



ESCUELA UNIVERSITARIA DE POSGRADO
“USO DE TECNICAS ESTADISTICAS PARA DETERMINAR LA PROYECCION DE
LAS VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL”

TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADEMICO DE
MAESTRO EN GERENCIA DE PROYECTOS DE INGENIERIA

AUTOR:

HIDALGO PALOMINO FERNANDO GUILLERMO

ASESOR:

MG. PEÑA CARRILLO CÉSAR SERAPIO

JURADO:

DR. RAZA FLORES JOSÉ

DR. KASENG SOLÍS FREDDY

DR. RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ CIRO

LIMA - PERÚ

2018

DEDICATORIA

A mis queridos padres por el inmenso cariño prodigado.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme dado la vida

INDICE

Página:

“USO DE TECNICAS ESTADISTICAS PARA DETERMINAR LA PROYECCION DE LAS VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”	1
HIDALGO PALOMINO FERNANDO GUILLERMO	1
RESUMEN	8
ABSTRACT	9
INTRODUCCIÓN	10
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
1.1. Descripción del problema	13
1.2. Formulación del problema	17
1.2.1. Problema general	17
1.2.2. Problemas específicos	17
1.3. Justificación e importancia de la investigación	17
1.3.1. Justificación	17
1.3.2. Importancia	18
1.4. Limitaciones de la investigación	18
1.4.1. Ámbito geográfico	18
1.4.2. Ámbito temporal	18
1.4.3. Ámbito social	18
1.5. Objetivos	19
1.5.1. Objetivo General	19
1.5.2. Objetivos específicos	19

CAPITULO II: MARCO TEORICO	20
2.1. Antecedentes	20
2.2. Marco conceptual	39
2.3. Aspectos de responsabilidad social y medio ambiental	108
CAPITULO III: MÉTODO	109
3.1. Tipo y nivel de investigación	109
3.2. Diseño de la investigación	109
3.3. Población y muestra	110
3.3. Hipótesis	110
3.3.1. Hipótesis general	110
3.3.2. Hipótesis específicas	111
3.4. Operacionalización de variables.	111
3.5. Instrumentos	114
3.6. Procedimientos	114
3.7. Análisis de datos	115
CAPITULO IV: RESULTADOS	116
4.1. Métodos utilizados para determinar la Venta de la Energía Eléctrica	116
4.1. Contrastación de hipótesis	118
4.2. Análisis e interpretación	119
CAPITULO V: DISCUSION DE RESULTADOS	125
5.1. Discusión	125
5.2. Conclusiones	126
5.3. Recomendaciones	127
VI. REFERENCIAS	129

ANEXOS	135
ANEXO I: MATRIZ DE CONSISTENCIA	136
ANEXO II: MATRIZ DE OPERACIONALIZACION DE LAS VARIABLES	137
ANEXO III: CALCULOS PARA CONTRASTAR HIPOTESIS	138
ANEXO IV: LISTADO DE ACRONIMOS MAS USADOS	151

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Reestructuración del modelo eléctrico ecuatoriano	11
Figura 2: Tarifas en Barra y Spot	15
Figura 3: Rotor de una turbina de una central hidroeléctric	42
Figura 4: Turbina Termoeléctrica	48
Figura 5: Zonas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	50
Figura 6: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	51

INDICE DE CUADROS

Cuadro 1: Principales centrales hidroeléctricas en el mundo	41
Cuadro 2: Centrales Termoeléctricas existentes	52
Cuadro 3: Ventas de energía realizadas por Osinergmin	53
Cuadro 4: Centrales Hidroeléctricas en el Perú	54
Cuadro 5: Ajuste de la demanda de energía eléctrica	67
Cuadro 6: Ejemplo 1 de ventas reales	71
Cuadro 7: Ejemplo 2 ventas reales	72
Cuadro 8: Ponderaciones	72
Cuadro 9: Cálculo de la DMA la ACEP y ST:	79

Cuadro 10: Ventas de tres años (Data de ejemplo)	81
Cuadro 11: Pronósticos	82
Cuadro 12: Método de los cuadrados mínimos	86
Cuadro 13: Promedio de ventas por temporada	88
Cuadro 14: Proyección de demanda	88
Cuadro 15: Tendencia y factor estacional	89
Cuadro 16: Cálculos del factor estacional y la línea de tendencia	90
Cuadro 17: Descomposición de los datos históricos	92
Cuadro 18: Datos del año tomados hasta el 2009	99
Cuadro 19: Datos procesados con logaritmos	101
Cuadro 20: Proyección de la Ventas	103
Cuadro 21: Cuadro inicial de datos	105
Cuadro 22: Cuadro para realizar la regresión multilínea	106
Cuadro 23: Operacionalización de las variables	114
Cuadro 26: Evolución de las ventas	121
Cuadro 27: Proyección de las ventas	122
Cuadro 28: Cálculos con Mínimos Cuadrados	123
Cuadro 29: Cálculos Intermedios	124

RESUMEN

El propósito de este trabajo es modelar, las previsiones, la demanda real de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, a través de la aplicación de modelos de regresión no paramétrica teniendo en cuenta los factores de influencia del aumento de la demanda doméstica, comercial, adoptadas con el crecimiento industrial y el crecimiento de la población en la economía nacional. Los datos utilizados corresponden a los datos históricos para el período 1981-2009. Estos datos muestran un comportamiento complejo, difícil de modelar con la teoría básica de los métodos paramétricos. Es por esta razón que nuestro estudio utiliza las estadísticas como el análisis exploratorio de los datos macro modelo de información condensada demanda anual de electricidad, eligiendo para estos cálculos de regresión no paramétrica, para predecir con mayor exactitud la demanda real de electricidad. Los resultados de nuestro estudio hacen una comparación con los diversos modelos estadísticos para determinar la tendencia de la demanda de electricidad. Es decir, se busca elegir la que mejor interpreta el comportamiento de los datos históricos de consumo de energía eléctrica, para que el servicio que se da a la comunidad sea la más eficiente en el sistema interconectado de la red nacional.

Palabras clave: Modelización, regresión no paramétrica, modelos estadísticos, demanda de energía eléctrica, sistema de interconexión.

ABSTRACT

The purpose of this study is to model, forecast, actual demand for electricity in National Interconnected System through the application of nonparametric regression models taking into account the factors of influence of increased domestic demand, trade and taken for industrial growth and population growth in the national economy. The data correspond to the historical data for the period 1981-2009. These data show a complex behavior, difficult to model with the basic theory of parametric methods. It is for this reason that our study uses statistics as exploratory data analysis macro model of condensed information annual electricity demand, choosing to these estimates nonparametric regression to predict more accurately the actual electricity demand. The results of our study make a comparison with statistical models to determine the trend in electricity demand. It seeks to choose which best interprets the historical data management power consumption, so that the service provided to the community is the most efficient in the interconnected system of National network.

Keywords: Modeling, non-parametric regression, statistical models, electric power demand, interconnection system.

INTRODUCCIÓN

Hasta la década de 1980 la predicción de la demanda de energía eléctrica había recibido escasa atención por parte de los economistas ya que el entorno económico anterior a la primera crisis del petróleo de los años 1973-74, y en particular el de las décadas de 1950 y 1960 se podía considerar, relativamente estable: el bajo precio de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica era bastante predecible, los tipos de interés eran moderados y no existían demasiados problemas para que los mercados de capitales proporcionasen los fondos necesarios para la expansión del sector eléctrico. Pero la mencionada crisis introdujo numerosos problemas, que los departamentos de planificación de las empresas eléctricas consideraron factores de incertidumbre que obligaron, desde entonces, a elaborar pronósticos de demanda para periodos más cortos (de 4 a 5 años).

En los sistemas de generación de potencia eléctrica, concebido como un problema complejo, de optimización dinámica, estocástica, a gran escala. Este problema está asociado a la toma de decisiones con respecto a la generación de energía eléctrica asignada a cada una de las plantas, hidráulicas y térmicas, durante cada período del horizonte de planeación. En la operación del sistema deben satisfacerse, además de las condiciones de balance hídrico temporal y espacial, ciertas restricciones técnicas como el almacenamiento de agua en los embalses y las capacidades tanto de las plantas de generación como de las líneas de transmisión.

Para la solución de este problema se consideran básicamente dos enfoques: *Un enfoque tradicional* no seguro, basados en sistemas monopólicos centralizados, la función objetivo era el mínimo costo total esperado de la operación del sistema para todo el horizonte de planeación.

Este ejemplo de monopolio lo encontramos con el Modelo 1 de HUNT Y SHUTTLEWORTH (1996) denominado "Monopolio" (ver Figura 1), en la que el Estado tiene una alta participación.

El Modelo 1 no segmenta a la industria de la electricidad como los otros modelos lo hacen en generación, transmisión, distribución y comercialización, y consumidores finales (clientes regulados). No existe competición en la generación por tanto requiere de legislación adecuada para producir incentivos a bajar los costos de producción.

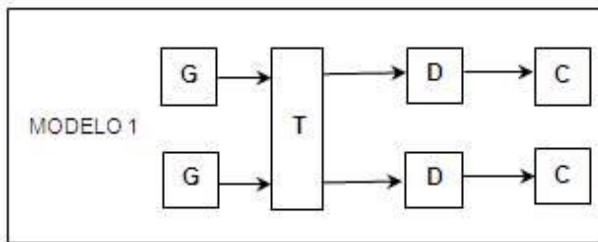


Figura 1: Reestructuración del modelo eléctrico ecuatoriano
Fuente: HUNT Y SHUTTLEWORTH (1996)

NOTA: G = generador; T = transmisor; D = distribuidor; y, C = consumidor regulado.

Este sistema monopólico fue de formas de administración de la energía eléctrica en los países socialistas hasta la década de los 80 como es el caso de Rusia, Polonia, Yugoslavia, China, etc.

El *segundo enfoque* se basa en la aplicación de modelos econométricos de la demanda de energía eléctrica, que son métodos que actualmente se impone, para determinar pronósticos futuros.

En este trabajo se propone, como criterio de optimización, la máxima eficiencia en la operación de las unidades de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

La idea fundamental de este enfoque es aplicar herramientas de análisis estadístico y de optimización para hacer un uso racional y eficiente de los recursos hidráulicos en la operación de la interconexión de la red de energía eléctrica.

Mediante el enfoque propuesto en este trabajo, el problema del despacho económico de las unidades de generación hidroeléctricas, asociado a la pregunta ¿cuánto generar? puede resolverse

a partir de la descarga óptima, de máxima eficiencia relativa, para una determinada demanda energética.

Para ello, se desarrollan diversos modelos estadísticos para elegir el que más se acerca a la realidad proyectada.

Este trabajo consta de cinco partes: en el **primer capítulo** nos ocupamos del *Problema*, donde se hace una descripción sobre la oferta y demanda eléctrica, también se consideran las formulaciones generales y específicas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con el fin de determinar cual representa mejor la venta de energía. Se establecen los objetivos, la importancia, justificación y limitaciones; en el **segundo capítulo** nos ocupamos del *Marco Teórico*, donde se formulan los *antecedentes* (tesis, Congresos, y Revistas especializadas), las bases teóricas donde se consideran las fuentes de energía eléctrica del Sistema Interconectado y que atiende la demanda, las Centrales eléctricas y termoeléctricas; la Proyección de la demanda; el uso de la estadística para determinar la demanda de energía eléctrica. Aplicación de la regresión en sus distintas formas; en el **tercer capítulo** nos ocupamos de la Metodología para comprender el tipo de investigación desarrollada, el método elegido; en el **cuarto capítulo** se muestran los Resultados del estudio; en el **quinto capítulo** se desarrolla la Discusión respecto a los resultados encontrados; y se muestran las conclusiones y recomendaciones frutos del trabajo de investigación.

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción del problema

A pesar de que hoy ya nos hemos olvidado de los "apagones", en nuestro mercado eléctrico existen ciertos problemas que deben solucionarse para asegurar la viabilidad del sector en el largo plazo y no sufrir de cortes de energía eléctrica tal como ha venido sucediendo en otros países de la región. La ausencia de lluvias al interior del país, ha despertado ciertas preocupaciones en torno a la posibilidad de que se produzca un racionamiento en el suministro eléctrico en algún momento, y ha suscitado una controversia entre el Osinergmin (Organismo que fija las tarifas para clientes residenciales) y las empresas generadoras sobre la política de fijación de tarifas que es aplicada en el país, la cual, a juicio de las generadoras, no incentivaría la atracción de inversiones al sector.

Lo que se ha observado en el mercado donde transan las generadoras y las distribuidoras es que las primeras no han aceptado fijar contratos a los precios que ha establecido Osinergmin debido a que han preferido vender su energía en el mercado spot donde el precio llegó a representar hasta 4.5 veces el que se pagaba en el mercado regulado (US\$ 32 MWH en el mercado regulado versus US\$ 126 MWH en el mercado spot) como consecuencia de la mayor participación de centrales térmicas en la generación de energía eléctrica (Aunque la distribución eléctrica no contratada solo llegó a 5% del total)

En este sentido, sorprende que la regulación establezca una obligatoriedad para que las empresas distribuidoras tengan que firmar contratos de abastecimiento de energía eléctrica

con las generadoras, mientras que estas últimas tengan discrecionalidad en tener o no contratos con sus clientes.

Al respecto, la metodología para establecer las tarifas toma en cuenta la proyección de la oferta y demanda de energía eléctrica para los próximos cuatro o 5 años. Para la oferta, Osinergmin establece un "Plan de obras" en el que figuran todos los proyectos que entrarían a operar en los próximos cuatro años mientras que la demanda se estima en base a proyecciones de Osinergmin, del crecimiento del PBI, población y en la evolución esperada de las tarifas. A ello se le agrega la demanda de energía de los proyectos mineros que entrarán en operación en dicho periodo.

Desde 1996 las tarifas han venido cayendo progresivamente; sin embargo hay que advertir que las bajas tarifas no necesariamente son buenas si es que no son determinadas adecuadamente, ya que podrían no ser sostenibles en el largo plazo y desalentarían la inversión en el sector. Esto unido al crecimiento de la demanda podría implicar un inevitable aumento de tarifas en el futuro. Por ello, la política tarifaria debe buscar que las tarifas estén acorde con la oferta y demanda presente y futura, de forma tal que se den señales adecuadas, no sólo para los inversionistas, sino también para los consumidores.

