12.635,50	12.001,40	13.269,60
2007-3	13.498,00	12.688,20	14.307,90
2007-4	13.190,70	12.258,20	14.123,20
2007-5	13.609,90	12.492,20	14.727,60
2007-6	12.982,30	11.759,70	14.204,90
2007-7	13.555,30	12.108,10	15.002,50
2007-8	13.678,10	12.039,00	15.317,10
2007-9	13.751,60	11.918,30	15.584,90
2007-10	14.317,80	12.210,50	16.425,10
2007-11	14.063,30	11.793,70	16.333,00
2007-12	14.805,70	12.201,30	17.410,10

Tabla 5.20 Pronósticos 2008 (Energía)

En las siguientes gráficas se podrá comparar la tendencia estadística y los pronósticos calculados.



Gráfica 5.6 Comparación estadística y pronósticos (Demanda)



Gráfica 5.7 Comparación estadística y pronósticos (Energía)

5.4. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA METODOLOGÍA ACTUAL DE EMELSUCUMBÍOS Y EL MUP.

En esta etapa se analiza las dos metodologías y se las compara con los datos reales al fin de año, verificando el impacto económico que representaría cada una de ellas.

5.4.1. ESTIMACIÓN DEL GOODNESS OF FIT O BONDAD DE AJUSTE

Esta etapa se la desarrolla una vez transcurrido el periodo de análisis, para nuestro estudio disponemos de la estadística periodo enero-diciembre 2008.

$$\text{Bondad de Ajuste(\%)} = \left(\frac{\text{Pronósticos} - \text{Realidad}}{\text{Realidad}} \right) \quad (5.4)$$

Año-mes	Pronósticos	Estadística	MSE	Bondad de Ajuste
2008-1	27,02	27,63	0,37	-2,20%
2008-2	26,67	27,62	0,89	-3,42%
2008-3	26,59	27,90	1,73	-4,71%
2008-4	27,39	28,87	2,19	-5,12%
2008-5	26,97	29,81	8,06	-9,52%
2008-6	26,84	29,13	5,24	-7,86%
2008-7	26,77	28,66	3,58	-6,60%
2008-8	27,33	30,24	8,44	-9,61%
2008-9	27,99	31,39	11,54	-10,82%
2008-10	28,50	30,19	2,86	-5,61%
2008-11	28,50	31,19	7,25	-8,63%
2008-12	28,73	31,25	6,35	-8,06%
Total			58,49	

Tabla 5.21 Bondad de ajuste (Demanda)

La serie de demanda presenta una bondad de porcentaje de 10.82%, que es justificativo ya que con tiempos relativamente mayores que el de corto plazo (2 a 4 Meses), se puede observar el comportamiento de la serie, pero al alejarse en el tiempo los valores se vuelven más especulativos.

La bondad de ajuste permanece por alrededor del 8 % mensual, lo que indica que califica el modelo.

Los primeros meses presentan una variación significativa, se debe a que en estos meses ocurrieron proyectos que afectaron a la demanda de energía.

Año-mes	Pronósticos	Estadística	MSE	Bondad de Ajuste
2008-1	13.712,20	12.865,06	717.648,18	6,58%
2008-2	12.635,50	11.681,96	909.242,31	8,16%
2008-3	13.498,00	12.887,72	372.435,82	4,74%
2008-4	13.190,70	12.823,52	134.822,12	2,86%
2008-5	13.609,90	13.101,90	258.064,65	3,88%
2008-6	12.982,30	12.541,27	194.509,36	3,52%
2008-7	13.555,30	12.853,40	492.659,16	5,46%
2008-8	13.678,10	13.671,47	43,91	0,05%
2008-9	13.751,60	13.483,49	71.884,35	1,99%
2008-10	14.317,80	14.197,12	14.564,30	0,85%
2008-11	14.063,30	13.987,73	5.710,54	0,54%
2008-12	14.805,70	14.589,77	46.623,67	1,48%
Total			3.218.208,37	

Tabla 5.22 Bondad de ajuste (Energía)

A continuación se calcula la bondad de ajuste para los pronósticos obtenidos con la metodología actual presentados al CENACE en febrero 2008 (Plan de Operación 2008).

Año-mes	Pronósticos	Estadística	MSE	Bondad de Ajuste
2008-1	27,98	27,63	0,12	1,27%
2008-2	27,12	27,62	0,25	-1,82%
2008-3	28,36	27,90	0,21	1,65%
2008-4	27,69	28,87	1,39	-4,09%
2008-5	28,31	29,81	2,27	-5,05%
2008-6	25,21	29,13	15,37	-13,46%
2008-7	24,04	28,66	21,33	-16,11%
2008-8	27,69	30,24	6,50	-8,43%
2008-9	25,78	31,39	31,44	-17,86%
2008-10	27,14	30,19	9,28	-10,09%
2008-11	29,91	31,19	1,64	-4,11%
2008-12	29,54	31,25	2,92	-5,47%
Total			92,63	

Tabla 5.23 Bondad de ajuste método actual (Demanda)

Año-mes	Pronósticos	Estadística	MSE	Bondad de Ajuste
2008-1	12.695,47	12.865,06	28.760,37	-1,32%
2008-2	11.818,26	11.681,96	18.577,63	1,17%
2008-3	13.077,42	12.887,72	35.985,17	1,47%
2008-4	13.091,56	12.823,52	71.844,22	2,09%
2008-5	13.702,45	13.101,90	360.663,78	4,58%
2008-6	13.040,11	12.541,27	248.839,07	3,98%
2008-7	13.234,95	12.853,40	145.576,80	2,97%
2008-8	13.523,27	13.671,47	21.963,34	-1,08%
2008-9	13.078,42	13.483,49	164.078,99	-3,00%
2008-10	13.578,50	14.197,12	382.691,94	-4,36%
2008-11	13.325,67	13.987,73	438.320,55	-4,73%
2008-12	12.914,07	14.589,77	2.807.981,29	-11,49%
Total			4.725.283,16	

Tabla 5.24 Bondad de ajuste método actual (Energía)

5.4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS SERIES EVALUADAS

Las buenas estrategias en los planes operacionales y financieros son resultado, de una correcta planeación, donde las variables se muevan a futuro en un rango de varianza ligeramente variable.

5.4.2.1. Análisis de Factibilidad del Proyecto

El análisis de costo-beneficio ^[R14] es una herramienta de toma de decisiones para desarrollar sistemáticamente información útil acerca de los efectos deseables e indispensables de los proyectos. En cierta forma, podemos considerar el análisis de costo-beneficio del sector público como el análisis de rentabilidad del sector privado.

En otras palabras, el análisis de costo-beneficio pretende determinar si los beneficios sociales de una actividad pública propuesta superan los costos sociales. Estas decisiones de inversión pública usualmente implican gran cantidad de gastos y sus beneficios se esperan que ocurran a lo largo de un período extenso.

El esquema general para el análisis se puede resumir de la siguiente manera:

1. Identificar los beneficios para los usuarios que se esperan del proyecto.

Implementar una herramienta adecuada al Departamento de Planificación, que emplea modelos y softwares especializados, que permitan lograr previsiones confiables a corto plazo en el análisis de la demanda de potencia y energía.

2. Cuantificar en la medida de lo posible, estos beneficios en términos monetarios, de manera que puedan compararse diferentes beneficios entre sí y contra los costos de obtenerlos.

Para nuestro trabajo se analiza la factibilidad del proyecto, ya que los beneficios directos no son cuantificables, ya que este proyecto no tiene costos para la empresa, ni una inversión que recuperar. El beneficio se crea al elaborar un presupuesto anual más ajustado a la posible realidad.

Si el presupuesto se determina con unos egresos elevados por compra de energía, se pudo haber eliminado o suspendido proyectos que podrían ser prioritarios para la empresa que por falta de recursos económicos no se llevaron a cabo.

Si el presupuesto se determina con egresos bajos por compra de energía, se tendrá que retardar o incumplir en los pagos de proyectos que de igual manera podrían ser prioritarios para la empresa.

3. Identificar los costos del patrocinador (Empresa).

En la siguiente tabla de resume los rubros que corresponden a los ingreso y egreso de la Empresa.

Ingresos de Operación	11.936.144
Ingresos Operacionales por Venta de Energía	11.912.414
Residencial	3.800.621,99
Comercial	2.230.181,08
Industrial	1.257.066,45
Oficiales	743.486,60
Asistencia Social y Beneficio Público	298.104,00
Ocasionales o Suministros Especiales	759.991,01
Bombeo de Agua	240.000,00
Alumbrado Publico	1.147.889,43
Peajes - Comercialización	763.279,06
Ingresos por Recuperación de Pérdidas	671.794,67
Ingresos Oper. que no son por Venta de Energía	23.729,25
Gastos De Operación	18.253.590
Energía Comprada para la Reventa	9.741.687,90
Subtransmisión (Peajes)	537.072,52
distribución: mano de obra	833.747,81
distribución: materiales	845.038,24
distribución: otros	516.274,86
Comercialización: Mano De Obra	987.651,82
Comercialización: Materiales	154.546,06
Comercialización: Otros	1.122.929,34
servicio al cliente: mano de obra	246.912,82
servicio al cliente: materiales	38.636,51
servicio al cliente: otros	280.732,34
Administración: Mano De Obra	767.113,61
Administración: Materiales	120.209,14
Administración: Otros	833.059,10
Seguros	0,00
Depreciación de Bienes e Instalaciones	1.227.977,57
Utilidad (Pérdida) Operativa Neta	-6.317.446
Ingresos Ajenos a la Operación	218.919,23
Egresos Ajenos a la Operación	424.172,60
Beneficio (Pérdida) Ajena a la Operación	-205.253
Ingresos Totales	12.155.063
Gastos Totales	18.677.762
Impuesto a la Renta	0
Utilidad (Pérdida) Neta Total	-6.522.699

Tabla 5.25 Estado de Resultados Emelsucumbíos 2008

4. Cuantificar, en la medida de lo posible, estos costos en términos monetarios para permitir comparaciones.

En la tabla siguiente se resume la energía total (detalle ver anexo 5.e), que se requirió para cubrir con la demanda 2008, además la energía que se compro a las generadoras del Fondo de Solidaridad con su valor total de facturación que fue cancelada.

	Energía Total (MWh)	Potencia (MW)	HidroPaute (MWh)	HidroAgoyan (MWh)	HidroPaute (\$)	HidroAgoyan (\$)
Total	158.684,42	31.39	116.503,45	22.948,35	3.124.997,26	611.114,33

Tabla 5.26 Datos Estadísticos periodo enero-diciembre 2008

5. Determinar los beneficios y los costos equivalentes en el período base.

A continuación se presenta los rubros por compra de energía que se debían haber cancelado al final del año 2008 con los pronósticos de las dos metodologías en estudio (detalle ver anexo 5.f).

HidroPaute factura su energía a **0,0254 (\$/kWh)**

HidroAgoyan factura su energía a **0,02663 (\$/kWh)**

	Energía Total (MWh)	Potencia (MW)	HidroPaute (MWh)	HidroAgoyan (MWh)	HidroPaute (\$)	HidroAgoyan (\$)
Total	157.080,15	29,91	113.787,3	24.977,7	2.890.198,6	668.156,4

Tabla 5.27 Pronósticos método actual periodo enero-diciembre 2008

	Energía Total (MWh)	Potencia (MW)	HidroPaute (MWh)	HidroAgoyan (MWh)	HidroPaute (\$)	HidroAgoyan (\$)
Total	163.800,40	28.73	118.658,4	26.047,0	3.013.922,1	693.630,4

Tabla 5.28 Pronósticos (MUP) periodo enero-diciembre 2008

6. Aceptar el proyecto si los beneficios equivalentes de los usuarios exceden los costos equivalentes de los promotores.

Para los dos escenarios se empleó las mismas relaciones de crecimiento empleadas en el Departamento de Planificación tanto para la generación propia como la compra de energía al S.N.I.