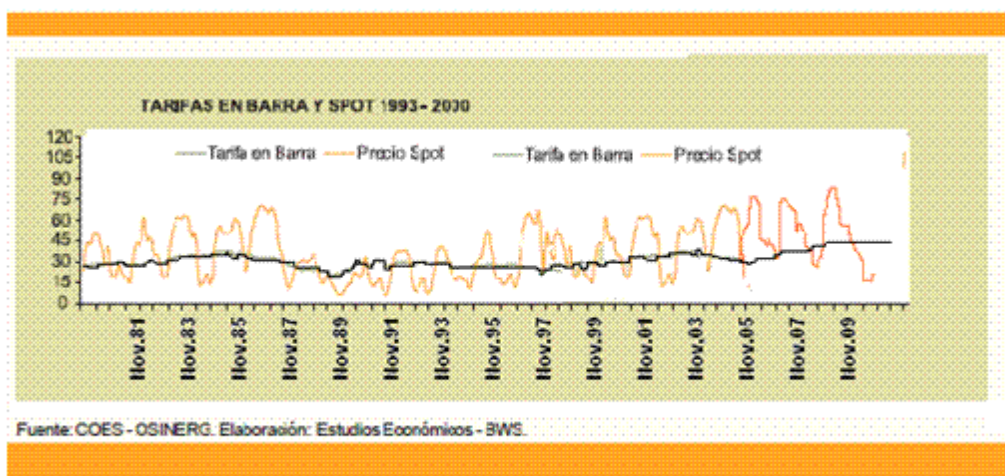
La proyección de la oferta y demanda no es una tarea fácil para las empresas abastecedoras de energía eléctrica.

En su aplicación se han cometido algunos errores que fueron subsanados en su oportunidad, tales como la inclusión de las centrales térmicas a gas de Camisea en el plan de obras en mayo de 1997, donde se consideró que entraría al sistema en dos partes de 150 MW cada una, la primera en enero del 2000 y la otra en enero del 2001; es decir, cuatro años antes de su ingreso efectivo en agosto del 2004. Recientemente, el Ministerio de Energía y Minas ha restringido la discrecionalidad de Osinergmin al introducir ciertas

reglas que debe cumplir el organismo regulador para incluir proyectos en su plan de obras. Una implicancia de tal intervención sería una probable alza de las tarifas reguladas a partir de noviembre del 2004, aunque su magnitud aún está por definir.

La falta de inversiones en el sector se observa al apreciar que si bien en teoría la oferta eléctrica supera en 45% a la demanda, en la práctica, esta sólo llegaría al 15% si no se consideran las instalaciones excesivamente costosas (De los 1,760MW de potencia efectiva térmica del sistema, 51% del total tiene un costo.). De este modo, si se considera un crecimiento de la demanda de energía de sólo 3.5% y que no se efectúen inversiones adicionales a las contempladas en el "Plan de Obras 2003-07" de Osinergmin, tendríamos problemas de abastecimiento en el año 2013 y un incremento significativo de las tarifas a partir del 2008.

En resumen, más que limitar la labor del organismo regulador, el Ejecutivo debería revisar el marco normativo sobre el cual se desenvuelve el sector eléctrico para establecer las correcciones necesarias que permitan un entorno favorable a las inversiones en el sector.



Fuente: COES - OSINERG. Elaboración: Estudios Económicos - BWS. MWH.

Figura 2: Tarifas en Barra y Spot

Mediante Decreto Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25844) esta normado la forma como las empresas eléctricas debe operar en el mercado peruano, dicho dispositivo es de estimulación para la inversión en el área de energía eléctrica.

El estudio del mercado eléctrico de cada proyecto, tiene como objetivo fundamental determinar, mediante prospecciones de campo y gabinete, los requerimientos presentes y futuros de potencia y energía en todo el ámbito de la zona de influencia, para un horizonte de planeamiento de 20 años.

La metodología utilizada para la proyección del consumo de energía y de la máxima demanda, con ligeras variantes, es la que recomendó una misión alemana que, vía cooperación técnica, analizó este aspecto en el periodo de 1970-1975. Se determinó que para el caso de pequeños y medianos centros poblados la metodología más adecuada es aquella que se basa en el establecimiento de una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWh/ abonado) y el número de abonados estimados para cada año. Esta relación considera que la expansión urbana a consecuencia del crecimiento poblacional está íntimamente vinculada con el desarrollo de actividades productivas que conducen a mejorar los niveles de ingreso y, por ende, el crecimiento per cápita del consumo de energía eléctrica.

El producto final de esta cooperación internacional fue dejar un Modelo de Proyección de la demanda eléctrica por sectores, llamado Modelo Macroeconómico, implementado en VP-Planner, un software muy parecido al Lotus 123 pero con capacidad de manejar tablas multidimensionales.

Para proyectar la demanda eléctrica se utilizan diferentes modelos, entre estos tenemos, los modelos econométricos y los modelos tendenciales, que proyectan en función de su crecimiento tendencial. (Ver en el Capítulo II).

Los modelos de proyección por Regresión se caracterizan por proyectar un conjunto de datos tan solo respetando la tendencia mostrada por los mismos y son muy usados en la economía para proyectar tendencias del mercado (García Gonzales, 1991).

Muestro interés es atender el problema de los pronósticos de la demanda de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, que a través de nuestro estudio se busca hallar el modelamiento de cálculo que garantice su diagnóstico.

1.2. Formulación del problema

Debido a que la demanda eléctrica es un insumo principal para el cálculo de los precios base de la energía, se hace necesario calcular cómo será el comportamiento de esta para escenarios futuros de mediano y largo plazo. De esta forma se evalúan dos modelos de regresión a través de las ventas de energía de todo el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con el fin de determinar cual representa mejor la venta de energía.

1.2.1. Problema general

¿Haciendo uso de las técnicas estadísticas no paramétricas se podrá determinar la demanda de la energía eléctrica en el Perú?

1.2.2. Problemas específicos

PE₁: ¿Cómo influye la regresión cúbica en la determinación de las ventas de la energía eléctrica del SEIN?

PE₂: ¿Cómo influye la regresión exponencial en la determinación de las ventas de la energía eléctrica del SEIN?

1.3. Justificación e importancia de la investigación

1.3.1. Justificación

El presente estudio se justifica porque nos permite calcular mediante la técnica estadística el consumo de energía eléctrica de la población del Perú, determinando

el uso de la energía eléctrica, ya sean pequeños, medianos y grandes consumidores del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es decir tanto empresas como usuarios domésticos. Su estudio nos permite prever el consumo futuro, en base a la demanda de las empresas y usuarios domésticos.

1.3.2. Importancia

La importancia del estudio radica principalmente en que una proyección más confiable y exacta de la potencia eléctrica, posibilita que se pueda planificar mejor la oferta de energía, satisfaciendo el mercado y garantizando de esta forma la estabilidad del sistema económico del país.

1.4. Limitaciones de la investigación

1.4.1. Ámbito geográfico

El estudio se realizó en el Perú sobre la Proyección de las Ventas del consumo y que abarca todo el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), representados por la interconexión de los Sistema Eléctricos Norte y Sur, sin embargo las cargas aisladas que no están conectadas al sistema eléctrico son excluidas del presente estudio.

1.4.2. Ámbito temporal

El estudio comprende a todo el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con información retrolectiva desde el año 1981 hasta el año 2009, siendo los años 2010, 2011 y 2012 los elegidos para la proyección con los modelos estadísticos no paramétricos.

1.4.3. Ámbito social

El presente estudio favorece a la población peruana, pues el impacto que tiene la proyección de las ventas de energía eléctrica se ve reflejada en el precio de la

energía eléctrica que llega al consumidor final. De esta manera los principales actores involucrados son: El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), Trabajadores del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Proveedores de energía eléctrica, Consumidores de Energía Eléctrica.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Determinar la proyección de la venta de energía eléctrica a nivel nacional haciendo uso de técnicas estadísticas no paramétricas

1.5.2. Objetivos específicos

OE₁: Medir a través de la regresión cúbica la distribución de las ventas de la energía eléctrica en el SEIN.

OE₂: Medir a través de la regresión exponencial la distribución de las ventas de la energía eléctrica en el SEIN.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes

Seguidamente se dan a conocer información bibliográfica que sirve de base para el desarrollo de la presente tesis:

2.1.1. Tesis

La International Business Machines Corporation (IBM,2017) indica que : El análisis de regresión lineal se utiliza para predecir el valor de una variable en función del valor de otra variable. La variable que desea predecir se llama la variable dependiente. La variable que está utilizando para predecir el valor de la otra variable se llama variable independiente.

Esta forma de análisis estima los coeficientes de la ecuación lineal, que involucran una o más variables independientes que mejor predicen el valor de la variable dependiente. La regresión lineal se ajusta a una línea recta o superficie que minimiza las discrepancias entre los valores de salida predichos y reales. Hay simples calculadoras de regresión lineal que utilizan un método de "mínimos cuadrados" para descubrir la mejor línea de ajuste para un conjunto de datos emparejados. Luego estima el valor de X (variable dependiente) a partir de Y (variable independiente). (...)

Puede realizar una regresión lineal en Excel o usar paquetes de software estadístico como IBM © SPSS © Statistics que simplifican enormemente el proceso de uso de

ecuaciones de regresión lineal, modelos de regresión lineal, fórmula de regresión lineal. IBM SPSS Statistics puede aprovecharse en técnicas como la regresión lineal simple y la regresión lineal múltiple.” (IBM, 2017)

La Escuela Superior Informática (Universidad de Castilla-La Mancha,2017), cuando trata el tema sobre la regresión lineal con SPSS lo considera como una técnica estadística utilizada para estudiar la relación entre variables cuantitativas. Tanto en el caso de dos variables (regresión simple) como en el de más de dos variables (regresión múltiple), el análisis regresión lineal puede utilizarse para explorar y cuantificar la relación entre una variable llamada dependiente o criterio (Y) y una o más variables llamadas independientes o predictores (X_1, X_2, \dots, X_p), así como para desarrollar una ecuación lineal con fines predictivos.

Hurtado (1998) manifiesta que: Todos los campos de la investigación científica seria se pueden beneficiar del análisis estadístico ya que las técnicas estadísticas se pueden utilizar en casi todos los aspectos de la vida Se diseñan encuestas para recopilar información previa al día de elecciones y así predecir el resultado de las mismas. Se seleccionan al azar consumidores para obtener información con el fin de predecir la preferencia con respecto a ciertos productos y/o servicios.

Los responsables de la toma de decisiones sobre la política económica, asesores presidenciales, ministeriales y de otros altos cargos públicos, tienen en la estadística una herramienta muy valiosa. Los economistas consideran varios índices de la situación económica durante cierto periodo y utilizan la información para predecir la

situación económica futura. Únicamente con la ayuda del análisis estadístico pueden tomarse.

American Statistical Association (POIRIER, 1973), sobre educación estadística (a todos los niveles) indica: El análisis de regresión únicamente indica que relación matemática podría haber, de existir una; es decir, que en ningún momento se puede establecer si una variable tiende a causar la otra (Gestiopolis,2017).

Gonzales (2010) desarrolló en el año 2010 un estudio sobre: “Análisis de la demanda de energía eléctrica usando serie de tiempo”. Una rama de las ciencias exactas que más aplicaciones tiene en la solución de problemas reales, es la matemática. La probabilidad y la estadística son ramas de esta que a lo largo de los años han mostrado una gran variedad de aplicaciones. En cualquier análisis de un problema real que involucre probabilidad y/o estadística se tiene presencia de incertidumbre.

En el proceso de modelación y solución de un problema, se usan datos incompletos o aproximaciones, por lo que no se tiene una certeza completa de la solución. Esto se debe, en gran parte, a la naturaleza misma del problema, a la aproximación de cantidades en el procedimiento de solución y a la incertidumbre de los datos, los cuales deben ser tomados en cuenta, aunque esto no quiere decir que resolver un problema usando teoría de probabilidad y estadística no resulte confiable. Actualmente existen técnicas estadísticas, que son utilizadas para describir el comportamiento de los datos recolectados en determinada área o investigación. En este trabajo se lleva a cabo un análisis de la demanda de energía eléctrica usando series de tiempo; esto con el fin de observar si alguno de sus componentes se encuentra presentes en los datos.

En este trabajo no se aborda el tema de generación más bien el de la demanda de energía eléctrica. Se realiza un análisis del comportamiento de los datos de esta demanda en una subestación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En este trabajo se estableció la base teórica de series de tiempo necesaria para llevar a cabo un análisis. Se presentaron aquellas técnicas útiles para modelar los datos de demanda máxima mensual de energía eléctrica. Se hizo además una revisión de los conceptos de probabilidad y estadística útiles para el estudio de las series de tiempo.

Se realizó la aplicación a los datos antes mencionados, para ello, se llevó a cabo una revisión de las FAC y FACP de los datos originales para decidir que técnica sería la que se utilizaría para hacer estacionaria la serie. Una vez que se decidió que lo más conveniente sería estimar las componentes de la serie, se procedió a estimar la componente de tendencia, esto se realizó aplicando un filtro de medias móviles. Después se eliminó esta componente de la serie y se estimó la componente estacional, se volvió a estimar la componente de tendencia pero sin la componente estacional. Luego se eliminó esta última componente de tendencia estimada con lo cual se obtuvo una componente residual de la serie, la cual fue estacionaria y de aquí se pudo obtener el modelo que ajusta a los datos. Recuérdese que no basta con proponer el modelo, por lo que para realizar la verificación se obtuvieron los residuales de la serie y su FAC para confirmar que el modelo realmente era el adecuado. Los resultados obtenidos en este trabajo para los datos de demanda de energía eléctrica mensual fueron satisfactorios, pues se obtuvo un buen ajuste de los datos.

En general, uno de los pasos más difíciles de llevar a cabo en el ajuste de un modelo de serie de tiempo es el de identificar el modelo. Se debe ser muy meticuloso al momento de hacer el análisis, puesto que un error puede conducir al modelo equivocado. Ajustar un modelo de serie de tiempo puede resultar tedioso para datos cuyo comportamiento no permita identificar patrones fácilmente. En este tipo de análisis se deben ajustar varios modelos y al final elegir aquel que mejor ajuste tenga con los datos originales.

Resultaría muy interesante retomar estos resultados previos para estudios futuros, particularmente para llevar a cabo la predicción.

Varios han sido los métodos empleados para pronosticar la demanda de energía eléctrica. En general estos métodos pueden ser clasificados en tres grandes grupos: los primeros se basan en modelos estadísticos (regresión, series de tiempo y/o econométricos); los segundos en inteligencia artificial; y, finalmente, aquellos que dependen del juicio y la intuición humana. En Valencia (2005) se puede encontrar un cuadro detallado de cada uno de estos grupos, al igual que sus ventajas y desventajas.

Fernández (2006) desarrolla una aplicación de modelos de regresión. En este estudio la ecuación de demanda establece una relación no lineal entre el consumo doméstico de electricidad y el precio de ese consumo, así como un conjunto de características del hogar que se trate, personal y demográfico, de los individuos.

Blaconá & Abril (2000), desarrolla una aplicación de modelos de regresión. En este estudio la ecuación de demanda establece una relación no lineal entre el consumo doméstico de electricidad y el precio de ese consumo, así como un

conjunto de características del hogar que se trate, personal y demográfico, de los individuos.

Un modelo Spline para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica que forman parte de la muestra. La estimación se realiza a través de un análisis paramétrico de mínimos cuadrados en dos etapas, así como de un análisis de regresión no paramétrica, mediante técnicas Kernel, que permite fundamentar de forma más robusta la especificación funcional paramétrica.

Murillo et al. (2003) realizan un estudio usando modelos de tipo ARIMA. En este caso el pronóstico de demanda de energía eléctrica se basa en datos históricos suministrados por la Empresa de Energía de Pereira en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2001.

Por otra parte, Blaconá & Abril (2000) realizan un estudio para el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) en Argentina. De acuerdo con los autores, las series relacionadas con la demanda de energía eléctrica contienen procesos estacionales muy complejos, que resultan difíciles de modelar con la teoría básica de series de tiempo. Por esta razón prefieren apoyarse en los MBEE (Modelo Básico de Espacio de Estado). La serie de tiempo de la demanda diaria promedio de energía eléctrica de Argentina contiene dos tipos de estacionalidad, una semanal y otra anual. La estacionalidad semanal resulta fácil de modelar con variables DUMMY, mientras la estacionalidad anual se modela mediante un modelo spline de regresión no paramétrica Poirier (1973).

Harvey & Koopman (1993) mencionado por Farmer (1999), emplean también MBEE y la técnica Time-Varying splines para obtener un modelo de pronóstico horario de la demanda de electricidad de la compañía americana Puget Sound Power

and Light. Poirier et al. (1979) mencionado por Harvey realizaron un estudio para el Electric Power Research Institute, el cual involucró modelos de tipo econométrico y splines con el fin de estimar la demanda residencial para un pequeño conjunto de consumidores en Estados Unidos de América, de los cuales se contaba con información cada 15 minutos.

Modelos Spline jerárquicos fueron empleados por Hendricks & Koenker (1992) – mencionado por Murillo (2003) - para modelar la demanda de electricidad horaria de cuatrocientas residencias ubicadas en el área metropolitana de Chicago, medidas durante cuatro meses en 1985.

Smith et al. (1998) mencionado por (Murillo,2003) modelaron 264 datos mensuales de demanda residencial tomados del trabajo realizado por Harris & Liu (1993), usando cuatro variables independientes e implementando una metodología basada en una aproximación bayesiana para regresión Spline no paramétrica aditiva con errores auto correlacionados.

En resumen, se han implementado distintas aproximaciones con el fin de realizar proyecciones de demanda de energía eléctrica. En todas ellas se ha considerado la inclusión de otras variables, las cuales contribuyen significativamente a la explicación de la demanda, haciendo uso de las estadísticas. Se deduce de esta revisión de la literatura que no se ha establecido un método estándar para solucionar este problema, debido a la complejidad que conlleva el mismo. Igualmente, se han empleado con frecuencia algunas técnicas de suavización para dar solución a este problema, algunas veces utilizadas como herramienta de apoyo a otras metodologías estadísticas de predicción.

2.1.2. Congresos

En el año 1946 se llevó a cabo el “1er Congreso sobre el peronismo. El Estado empresario y las políticas públicas en el sector eléctrico en la provincia de Buenos Aires, 1946 – 50”

La ponencia del Ing. Luis La Scaleia, perteneciente a la institucional: UNLU / CONICET

La evolución del sector eléctrico ha sido un tópico escasamente frecuentado por la historiografía argentina contemporánea. Aún menos estudiado ha sido el comportamiento del servicio durante el peronismo en general y en la provincia de Buenos Aires en particular.

El objetivo de este artículo será analizar las estrategias adoptadas desde el Estado provincial hacia la energía eléctrica y sus modalidades de intervención entre 1946 y 1950.

Consideramos fundamental explorar la acción estatal en el sector, ya que el consumo de electricidad estaba en aumento y esto tenía consecuencias profundas para la vida social, que el Estado en una época de reciente intervención económica no podía desdeñar.

Partimos de la hipótesis de que a pesar de la prédica nacionalista del gobierno de Mercante, el Estado provincial evitó en la práctica, la confrontación con las grandes empresas de capitales extranjeros con el fin de evitar el mayor deterioro del servicio.

Este trabajo se ha elaborado en función de un conjunto muy variado de fuentes, principalmente del ámbito de la provincia de Buenos Aires y oficiales (diarios de sesiones de la Cámara de diputados y senadores, legislación provincial,

presupuestos), legajos de personal de la Escribanía General de Gobierno de la provincia, legajos del Archivo General de la Nación, Fondo Documental Secretaria Técnica, Presidencia de la Nación, 1946- 1955, diario (“El Día”), revista (“La cooperación”) y estadísticas (de censos de población y de industria) que nunca fueron exploradas hasta el presente. Analizaremos las nuevas políticas públicas, la creación de la Dirección de Electricidad y Mecánica de Buenos Aires (en adelante DEMBA)

Los doctores Angulo & Ipanaqué (2002), profesores de la Facultad de Matemáticas y Estadística, presentan sus libros “Estadística” y “Control Predictivo: Una técnica para el futuro de la industria”, respectivamente: Estadística

En las últimas décadas ha cobrado especial importancia el análisis estadístico de datos para mejorar la calidad de todo tipo de procesos, y para mejorar finalmente el nivel de satisfacción de los clientes, ya sea que éstos adquieran un determinado producto o reciban un servicio.

Grandes empresas transnacionales están implementando sistemas de gestión de la calidad, que presentan como principales argumentos las herramientas estadísticas.

En este libro se pone especial énfasis en los conceptos, con el propósito de capacitar al lector para que sepa elegir con criterio las herramientas estadísticas que le resuelvan los problemas que aborde en su vida profesional. En casi todos los capítulos de este libro se explica, con ejemplos, el uso de las herramientas estadísticas de Microsoft Excel para análisis de datos, casi desconocidas por la gran mayoría de usuarios de Excel. Se explica además cómo emplear las principales funciones estadísticas de este software. La gran ventaja de Excel sobre otros

softwares de Estadística, es evidente: Excel está prácticamente al alcance de todos y requiere muy poca capacitación para su empleo. A esto se suma la gran versatilidad que se puede lograr siendo un buen usuario de Excel.

Las exigencias del mercado demandan mejor calidad a los procesos industriales y al mismo tiempo ahorro en los costos de producción, por ejemplo, en el consumo de energía.

Los reguladores predictivos representan una de las metodologías del control automático que ha tenido, en los últimos años, notable aceptación por la industria porque se adapta a las exigencias actuales. Esta metodología, gracias a nuevas plataformas de hardware y software comerciales, en sus diferentes versiones, está en difusión.

En este trabajo se expone y discute algunos problemas relacionados con la predicción estadística, aborda en especial la comparación de modelo de regresión, la regresión múltiple sobre variables cualitativas y la asignación de un individuo a un grupo cuando hay otras causas de variación. Las técnicas utilizadas están relacionadas con el análisis de proximidades, el análisis discriminante u la taxonomía numérica.

2.1.3. Revistas especializadas

Valencia (2005, pp. 17-18) desarrollo un tema sobre “Modelamiento y ajuste de datos históricos para desarrollar pronósticos” Varios han sido los métodos empleados para pronosticar la demanda de energía eléctrica. En general estos métodos pueden ser clasificados en tres grandes grupos: los primeros se basan en modelos estadísticos (regresión, series de tiempo y/o econométricos); los segundos en inteligencia artificial; y, finalmente, aquellos que dependen del juicio y la

intuición humana. En Valencia (2005) se puede encontrar un cuadro detallado de cada uno de estos grupos, al igual que sus ventajas y desventajas.

La American Statistical Association (2002) considera que “Es indiscutible que el siglo XX ha sido el siglo de la estadística, que ha pasado a considerarse una de las ciencias metodológicas fundamentales y base del método científico experimental. La enseñanza de la estadística, sin embargo, aún se encuentra en sus comienzos, aunque como hemos descrito parece avanzar de una forma imparable”.

¿Será el siglo XXI el siglo de la educación estadística? Analizaremos a continuación algunos indicadores que parecen dar una respuesta positiva a esta pregunta, así como sugerir algunos cambios previsibles en nuestros métodos de enseñanza de esta materia.

Un primer indicador de la expansión futura de la educación estadística son los trabajos previstos por IASE, como el congreso ICOTS VI en el 2002 (<http://www.beeri.org.il/icots6/>) y los 11 grupos de trabajo en la Conferencia ISI de Corea en 2001 (<http://www.nso.go.kr/isi2001>). Otras sociedades de estadística o de educación están también organizando secciones específicas de educación estadística, como, por ejemplo, la ASA (American Statistical Association), AERA (American Educational Research Association), Royal Statistical Society, la Sociedad Española de Investigación en Educación Matemática, etc.

El Ingeniero José Pereyra (2005) decía que a partir de las propuestas de reforma del sector eléctrico se argumentaba sobre la insuficiencia de abastecer la creciente demanda del fluido eléctrico con los recursos que entonces ofrecían las empresas paraestatales, dicho argumento se basaba en el mayor crecimiento económico con el

que se estimaba una demanda de energía eléctrica con tasas de crecimiento por arriba del 6.0 por ciento. Sin embargo, la desaceleración económica en 2001 llevó a ajustar la demanda de energía eléctrica a la baja. Posteriormente se observaron tasas de crecimiento menos dinámicas. Con la crisis de 2005, la actividad económica presentó una contracción mayor a la esperada, siendo el sector industrial uno de los sectores más afectados, al mismo tiempo que es el principal consumidor de este insumo. Aunque se espera que la demanda de energía eléctrica no disminuya al mismo ritmo que la economía, el modelo planteado en este trabajo muestra una reducción de la demanda, toda vez que se encuentra estrechamente ligada a la actividad industrial.

Este modelo permite dar un acercamiento al análisis de la demanda del sector, no pretende sustituir los pronósticos oficiales, únicamente se diseñó con el fin de pronosticar la tendencia de la demanda de energía eléctrica en el mediano plazo y observar su comportamiento respecto a la actividad económica. La ecuación de mejor ajuste fue:

$$\text{Logcons} = 2.4515 + 0.00287 \cdot \text{ACTIND} - 0.01744 \cdot \text{TARIF} + 0.00821 \cdot \text{VIV2} + 0.70778 \cdot \text{logcons}_{t-1}$$

(4.209519) (3.644620) (-0.555988) (3.277922) (10.00568)

Donde:

Logcons= logaritmo del consumo

ACTIND= Actividad Industrial

VIV2= porcentaje de viviendas con electricidad

Logcons_{t-1}= logaritmo del consumo rezagado un periodo

La forma funcional es:

$$C = e^{B_0 + B_1 \text{ACTIND} + B_2 \text{TARIF} + B_3 \text{VIV2} + B_4 \text{logcons}_{t-1}}$$

De acuerdo con los resultados del modelo, se observa una relación positiva entre el consumo, la actividad industrial y las viviendas con electricidad y el consumo de un periodo atrás, en este caso del año inmediato anterior; ello significa que el consumo actual de energía eléctrica se explica por la presión del consumo del año anterior. Respecto a las tarifas, se observa una relación inversa entre consumo y precio, que se cumple debido a que existen sectores que ajustan su demanda ante el crecimiento de las tarifas, como es el caso del sector industrial; sin embargo, estadísticamente esta variable resultó ser no significativa, lo que se explica por el hecho de que al tratarse de un precio administrado por el Gobierno Federal, los cambios o fluctuaciones en las tarifas no explican el crecimiento de la demanda de energía.

El gobierno del Perú viene desarrollando estimulaciones a la inversión privada en el sector de energía eléctrica. En este sentido el Decreto Legislativo que regula la inversión en sistemas eléctricos rurales ubicados en zonas de concesión, busca esta finalidad:

Artículo 1°.- Inversión en Sistemas Eléctricos Rurales (SER) ubicados en zonas de concesión de empresas de distribución eléctrica

El Ministerio de Energía y Minas por excepción, podrá ejecutar obras de electrificación rural en forma directa o indirecta a través de las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal, dentro de zonas de su concesión, siempre que las poblaciones hayan solicitado el servicio eléctrico y no hayan sido atendidas en el plazo de un (1) año, conforme a la obligación prevista en el literal a) del artículo 34° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Para tal efecto, el Ministerio de Energía y Minas calificará las obras a ejecutarse como Sistemas Eléctricos Rurales (SER), a fin de aplicarle el régimen de la concesión eléctrica rural y demás disposiciones de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento.

Asimismo, dichos Sistemas Eléctricos Rurales (SER) serán transferidos a las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal conforme lo prevé el artículo 18° de la Ley N° 28749.

Artículo 2°.- Utilización de recursos de electrificación rural para ejecución de obras de remodelación, rehabilitación y mejoramiento fuera de la zona de concesión

Los recursos para electrificación rural también podrán orientarse, previo cumplimiento de las normas del Sistema Nacional de Inversión Pública por parte del solicitante y la evaluación del Ministerio de Energía y Minas, a la remodelación, rehabilitación y mejoramiento de instalaciones existentes para el suministro de energía a centros poblados, que hayan sido construidas por terceros sin cumplir con las normas técnicas de electrificación rural.