	Estadística	Actual	MUP	Diferencia Actual	Diferencia MUP
Compra de energía (MWh)	140.906,9	138.765,1	144.705,3	2.141,8	3.798,4
Compra de energía (\$)	3.813.461,5	3.555.355,0	3.707.552,5	258.106,5	105.908,9

Tabla 5.29 Resultados metodologías periodo enero-diciembre 2008

Se puede observar que el error que pudo haber presentado el Presupuesto Anual 2008 es de \$258.106,5 para los pronósticos de la metodología empleada actualmente, y un error de \$105.908,9 al emplear la metodología propuesta en el presente trabajo.

CAPITULO 6

6.1. CONCLUSIONES

Al terminar con la aplicación de la metodología universal de pronósticos de corto plazo con los valores históricos mensuales de demanda de potencia y energía de la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., se llega a las conclusiones que se indican a continuación:

- El éxito de la presente metodología para pronósticos radicó en utilizar varios softwares en simultáneo, cumpliendo con las tres etapas de desarrollo (observación o análisis, hipótesis y verificación), siempre siguiendo una metodología única y aplicada de forma ordenada y repetitiva cada vez que se use; garantizando el alcance de los criterios de seguridad.
- La metodología aplicada actualmente, se basa en metas a lograrse mediante nuevos proyectos técnico-administrativos, el problema está en que no parte de una base confiable o actualizada, se ajusta voluntariamente con medias móviles y patrones porcentuales al comportamiento estadístico de los últimos años.
- Los modelos clásicos se los puede expresar mediante una función matemática, primero desarrollando la ecuación y luego la detección de los parámetros para obtener los valores futuros, mismos que se calculan a partir de los datos del pasado, se relacionan con ellos, y pueden ser predecidos a simple vista. Los fenómenos exógenos en este modelo perturban durante un tiempo y luego desaparecen.
- Los métodos AR.I.MA., se los expresa con operadores, primero determinan parámetros, para luego establecer la ecuación de los valores futuros, mismos que son función del pasado pero también pueden predecir hechos novedosos que muy poca relación tengan con los eventos del pasado. Aquí los fenómenos exógenos alteran y pasan a formar parte de la serie.

- El Modelo Clásico óptimo es aplicable en nuestro estudio, ya que las series analizadas poseen síntomas significativos de tendencia, ruido, aleatoriedad, estacionalidad o ciclicidad, a diferencia de los AR.I.MA.s que son siempre aplicables a cualquier demanda o serie a analizar.
- Utilizando criterios tales como el error cuadrado medio, el coeficiente de determinación muestral se determinó que las metodologías apoyadas en los modelos clásicos arrojaron resultados similares y los pronósticos fueron cercanos respecto a las curvas típicas asociadas al horizonte preestablecido; entre tanto, los modelos ARIMA ajustados sobre los datos reales no realizaron en las dos series un buen pronóstico.
- El modelo que se tomó como óptimo en cada una de las series logró cumplir con el 8 % de ajuste de bondad, aceptado como válido por especialistas norteamericanos, logrando justificar la concepción del proyecto ^[R6].
- La metodología aplicada en este proyecto proporciona una herramienta para la gestión técnica y operativa a todo nivel administrativo, para poder planear estratégicamente las acciones que se deben tomar en el presente con el fin de atenuar las amenazas y aprovechar las oportunidades futuras pronosticadas.
- Finalmente se evidenció que al partir de una proyección más acertada, se logra un mayor ajuste al momento de planificar proyectos y recursos involucrados en el Presupuesto Anual.

6.2. RECOMENDACIONES

- La información empleada fue recopilada de archivos impresos, y de la base de datos del CONELEC de forma manual, por lo que se recomienda como

prioridad dotar a la empresa de una base de datos común, confiable y segura, capaz de realizar reportes reales y optimizar tiempos.

- La veracidad y secuencia de la información se debe validar al menos por dos fuentes, para el correcto análisis se recomienda contar mínimo con 60 datos para valores mensuales suficientes para detectar cualquier fenómeno de ciclicidad que exista.
- Es recomendable correr todos los modelos clásicos y modernos posibles, con el fin de garantizar la función que más se acerque a la serie original, realizando previsiones periódicas, es decir volver a correr todos los modelos y softwares cada dos meses si se dispone de tiempo.
- Se recomienda que para obtener pronósticos válidos que otorguen los mínimos errores posibles (alrededor del 8%), son los que se corren con Modelos Clásicos y AR.I.MA.s, a la vez los Modelos Clásicos tienen demasiadas restricciones y su sola aplicación (sin los AR.I.MA.s), podrá conllevar a errores significativos en los pronósticos.
- A la implementación de los pronósticos obtenidos en el presente trabajo a la metodología actual, se recomienda complementarlo con la experiencia y sapiencia de los expertos del tema en la Empresa a fin de ganar exactitud en la bondad de ajustes, y dar una validez adicional a los resultados obtenidos.
- Se recomienda que al obtener la bondad de ajuste de los pronósticos, estos deben mantenerse dentro del porcentaje aceptable, caso contrario se debe volver a aplicar la metodología desde su análisis previo.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS EN INTERNET.

[R1] Reglamento Sustitutivo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO II. Del Plan Maestro de Electrificación. CONELEC, artículo 11-14.

[R2] Reglamento Sustitutivo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. CAPÍTULO III. Consejo Nacional de Electricidad. CONELEC. Constitución, artículo 15.

[R3] Plan de Expansión y Mejoramiento de Emelsucumbíos 2008-2020.

[R4] Revista Mundo Eléctrico-Bogota Colombia 2º trimestre 2007. Editorial Orvisa Comunicaciones.

[R5] Prospectiva: Herramienta para la Gestión Estratégica del Cambio. Resumen del libro de Enric Bas, <http://nodofuturomexico.org/revista/numero%202/construfu/metodolo/prospec.htm>.

[R6] Revista Zona Logística Edición Abril 1er trimestre de 2008, Universidad EAFIT, coldi@une.net.co.

[R7] Alberto Mora Gutiérrez, “Pronósticos de demanda e Inventarios”, primera edición, Colombia, 2007.

[R7] Informe Estadístico, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., años 2002 a 2007.

[R8] R. Garcia, Curso Básico de Statgraphics Plus Version 3.0 para Windows, Universidad computense de Madrid.

[R9] M. Arellano, “Introducción al análisis Clasico de Series de Tiempo”, <http://ciberconta.unizar.es/LECCION/seriest/100.HTM>.

[R10] Cecilia Esparza, “Series Temporales”, <http://estadistica.ieg.csic.es/tutoriales/PDF/SeriesTemporales.pdf>.

[R11] Rafael Arce, “Técnicas de Previsión de variables Financieras”, U.D.I., Econometria e Informatica

[R12] Rafael de Arce, “ Modelos AR.I.MA.- Identificación de Modelos”, [http://www.uam.es/personal_pdi/economicas/rmc/econometria/pdf/ARIMA\(3\) Identificacion.doc](http://www.uam.es/personal_pdi/economicas/rmc/econometria/pdf/ARIMA(3) Identificacion.doc)

[R13] John E Hanke, “Pronosticos en los negocios”, http://books.google.es/books?id=WaiOrL8oct4C&pg=PA77&lpg=PA77&dq=metodos+clasicos+de+proyecciones&source=bl&ots=YbdGscgcSX&sig=9o1MG6Pu5XsvQzYpVnz9sZ5uLVw&hl=es&ei=PrBLSvD9OJS7tweAj9CbDQ&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=1

[R14] “ Metodo de la razón costo/ beneficio”, [http:// www.evaluación de proyectos con el método de la razón costo - beneficio.mht](http://www.evaluación de proyectos con el método de la razón costo - beneficio.mht).

ÍNDICE DE GRÁFICAS

CAPITULO 2

Gráfica 2.1 Diagrama Unifilar	7
Gráfica 2.2 Curva típica de demanda diaria año 2008	15

CAPITULO 3

Gráfica 3.1 Histórico mensual (Demanda)	29
Gráfica 3.2 Histórico mensual (Energía)	29
Gráfica 3.3 Suavización Statgraphics Plus Versión 5.0 (Demanda)	30
Gráfica 3.4 Suavización Statgraphics Plus Versión 5.0 (Energía)	31
Gráfica 3.5 Análisis de Tendencia con Excel (Demanda).....	31
Gráfica 3.6 Análisis de Tendencia con Statgraphics Window (Demanda)	32
Gráfica 3.7 Análisis de Tendencia con Excel (Energía).....	32
Gráfica 3.8 Análisis de Tendencia con Statgraphics Window (Energía)	33
Gráfica 3.9 Análisis de ACF con Statgraphics Window (Demanda).....	34
Gráfica 3.10 Análisis de ACF con Statgraphics Window (Energía).....	34
Gráfica 3.11 Análisis de Estacionalidad con Excel (Demanda)	35
Gráfica 3.12 Análisis de Estacionalidad con Excel (Energía)	35
Gráfica 3.13 Análisis de Estacionalidad con Statgraphics Window (Demanda).....	36
Gráfica 3.14 Análisis de Estacionalidad con Statgraphics Window (Energía).....	36
Gráfica 3.15 Análisis de Ciclicidad 12 meses (Demanda)	37
Gráfica 3.16 Análisis de Ciclicidad 24 meses (Demanda)	37
Gráfica 3.17 Análisis de Ciclicidad 12 meses (Energía)	38
Gráfica 3.18 Análisis de Ciclicidad 24 meses (Energía)	38
Gráfica 3.19 Análisis de Irregularidad (Demanda).....	39
Gráfica 3.20 Análisis de Irregularidad (Energía).....	39
Gráfica 3.21 Patrón estructural de la Demanda mensual	40
Gráfica 3.22 Patrón estructural de la Energía mensual	40
Gráfica 3.23 Modelos de series temporales	41
Gráfica 3.24 Ajuste por tendencia lineal con Excel (Demanda).....	44
Gráfica 3.25 Ajuste por tendencia lineal con FC de WinQSB (Demanda)	45
Gráfica 3.26 Ajuste por tendencia lineal con Excel (Energía).....	45
Gráfica 3.27 Ajuste por tendencia lineal con FC de WinQSB (Energía)	46
Gráfica 3.28 Suavización exponencial (Demanda).....	48
Gráfica 3.29 Suavización exponencial (Energía).....	48
Gráfica 3.30 Modelo Holt (Demanda).....	49
Gráfica 3.31 Modelo Holt (Energía).....	50
Gráfica 3.32 Modelo Holt-Winter (Demanda)	51
Gráfica 3.33 Modelo Holt-Winter (Energía)	51

CAPITULO 4

Gráfica 4.1 Clasificación modelos cuantitativos	52
Gráfica 4.2 Serie Normal con doble recorte (Demanda).....	57
Gráfica 4.3 Serie con función logarítmica y doble recorte (Demanda).....	57
Gráfica 4.4 Serie Normal con doble recorte (Energía).....	58
Gráfica 4.5 Serie con función logarítmica con doble recorte (Energía).....	58
Gráfica 4.6 Auto correlación con doble recorte (Demanda).....	60
Gráfica 4.7 Auto correlación con doble recorte (Energía).....	61
Gráfica 4.8 Auto correlación Parcial con doble recorte (Demanda).....	61

Gráfica 4.9 Auto correlación Parcial con doble recorte (Energía).....	62
Gráfica 4.10 Serie recortada con $d = 1$ y $D = 0$	64
Gráfica 4.11 ACF con $d = 1$ y $D = 0$	64
Gráfica 4.12 PACF con $d = 1$ y $D = 0$	66
Gráfica 4.13 Serie recortada con $d = 1$ y $D = 0$	67
Gráfica 4.14 ACF con $d = 1$ y $D = 0$	67
Gráfica 4.15 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 0$	68
Gráfica 4.16 Serie recortada con $d = 1$ y $D = 1$	69
Gráfica 4.17 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 1$	70
Gráfica 4.18 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 1$	71
Gráfica 4.19 ACF de ARIMA $(1, 1, 0)X(0, 0, 0)$ (Demanda).....	75
Gráfica 4.20 PACF de ARIMA $(1, 1, 0)X(0, 0, 0)$ (Demanda)	76
Gráfica 4.21 ACF de ARIMA $(0, 1, 1)X(0, 0, 0)$ (Demanda).....	76
Gráfica 4.22 PACF de ARIMA $(0, 1, 1)X(0, 0, 0)$ (Demanda)	77
Gráfica 4.23 ACF de Auto correlación ARIMA $(0, 1, 0)X(1, 1, 0)$ (Energía)	77
Gráfica 4.24 PACF de ARIMA $(0, 1, 0)X(1, 1, 0)$ (Energía)	78
Gráfica 4.25 ACF de Auto correlación ARIMA $(0, 1, 0) x (0, 1, 1)$ (Energía).....	78
Gráfica 4.26 PACF de ARIMA $(0, 1, 0) x (0, 1, 1)$ (Energía).....	79
Gráfica 4.27 Histograma de los residuales del ARIMA $(0, 1, 1)X(0, 0, 0)$ (Demanda)	81
Gráfica 4.28 Histograma de los residuales del ARIMA $(0, 1, 0) x (0, 1, 1)$ (Energía).....	82

CAPITULO 5

Gráfica 5.1 Histórico y pronósticos (Demanda).....	88
Gráfica 5.2 Histórico y pronósticos (Energía).....	88
Gráfica 5.3 Análisis de ciclicidad acumulativa (Demanda)	91
Gráfica 5.4 Análisis de ciclicidad acumulativa (Energía)	92
Gráfica 5.5 Métodos WinQSB	95
Gráfica 5.6 Comparación estadística y pronósticos (Demanda).....	107
Gráfica 5.7 Comparación estadística y pronósticos (Energía).....	107

ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO 2

Tabla 2.1 Características del sistema de generación.....	9
Tabla 2.2 Características de los sistemas aislados de generación.....	9
Tabla 2.3 Líneas de subtransmisión	11
Tabla 2.4 Características de las subestaciones	11
Tabla 2.5 Sistema de distribución	11
Tabla 2.6 Balance de Energía enero 2009.....	12
Tabla 2.7 Características alimentadores primarios	12
Tabla 2.8 Número de abonados enero 2009.....	13
Tabla 2.9 Proyectos Plan de Expansión.....	13

CAPITULO 3

Tabla 3.1 Datos estadísticos periodo 2002-2007 (Demanda).....	27
Tabla 3.2 Datos estadísticos periodo 2002-2007 (Energía).....	28
Tabla 3.3 Desviación estándar (Demanda).....	28
Tabla 3.4 Desviación estándar (Energía).....	30
Tabla 3.5 Resumen de los resultados obtenidos.....	41

CAPITULO 4

Tabla 4.1 Auto correlación con doble recorte (Demanda)	59
Tabla 4.2 Análisis de tendencia con auto correlación ACF (Energía).....	60
Tabla 4.3 Análisis de tendencia con auto correlación parcial (Demanda).....	62
Tabla 4.4 Análisis de tendencia con auto correlación parcial PACF (Energía).....	63
Tabla 4.5 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MW).....	65
Tabla 4.6 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MW)	66
Tabla 4.7 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MWh).....	68
Tabla 4.8 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 0$ (MWh).....	69
Tabla 4.9 Análisis de tendencia ACF con $d = 1$ y $D = 1$ (MWh).....	70
Tabla 4.10 Análisis de tendencia PACF con $d = 1$ y $D = 1$ (MWh).....	71
Tabla 4.11 Test T de nulidad de medias (Demanda).....	73
Tabla 4.12 Test T de nulidad de medias (Energía)	74
Tabla 4.13 Verificación (Demanda).....	74
Tabla 4.14 Verificación (Energía).....	75
Tabla 4.15 Prueba Box-Pierce (Demanda)	80
Tabla 4.16 Prueba Box-Pierce (Energía)	81
Tabla 4.17 Serie (Demanda).....	83
Tabla 4.18 Serie (Energía).....	84
Tabla 4.19 Pronósticos (Demanda).....	85
Tabla 4.20 Pronósticos (Energía).....	85

CAPITULO 5

Tabla 5.1 Coeficiente de determinación r^2 (Demanda).....	89
Tabla 5.2 Coeficiente de determinación r^2 (Energía).....	89
Tabla 5.3 Patrón mensual (Demanda)	93
Tabla 5.4 Patrón mensual (Energía)	93
Tabla 5.5 Pronósticos y MSE (Demanda)	96
Tabla 5.6 Pronósticos y MSE (Energía)	97
Tabla 5.7 MSE con Statgraphics Centurion IV (Energía)	98
Tabla 5.8 Resultados con Statgraphics Centurion IV (Demanda).....	99
Tabla 5.9 Pronósticos (66 y 71) con StatGraphics Centurion IV (Demanda).....	100
Tabla 5.10 Pronósticos (66 y 71) con StatGraphics Centurion IV (Energía).....	101
Tabla 5.11 Pronósticos modelos AR.I.MA. (Demanda)	102
Tabla 5.12 Pronósticos modelos AR.I.MA. (Energía)	102
Tabla 5.13 Error cuadrado medio de los pronósticos (Demanda)	103
Tabla 5.14 Error cuadrado medio de los pronósticos (Energía)	104
Tabla 5.15 Modelos más probables (Demanda).....	105
Tabla 5.16 Modelos más probables (Energía).....	105
Tabla 5.17 Modelos más probables por MSE (Demanda).....	105
Tabla 5.18 Modelos más probables por MSE (Energía)	105
Tabla 5.19 Pronósticos 2008 (Demanda).....	106
Tabla 5.20 Pronósticos 2008 (Energía).....	106
Tabla 5.21 Bondad de ajuste (Demanda).....	108
Tabla 5.22 Bondad de ajuste (Energía).....	109
Tabla 5.23 Bondad de ajuste método actual (Demanda)	109
Tabla 5.24 Bondad de ajuste método actual (Energía)	110
Tabla 5.25 Estado de Resultados Emelsucumbíos 2008	112
Tabla 5.26 Datos Estadísticos periodo enero-diciembre 2008	113
Tabla 5.27 Pronósticos método actual periodo enero-diciembre 2008	113
Tabla 5.28 Pronósticos (MUP) periodo enero-diciembre 2008	113
Tabla 5.29 Resultados metodologías periodo enero-diciembre 2008.....	114

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPITULO 4

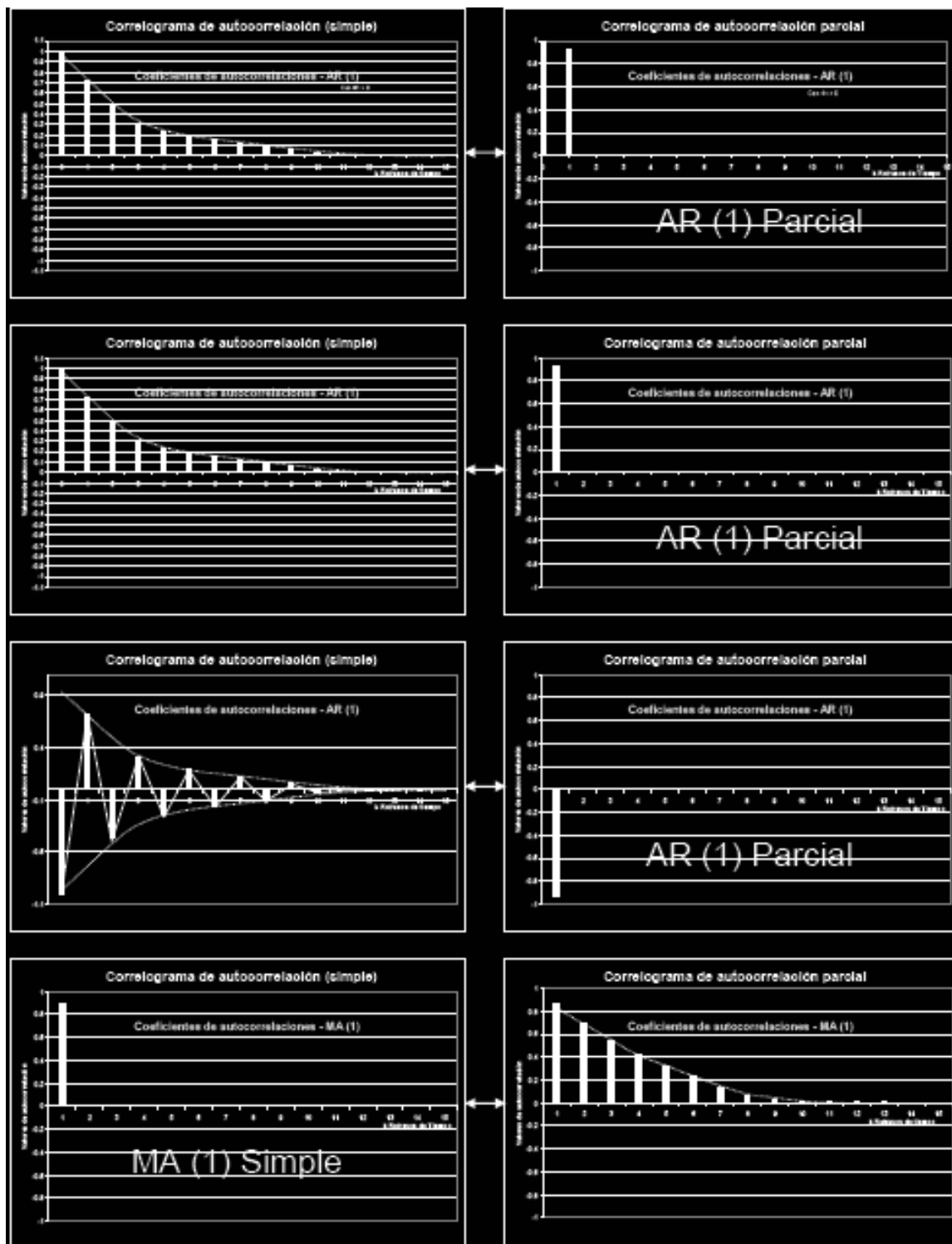
Anexo 4.a Correlogramas para identificar p, P, q, Q	124
Anexo 4.a Correlogramas para identificar p, P, q, Q (continuación).....	125