Para que proceda el mencionado financiamiento, las instalaciones a que se refiere el párrafo anterior, deberán estar ubicadas en las zonas rurales fuera de la zona de concesión de empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal. Asimismo, si las instalaciones existentes para el suministro de energía a centros poblados fueron construidas sin cumplir con las normas técnicas de electrificación rural por alguna entidad o empresa del Estado, sea nacional, regional o local, ésta podrá cofinanciar el proyecto de remodelación, rehabilitación o mejoramiento.

Artículo 3°.- Transferencias del OSINERGMIN

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, transferirá S/. 100' 000,000.00 (Cien Millones y 00/100 Nuevos Soles) con cargo a los saldos acumulados de los ejercicios presupuestales anteriores al año 2008 a favor del Ministerio de Energía y Minas para el cumplimiento de lo dispuesto en la presente norma.

Artículo 4°.- Normas Reglamentarias

Mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, se aprobarán las normas reglamentarias o complementarias que resulten necesarias para la mejor aplicación del presente Decreto Legislativo.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, el primer día del mes de mayo del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO

Ministro de Energía y Minas y Encargado del Despacho de la Presidencia del Consejo de Ministros

Agencia Andina | Lima, 15 de enero de 2010. “La demanda de energía eléctrica crecería hasta ocho por ciento en Perú durante el 2010 impulsada por la mejora de la economía global que ha reactivado el dinamismo de muchas empresas en el país, proyectó hoy el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). “Un mayor número de empresas grandes y medianas han iniciado

negociaciones con diversas generadoras de electricidad y han elevado sus requerimientos para este año”, manifestó el presidente del Osinergmin, Alfredo Dammert.

Indicó que este es un síntoma de que la economía de las empresas nacionales y extranjeras que operan en Perú han dejado atrás a la crisis financiera internacional que golpeó el año 2009 a los mercados externos. “Las que están presentando solicitudes más amplias de energía eléctrica este año son las compañías mineras y también las de textiles. Creemos que la demanda de electricidad al cierre del 2010 aumentará entre seis y ocho por ciento”, puntualizó.

Subrayó que en los últimos meses del año 2010 ha comenzado a subir la demanda eléctrica, y eso permite proyectar un mayor crecimiento para el 2010, lo cual será adecuadamente atendido por la oferta de centrales alimentadores de la generación eléctrica.

Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la demanda máxima del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) fue de 4,326.61 megavatios (Mw) a diciembre del 2009, lo que representa un valor tres por ciento mayor al registrado en el año 2008. Igualmente, durante el año 2009 la energía generada a nivel nacional alcanzó 32,636 GWh, 0.6 por ciento mayor respecto al 2008, detalló la Dirección General de Electricidad (DGE) del MEM.

El número de usuarios de las distribuidoras y generadoras ascendieron a 4.8 millones en dicho período, cifra que aumentó seis por ciento respecto al año 2008 y la venta de energía fue de 27,196 GWh, que representa un incremento de 0.9 por ciento con relación al mismo período del año anterior.

Dammert explicó que el crecimiento de la economía peruana en los últimos años ha determinado el aumento de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional. En el año 2010, anualmente se requerían entre 400 y 500 Mw al año para abastecer el mercado interno.

Actualmente, según lo publicado por (Osinergmin), en su boletín de junio 2017 se tiene:

1. MÁXIMA DEMANDA EN POTENCIA

El 21 de Junio del 2017 a las 20:45 h, se registró la máxima demanda (MD) de potencia eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para el abastecimiento de energía, la que alcanzó el valor de 6 401 MW. Esta máxima demanda fue 2,5% mayor al valor registrado en Junio del año 2016.. En el Grafico N°1 se presenta la participación de las fuentes de generación en el momento que ocurrió la máxima demanda de potencia eléctrica; la cual fue atendida en mayor porcentaje por generación hidráulica (49,0%); seguida de la generación térmica a gas natural (41,2%). La generación con diésel y residual participaron con 5,2%; mientras que las energías no convencionales como biomasa, biogás y eólica, también formaron parte de esta estructura con 2,5%; en tanto el carbón participó con 2,1% del total de la demanda.

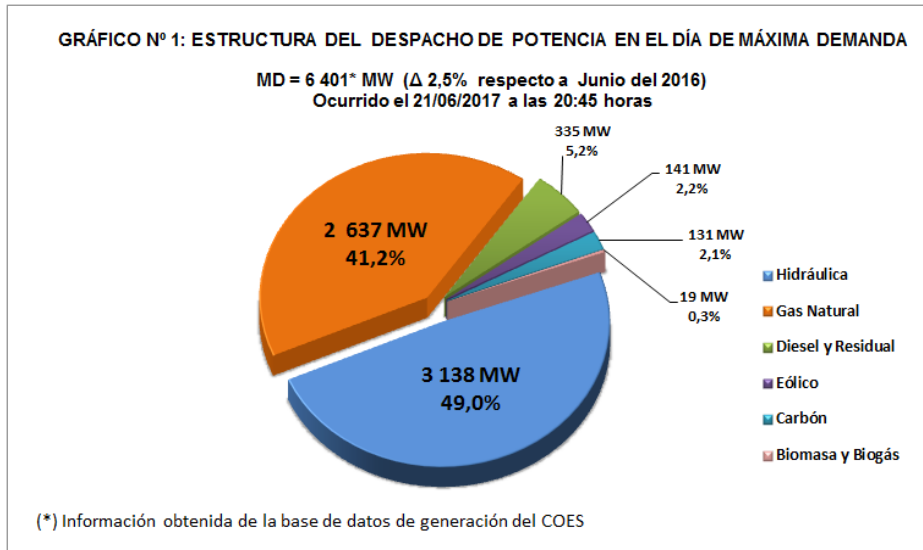


Gráfico 1: Estructura del despacho de potencia en el día de máxima demanda
Fuente: Coes

2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL MERCADO NACIONAL

La producción total de energía eléctrica para el mercado nacional, en el mes de Junio 2017 alcanzó los 4 283 GW.h, lo que representó un incremento de 3,9% respecto al mes de Junio de 2016. Asimismo, la producción acumulada a junio 2017 se estimó en 26 227 GW.h, 2,2 % mayor, al total generado en similar periodo del 2016.

El Gráfico N° 2 muestra la producción total por destino y origen. Las empresas que generan para el mercado eléctrico tuvieron una producción total de 4 103 GW.h (95,8% del total nacional), mientras la generación para uso propio fue de 180 GW.h.

También se puede observar que las centrales hidroeléctricas registraron 2 272 GW.h (36,1% más que el periodo similar del 2016); las termoeléctricas produjeron 1 911 GW.h (18,3% menor al generado en junio del 2016) y las centrales con

recursos renovables (solar y eólica) acumularon una producción de 101 GW.h (9,6% menor al mes de junio del año anterior).

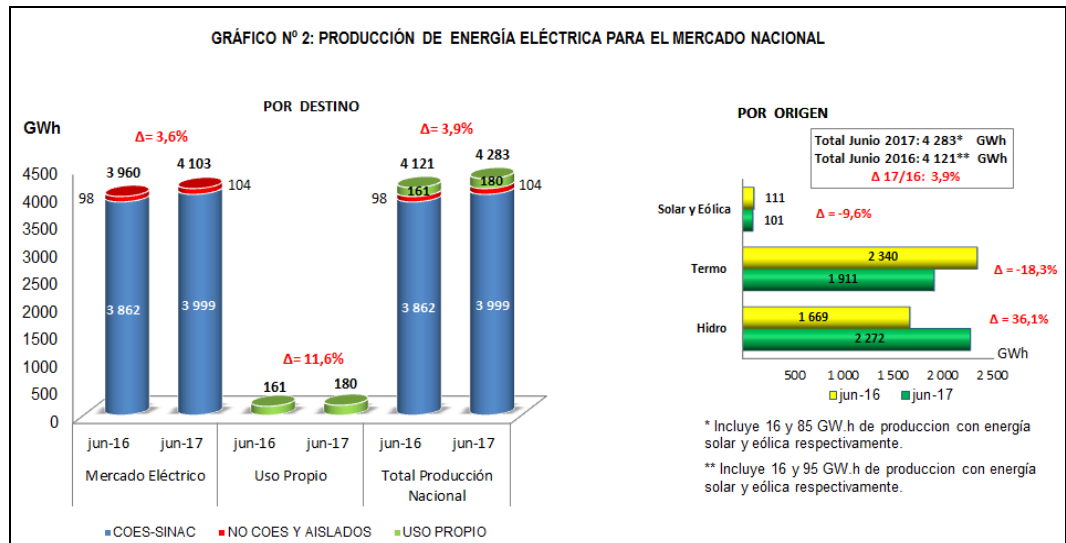


Gráfico 2: Producción de energía eléctrica para el mercado nacional
Fuente: Coes

3. VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La venta de electricidad a cliente final en el mes de junio ascendió a 3 629 GW.h, (Gráfico N° 3), valor que resultó ser 2,7% mayor que el mismo mes del año anterior. El mercado regulado fue atendido con 1 617 GW.h como venta a cliente final, mientras que al mercado libre se vendieron 2 012 GW.h, es decir, 9,9% más que en el período similar del año 2016. La venta de energía eléctrica al mercado libre representa 55,4% de la venta total y el 44,6% corresponde a las ventas registradas en el mercado regulado.



Gráfico 3: Venta de energía eléctrica por mercado y tipo de empresa
Fuente: Coes

Para proyectar la demanda eléctrica se utilizan diferentes modelos, entre estos tenemos, los modelos econométricos, basados en la teoría económica, y los modelos tendenciales, que proyectan en función de su crecimiento tendencial; estos modelos descansan sobre la premisa que la tasa de crecimiento anual de los años anteriores se repetirá en el futuro.

2.2. Marco conceptual

2.2.1. Fuentes de energía eléctrica

En esta unidad de análisis nos ocupamos de las fuentes de energía en sus diversas formas que sirven para atender la demanda de energía eléctrica:

a) Centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. (Carbone, 2000, pp.121). El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde

mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores. Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- La potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador.
- La energía garantizada en un lapso determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, de la pluviometría anual y de la potencia instalada.

La potencia de una central hidroeléctrica puede variar desde unos pocos MW, hasta varios GW. Hasta 10 MW se consideran mini-centrales. Las principales centrales de generación hidroeléctrica a nivel mundial son:

Desde el inicio de sus operaciones en 2003, la Presa de las Tres Gargantas en Hubei, China, es la central hidroeléctrica con mayor capacidad instalada en el mundo (22 500 MW). Su predecesora, la Central Hidroeléctrica de Itaipú, pasó a ser la segunda más grande del mundo (continúa siendo la más grande de Latinoamérica), construida en 1984 con una capacidad de 14 000 MW en el río Paraná, en la frontera de Brasil y Paraguay, esta central funciona con 20 turbinas de 700 MW cada una.

La tercera central hidroeléctrica más grande del mundo es Xiluodu, que posee una capacidad de 13 860 MW y se encuentra ubicada en China. Por otra parte, la Central Simón Bolívar de 10 235 MW, construida en la represa

El Gurí en Venezuela, es la cuarta con mayor capacidad instalada en el mundo y la segunda de Latinoamérica.

Otra central que destaca por su gran tamaño es la Presa de Tucuruí ubicada en Brasil, con una capacidad de 8370 MW. En el Cuadro 1 se presenta un listado de las cinco centrales hidroeléctricas de mayor capacidad en el mundo, señalando el país en el que se ubican así como su año de inicio de operación. En el Perú, la de mayor capacidad es el Complejo Hidroeléctrico del Mantaro (inició sus operaciones en 1973) con 1008 MW (es decir, menos de 20 veces la capacidad de la Presa de las Tres Gargantas). (Osinermin)

Cuadro 1: Principales centrales hidroeléctricas en el mundo

Nº	Central	País	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Presa de las Tres Gargantas	China	22 500	2003
2	Itaipú	Brasil - Paraguay	14 000	1984
3	Xiluodu	China	13 860	1984
4	Simón Bolívar (Presa de Guá)	Venezuela	10 235	1986
5	Presa de Tucuruí	Brasil	8370	1984
6	Complejo Hidroeléctrico del Mantaro	Perú	1008	1973

Fuente: Bloomberg. Elaboración: GRAE - Osinermin.

Fuente: Osinermin

Esta forma de energía posee problemas medioambientales al necesitar la construcción de grandes embalses en los que acumular el agua, que es sustraída de otros usos, incluso urbanos en algunas ocasiones.

Actualmente se encuentra en desarrollo la explotación comercial de la conversión en electricidad del potencial energético que tiene el oleaje del mar, en las llamadas centrales mareomotrices. Estas utilizan el flujo y reflujo de las mareas.

En general pueden ser útiles en zonas costeras donde la amplitud de la marea sea amplia, y las condiciones morfológicas de la costa permitan la construcción de una presa que corte la entrada y salida de la marea en una bahía. Se genera energía tanto en el momento del llenado como en el momento del vaciado de la bahía.

Indudablemente la electricidad es uno de los principales elementos del desarrollo humano en la era moderna, pero para que ésta se encuentre presente en nuestra vida diaria ha sido necesario que el hombre la fuera conociendo poco a poco y fuera descubriendo sus diversas formas de generación y sus diferentes aplicaciones.

Hoy se sabe que la electricidad se genera de distintas fuentes como la hidráulica, geotérmica, eólica, atómica, solar y térmica, donde se utiliza el carbón, el petróleo y el gas natural, que son recursos no renovables.



Figura 3: Rotor de una turbina de una central hidroeléctrica
Fuente: Osinergmin

En nuestro país se utiliza el gran potencial hídrico de los ríos, lagos y lagunas para generar la electricidad que utilizamos. Esta generación hidroeléctrica representa el 60% del total de nuestra electricidad. El otro 40% lo generan las centrales térmicas,

que trabajan con la fuerza del vapor y cuyo combustible principal es todavía el petróleo.