CAPITULO 5

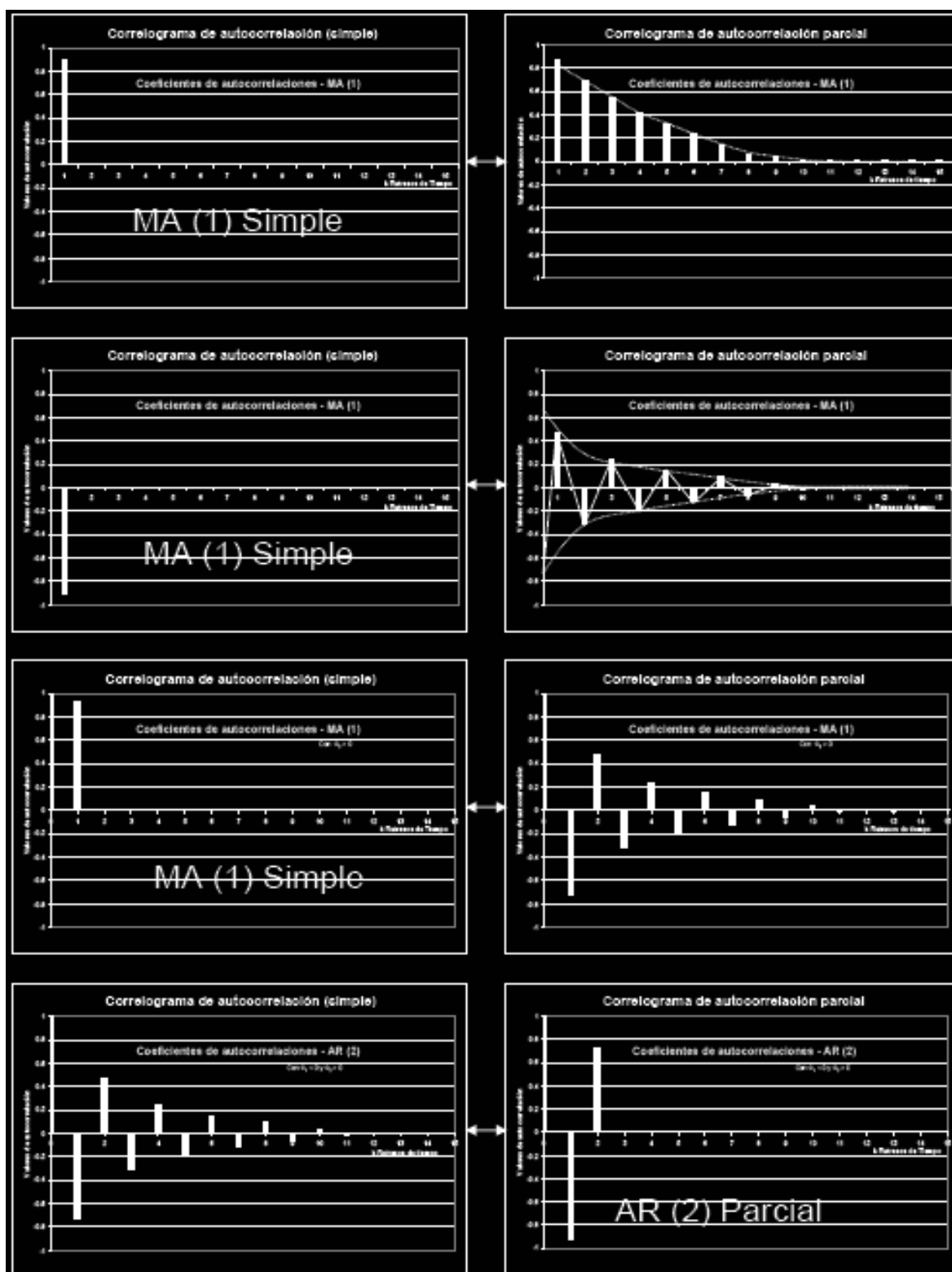
Anexo 5.a.1 Algunas ecuaciones típicas del AR.I.MA., sin constante	126
Anexo 5.a.2 Algunas ecuaciones típicas del AR.I.MA., sin constante	127
Anexo 5.b.1 Métodos software WinQSB serie demanda mensual.....	128
Anexo 5.b.2 Métodos software WinQSB serie demanda mensual.....	129
Anexo 5.c.1 Métodos software WinQSB serie energía mensual.....	130
Anexo 5.c.2 Métodos software WinQSB serie energía mensual.....	131
Anexo 5.d.1 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual.....	132
Anexo 5.d.1 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual (continuación).....	133
Anexo 5.d.2 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual.....	134
Anexo 5.d.2 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual (continuación).....	135
Anexo 5.d.3 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual.....	136
Anexo 5.d.3 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual (continuación).....	137
Anexo 5.d.4 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual.....	138
Anexo 5.d.4 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual (continuación).....	139
Anexo 5.d.5 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual.....	140
Anexo 5.d.5 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual (continuación).....	141
Anexo 5.e Detalle mensual estadístico periodo enero – diciembre 2008 Emelsucumbíos.	142
Anexo 5.f.1 Detalle mensual pronósticos metodología actual periodo enero – diciembre 2008 Emelsucumbíos.	143
Anexo 5.f.2 Detalle mensual pronósticos metodología actual periodo enero – diciembre 2008 Emelsucumbíos.	144

ANEXOS

Anexo 4.a Correlogramas para identificar p, P, q, Q.



Anexo 4.a Correlogramas para identificar p, P, q, Q (continuación).



Anexo 5.a.1 Algunas ecuaciones típicas del AR.I.MA., sin constante¹

Sin Constante						AR. I. MA.
Parte Normal			Parte Estacional			Ecuación del Pronóstico $t =$
AR	I	MA	AR	I	MA	
0	0	0	0	0	0	$Error_t = 0$
0	0	0	0	0	1	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)}$
0	0	0	0	0	2	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{SMA(2)}$
0	0	0	0	0	3	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{SMA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{SMA(3)}$
0	0	0	0	0	4	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{SMA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{SMA(3)} - Error_{t-4} * Estimación_{SMA(4)}$
0	0	0	0	1	1	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)} + Realidad_{t-1} * 12$
0	0	0	0	1	2	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{SMA(2)} + Realidad_{t-1} * 12$
0	0	0	0	1	3	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{SMA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{SMA(3)} + Realidad_{t-1} * 12$
0	0	0	1	0	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Error_t$
0	0	0	1	1	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 + Error_t$
0	0	0	1	1	1	$Error_t + Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-12-1} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} + Realidad_{t-1} * 12$
0	0	0	1	1	2	$Error_t - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * 12 + Estimación_{SMA(2)} + Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12$
0	0	0	1	1	3	$Error_t - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * 12 + Estimación_{SMA(2)} + Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 - Error_{t-3} * 12 + Estimación_{SMA(3)}$
0	0	0	2	0	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Error_t$
0	0	0	2	1	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 + Error_t$
0	0	0	2	1	1	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-12-1} * 12 + Realidad_{t-12} - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} + Error_t$
0	0	0	2	1	2	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * 12 + Estimación_{SMA(2)} + Error_t$
0	0	0	2	1	3	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * 12 + Estimación_{SMA(2)} - Error_{t-3} * 12 - Estimación_{SMA(3)} + Error_t$
0	0	0	3	0	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} + Error_t$
0	0	0	3	1	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 + Error_t$
0	0	0	3	1	1	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-12-1} * 12 + Realidad_{t-12} - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 - Estimación_{SAR(3)} * Realidad_{t-4} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} + Error_t$
0	0	0	3	1	2	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 - Estimación_{SAR(3)} * Realidad_{t-4} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * 12 + Estimación_{SMA(2)} + Error_t$
0	0	0	3	1	3	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 - Estimación_{SAR(3)} * Realidad_{t-4} * 12 - Error_{t-1} * 12 + Estimación_{SMA(1)} - Error_{t-2} * 12 + Estimación_{SMA(2)} - Error_{t-3} * 12 + Estimación_{SMA(3)} + Error_t$
0	0	0	4	0	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} + Realidad_{t-4} * 12 + Estimación_{SAR(4)} + Error_t$
0	0	0	4	1	0	$Realidad_{t-1} * 12 + Estimación_{SAR(1)} + Realidad_{t-2} * 12 + Estimación_{SAR(2)} + Realidad_{t-3} * 12 + Estimación_{SAR(3)} + Realidad_{t-4} * 12 + Estimación_{SAR(4)} - Estimación_{SAR(1)} * Realidad_{t-2} * 12 + Realidad_{t-1} * 12 - Estimación_{SAR(2)} * Realidad_{t-3} * 12 + Realidad_{t-3} * 12 - Estimación_{SAR(3)} * Realidad_{t-4} * 12 - Estimación_{SAR(4)} * Realidad_{t-5} * 12 + Error_t$
0	0	1	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)}$
0	0	1	0	1	2	$Realidad_{t-12} + Error_t - Estimación_{AR(1)} * Error_{t-1} - Estimación_{SAR(1)} * Error_{t-12} + Estimación_{AR(1)} * Estimación_{SAR(1)} * Error_{t-1-12} - Estimación_{AR(1)} * Estimación_{SAR(2)} * Error_{t-1-2*12} - Estimación_{SAR(2)} * Error_{t-2*12}$
0	0	2	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{MA(2)}$
0	0	3	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{MA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{MA(3)}$
0	1	1	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} + Realidad_{t-1}$
0	1	1	0	1	1	$Realidad_{t-1} + Realidad_{t-12} - Realidad_{t-12-1} + Error_t - Estimación_{MA(1)} * Error_{t-1} - Estimación_{SMA(1)} * Error_{t-12} + Estimación_{MA(1)} * Estimación_{SMA(1)} * Error_{t-12-1}$
0	1	2	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{MA(2)} + Realidad_{t-1}$
0	1	2	0	1	1	$Realidad_{t-1} + Realidad_{t-12} - Realidad_{t-13} + Error_t - Estimación_{MA(1)} * Error_{t-1} - Estimación_{MA(2)} * Error_{t-2} - Estimación_{SMA(1)} * Error_{t-12} + Estimación_{MA(1)} * Estimación_{SMA(1)} * Error_{t-14}$
0	1	3	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{MA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{MA(3)} + Realidad_{t-1}$
0	1	4	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{MA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{MA(3)} - Error_{t-4} * Estimación_{MA(4)} + Realidad_{t-1}$
0	1	5	0	0	0	$Error_t - Error_{t-1} * Estimación_{MA(1)} - Error_{t-2} * Estimación_{MA(2)} - Error_{t-3} * Estimación_{MA(3)} - Error_{t-4} * Estimación_{MA(4)} - Error_{t-5} * Estimación_{MA(5)} + Realidad_{t-1}$

Si se desea usar con constante, simplemente se sustituye el término $Error_t$ por Constante k; cuando use Sin Constante siempre $Error_t$ vale cero

Anexo 5.b.1 Métodos software WinQSB serie demanda mensual.