Las Centrales Hidroeléctricas de nuestro país conforman desde el año 2000 un único sistema interconectado de transmisión, conocido como el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La generación eléctrica en el Perú, al cierre del 2015, se concentra en centrales hidroeléctricas (56.1%) y termoeléctricas (42.1%), sin embargo, se observa un esfuerzo del Estado por impulsar el desarrollo de energía eléctrica renovable, principalmente energía solar (1.2%) y energía eólica (0.5%). En términos geográficos, las macro regiones Centro1 (28.0%) y Lima2 (54.9%) centralizan la mayor parte de la producción de la energía nacional. La culminación del Gasoducto del Sur Peruano (que tiene plazo de finalización el año 2019) permitirá el transporte de gas natural desde Camisea hacia la zona sur del Perú, por lo que se espera se incremente el número de proyectos de centrales termoeléctricas en esta zona. Así, se lograría descentralizar en parte la producción de electricidad, causada fundamentalmente por dificultades de transporte. (Tello Zamudio)

Para una mejor explicación distinguiremos el SEIN en 2 sub-sistemas:

I. El Sistema Interconectado Centro Norte.

Es el de mayor capacidad, ya que genera casi 3000 Mw. Abastece a las principales ciudades del país como: Piura, Chiclayo, Trujillo, Chimbote, Huaraz, Huánuco, Tingo María, Cajamarca, Huancayo y Lima. Las principales centrales hidroeléctricas que componen este sistema son:

- **Carhuaquero:** Ubicada en Cajamarca, aprovecha las aguas del río Chancay y cuenta con una caída neta de 475 m para generar 75 Mw. Fue puesta en servicio en 1988 y pertenece a la empresa EGENOR S.A.
- **Cañón del Pato:** Ubicada en Ancash, a 120 Km. de Chimbote en la provincia de Huaylas, utiliza las aguas del río Santa aprovechando una caída de 395 m y generando 154 Mw. Fue puesta en servicio en dos etapas: 1958 y 1981 respectivamente. Pertenece también a EGENOR S.A.
- **Gallito Ciego:** Ubicada en la provincia de Contumazá, en Cajamarca. Genera 34 Mw. Ha sido entregada en concesión definitiva a la empresa Cementos Norte Pacasmayo.
- **Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo:** Ubicada en el departamento de Huancavelica, provincia de Tayacaja. Produce 798 Mw, con una caída neta de 748 m también con turbinas Pelton. Fue puesta en servicio en dos etapas 1973 y 1979 respectivamente.
- **Restitución:** Esta central recibe las aguas ya utilizadas en la Central Antúnez de Mayolo a través de una caída de 258 m generando 216 Mw. Fue puesta en operación en 1984. Ambas componen el complejo hidroenergético más grande del país y pertenecen a Electroperú S.A.
- **Cahua:** Ubicado en Pativilca, al norte de Lima, aprovecha las aguas del río Pativilca a través de una caída de 215 m produciendo 41 Mw. Fue puesta en servicio en 1967 y abastece de electricidad a Huacho, Supe, Paramonga, Pativilca y Barranca.
- **Huinco:** Es la principal central hidroeléctrica de Lima. Su producción es de 262 Mw a través de 4 generadores. La cuenca hídrica que abastece a Huinco es

recogida de las lagunas de Marcapomacocha y Antacoto a 5 mil m.s.n.m. Las aguas son derivadas a través de una caída neta de 1.245 m para ser absorbidas por 8 turbinas Pelton. Fue puesta en operación en 1965. Además de Huinco, otras centrales hidroeléctricas abastecen a la ciudad de Lima. Todas ellas pertenecen a la empresa EDEGEL S.A.:

- **Central Matucana:** Construida en 1971 genera 120 Mw. con una caída de 980 m.
- **Central Moyopampa:** Inaugurada en 1951 genera 63 Mw. con una caída de 460 m.
- **Central Callahuanca:** Puesta en servicio en dos etapas 1938 y 1958 respectivamente y genera 71 Mw. con una caída de 426 m.
- **Central Huampaní:** Puesta en servicio 1962, genera 31 Mw con una caída de 185 m.
- **Central Yanango:** Ubicada en la provincia de Chanchamayo, departamento de Junín. Genera 40.5 Mw y fue puesta en servicio el año 2001.
- **Central Chimay:** Ubicada en la provincia de Moyobamba, departamento de Junín. Genera 11 Mw y fue puesta en servicio el año 2001.

II. El Sistema Interconectado Sur

Suministra energía a una población de más de seis millones de habitantes. Entre las principales ciudades que abastece están Arequipa, Cusco, Tacna, Moquegua, Juliaca, Ilo y Puno. En este Sistema Interconectado con 711 kilómetros de líneas de transmisión se hallan las siguientes centrales hidroeléctricas:

- **Charcani V:** Ubicada en Arequipa, esta central es una de las más modernas del país. Fue inaugurada en 1988. Genera 136.8 Mw con una caída de agua de 690 m y pertenece a la Empresa EGASA.
- **Machu Picchu:** Ubicada en la provincia de Urubamba cerca a las ruinas de Machu Picchu en el Cusco. Genera 110 Mw y su caída neta es de 345 m. Esta Central trabaja con turbinas tipo Francis y fue puesta en servicio en 3 etapas: 1964, 1972 y 1984 respectivamente.
- Luego de su desactivación en febrero de 1998 debido a los graves daños ocasionados por un aluvión, esta central volvió a operar el año 2002.
- **Aricota 1 y 2:** Se localizan en la provincia de Candarave, en el departamento de Tacna. Aricota I fue construida en 1967 y en la actualidad produce 23.80 Mw con una caída de agua de 617 m a través de un sistema de turbinas Pelton. Aricota 2 genera 11.9 Mw. Estas centrales pertenecen a la empresa EGESUR S.A.
- **San Gabán:** Ubicada en la provincia de Carabaya, en el departamento de Puno. Es una moderna central que genera 110 Mw de potencia

b) Centrales termoeléctricas

Una central termoeléctrica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) como de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear o del sol como las solares termoeléctricas. Las centrales que en el futuro utilicen la fusión también serán centrales termoeléctricas. Estos últimos no se aplican en el Perú debido a que tienen recursos hídricos, petróleo y gas, como materia prima de la energía eléctrica.

En su forma más clásica, las centrales termoeléctricas consisten en una caldera en la que se quema el combustible para generar calor que se transfiere a unos tubos por donde circula agua, la cual se evapora. El vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande a continuación en una turbina de vapor, cuyo movimiento impulsa un alternador que genera la electricidad. Luego el vapor es enfriado en un Condensador donde circula por tubos agua fría de un caudal abierto de un río o por torre de refrigeración.

En las centrales termoeléctricas denominadas de ciclo combinado se usan los gases de la combustión del gas natural para mover una turbina de gas. En una cámara de combustión se quema el gas natural y se inyecta aire para acelerar la velocidad de los gases y mover la turbina de gas. Como, tras pasar por la turbina, esos gases todavía se encuentran a alta temperatura (500 °C), se reutilizan para generar vapor que mueve una turbina de vapor. Cada una de estas turbinas impulsa un alternador, como en una central termoeléctrica común. El vapor luego es enfriado por medio de un caudal de agua abierto o torre de refrigeración como en una central térmica común. Además, se puede obtener la cogeneración en este tipo de plantas, al alternar entre la generación por medio de gas natural o carbón. Este tipo de plantas está en capacidad de producir energía más allá de la limitación de uno de los dos insumos y pueden dar un paso a la utilización de fuentes de energía por insumos diferentes.

Las centrales térmicas que usan combustibles fósiles liberan a la atmósfera dióxido de carbono (CO²), considerado el principal gas responsable del calentamiento global. También, dependiendo del combustible utilizado, pueden emitir otros contaminantes como óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas

sólidas (polvo) y cantidades variables de residuos sólidos. Las centrales nucleares pueden contaminar en situaciones accidentales (véase accidente de Chernóbil) y también generan residuos radiactivos de diversa índole. Ver figura 4:

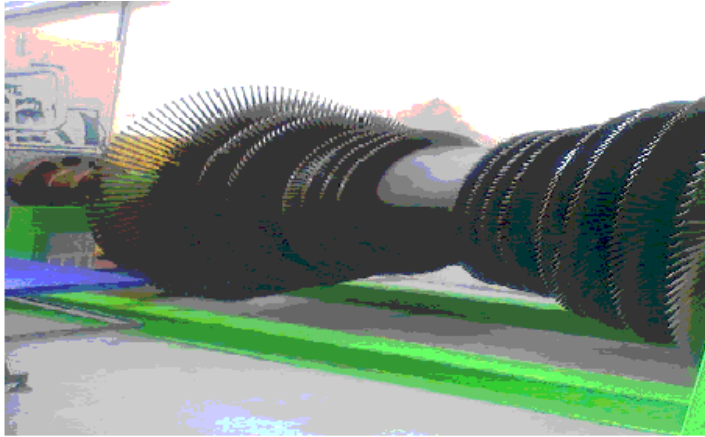


Figura 4: Turbina Termoeléctrica
Fuente: Osinergmin

2.2.2. Proyección de la demanda

a) Proyección del Consumo por sectores

Para proyectar la demanda de energía eléctrica para la zona sur del Perú, se procede a estimarla de manera desagregada según los tipos de consumidores: doméstico, industrial, comercial y alumbrado público, y para cada una de las áreas de influencia de los subsistemas regionales Sur Oeste, Sur y Sur Este (S&Z Consultores Asociados S.A., 1994). Estas variables de consumo se correlacionan con los indicadores de producto bruto interno del país (PBI nacional) y de la región (PBI regional), el efecto de la variación tarifaria, la evolución del número de abonados, el efecto de los rezagos de las variables y las tendencias históricas.

b) Modelo de Pronóstico y Proyecciones de la Demanda Eléctrica (PUCP)

(CTE, Macroconsult S.A., 2001)

La modelación se caracteriza por la especificación de parámetros de “largo y corto plazo” que corresponden a especificaciones de “ajuste instantáneo y parcial” respectivamente, los parámetros estimados en la especificación de ajuste instantáneo tienden a replicar las elasticidades precio e ingreso de largo plazo del consumo de energía correspondiente a cada grupo consumidor (pp.16)

En la figura 5 se muestran las zonas del Sistema Interconectado de Energía Eléctrica Nacional (SEIN) que representa la demanda de energía que se atiende a la población, empresas comerciales e industriales.

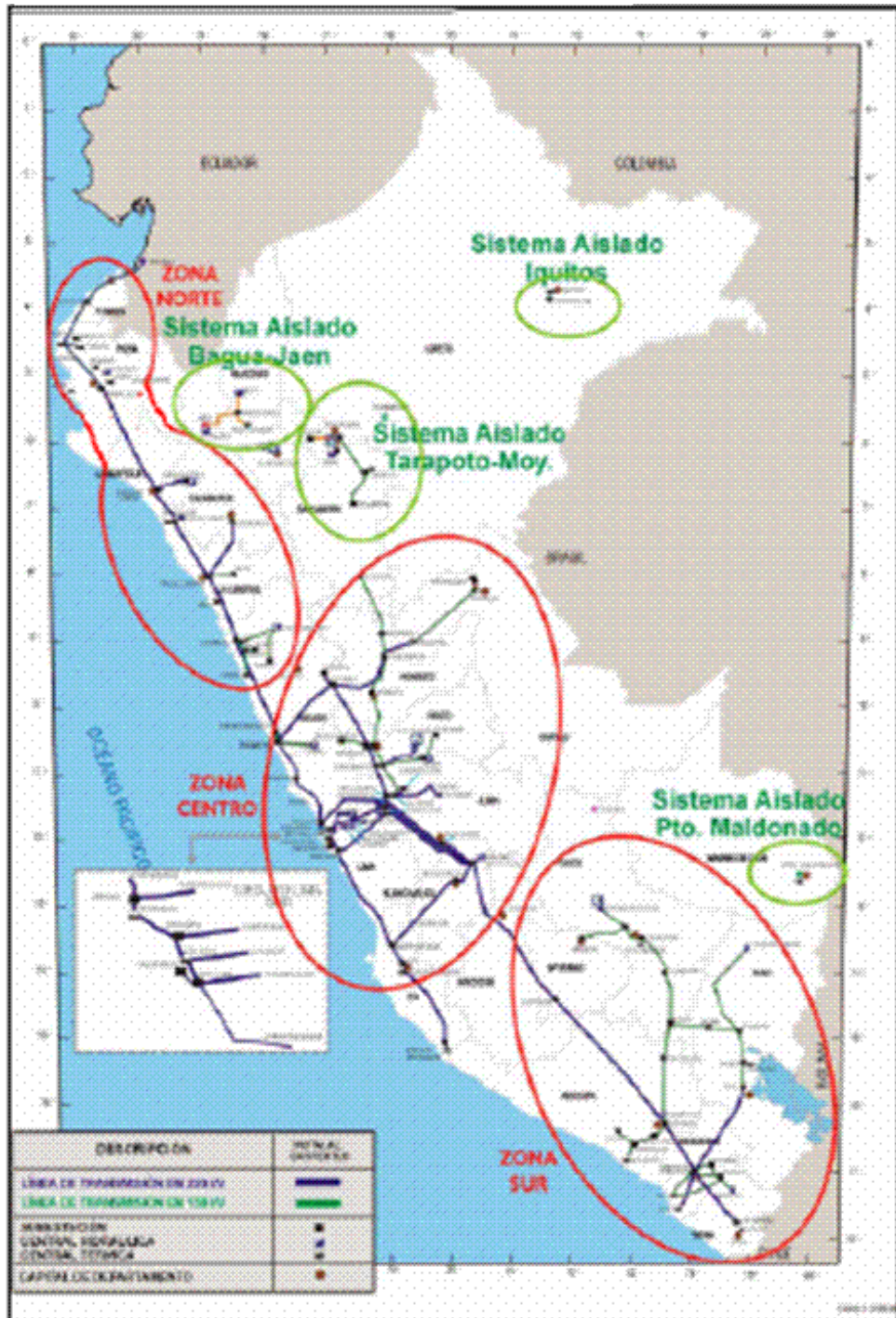


Figura 5: Zonas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)
Fuente: COES



Figura 6: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)
Fuente: COES

Cuadro 2: Centrales Termoelectricas existentes

Central	Propietario	Potencia Eléctrica MW	Combustible	Consumo Específico Unid. kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	15,0	Gas Natural	16,114
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15,0	Gas Natural	16,675
Turbo Gas Diesel Malacas 3	EEPSA	14,7	Diesel Nº2	0,963
Turbo Gas Natural Malacas 4	EEPSA	98,7	Gas Natural	12,118
		100,8	Gas Natural y Agua	12,412
Turbo Gas de Chimbote	DE EGENOR	44,0	Diesel Nº2	0,328
Turbo Gas de Trujillo	DE EGENOR	20,4	Diesel Nº2	0,942
Turbo Gas de Piura con R6	DE EGENOR	21,0	Residual Nº6	0,322
Grupos Diesel de Piura sin MRL6SS	DE EGENOR	19,4	Residual Nº6	0,299
Grupos Diesel de Chiclayo	DE EGENOR	24,4	Residual Nº6	0,254
Grupos Diesel de Sullana sin ALCO1	DE EGENOR	8,5	Diesel Nº2	0,251
Grupos Diesel de Paita sin SKCOA y EMD2	DE EGENOR	5,8	Diesel Nº2	0,244
Turbo Gas Natural Santa Rosa UT-6	ED EGEL	62,0	Gas Natural	13,360
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	ED EGEL	123,3	Gas Natural	11,372
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	63,1	Residual Nº500	0,320
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel Nº2	0,208
Turbo Gas Natural Aguayña TG-1	TERMOSELVA	88,5	Gas Natural	11,096
Turbo Gas Natural Aguayña TG-2	TERMOSELVA	88,1	Gas Natural	11,367
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	9,2	Residual Nº6	0,220
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	9,0	Residual Nº6	0,208
G. Diesel Pucallpa Wartsila	ELECTRO UCAYALI	25,0	Residual Nº6	0,198
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	ED EGEL	228,0	Gas Natural	6,765
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	ED EGEL	18,4	Gas Natural	7,040
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	ED EGEL	228,0	Gas Natural	6,765
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	ED EGEL	18,4	Gas Natural	7,040
Turbo Gas Natural Santa Rosa UT-6 con GN	ED EGEL	63,4	Gas Natural	12,744
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	GLDBELCO	176,8	Gas Natural	10,074
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	176,0	Gas Natural	9,797
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	174,5	Gas Natural	9,804
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	178,0	Gas Natural	9,894
Dolorespata GD Nº1 al Nº7	EGESA	11,5	Diesel Nº2	0,243
Tapanachi GD Nº1 al Nº4	SAN GABAN	4,9	Diesel Nº2	0,233
Betanista GD Nº1 al Nº2	SAN GABAN	3,5	Diesel Nº2	0,242
Chilina GD Nº1 y Nº2	EGASA	10,4	Mezcla2 R500,D2	0,212
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	16,7	Diesel Nº2	0,278
China TV Nº2	EGASA	6,2	Residual Nº500	0,388
China TV Nº3	EGASA	8,9	Residual Nº500	0,435
Mollendo I GD	EGASA	32,0	Residual Nº500	0,207
Mollendo II TG	EGASA	73,2	Diesel Nº2	0,264
Calama GD	EGESUR	25,5	Residual Nº6	0,217
Ilo 1 TV Nº2	ENERSUR	0,0	Residual Nº500	0,318
Ilo 1 TV Nº3	ENERSUR	69,5	Vapor+Res Nº 500	0,198
Ilo 1 TV Nº4	ENERSUR	66,5	Residual Nº500	0,257
Ilo 1 TG Nº1	ENERSUR	34,7	Diesel Nº2	0,271
Ilo 1 TG Nº2	ENERSUR	32,5	Diesel Nº2	0,255
Ilo 1 GD Nº1	ENERSUR	3,3	Diesel Nº2	0,200
Ilo 2 Carbón Nº1	ENERSUR	141,8	Carbón	0,349
Total		2 628,4		

Notas :

GD : Grupos Diesel.

TV : Turbinas a vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel Nº 2.

Unid.: Kg. para el Diesel Nº2 y el PAV. MWh para el Gas Natural.

Mezcla1 R6,D2 : Composición de Residual Nº6 (85%) y Diesel Nº 2 (15%)

Mezcla2 R500,D2 : Composición de Residual Nº 500 (90%) y Diesel Nº 2 (10%)

Fuente: Osinergmin

En Cuadro 3 se muestra la demanda calculada del periodo 1981-2012 de las ventas realizadas por Osinergmin:

Cuadro 3: Ventas de energía realizadas por Osinergmin

Años	Tiempo	Ventas de Osinergmin
1981	1	5679
1982	2	5947
1983	3	5756
1984	4	6114
1985	5	6498
1986	6	7030
1987	7	7674
1988	8	7762
1989	9	7180
1990	10	7126
1991	11	7667
1992	12	6806
1993	13	7794
1994	14	8805
1995	15	9193
1996	16	9448
1997	17	9940
1998	18	10575
1999	19	10950
2000	20	11775
2001	21	12019
2002	22	12592
2003	23	13286
2004	24	14120
2005	25	15043
2006	26	16452
2007	27	17860
2008	28	19660
2009	29	20064
2010	30	21096
2011	31	22474
2012	32	23808

Fuente: Elaboración propia

En la Cuadro 4, se muestra la data de las centrales hidroeléctrica del Perú, donde se detallan su potencia efectiva, su energía media y rendimiento.

Cuadro 4: Centrales Hidroeléctricas en el Perú

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento MWh/m3
Cajhua	E G E CAJUA	43,1	318,7	84,4%	22,86	0,524
Cañon del Pato	DEI E GENOR	263,5	1.638,0	63,2%	77,00	0,951
Carhuapuro	DEI E GENOR	95,0	651,2	78,3%	23,00	1,147
Montero	ELECTROPERU	650,5	5.452,8	95,7%	100,00	1,807
Restitución	ELECTROPERU	215,4	1.691,6	89,6%	100,00	0,698
Callahuasca	EDEGEL	82,6	606,7	83,8%	20,50	1,119
Huampaní	EDEGEL	30,2	252,8	95,6%	18,50	0,453
Huimbo	EDEGEL	247,3	1.078,0	49,8%	25,00	2,748
Mallucana	EDEGEL	128,6	845,1	75,0%	14,80	2,414
Moyopampa	EDEGEL	64,7	552,8	97,5%	17,50	1,027
Yanango	EDEGEL	42,6	268,0	72,1%	20,00	0,592
Chimay	EDEGEL	150,3	936,4	70,8%	32,00	0,511
Malpaca	ELECTROANDES	48,0	295,5	80,8%	71,00	0,188
Oroya	ELECTROANDES	9,5	73,3	88,0%	5,92	0,446
Pacatuzcaca	ELECTROANDES	3,7	34,4	94,0%	0,20	0,430
Yaupi	ELECTROANDES	104,9	860,2	93,6%	24,76	1,177
Galito Ciego	ENERGIA PACASMAYO	38,1	172,5	51,7%	44,80	0,236
Parlac	E G E CAJUA	4,5	37,5	95,1%	2,20	0,668
Huancho	EDEGEL (1)	19,6	166,0	96,7%	10,00	0,544
Misapuquio	EGECAJUA (1)	3,9	20,7	80,7%	2,00	0,542
San Antonio	EGECAJUA (1)	0,6	3,5	64,5%	2,92	0,059
San Ignacio	EGECAJUA (1)	0,1	3,8	108,2%	2,50	0,044
Huayllacho	EGECAJUA (1)	0,2	1,1	59,8%	0,15	0,370
Tuncan	ENERGIK	135,8	917,0	78,5%	30,00	1,287
Santa Rosa I	ELECTRICA SANTA ROSA	1,0	7,8	88,8%	5,50	0,051
Santa Rosa II	ELECTRICA SANTA ROSA (2)	1,7	11,2	75,2%	5,00	0,094
Durumuy	SINERGA (2)	12,5	64,2	58,6%	36,00	0,096
Pocho	SINERGA	15,4	82,0	60,8%	45,00	0,095
Charcani I	EGASA	1,7	13,9	91,1%	7,80	0,063
Charcani II	EGASA	0,6	5,2	99,7%	8,00	0,028
Charcani III	EGASA	4,6	31,7	73,0%	10,00	0,127
Charcani IV	EGASA	15,3	89,6	68,8%	15,00	0,283
Charcani V	EGASA	139,3	576,4	47,0%	24,80	1,661
Charcani VI	EGASA	8,9	54,8	70,0%	15,00	0,166
Ancota I	EGESUR	22,5	84,3	42,8%	4,80	1,359
Ancota II	EGESUR	12,4	46,4	42,7%	4,60	0,749
Machupicchu	EGEMSA	85,8	738,0	98,3%	30,00	0,794
San Gabán	SAN GABAN	113,1	783,0	79,0%	19,00	1,054
Total		2.826,1	19.408,9	78,4%		

Fuente: Osinergmin

c) Estudio de Demanda de Energía (Monenco Agra por encargo del COES SICN)

La especificación econométrica utilizada fue la siguiente:

$$\text{Venta} = c + a_1 \text{PBI} + a_2 \text{POBLACION} + a_3 \text{TARIFA}$$

Este modelo se utilizó tanto para el SICN como para el sistema SIS.(pp.19)

d) Estudio de la Demanda de Energía Eléctrica (Ministerio de Energía y Minas)

De acuerdo con la metodología establecida, se estima las ventas de energía en el ámbito nacional a partir de un modelo econométrico lineal (similar al Monenco Agra).(pp.24)

e) Proyección de la demanda de energía 1999 – 2003 (S&Z Consultores)

En el estudio se revisa los modelos de demanda de energía propuestos por Monenco Agra y la PUCP, posteriormente la entidad encargada del proyecto decide realizar ciertas mejoras a la metodología aplicada por la PUCP. (pp.25)

f) Modelo Monenco Agra (Monenco Agra)

El modelo de proyección COES – SICN fue desarrollado por Monenco Agra sobre la base de un modelo econométrico lineal.(pp.31)

Comentario

Al utilizar un modelo econométrico estático, no se está considerando los efectos rezagados que tienen la variación de las variables económicas y sociales (PBI, tarifa y población), por lo que las proyecciones pueden tener mayores desviaciones que en los modelos dinámicos.

2.2.3. Importancia de la previsión de la demanda de energía eléctrica

La importancia de la predicción de la demanda de energía eléctrica surge, de forma obvia, de la incertidumbre asociada a una magnitud que se refiere al futuro. La

mencionada predicción puede ayudar a determinar si, previsiblemente, se va a producir una carencia de capacidad generadora (y, en consecuencia, pudiera ser conveniente considerar la construcción de nuevas centrales de energía o simplemente impulsar la adopción de medidas de conservación de la energía) o, por el contrario, en el futuro existirá un exceso de capacidad que pudiera aconsejar la no utilización de parte del parque generador ya existente.

Según Kher, Sioshansi y Sorooshian (1987), “la industria energética es un sector de capital intensivo con inversiones a muy largo plazo”. Puesto que se necesita al menos una década para planificar y construir una nueva planta generadora, una previsión correcta de la demanda de energía eléctrica es un requisito imprescindible para lograr las metas previstas de calidad y fiabilidad del servicio, ya que la creciente dependencia de la electricidad aumenta los inconvenientes causados a los consumidores si se producen deficiencias en el suministro de energía eléctrica. Baum (1998) comenta que “los estudios de perspectiva coinciden en que la electricidad es uno de los sectores que mantendrá en el futuro una de las tasas de crecimiento más altas”.

La previsión de la demanda es una actividad esencial de los suministradores de energía eléctrica. Sin una adecuada representación de las necesidades futuras de generación eléctrica, los problemas de exceso de capacidad, o por el contrario de capacidad insuficiente, pueden tener costes sorprendentemente altos. La correcta previsión de la demanda también desempeña un importante papel en las decisiones de una compañía eléctrica respecto a qué cantidad, y en qué época será conveniente comprar (vender) energía a otras empresas del sector.

Un argumento importante a tener en cuenta es el económico. Según W. Labys (1999) nos dice: “Si las predicciones resultan ser demasiado bajas pueden tener lugar carencias de energía cuyos costes habitualmente son mucho mayores que el valor de la energía no suministrada. Por el contrario, si las previsiones resultan demasiado altas, los costes de oportunidad pueden ser muy elevados al tener comprometidos altos, los costes de oportunidad pueden ser muy elevados al tener comprometidos, de forma improductiva, cuantiosos fondos económicos durante largos periodos de tiempo”.

Es difícil que ambas desviaciones, por exceso o por defecto, no acaben repercutiendo sobre el usuario final. Si se produce una carencia de electricidad, el precio de ésta se incrementará y el abonado pagará más por la energía consumida. Si, por el contrario, las erróneas predicciones se traducen en una superabundancia de energía, los costes asociados con la clausura de algunas plantas de potencia, u otros medios de disminuir el suministro, serán trasladados al consumidor, afectando su economía.

2.2.4. Factores que influyen en la previsión de la demanda de energía eléctrica.

En la demanda de energía eléctrica conviene, frecuentemente, segmentar los kilowatios-hora consumidos en su aceptación, está muy difundida la división en tres grupos de demanda: residencial, comercial e industrial aunque, a veces, resulta útil segmentar aún más las clases de clientes servidos a fin de realizar una predicción más detallada de las tendencias de los distintos tipos de usuarios. Así, por ejemplo, la tendencia del consumo de energía eléctrica de las acerías evoluciona de forma muy distinta a la de la industria alimentaria al modificarse factores externos comunes a ambas industrias tales como el precio de la electricidad, el precio del

petróleo, del gas, etc. De forma análoga en los sectores residenciales, pueblos jóvenes y comerciales, a veces conviene hacer una clara distinción entre viviendas o locales con calefacción eléctrica y los que carecen de ella.

Como se ha comentado anteriormente, el propio precio relativo de la electricidad puede ser un factor importante en la cantidad de energía consumida por las clases de clientes anteriormente mencionadas. La influencia de otros factores puede ya no ser tan clara. Así, por ejemplo, el precio de los productos sustitutivos (petróleo, gas natural, carbón, etc.) también se suele considerar un factor relevante en la cantidad de energía eléctrica consumida. Sin embargo, la magnitud de la renta disponible suele ser un factor más importante en el consumo del sector residencial que en el industrial.