MÉTODOS													
Mes	Dato	SA	6-MA	6-WMA	6-MAT	SES	SEST	DES	DEST	AES	LR	HWA	HWM
1	14,82										15,525		
2	14,52	14,82				14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	15,68		
3	15,29	14,67				14,72	14,68	14,79	14,62	14,82	15,84		
4	16,55	14,88				14,91	14,93	14,83	15,04	14,82	15,99		
5	16,09	15,30				15,47	15,70	15,05	16,11	14,82	16,15		
6	16,32	15,45				15,68	16,10	15,26	16,31	14,82	16,31		
7	16,1	15,60	15,60	15,60	16,95	15,90	16,47	15,48	16,53	14,82	16,46		
8	17,45	15,67	15,81	15,81	16,86	15,97	16,59	15,64	16,45	14,82	16,62		
9	18,13	15,89	16,30	16,30	17,27	16,47	17,24	15,93	17,30	14,82	16,78		
10	17,99	16,14	16,77	16,77	17,95	17,04	17,99	16,30	18,14	14,82	16,93		
11	17,8	16,33	17,01	17,01	18,64	17,36	18,44	16,66	18,42	14,82	17,09		
12	18,32	16,46	17,30	17,30	18,67	17,51	18,60	16,95	18,36	14,82	17,25		
13	16,16	16,62	17,63	17,63	18,83	17,79	18,85	17,23	18,62	14,82	17,40	14,82	14,82
14	16,96	16,58	17,64	17,64	17,03	17,23	17,97	17,23	17,23	14,82	17,56	15,13	15,12
15	16,28	16,61	17,56	17,56	16,48	17,14	17,54	17,20	17,05	14,82	17,72	16,89	16,96
16	16,95	16,59	17,25	17,25	15,93	16,85	16,89	17,08	16,49	14,82	17,87	18,24	18,44
17	15,96	16,61	17,08	17,08	16,12	16,88	16,69	17,01	16,68	14,82	18,03	17,49	17,59
18	17,92	16,57	16,77	16,77	15,76	16,57	16,13	16,86	16,12	14,82	18,18	17,17	17,24
19	18,28	16,65	16,71	16,71	17,35	17,03	16,64	16,92	17,19	14,82	18,34	17,26	17,28
20	19,53	16,73	17,06	17,06	18,11	17,45	17,29	17,10	17,99	14,82	18,50	19,13	19,27
21	18,03	16,87	17,49	17,49	19,71	18,16	18,40	17,46	19,22	14,82	18,65	20,17	20,32
22	19,98	16,93	17,78	17,78	19,43	18,12	18,58	17,68	18,77	14,82	18,81	19,28	19,34
23	19,59	17,07	18,28	18,28	20,45	18,75	19,52	18,05	19,82	14,82	18,97	19,38	19,37
24	19,44	17,17	18,89	18,89	20,08	19,04	20,02	18,38	20,02	14,82	19,12	20,05	20,06
25	20,94	17,27	19,14	19,14	19,93	19,17	20,23	18,65	19,96	14,82	19,28	17,23	16,95
26	20,37	17,42	19,59	19,59	20,67	19,77	20,96	19,03	20,90	14,82	19,44	18,95	18,70
27	19,29	17,53	19,73	19,73	21,17	19,98	21,18	19,35	20,92	14,82	19,59	19,21	18,95
28	20,29	17,59	19,94	19,94	19,97	19,74	20,74	19,49	20,13	14,82	19,75	20,67	20,72
29	19,87	17,69	19,99	19,99	20,23	19,93	20,74	19,64	20,37	14,82	19,91	20,49	20,43
30	18,94	17,77	20,03	20,03	19,95	19,91	20,49	19,73	20,18	14,82	20,06	22,49	23,05
31	19,73	17,81	19,95	19,95	18,90	19,58	19,84	19,68	19,43	14,82	20,22	21,33	21,72
32	19,13	17,87	19,75	19,75	19,28	19,63	19,66	19,66	19,58	14,82	20,37	21,63	22,07
33	19,25	17,91	19,54	19,54	19,20	19,46	19,28	19,59	19,26	14,82	20,53	19,41	19,60
34	21,22	17,95	19,54	19,54	18,87	19,39	19,06	19,52	19,18	14,82	20,69	20,67	20,87
35	21,96	18,04	19,69	19,69	20,40	20,01	19,84	19,69	20,50	14,82	20,84	20,00	20,01
36	21,99	18,16	20,04	20,04	22,01	20,67	20,85	20,02	21,66	14,82	21,00	20,53	20,45
37	21,55	18,26	20,55	20,55	22,72	21,12	21,66	20,40	22,22	14,82	21,16	21,28	20,85
38	21,3	18,35	20,85	20,85	22,96	21,27	22,03	20,69	22,14	14,82	21,31	19,98	19,47
39	22,08	18,43	21,21	21,21	22,34	21,28	22,11	20,89	21,86	14,82	21,47	18,96	18,53
40	23,26	18,52	21,68	21,68	21,87	21,55	22,42	21,12	22,21	14,82	21,63	21,14	20,86
41	23,3	18,64	22,02	22,02	22,68	22,13	23,12	21,46	23,15	14,82	21,78	21,92	21,67
42	22,89	18,75	22,25	22,25	23,49	22,53	23,62	21,82	23,60	14,82	21,94	23,19	23,05
43	21,14	18,85	22,40	22,40	23,78	22,65	23,73	22,11	23,48	14,82	22,09	25,29	25,67
44	21,93	18,91	22,33	22,33	22,50	22,14	22,90	22,12	22,17	14,82	22,25	24,72	25,24
45	22,37	18,97	22,43	22,43	21,68	22,07	22,51	22,10	22,02	14,82	22,41	24,48	25,15

Anexo 5.b.2 Métodos software WinQSB serie demanda mensual.

Mes	Dato	SA	6-MA	6-WMA	6-MAT	SES	SEST	DES	DEST	AES	LR	HWA	HWM
44	21,93	18,91	22,33	22,33	22,50	22,14	22,90	22,12	22,17	14,82	22,25	24,72	25,24
45	22,37	18,97	22,43	22,43	21,68	22,07	22,51	22,10	22,02	14,82	22,41	24,48	25,15
46	22,04	19,05	22,48	22,48	21,45	22,17	22,39	22,12	22,24	14,82	22,56	25,87	27,07
47	22,4	19,12	22,28	22,28	21,57	22,13	22,16	22,12	22,13	14,82	22,72	24,45	25,27
48	22,54	19,19	22,13	22,13	22,20	22,22	22,15	22,16	22,31	14,82	22,88	22,65	22,97
49	23,44	19,26	22,07	22,07	22,88	22,33	22,24	22,21	22,50	14,82	23,03	21,26	21,13
50	22,25	19,34	22,45	22,45	23,30	22,71	22,75	22,38	23,20	14,82	23,19	20,69	20,21
51	23,18	19,40	22,51	22,51	22,88	22,55	22,62	22,44	22,72	14,82	23,35	20,35	19,61
52	23,53	19,47	22,64	22,64	23,26	22,76	22,91	22,55	23,09	14,82	23,50	21,17	20,40
53	23,07	19,55	22,89	22,89	23,53	23,03	23,30	22,71	23,50	14,82	23,66	20,97	20,38
54	23,55	19,62	23,00	23,00	23,39	23,04	23,37	22,82	23,37	14,82	23,82	20,89	20,56
55	23,28	19,69	23,17	23,17	23,51	23,21	23,60	22,96	23,60	14,82	23,97	21,32	21,15
56	22,52	19,76	23,14	23,14	23,72	23,24	23,62	23,05	23,52	14,82	24,13	24,27	24,33
57	23,89	19,80	23,19	23,19	22,83	22,99	23,25	23,03	22,93	14,82	24,28	25,50	25,89
58	24,37	19,88	23,31	23,31	23,29	23,30	23,55	23,12	23,56	14,82	24,44	26,66	27,44
59	24,15	19,95	23,45	23,45	24,12	23,66	24,00	23,31	24,20	14,82	24,60	27,83	29,15
60	24,2	20,02	23,63	23,63	24,39	23,83	24,24	23,48	24,35	14,82	24,75	27,46	28,92
61	26,1	20,09	23,74	23,74	24,73	23,95	24,41	23,64	24,43	14,82	24,91	26,85	28,04
62	25,65	20,19	24,21	24,21	26,07	24,68	25,37	24,00	25,72	14,82	25,07	24,89	25,20
63	25,64	20,28	24,73	24,73	26,13	25,01	25,88	24,34	26,03	14,82	25,22	25,03	24,67
64	25,42	20,37	25,02	25,02	26,29	25,23	26,18	24,64	26,11	14,82	25,38	24,45	23,53
65	26,02	20,45	25,19	25,19	26,22	25,29	26,22	24,86	25,94	14,82	25,54	23,11	21,96

Anexo 5.c.1 Métodos software WinQSB serie energía mensual.

MÉTODOS													
Mes	Dato	SA	6-MA	6-WMA	6-MAT	SES	SEST	DES	DEST	AES	LR	HWA	HWM
1	5.104,3										5.271,4		
2	4.742,1	5.104,3				5.104,3	5.104,3	5.104,3	5.104,3	5.104,3	5.385,4		
3	5.446,3	4.923,2				4.981,1	4.939,3	5.062,4	4.858,0	5.104,3	5.499,3		
4	5.494,5	5.097,6				5.139,3	5.128,4	5.088,6	5.216,2	5.104,3	5.613,3		
5	6.177,6	5.196,8				5.260,1	5.312,0	5.146,9	5.431,6	5.104,3	5.727,2		
6	6.007,3	5.393,0				5.572,0	5.765,4	5.291,4	5.997,2	5.104,3	5.841,1		
7	6.094,4	5.495,4	5.495,4	5.495,4	6.382,3	5.720,0	6.034,8	5.437,2	6.148,6	5.104,3	5.955,1		
8	6.271,0	5.580,9	5.660,4	5.660,4	6.573,1	5.847,3	6.249,0	5.576,6	6.257,4	5.104,3	6.069,0		
9	6.405,0	5.667,2	5.915,2	5.915,2	6.490,4	5.991,4	6.453,0	5.717,6	6.406,1	5.104,3	6.182,9		
10	6.686,0	5.749,2	6.075,0	6.075,0	6.566,9	6.132,0	6.627,7	5.858,5	6.546,3	5.104,3	6.296,9		
11	6.402,9	5.842,8	6.273,5	6.273,5	6.664,7	6.320,4	6.845,2	6.015,5	6.782,2	5.104,3	6.410,8		
12	6.907,3	5.893,8	6.311,1	6.311,1	6.699,8	6.348,4	6.841,4	6.128,7	6.681,3	5.104,3	6.524,8		
13	6.971,0	5.978,2	6.461,1	6.461,1	6.935,2	6.538,4	7.018,0	6.268,0	6.948,2	5.104,3	6.638,7	5.104,3	5.104,3
14	6.350,8	6.054,6	6.607,2	6.607,2	7.079,6	6.685,5	7.150,8	6.410,0	7.103,0	5.104,3	6.752,6	5.592,6	5.532,2
15	6.753,2	6.075,7	6.620,5	6.620,5	6.729,3	6.571,7	6.935,1	6.465,0	6.733,5	5.104,3	6.866,6	6.858,1	7.012,4
16	6.580,5	6.120,9	6.678,5	6.678,5	6.702,8	6.633,4	6.908,5	6.522,2	6.801,8	5.104,3	6.980,5	7.161,9	7.297,2
17	6.784,8	6.149,6	6.660,9	6.660,9	6.641,5	6.615,4	6.794,3	6.553,9	6.708,6	5.104,3	7.094,5	7.871,4	8.187,7
18	6.761,4	6.187,0	6.724,6	6.724,6	6.586,4	6.673,0	6.787,3	6.594,4	6.792,1	5.104,3	7.208,4	7.430,2	7.590,7
19	7.105,7	6.218,9	6.700,3	6.700,3	6.708,4	6.703,1	6.771,7	6.631,3	6.811,7	5.104,3	7.322,3	7.311,0	7.411,2
20	7.380,0	6.265,6	6.722,7	6.722,7	7.123,1	6.840,0	6.917,1	6.702,3	7.048,6	5.104,3	7.436,3	7.415,3	7.479,3
21	7.373,6	6.321,3	6.894,3	6.894,3	7.362,9	7.023,6	7.159,9	6.811,5	7.344,9	5.104,3	7.550,2	7.530,6	7.552,2
22	7.917,4	6.371,4	6.997,7	6.997,7	7.607,2	7.142,6	7.342,6	6.924,1	7.473,6	5.104,3	7.664,2	7.733,5	7.743,9
23	7.513,6	6.441,7	7.220,5	7.220,5	7.997,8	7.406,0	7.714,5	7.087,9	7.887,9	5.104,3	7.778,1	7.509,4	7.418,6
24	8.094,7	6.488,3	7.341,9	7.341,9	7.960,9	7.442,6	7.799,5	7.208,5	7.797,2	5.104,3	7.892,0	8.012,2	7.991,6
25	8.534,1	6.555,2	7.564,2	7.564,2	8.153,1	7.664,3	8.087,3	7.363,5	8.120,1	5.104,3	8.006,0	7.463,4	6.730,2
26	7.931,6	6.634,4	7.802,2	7.802,2	8.555,2	7.960,0	8.478,2	7.566,3	8.556,6	5.104,3	8.119,9	6.871,2	6.504,2
27	8.140,6	6.684,3	7.894,1	7.894,1	8.416,2	7.950,4	8.468,2	7.696,9	8.334,4	5.104,3	8.233,9	7.624,9	7.789,7
28	7.984,5	6.738,2	8.022,0	8.022,0	8.302,9	8.015,0	8.494,8	7.805,1	8.333,2	5.104,3	8.347,8	7.849,5	8.130,2
29	8.305,3	6.782,7	8.033,2	8.033,2	8.222,1	8.004,6	8.400,3	7.872,9	8.204,2	5.104,3	8.461,7	8.576,4	9.145,4
30	7.809,9	6.835,2	8.165,1	8.165,1	8.126,4	8.106,9	8.436,0	7.952,5	8.340,8	5.104,3	8.575,7	8.883,7	9.181,6
31	8.250,8	6.867,7	8.117,6	8.117,6	7.852,0	8.005,9	8.218,8	7.970,6	8.059,3	5.104,3	8.689,6	9.081,0	9.266,4
32	8.325,0	6.912,3	8.070,4	8.070,4	8.162,9	8.089,2	8.229,0	8.010,9	8.207,7	5.104,3	8.803,6	9.163,1	9.316,6
33	8.363,6	6.956,5	8.136,0	8.136,0	8.258,5	8.169,3	8.272,1	8.064,8	8.327,8	5.104,3	8.917,5	8.912,2	9.036,2
34	8.775,1	6.999,1	8.173,2	8.173,2	8.412,7	8.235,4	8.324,2	8.122,8	8.406,0	5.104,3	9.031,4	9.145,8	9.195,3
35	9.194,2	7.051,3	8.304,9	8.304,9	8.713,3	8.418,9	8.550,6	8.223,5	8.715,0	5.104,3	9.145,4	8.492,7	8.413,9
36	9.685,8	7.112,6	8.453,1	8.453,1	9.306,3	8.682,5	8.916,9	8.379,5	9.141,5	5.104,3	9.259,3	9.241,3	9.223,1
37	10.262,0	7.184,0	8.765,7	8.765,7	9.785,1	9.023,6	9.414,7	8.598,5	9.667,7	5.104,3	9.373,2	9.460,6	8.603,3
38	9.420,0	7.267,2	9.100,9	9.100,9	10.508,0	9.444,6	10.037,2	8.886,2	10.290,8	5.104,3	9.487,2	8.738,5	7.893,0
39	10.515,8	7.323,9	9.283,4	9.283,4	10.306,9	9.436,3	10.090,3	9.073,2	9.986,4	5.104,3	9.601,1	8.931,9	8.670,1
40	10.263,6	7.405,7	9.642,1	9.642,1	10.637,8	9.803,3	10.547,2	9.321,5	10.533,4	5.104,3	9.715,1	9.318,9	9.340,3
41	10.650,7	7.477,2	9.890,2	9.890,2	10.589,7	9.959,8	10.730,2	9.538,5	10.598,2	5.104,3	9.829,0	10.197,4	10.712,2
42	10.357,2	7.554,6	10.133,0	10.133,0	10.725,5	10.194,7	10.937,4	9.761,6	10.850,9	5.104,3	9.942,9	10.451,9	11.002,5