Otros factores de considerable importancia en la demanda de energía eléctrica también pueden depender del sector considerado. Así, en el sector residencial se pueden considerar factores relevantes el número de consumidores, el precio de los electrodomésticos, el nivel de penetración en el mercado del aire acondicionado, el número de personas por vivienda y los grados diarios de calefacción o de refrigeración. También puede variar la demanda doméstica o residencial de electricidad según la hora del día, ya que se suele consumir más electricidad durante la primeras horas del día antes de producirse la incorporación a la jornada laboral, declinando posteriormente el consumo eléctrico doméstico durante el desarrollo de esta y volviendo a aumentar dicho consumo cuando tiene lugar el regreso al hogar al finalizar la jornada laboral. Según Bartels y Fiebig (1996), el sector residencial es habitualmente uno de los que principalmente contribuye a las

puntas de demanda del sistema de generación eléctrica. Aunque el Ing. José Lavisqui (1998) considera que la aparición de la industria informal y la pequeña empresa, vienen generando incremento en la demanda de energía en los países latinoamericanos, uno de ellos es el Perú.

En el **sector comercial** son factores relevantes el espacio ocupado por las oficinas, el nivel de empleo en el sector de servicios, el número potenciales de clientes en la proximidad del establecimiento comercial, el tamaño de la población escolar, los niveles de consumo de los ciudadanos, etc.

En el **sector industrial** sobresalen los factores influyentes de la demanda de energía eléctrica, el nivel de producción industrial, el nivel de empleo en ese sector, la productividad de los distintos establecimientos industriales, la normativa medio ambiental, etc.

No es fácil dar reglas generales de la época del año en la que las diversas compañías eléctricas alcanzan el máximo de potencia demandada a la máxima energía consumida. Entre los factores que dificultan esta generalización figuran las condiciones climáticas, socio económico, política de demora de facturación respecto al consumo, etc. Ni siquiera el comportamiento observado en el pasado por las mencionadas magnitudes garantiza, para una misma compañía eléctrica, la continuidad de sus características en el futuro.

La demanda de energía eléctrica está sujeta a alteraciones debido a un gran número de factores. El consumo de electricidad varía de acuerdo con la estación ya que se consume más electricidad durante el invierno y el verano que en primavera o el otoño, estaciones éstas últimas en las que el clima es más moderado. Le (1993) realizó un estudio en el que, de forma experimental, se mostraba la fuerte

relación existente entre la punta de carga neta estival de varias compañías eléctricas, el nivel de renta de las zonas a las que prestan servicios, las condiciones climáticas de dichas regiones y el nivel de penetración del aire acondicionado en los hogares. El consumo de energía eléctrica también varía según el día de la semana, dado que la mayor demanda se da en los días laborales que los días domingos o feriados.

2.2.5. Modelamiento para la predicción de la demanda de energía eléctrica.

Un sistema de predicción de la demanda eléctrica debe contar entre sus propiedades con las de optimalidad, firmeza y computabilidad. Al construirse un modelo para determinar la demanda o carga de energía eléctrica deben tomarse en cuenta las cuestiones a las que tales modelos han de responder. En este contexto, el horizonte temporal de la predicción de la demanda de energía eléctrica está relacionado con los problemas a los que se enfrenta una compañía eléctrica. Se puede decir que en este enfrentamiento se pueden señalar tres horizontes temporales para la predicción de la demanda eléctrica:

- **A corto plazo**, se puede considerar que el primero de tales periodos abarca los próximos 30 minutos en tiempo real a partir del momento en que se efectúa la predicción de la demanda. El principal objetivo a cubrir en éste periodo de tiempo es la distribución, de la forma más económica posible, entre los diversos recursos de generación posibles. Lo que importa aquí es efectuar un seguimiento de la carga o demanda y de la predicción inmediata de ésta basándose en los datos de la demanda durante las pasadas 24 horas. El corto plazo se extiende desde una hora hasta una semana en el futuro y, ente periodo, la empresa eléctrica debe ocuparse principalmente del mantenimiento previamente establecido y de la operación

diaria de su equipo generador, la coordinación hidrotérmica, la asignación de unidades generadoras y la gestión de la carga o demanda. Los datos en los que se basa la predicción en este periodo son la carga diaria y la información de la temperatura en la misma época de los años recientes del pasado. La predicción de la punta de potencia diaria suele tener lugar también para la próxima semana. En este horizonte temporal de corto plazo es importante, tanto una predicción lo más exacta posible de la demanda para determinar que generadores deberían ser puestos en funcionamiento y cuáles deberían permanecer en reserva, como una adecuada predicción de los factores climáticos (temperatura, humedad, etc..) y de su variabilidad.

- A *medio plazo*, se suele entender el periodo de predicción que se extiende en el futuro desde un mes hasta un año a partir del momento en que se efectúa el pronóstico. Este pronóstico es necesario para establecer el calendario de la programación de mantenimiento de las plantas generadoras y del sistema de transmisión.

Los datos básicos para realizar esta predicción son los datos mensuales de punta de carga a lo largo de varios años, así como la energía demandada y la temperatura registrada en ellos. Se toma en cuenta los indicadores socioeconómicos y los picos de carga. La energía demandada mensualmente se predice en el horizonte temporal de un año.

- Se suele denominar *largo plazo* al periodo de predicción que abarca desde uno a diez años en el futuro, dado que el tiempo necesario para planificar, probar y poner en funcionamiento nueva capacidad generadora puede oscilar entre tres y diez

años, un modelo econométrico puede resultar muy adecuado en éste horizonte temporal de largo plazo y, cuanto más exactas sean sus predicciones, mayor es la probabilidad de satisfacer los picos de carga (puntas de demanda) y mejorar el factor carga (El factor de carga durante un periodo determinado se define como la razón de la potencia media demandada a la potencia máxima durante dicho periodo.)

2.2.6. Aplicación de la estadística para determinar la demanda de energía eléctrica.

En esta unidad de análisis, la variable independiente es desagregada en sus elementos más importantes para medir el pronóstico de la demanda de energía y que en el ítem 2.4.3 se lo analiza en la Operacionalización de las variables.

a) Estadística general

La estadística puede considerarse como un instrumento de ayuda en el estudio de los fenómenos colectivos, este instrumento se aplica en varios campos, principalmente en la toma de decisiones y en el análisis de la consistencia de la información. La estadística que se aplica en este estudio es la estadística descriptiva, no se utilizará estadística de inferencia.

La estadística muestra información a partir de un conjunto de datos con determinadas propiedades comunes, la información que nos proporciona la estadística revela características especiales del fenómeno que se observa, el fenómeno observado se traduce en variables estadísticas, que pueden ser continuas o discretas. Estas representan en forma cualitativa las características del fenómeno observado. Los fenómenos que se estudian, como por ejemplo las series de caudales de un río, las series de venta de energía eléctrica, las temperaturas del mar, el comportamiento del clima; son fenómenos naturales de duración continua,

entonces para estudiarlos se debe utilizar la estadística continua. En la actualidad se han desarrollado técnicas para la discretización de los datos de estos fenómenos, lo cual hace posible realizar aproximaciones discretas para representar el mundo continuo.

Con el objeto de tener una mejor descripción de los datos observados, se establecen índices o medidas de centralización o de dispersión, de este modo se puede tener una idea más amplia de la característica de los datos. La estadística ha tratado de establecer medidas que sean objetivas y fáciles de calcular, algunas de estas medidas dependen de todas las observaciones y son muy sensibles a las fluctuaciones de éstas, otras sin embargo, no dependen de las observaciones ni del número de datos observados, siendo resistentes a los cambios de los valores extremos. Entre las medidas más utilizadas, tenemos a la media aritmética o el promedio.

La media de un conjunto de datos $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ se calcula simplemente por la expresión

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} . \quad \text{Ecuación (1.1)}$$

La función de distribución de probabilidades la podemos definir como la función de acumulación de las probabilidades, en otras palabras, esta función caracteriza la variable aleatoria que estamos estudiando. La variable aleatoria puede tener una distribución cualquiera. Comúnmente, para aproximaciones de fenómenos naturales podemos utilizar la distribución normal o Gaussiana que caracteriza un ruido blanco.

La varianza y la desviación estándar son otros dos índices que nos muestran las características de los datos que estudiamos. La varianza, representada por s^2 , de un grupo de datos $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ es:

$$s^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2, \quad \text{Ecuación (1.2)}$$

que corresponde al promedio del cuadrado de las desviaciones con relación a la media.

La raíz cuadrada positiva de la varianza se llama desviación estándar representada por

$$\sigma = \sqrt{s^2}. \quad \text{Ecuación (1.3)}$$

Si el fenómeno que estudiamos tiene una función de distribución de probabilidades normal, entonces podemos decir que si el intervalo de confianza es el valor medio más la desviación estándar, entonces cubrirá un 68.26% de probabilidad de ocurrencia. Si es la media, más dos veces la desviación estándar entonces cubrirá un 95.5% de probabilidad de ocurrencia. Si es la media, más tres veces la desviación estándar, entonces cubrirá un 99.99% de probabilidad de ocurrencia.

b) Fundamentos de la regresión

La regresión es una técnica estadística utilizada para simular la relación existente entre dos o más variables. Por lo tanto se puede emplear para construir un modelo que permita predecir el comportamiento de una variable dada. La regresión es muy

utilizada para interpretar situaciones reales, pero comúnmente se hace de mala forma, por lo cual es necesario realizar una selección adecuada de las variables que van a construir las ecuaciones de la regresión, ya que tomar variables que no tengan relación en la práctica, nos arrojará un modelo carente de sentido, es decir ilógico.

Según sea la dispersión de los datos (nube de puntos) en el plano cartesiano, pueden darse alguna de las siguientes relaciones, Lineal, Logarítmica, Exponencial, Cuadrática, entre otras.

$$\text{REGRESION CUBICA: } \hat{y} = b_0 + b_1x + b_2x^2 + b_3x^3$$

$$1) \sum y = nb_0 + b_1 \sum x + b_2 \sum x^2 + b_3 \sum x^3$$

$$2) \sum xy = b_0 \sum x + b_1 \sum x^2 + b_2 \sum x^3 + b_3 \sum x^4$$

$$3) \sum x^2y = b_0 \sum x^2 + b_1 \sum x^3 + b_2 \sum x^4 + b_3 \sum x^5$$

$$4) \sum x^3y = b_0 \sum x^3 + b_1 \sum x^4 + b_2 \sum x^5 + b_3 \sum x^6$$

$$r^2 = \frac{b_0 \sum y + b_1 \sum xy + b_2 \sum x^2y + b_3 \sum x^3y - \frac{1}{n} (\sum y)^2}{\sum (y^2) - \frac{1}{n} (\sum y)^2}$$

$$\text{REGRESION EXPONENCIAL: } \ln \hat{y} = \ln b_0 + b_1x$$

$$b_1 = \frac{n \sum xi (\ln yi) - (\sum xi)(\sum \ln yi)}{n \sum x^2i - (\sum xi)^2}$$

$$\ln b_0 = \frac{\sum \ln yi}{n} - \frac{b_1 \sum xi}{n}$$

$$r^2 = \frac{\ln b_0 \sum \ln yi + b_1 \sum xi (\ln yi) - \frac{1}{n} (\sum \ln yi)^2}{\sum (\ln yi)^2 - \frac{1}{n} (\sum \ln yi)^2}$$

$$\sum \ln yi = n \ln b_0 + b_1 \sum xi$$

$$\sum xi (\ln yi) = \ln b_0 \sum xi + b_1 \sum xi^2$$

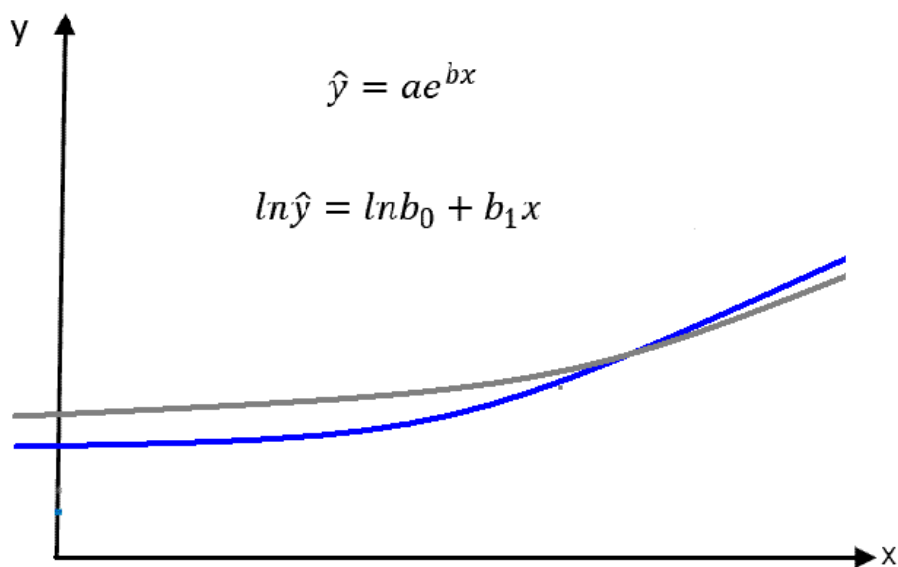


Gráfico 4: Regresiones
Fuente: Elaboración propia

c) Ajustes por factores exógenos en una data histórica

Albert Curtis (2004, pp. 215-220) considera que el tratamiento de una data histórica tomada tal como es, nos puede llevar a equívocos no tanto por el resultado obtenido, sino más bien por la data interpretativa con que se trabaja. A esta parte los llama factores exógenos a la data. En efecto, un dato es una consecuencia de la participación del hombre para hacerlo, y esta puede tener una representación aparentemente real cuando en realidad no lo es. Por ejemplo, si como consecuencia de un derrumbe en la laguna almacenadora de agua esta se reduce. Es de suponer que el proceso de conversión de la energía eléctrica traiga consecuencia en la baja energía, y se consigue en ese tiempo una data estadística de un consumo irreal, dado que en condiciones normales, su demanda hubiera sido mayor.