Anexo 5.c.2 Métodos software WinQSB serie energía mensual.

MÉTODOS													
Mes	Dato	SA	6-MA	6-WMA	6-MAT	SES	SEST	DES	DEST	AES	LR	HWA	HWM
43	10.396,5	7.621,3	10.244,9	10.244,9	10.636,4	10.250,0	10.9629	9.927,6	10.738,3	5.104,3	10.056,9	11.479,7	12.053,3
44	10439,3	7685,8	10267,3	10267,3	10746,6	10299,8	10903,8	10054,2	10671,9	5104,3	10170,8	11779,9	12346,1
45	10520,1	7748,4	10437,2	10437,2	10409,4	10347,2	10825,7	10153,8	10640,2	5104,3	10284,8	11798,5	12217,5
46	10773,5	7810,0	10437,9	10437,9	10506,6	10406,0	10766,3	10239,6	10658,2	5104,3	10398,7	12067,0	12499,5
47	10598,3	7874,4	10522,9	10522,9	10637,4	10530,9	10814,1	10338,6	10822,3	5104,3	10512,6	11860,9	11779,0
48	11213,4	7932,4	10514,1	10514,1	10755,8	10553,8	10761,1	10411,8	10769,1	5104,3	10626,6	11606,9	11646,8
49	11059,2	8000,7	10656,8	10656,8	11138,3	10778,1	10987,5	10536,3	11144,4	5104,3	10740,5	11510,8	10772,8
50	10200,5	8063,2	10767,3	10767,3	11267,7	10873,7	11092,9	10651,0	11211,0	5104,3	10854,5	9875,7	8884,8
51	11182,1	8105,9	10727,5	10727,5	10714,9	10644,8	10767,3	10648,9	10638,6	5104,3	10968,4	10087,6	9167,6
52	10834,2	8166,2	10837,8	10837,8	10907,3	10827,5	10934,1	10709,6	11006,1	5104,3	11082,3	9384,2	9043,3
53	11018,3	8217,5	10848,0	10848,0	10870,6	10829,8	10914,3	10750,5	10949,9	5104,3	11196,3	9665,3	9917,1
54	10896,0	8270,4	10918,0	10918,0	10851,0	10893,9	10975,9	10799,2	11037,3	5104,3	11310,2	9523,7	10141,0
55	11205,0	8319,0	10865,1	10865,1	10993,9	10894,6	10965,7	10831,7	10990,0	5104,3	11424,2	10230,0	11130,8
56	11170,9	8371,5	10889,4	10889,4	11324,1	11000,1	11091,7	10888,9	11168,6	5104,3	11538,1	11125,3	11999,8
57	11416,8	8421,5	11051,1	11051,1	11144,4	11058,2	11172,4	10946,5	11227,4	5104,3	11652,0	11879,6	12571,4
58	11891,3	8474,0	11090,2	11090,2	11458,1	11180,1	11337,6	11025,9	11413,8	5104,3	11766,0	12733,6	13409,8
59	11880,0	8532,9	11266,4	11266,4	11855,6	11421,9	11671,9	11160,6	11817,9	5104,3	11879,9	13071,3	13368,5
60	12047,6	8589,7	11410,0	11410,0	12132,3	11577,6	11912,7	11302,4	11994,7	5104,3	11993,9	13787,9	13960,9
61	12290,5	8647,3	11601,9	11601,9	12283,3	11737,4	12144,3	11450,3	12172,5	5104,3	12107,8	13418,6	13056,0
62	11540,2	8707,0	11782,8	11782,8	12530,7	11925,5	12396,6	11611,8	12400,7	5104,3	12221,7	12205,4	11061,2
63	12156,5	8752,7	11844,4	11844,4	12042,5	11794,5	12209,0	11673,9	11977,1	5104,3	12335,7	12613,7	11262,7
64	12119,8	8806,7	11967,7	11967,7	12022,6	11917,6	12288,7	11756,8	12161,2	5104,3	12449,6	11465,7	10328,7
65	12692,4	8858,5	12005,8	12005,8	12083,2	11986,3	12309,3	11834,8	12215,9	5104,3	12563,6	11171,6	10658,1

Anexo 5.d.1 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual.

Método No lineal cuadrática

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2$$

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y}_j)^2$$

			42,68	606,69	Media original 20,531
Dato No.	Dato	Proyección			
1	14,82	15,55	0,54	32,61	Coeficiente de determinación muestral r^2
2	14,52	15,44	0,85	36,13	
3	15,29	15,46	0,03	27,47	0,9296
4	16,55	16,15	0,16	15,85	
5	16,09	15,84	0,06	19,72	
6	16,32	16,17	0,02	17,73	
7	16,10	16,03	0,00	19,63	
8	17,45	16,44	1,02	9,49	
9	18,13	16,60	2,34	5,76	
10	17,99	17,29	0,48	6,46	
11	17,80	17,37	0,19	7,46	
12	18,32	17,66	0,43	4,89	
13	16,16	17,57	1,98	19,10	
14	16,96	17,42	0,21	12,75	
15	16,28	17,41	1,27	18,07	
16	16,95	18,16	1,47	12,82	
17	15,96	17,78	3,32	20,89	
18	17,92	18,13	0,04	6,82	
19	18,28	17,95	0,11	5,07	
20	19,53	18,39	1,30	1,00	
21	18,03	18,54	0,26	6,25	
22	19,98	19,29	0,47	0,30	
23	19,59	19,35	0,06	0,89	
24	19,44	19,65	0,05	1,19	
25	20,94	19,52	2,00	0,17	
26	20,37	19,33	1,07	0,03	
27	19,29	19,30	0,00	1,54	
28	20,29	20,12	0,03	0,06	
29	19,87	19,67	0,04	0,44	
30	18,94	20,04	1,20	2,53	
31	19,73	19,82	0,01	0,64	
32	19,13	20,28	1,32	1,96	
33	19,25	20,43	1,38	1,64	
34	21,22	21,23	0,00	0,48	
35	21,96	21,27	0,47	2,04	
36	21,99	21,58	0,16	2,13	
37	21,55	21,42	0,02	1,04	
38	21,30	21,19	0,01	0,59	
39	22,08	21,14	0,89	2,40	
40	23,26	22,01	1,56	7,45	
41	23,30	21,51	3,22	7,67	
42	22,89	21,88	1,01	5,57	
43	21,14	21,63	0,24	0,37	
44	21,93	22,11	0,03	1,96	
45	22,37	22,25	0,01	3,38	
46	22,04	23,11	1,14	2,28	
47	22,40	23,14	0,54	3,49	

Anexo 5.d.1 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual (continuación).

48	22,54	23,46	0,84	4,04
49	23,44	23,26	0,03	8,46
50	22,25	23,00	0,56	2,96
51	23,18	22,92	0,07	7,02
52	23,53	23,85	0,10	9,00
53	23,07	23,28	0,05	6,45
54	23,55	23,67	0,02	9,12
55	23,28	23,38	0,01	7,56
56	22,52	23,88	1,86	3,96
57	23,89	24,02	0,02	11,28
58	24,37	24,93	0,31	14,74
59	24,15	24,94	0,63	13,10
60	24,20	25,27	1,15	13,46
61	26,10	25,04	1,11	31,02
62	25,65	24,74	0,82	26,21
63	25,64	24,64	1,00	26,10
64	25,42	25,62	0,04	23,90
65	26,02	25,00	1,04	30,13

Anexo 5.d.2 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual.

Modelo Brown Simple

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2$$

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y})^2$$

			49,89	606,69	Media original 20,531
Dato No.	Dato	Proyección			
1	14,82	14,47	0,12	32,61	Coeficiente de determinación muestral r^2
2	14,52	14,11	0,17	36,13	
3	15,29	13,96	1,78	27,47	0,917765
4	16,55	15,14	1,99	15,85	
5	16,09	15,56	0,28	19,72	
6	16,32	16,18	0,02	17,73	
7	16,10	16,12	0,00	19,63	
8	17,45	16,52	0,87	9,49	
9	18,13	17,33	0,65	5,76	
10	17,99	18,74	0,56	6,46	
11	17,80	18,50	0,49	7,46	
12	18,32	18,43	0,01	4,89	
13	16,16	18,29	4,53	19,10	
14	16,96	16,69	0,07	12,75	
15	16,28	16,65	0,13	18,07	
16	16,95	16,91	0,00	12,82	
17	15,96	16,35	0,16	20,89	
18	17,92	16,17	3,06	6,82	
19	18,28	16,95	1,77	5,07	
20	19,53	18,25	1,65	1,00	
21	18,03	19,39	1,86	6,25	
22	19,98	19,45	0,28	0,30	
23	19,59	19,96	0,14	0,89	
24	19,44	20,16	0,52	1,19	
25	20,94	19,64	1,70	0,17	
26	20,37	20,36	0,00	0,03	
27	19,29	20,50	1,46	1,54	
28	20,29	20,66	0,14	0,06	
29	19,87	19,98	0,01	0,44	
30	18,94	20,25	1,73	2,53	
31	19,73	19,10	0,40	0,64	
32	19,13	19,81	0,46	1,96	
33	19,25	19,37	0,02	1,64	
34	21,22	19,86	1,85	0,48	
35	21,96	20,64	1,73	2,04	
36	21,99	21,83	0,02	2,13	
37	21,55	21,89	0,12	1,04	
38	21,30	21,55	0,06	0,59	
39	22,08	21,41	0,45	2,40	
40	23,26	22,84	0,18	7,45	
41	23,30	22,74	0,32	7,67	
42	22,89	23,72	0,69	5,57	

Anexo 5.d.2 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual (continuación).

43	21,14	23,12	3,92	0,37
44	21,93	22,38	0,21	1,96
45	22,37	22,13	0,06	3,38
46	22,04	23,01	0,95	2,28
47	22,40	22,26	0,02	3,49
48	22,54	22,44	0,01	4,04
49	23,44	22,12	1,74	8,46
50	22,25	22,59	0,12	2,96
51	23,18	22,25	0,87	7,02
52	23,53	23,75	0,05	9,00
53	23,07	23,08	0,00	6,45
54	23,55	23,48	0,01	9,12
55	23,28	23,25	0,00	7,56
56	22,52	23,80	1,64	3,96
57	23,89	23,07	0,68	11,28
58	24,37	24,41	0,00	14,74
59	24,15	24,37	0,05	13,10
60	24,20	24,51	0,09	13,46
61	26,10	24,02	4,32	31,02
62	25,65	25,07	0,33	26,21
63	25,64	25,53	0,01	26,10
64	25,42	26,86	2,06	23,90
65	26,02	25,46	0,31	30,13

Anexo 5.d.3 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual.

Modelo Tendencia Lineal

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2$$

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y})^2$$

			42,98	606,69	Media original 20,531
Dato No.	Dato	Proyección			
1	14,82	15,69	0,75	32,61	Coeficiente de determinación muestral r^2 0,929163
2	14,52	15,56	1,09	36,13	
3	15,29	15,56	0,08	27,47	
4	16,55	16,25	0,09	15,85	
5	16,09	15,92	0,03	19,72	
6	16,32	16,24	0,01	17,73	
7	16,10	16,09	0,00	19,63	
8	17,45	16,50	0,91	9,49	
9	18,13	16,64	2,21	5,76	
10	17,99	17,33	0,43	6,46	
11	17,80	17,40	0,16	7,46	
12	18,32	17,68	0,41	4,89	
13	16,16	17,58	2,01	19,10	
14	16,96	17,42	0,21	12,75	
15	16,28	17,40	1,26	18,07	
16	16,95	18,15	1,44	12,82	
17	15,96	17,76	3,25	20,89	
18	17,92	18,11	0,03	6,82	
19	18,28	17,92	0,13	5,07	
20	19,53	18,35	1,39	1,00	
21	18,03	18,50	0,22	6,25	
22	19,98	19,24	0,54	0,30	
23	19,59	19,30	0,08	0,89	
24	19,44	19,60	0,02	1,19	
25	20,94	19,47	2,17	0,17	
26	20,37	19,27	1,20	0,03	
27	19,29	19,24	0,00	1,54	
28	20,29	20,05	0,06	0,06	
29	19,87	19,61	0,07	0,44	
30	18,94	19,97	1,06	2,53	
31	19,73	19,75	0,00	0,64	
32	19,13	20,21	1,16	1,96	
33	19,25	20,36	1,22	1,64	
34	21,22	21,16	0,00	0,48	
35	21,96	21,20	0,57	2,04	
36	21,99	21,51	0,23	2,13	
37	21,55	21,35	0,04	1,04	
38	21,30	21,13	0,03	0,59	
39	22,08	21,08	1,01	2,40	
40	23,26	21,95	1,72	7,45	
41	23,30	21,45	3,43	7,67	
42	22,89	21,83	1,12	5,57	
43	21,14	21,58	0,19	0,37	
44	21,93	22,06	0,02	1,96	
45	22,37	22,21	0,03	3,38	

Anexo 5.d.3 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de demanda mensual (continuación).

46	22,04	23,07	1,07	2,28
47	22,40	23,11	0,50	3,49
48	22,54	23,43	0,79	4,04
49	23,44	23,24	0,04	8,46
50	22,25	22,98	0,54	2,96
51	23,18	22,91	0,07	7,02
52	23,53	23,85	0,10	9,00
53	23,07	23,29	0,05	6,45
54	23,55	23,69	0,02	9,12
55	23,28	23,40	0,02	7,56
56	22,52	23,92	1,96	3,96
57	23,89	24,07	0,03	11,28
58	24,37	24,99	0,38	14,74
59	24,15	25,01	0,74	13,10
60	24,20	25,35	1,32	13,46
61	26,10	25,13	0,94	31,02
62	25,65	24,84	0,66	26,21
63	25,64	24,75	0,79	26,10
64	25,42	25,75	0,11	23,90
65	26,02	25,13	0,78	30,13

Anexo 5.d.4 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual.

Modelo Brown Simple

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2$$

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y})^2$$

			10.418.221,17	306.434.796,42	Media original 8.917,495
Dato No.	Dato	Proyección			Coeficiente de determinación muestral r^2
1	5.104,28	5.556,48	204.484,84	14.540.609,22	0,9660
2	4.742,10	4.907,55	27.373,70	17.433.924,05	
3	5.446,34	5.152,44	86.377,21	12.048.917,57	
4	5.494,54	5.063,03	186.200,88	11.716.621,46	
5	6.177,57	5.311,66	749.800,13	7.507.189,43	
6	6.007,31	5.402,99	365.202,66	8.469.177,18	
7	6.094,35	5.760,99	111.128,89	7.970.148,13	
8	6.271,00	5.882,27	151.111,01	7.003.936,19	
9	6.404,96	6.001,48	162.796,11	6.312.832,51	
10	6.686,02	6.344,00	116.977,68	4.979.481,02	
11	6.402,91	6.298,02	11.001,91	6.323.138,11	
12	6.907,30	6.642,04	70.362,87	4.040.884,25	
13	6.970,98	6.833,31	18.953,03	3.788.920,94	
14	6.350,81	6.256,01	8.987,04	6.587.872,28	
15	6.753,16	6.681,87	5.082,26	4.684.346,33	
16	6.580,50	6.461,44	14.175,28	5.461.545,99	
17	6.784,77	6.624,84	25.577,60	4.548.516,25	
18	6.761,41	6.428,88	110.576,20	4.648.702,86	
19	7.105,70	6.716,04	151.834,92	3.282.601,40	
20	7.380,02	6.857,79	272.724,17	2.363.829,61	
21	7.373,56	7.020,86	124.397,29	2.383.735,52	
22	7.917,39	7.378,43	290.477,88	1.000.210,16	
23	7.513,56	7.373,10	19.729,01	1.971.033,70	
24	8.094,71	7.782,32	97.587,51	676.975,28	
25	8.534,06	8.006,99	277.802,78	147.022,46	
26	7.931,58	7.446,92	234.895,32	972.028,54	
27	8.140,58	8.092,11	2.349,34	603.597,04	
28	7.984,47	7.812,39	29.611,53	870.535,79	
29	8.305,26	8.019,98	81.384,68	374.831,79	
30	7.809,93	7.813,62	13,62	1.226.700,40	
31	8.250,77	8.016,16	55.041,85	444.522,33	
32	8.324,99	8.104,62	48.562,94	351.062,27	
33	8.363,58	8.158,84	41.918,47	306.821,91	
34	8.775,06	8.500,22	75.537,03	20.287,75	
35	9.194,15	8.376,06	669.271,25	76.537,95	
36	9.685,77	9.082,61	363.801,99	590.246,36	
37	10.262,00	9.429,54	692.989,65	1.807.693,49	
38	9.420,03	8.837,34	339.527,64	252.541,35	
39	10.515,80	9.605,80	828.100,00	2.554.578,63	
40	10.263,60	9.561,20	493.365,76	1.811.998,46	
41	10.650,70	9.990,62	435.705,61	3.003.999,31	
42	10.357,20	9.836,17	271.472,26	2.072.750,27	
43	10.396,50	10.279,90	13.595,56	2.187.455,56	
44	10.439,30	10.328,80	12.210,25	2.315.890,22	
45	10.520,10	10.338,40	33.014,89	2.568.342,54	

Anexo 5.d.4 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual (continuación).

46	10.773,50	10.742,90	936,36	3.444.754,27
47	10.598,30	10.478,00	14.472,09	2.825.105,19
48	11.213,40	11.030,40	33.489,00	5.271.179,42
49	11.059,20	11.256,60	38.966,76	4.586.899,98
50	10.200,50	10.170,60	894,01	1.646.101,63
51	11.182,10	10.816,80	133.444,09	5.128.435,46
52	10.834,20	10.544,20	84.100,00	3.673.757,76
53	11.018,30	10.845,00	30.032,89	4.413.381,32
54	10.896,00	10.494,40	161.282,56	3.914.481,73
55	11.205,00	10.912,40	85.614,76	5.232.678,77
56	11.170,90	11.023,50	21.726,76	5.077.833,75
57	11.416,80	11.044,00	138.979,84	6.246.525,10
58	11.891,30	11.540,70	122.920,36	8.843.515,72
59	11.880,00	11.364,40	265.843,36	8.776.435,42
60	12.047,60	12.104,90	3.283,29	9.797.556,83
61	12.290,50	12.261,50	841,00	11.377.162,21
62	11.540,20	11.156,20	147.456,00	6.878.581,11
63	12.156,50	11.995,60	25.888,81	10.491.152,89
64	12.119,80	11.611,00	258.877,44	10.254.756,82
65	12.692,40	12.009,70	466.079,29	14.249.907,18

Anexo 5.d.5 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual.

Modelo Brown Lineal

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \hat{Y}_j)^2$$

$$\sum_{j=1}^N (Y_j - \bar{Y})^2$$

			4.484.718,28	306.434.796,42	Media original 8.917,495
Dato No.	Dato	Proyección			Coficiente de determinación muestral r^2
1	5.104,28	4.898,71	42.259,02	14.540.609,22	0,985364853
2	4.742,10	4.374,98	134.777,09	17.433.924,05	
3	5.446,34	4.723,13	523.032,70	12.048.917,57	
4	5.494,54	4.893,29	361.501,56	11.716.621,46	
5	6.177,57	5.353,11	679.734,29	7.507.189,43	
6	6.007,31	5.720,56	82.225,56	8.469.177,18	
7	6.094,35	6.189,83	9.116,43	7.970.148,13	
8	6.271,00	6.278,00	49,00	7.003.936,19	
9	6.404,96	6.393,66	127,69	6.312.832,51	
10	6.686,02	6.753,12	4.502,41	4.979.481,02	
11	6.402,91	6.673,77	73.365,14	6.323.138,11	
12	6.907,30	6.936,61	859,08	4.040.884,25	
13	6.970,98	7.121,78	22.740,64	3.788.920,94	
14	6.350,81	6.470,28	14.273,08	6.587.872,28	
15	6.753,16	6.865,10	12.530,56	4.684.346,33	
16	6.580,50	6.600,22	388,88	5.461.545,99	
17	6.784,77	6.759,18	654,85	4.548.516,25	
18	6.761,41	6.566,77	37.884,73	4.648.702,86	
19	7.105,70	6.927,43	31.780,19	3.282.601,40	
20	7.380,02	7.131,79	61.618,13	2.363.829,61	
21	7.373,56	7.380,73	51,41	2.383.735,52	
22	7.917,39	7.747,50	28.862,61	1.000.210,16	
23	7.513,56	7.790,65	76.778,87	1.971.033,70	
24	8.094,71	8.118,44	563,11	676.975,28	
25	8.534,06	8.339,59	37.818,58	147.022,46	
26	7.931,58	7.811,17	14.498,57	972.028,54	
27	8.140,58	8.523,88	146.918,89	603.597,04	
28	7.984,47	8.099,12	13.144,62	870.535,79	
29	8.305,26	8.271,19	1.160,76	374.831,79	
30	7.809,93	8.066,84	66.002,75	1.226.700,40	
31	8.250,77	8.183,72	4.495,70	444.522,33	
32	8.324,99	8.295,80	852,06	351.062,27	
33	8.363,58	8.359,67	15,29	306.821,91	
34	8.775,06	8.709,05	4.357,32	20.287,75	
35	9.194,15	8.602,05	350.582,41	76.537,95	
36	9.685,77	9.536,85	22.177,17	590.246,36	
37	10.262,00	9.943,30	101.569,69	1.807.693,49	
38	9.420,03	9.405,81	202,21	252.541,35	
39	10.515,80	10.215,00	90.480,64	2.554.578,63	
40	10.263,60	10.249,60	196,00	1.811.998,46	
41	10.650,70	10.696,90	2.134,44	3.003.999,31	
42	10.357,20	10.500,20	20.449,00	2.072.750,27	
43	10.396,50	10.910,00	263.682,25	2.187.455,56	
44	10.439,30	10.779,50	115.736,04	2.315.890,22	
45	10.520,10	10.669,10	22.201,00	2.568.342,54	

Anexo 5.d.5 Cálculo coeficiente de determinación muestral pronósticos de energía mensual (continuación).

46	10.773,50	11.030,50	66.049,00	3.444.754,27
47	10.598,30	10.670,60	5.227,29	2.825.105,19
48	11.213,40	11.205,80	57,76	5.271.179,42
49	11.059,20	11.437,30	142.959,61	4.586.899,98
50	10.200,50	10.214,60	198,81	1.646.101,63
51	11.182,10	10.858,20	104.911,21	5.128.435,46
52	10.834,20	10.693,40	19.824,64	3.673.757,76
53	11.018,30	11.047,10	829,44	4.413.381,32
54	10.896,00	10.679,20	47.002,24	3.914.481,73
55	11.205,00	11.179,90	630,01	5.232.678,77
56	11.170,90	11.299,90	16.641,00	5.077.833,75
57	11.416,80	11.274,70	20.192,41	6.246.525,10
58	11.891,30	11.830,30	3.721,00	8.843.515,72
59	11.880,00	11.667,40	45.198,76	8.776.435,42
60	12.047,60	12.500,60	205.209,00	9.797.556,83
61	12.290,50	12.502,10	44.774,56	11.377.162,21
62	11.540,20	11.307,60	54.102,76	6.878.581,11
63	12.156,50	12.242,90	7.464,96	10.491.152,89
64	12.119,80	11.820,10	89.820,09	10.254.756,82
65	12.692,40	12.329,70	131.551,29	14.249.907,18

Anexo 5.e Detalle mensual estadístico periodo enero – diciembre 2008 Emelsucumbios.

DATOS ESTADÍSTICA 2008

Parámetros	2008-1	2008-2	2008-3	2008-4	2008-5	2008-6	2008-7	2008-8	2008-9	2008-10	2008-11	2008-12
Energía Total (MWh)	12.865,06	11.681,96	12.887,72	12.823,52	13.101,90	12.541,27	12.853,40	13.671,47	13.483,49	14.197,12	13.987,73	14.589,77
Potencia (MW)	27,63	27,62	27,90	28,87	29,81	29,13	28,66	30,24	31,39	30,19	31,19	31,25
COMPRA DE ENERGÍA												
HidroPaute (MWh)	8.861,72	8.472,99	9.337,80	9.309,32	9.816,76	9.384,97	9.786,85	10.150,18	9.965,50	10.433,38	10.343,31	10.640,67
HidroAgoyan (MWh)	771,89	1.777,98	1.940,09	1.913,21	1.949,83	1.542,00	2.056,76	2.178,42	2.086,76	2.239,17	2.177,41	2.314,83
HidroPaute (\$)	390.897,0	215.213,99	237.180,14	236.456,79	249.345,70	238.378,19	248.565,87	257.814,68	253.123,79	265.007,92	262.720,16	270.272,98
HidroAgoyan (\$)	20.555,55	47.347,49	51.664,53	50.948,76	51.924,10	41.063,59	54.771,43	58.011,21	55.570,30	59.629,17	57.984,32	61.643,88

Anexo 5.f.1 Detalle mensual pronósticos metodología actual periodo enero – diciembre 2008 Emelsucumbios.

METODOLOGÍA ACTUAL APLICADA

	2008-1	2008-2	2008-3	2008-4	2008-5	2008-6	2008-7	2008-8	2008-9	2008-10	2008-11	2008-12
Energía Total (MWh)	12.695,47	11.818,26	13.077,42	13.091,56	13.702,45	13.040,11	13.234,95	13.523,27	13.078,42	13.578,50	13.325,67	12.914,07
Potencia (MW)	27,68	27,24	28,36	27,69	28,31	25,21	24,04	27,69	25,78	27,14	29,91	29,54
Generación Propia	1.189,56	1.107,37	1.225,35	1.226,68	1.283,92	1.221,86	1.240,11	1.267,13	1.225,45	1.272,30	1.248,62	1.210,05
REPSOL YPF	297,58	277,01	306,53	306,86	321,18	305,65	310,22	316,98	306,55	289,22	283,84	275,07
Compra de Energía	11.208,33	10.433,87	11.545,54	11.558,02	12.097,35	11.512,59	11.684,61	11.939,16	11.546,42	12.016,97	11.793,22	11.428,95
Celso Castellano	221,43	206,13	228,09	228,34	239,00	227,44	230,84	235,87	228,11	236,83	232,42	225,25
Jivino	373,99	348,15	385,24	385,66	403,66	384,14	389,88	398,38	385,27	400,00	392,56	380,43
Payamino	336,73	313,46	346,86	347,24	363,44	345,87	351,04	358,69	346,89	360,15	353,45	342,53
Nuevo Rocte.	14,51	13,51	14,94	14,96	15,66	14,90	15,12	15,45	14,95	15,52	15,23	14,76
Tiputini	19,31	17,97	19,89	19,91	20,84	19,83	20,13	20,57	19,89	20,65	20,27	19,64
Lumbaqui	93,43	86,98	96,25	96,35	100,85	95,97	97,40	99,53	96,25	99,93	98,07	95,04
Pto. el Carmen	130,16	121,17	134,08	134,22	140,49	133,69	135,69	138,65	134,09	139,21	136,62	132,40
COMPRA DE ENERGÍA												
HidroPaute (MWh)	9.190,83	8.555,78	9.467,34	9.477,58	9.919,83	9.440,33	9.581,38	9.790,11	9.468,07	9.853,92	9.670,44	9.371,74
HidroAgoyan (MWh)	2.017,50	1.878,10	2.078,20	2.080,44	2.177,52	2.072,27	2.103,23	2.149,05	2.078,36	2.163,05	2.122,78	2.057,21
HidroPaute (\$/kWh)	233.447,1	217.316,7	240.470,5	240.730,4	251.963,7	239.784,3	243.367,1	248.668,9	240.488,9	250.289,4	245.629,2	238.042,3
HidroAgoyan (\$/kWh)	53.726,0	50.013,7	55.342,4	55.402,2	57.987,5	55.184,5	56.009,0	57.229,2	55.346,6	57.602,1	56.529,6	54.783,5

Anexo 5.f.2 Detalle mensual pronósticos metodología actual periodo enero – diciembre 2008 Emelsucumbios.

METODOLOGÍA ACTUAL APLICADA

	2008-1	2008-2	2008-3	2008-4	2008-5	2008-6	2008-7	2008-8	2008-9	2008-10	2008-11	2008-12
Energía Total (MWh)	13.712,20	12.635,50	13.498,00	13.190,70	13.609,90	12.982,30	13.555,30	13.678,10	13.751,60	14.317,80	14.063,30	14.805,70
Potencia (MW)	27,02	26,67	26,59	27,39	26,97	26,84	26,77	27,33	27,99	28,50	28,50	28,73
Generación Propia	1.284,83	1.183,95	1.264,76	1.235,97	1.275,25	1.216,44	1.270,13	1.281,64	1.288,52	1.341,58	1.317,73	1.387,29
REPSOL YPF	321,41	296,17	316,39	309,18	319,01	304,30	317,73	320,61	322,33	304,97	299,55	315,36
Compra de Energía	12.105,96	11.155,38	11.916,85	11.645,55	12.015,64	11.461,56	11.967,44	12.075,85	12.140,74	12.671,25	12.446,02	13.103,05
Celso Castellano	239,17	220,39	235,43	230,07	237,38	226,44	236,43	238,57	239,85	249,73	245,29	258,24
Jivino	403,94	372,22	397,63	388,58	400,93	382,44	399,32	402,94	405,10	421,78	414,29	436,16
Payamino	363,70	335,14	358,02	349,87	360,98	344,34	359,54	362,79	364,74	379,76	373,01	392,70
Nuevo Rocte.	15,67	14,44	15,42	15,07	15,55	14,84	15,49	15,63	15,71	16,36	16,07	16,92
Tiputini	20,85	19,22	20,53	20,06	20,70	19,74	20,62	20,80	20,91	21,78	21,39	22,52
Lumbaqui	100,92	92,99	99,34	97,08	100,16	95,55	99,76	100,67	101,21	105,37	103,50	108,96
Pto. el Carmen	140,59	129,55	138,39	135,24	139,54	133,10	138,98	140,24	140,99	146,79	144,19	151,80
COMPRA DE ENERGÍA												
HidroPaute (MWh)	118.658,4	9.926,89	9.147,42	9.771,82	9.549,35	9.852,83	9.398,48	9.813,30	9.902,20	9.955,41	10.390,43	10.205,74
HidroAgoyan (MWh)	26.047,0	2.179,07	2.007,97	2.145,03	2.096,20	2.162,82	2.063,08	2.154,14	2.173,65	2.185,33	2.280,83	2.240,28
HidroPaute (\$/kWh)	3.013.922,1	252.142,9	232.344,3	248.204,2	242.553,5	250.261,8	238.721,4	249.257,8	251.515,9	252.867,4	263.916,9	259.225,7
HidroAgoyan (\$/kWh)	693.630,4	58.028,7	53.472,2	57.122,2	55.821,8	57.595,8	54.939,8	57.364,7	57.884,4	58.195,4	60.738,4	59.658,8