Cuadro 5: Ajuste de la demanda de energía eléctrica

Ajuste de un periodo para ajustar la tendencia de la demanda de Energía eléctrica			
Años	Tiempo	Ventas Osinergmin	Ventas regresión Cúbica
2000	20	11775	11339
2001	21	12019	12006
2002	22	12592	12745
2003	23	13286	13562
2004	24	14120	14461
2005	25	15043	15449
2006	26	16452	16529
2007	27	17860	17708
2008	28	19660	18990
2009	29	20064	20380

Fuente: Osinergmin

Partamos de dos gráficos donde los comportamientos de la data es línea positiva (aunque también puede ser negativa) y parabólica que igualmente puede ser negativa o positiva. En el Gráfico 5 se muestra la presentación de la data histórica en un plano cartesiano:

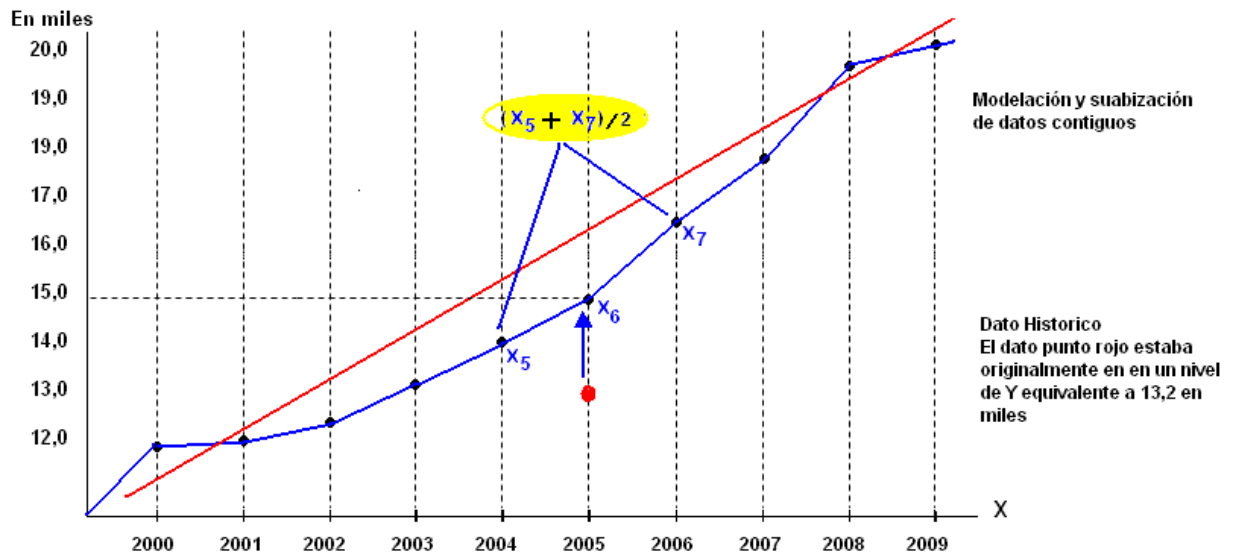


Gráfico 5: Tendencia lineal con corrección de X6 mediante media de extremos próximos distantes
Fuente: Tomado de Curtis A.

Procedimiento:

$$y = a + bx$$
$$b = \frac{S_2 - S_1}{m(n - m)}$$
$$a = \frac{\sum Y}{n}$$

La gráfica nos da un comportamiento lineal y es muy posible que la tendencia se suavice mejor si la tendencia se trabaja a partir de x_3 . Según Curtis (2004), la tendencia se debe hacer en un periodo de 1981-2009 de 28 datos. Es preferible suavizar la tendencia eligiendo un tramo que garantice la tendencia de la demanda. Aunque también se puede trabajar con dicho periodo ajustándose a una demanda cúbica de la regresión.

En el gráfico 5 se muestra una corrección súper negativa a un comportamiento arreglado en función a la tendencia de los datos históricos (tendencia parabólica positiva).

En este caso no se toma la data histórica de 15 mil (X_6) sino que se eleva al de 17,5 (en miles).

Procedimiento:

$$Y = a + bx + cx^2$$
$$c = \frac{d_2 - d_1}{2m^3}$$
$$b = \frac{d_2 - d_1}{2m^2}$$
$$a = \frac{\sum Y - c \sum X^2}{n}$$

2.2.7. Otras líneas para determinar el pronóstico de la demanda de energía eléctrica.

2.2.7.1. Análisis de serie de tiempo

Chase y otros (2005, pp.529-571) dice “Los modelos para pronosticar con serie de tiempo buscan prever el futuro con base en datos del pasado. Existen muchos modelos de serie de tiempos: Método exponencial simple aminorado, Exponencial de Holt aminorado, Exponencial de Winter aminorado, Modelo de regresión de tendencias, Modelo de regresión causal, Descomposición de serie de tiempo, Caja de Jenkins, etc.”. El modelo de pronóstico que escoja la empresa dependerá de:

- El periodo que cubrirá el pronóstico
- La disponibilidad de datos
- La exactitud requerida.
- El monto del presupuesto para pronosticar
- La disponibilidad de personal calificado.

Al escoger el modelo de pronóstico, hay que tomar en cuenta otras cuestiones, como el grado de flexibilidad de la empresa. Otro elemento son las consecuencias de un mal pronóstico. Cuando basamos la decisión de una inversión cuantiosa de capital en un pronóstico, éste debe ser bueno.

Tendencia de una serie

1. Tendencia lineal. La tendencia de una serie viene dada por el movimiento general a largo plazo de la serie. La tendencia a largo plazo de muchas series de negocios (industriales y comerciales), como ventas, exportaciones y producción, con frecuencia se aproxima a una línea recta. Esta línea de tendencia muestra que

algo aumenta o disminuye a un ritmo constante. El método que se utiliza para obtener la línea recta de mejor ajuste es el Método de Mínimos Cuadrados.

2. Tendencia no lineal. Cuando la serie de tiempo presenta un comportamiento curvilíneo se dice que este comportamiento es no lineal. Dentro de las tendencias no lineales que pueden presentarse en una serie se encuentran, la polinomial, logarítmica, exponencial y potencial, entre otras. (Universidad de Sonora)

Métodos de Suavizamiento de la Serie

1. Promedio móvil simple

Cuando la demanda de un producto no crece ni disminuye velozmente y si no incluye características de estacionalidad, el promedio móvil serviría para eliminar las fluctuaciones aleatorias de los pronósticos. Si bien los promedios móviles suelen ubicarse en un punto medio, es más aconsejable usar datos del pasado para prever el siguiente periodo directamente.

La fórmula para un promedio móvil simple es:

$$F_t = (A_{t-1} + A_{t-2} + A_{t-3} + \dots + A_{t-n}) / n$$

Dónde:

F_1 = Pronóstico para el periodo futuro

n = Número de periodos que se promediarán

A_{t-1} = Hechos ocurridos en el periodo pasado.

A_{t-2} , A_{t-3} , y A_{t-n} = Hechos ocurridos en dos periodos anteriores, en tres periodos anteriores y así hasta n periodos anteriores.

2. Promedio Movable ponderado

El promedio movable simple adjudica el mismo valor a cada componente de su base de datos, pero el promedio movable ponderado permite adjudicar una importancia cualquiera a cada elemento, siempre y cuando, por supuesto, todos los valores sumen 1. Por ejemplo, una tienda de departamentos puede considerar que, para un periodo de cuatro meses, podrá hacer el mejor pronóstico tomando 40 por ciento de las ventas reales del mes pasado, 30% de las del mes antepasado, 20% del mes anterior y 10% del mes anterior a este último.

Si las ventas reales fueron:

Cuadro 6: Ejemplo 1 de ventas reales

Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
100	90	105	95	?

Fuente: Elaboración propia

El pronóstico para el mes 5 sería:

$$\begin{aligned} F_5 &= 0.40 (95) + 0.30 (105) + 0.20 (90) + 0.10 (100) \\ &= 38 + 31.5 + 18 + 10 = 97.5 \end{aligned}$$

La fórmula para el promedio ponderado es:

$$F_t = w_1 A_{t-1} + w_2 A_{t-2} + \dots + w_n A_{t-n}$$

Donde:

w_1 = Peso que se dará a la venta real en el periodo $t - 1$.

w_2 = Peso que se dará a la venta real en el periodo $t - 2$

w_n = Peso que se dará a la venta real en el periodo $t - n$

n = Número total de periodos del pronóstico.

Los pesos pueden tener diversos valores, pero todos ellos deben sumar 1:

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1$$

Supongamos que las ventas del mes 5 fueron 110. En tal caso el pronóstico para el mes 6 sería:

Cuadro 7: Ejemplo 2 ventas reales

Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
100	90	105	95	110	?

Fuente: Elaboración propia

$$F_6 = 0.40 (110) + 0.30 (95) + 0.20 (105) + 0.10 (90) = 44 + 28.5 + 21 + 9 = 102.5$$

3. Exponencial aminorado

El principal inconveniente de los métodos de pronóstico antes mencionados (el procedimiento movable simple y el ponderado) es que necesitamos contar siempre con una cantidad importante de datos históricos. En estos métodos, cuando sumamos un nuevo conjunto de datos eliminamos la observación más antigua y calculamos el pronóstico nuevo. En muchas aplicaciones, los casos más recientes indican mejor el futuro que los de un pasado más distante.

Este método se llama así porque cada incremento en el pasado debe disminuir en $(1 - \alpha)$. Si α vale 0.05, por ejemplo, los pesos para distintos periodos serían los siguientes (α se define a continuación):

Cuadro 8: Ponderaciones

		Ponderación con $\alpha = 0.05$
Ponderación más reciente	$= \alpha(1 - \alpha)^0$	0.0500
Datos de un periodo pasado	$= \alpha(1 - \alpha)^1$	0.0475
Datos de dos periodos pasados	$= \alpha(1 - \alpha)^2$	0.0451
Datos de tres periodos pasados	$= \alpha(1 - \alpha)^3$	0.0429

Fuente: Elaboración propia

Las técnicas de exponencial aminorado deben su gran aceptación a seis razones básicas:

- Los modelos exponenciales son asombrosamente acertados
- Formular un modelo exponencial es relativamente fácil
- El usuario puede entender cómo funciona el modelo
- Se requieren pocos cálculos para usar el modelo
- Los requisitos para almacenar en computadora son pocos debido al uso limitado de datos históricos
- Las pruebas para conocer la exactitud con que está funcionando el modelo son fáciles de calcular.

El modelo de exponencial aminorado sólo necesita de tres conjuntos de datos para pronosticar el futuro: el pronóstico más reciente, la demanda real que ocurrió en ese periodo y una alfa constante (α) de atenuación. Esta constante de atenuación determina el grado de atenuación y la velocidad de la reacción ante las diferencias entre los pronósticos y la venta real. El valor de la constante está determinado por la naturaleza del producto y por la idea del gerente respecto de cuál sería una buena tasa de respuesta.

Su fórmula es:

$$F_t = F_{t-1} + \alpha (A_{t-1} - F_{t-1})$$

Donde:

F_t = El pronóstico exponencialmente aminorado para el periodo t

F_{t-1} = El pronóstico exponencialmente aminorado para el periodo anterior.

A_{t-1} = La demanda real en el periodo anterior.

α = La tasa deseada de respuesta o la constante de atenuación.

La ecuación mencionada indica que el nuevo pronóstico es igual al viejo más una parte del error (la diferencia entre el pronóstico anterior y la venta real).

Para demostrar el método, supongamos que la demanda de energía a largo plazo es relativamente estable y consideramos que una constante de atenuación (α) de 0.05 es adecuada. Si la política de una empresa de energía eléctrica es usar el método exponencial, contaríamos con un pronóstico para el mes pasado. Supongamos que el pronóstico para el mes anterior (F_{t-1}) fue de 1050 unidades. Si en la realidad fueron vendidas 1000 en lugar de 1050 unidades, entonces el pronóstico para el mes corriente sería:

$$\begin{aligned} F_t &= F_{t-1} + \alpha (A_{t-1} - F_{t-1}) \\ &= 1050 + 0.05 (1000 - 1050) \\ &= 1050 + 0.05 (- 50) \\ &= 1050 - 2.5 = 1047.5 \text{ unidades} \end{aligned}$$

En este caso el coeficiente de atenuación es pequeño, la reacción del nuevo pronóstico ante un error de 50 unidades sería bajar el pronóstico para el mes entrante en solo 2,5 unidades.

4. Delta Constante (δ) de atenuación

El **delta constante (δ) de atenuación** disminuye el efecto del error que ocurre entre la realidad y el pronóstico. Si no incluimos alfa ni delta, la tendencia reacciona excesivamente a los errores.

Para armar la ecuación de la tendencia, la primera vez que la usamos debemos incluir manualmente el valor de la tendencia. Este valor inicial de la tendencia puede ser uno tentativo o un cómputo basado en los datos que han sido observados en el pasado.

La ecuación para computar el pronóstico con tendencia incluida (FIT) es:

$$FIT_t = F_t + T_t$$

$$F_t = FIT_{t-1} + \alpha (A_{t-1} - FIT_{t-1})$$

$$T_t = T_{t-1} + \delta (F_t - FIT_{t-1})$$

Donde:

F_t = El pronóstico aminorado exponencialmente para el periodo t

T_t = La tendencia aminorada exponencialmente para el periodo t

FIT_t = El pronóstico que incluye la tendencia para el periodo t

FIT_{t-1} = El pronóstico que incluye la tendencia para el periodo pasado

A_{t-1} = La demanda real para el periodo pasado.

Ejemplo:

Supongamos un inicio donde el valor de F_t es 100 unidades de consumo, una tendencia de 10 unidades, una alfa de 0.20 y una delta de 0.30. Si la demanda real resultara de 115, en lugar de las 100 del pronóstico, se pide calcular el pronóstico para el periodo entrante.

Solución, este caso sumamos el pronóstico inicial y la tendencia:

$$FIT_{t-1} = F_{t-1} + T_{t-1} = 100 + 10 = 110$$

El A_{t-1} real está dado por el valor de 115. Por lo tanto:

$$F_t = FIT_{t-1} + \alpha (A_{t-1} - FIT_{t-1}) = 110 + 0.20(115-110) = 111.0$$

$$T_t = T_{t-1} + \delta (F_t - FIT_{t-1}) = 10 + 0.30(111 - 110) = 10,3$$

$$FIT_t = F_t + T_t = 111.0 + 10.3 = 121.3$$

Si en lugar de 121.3 la realidad resultara de 120, la secuencia se repetiría y el pronóstico para el próximo periodo sería:

$$F_{t+1} = 121.3 + 0.20 (120-121.3) = 121.04$$

$$T_{t+1} = 10.3+0.30(121.04-121.3) = 10.22$$

$$FIT_{t+1} = 121.04 + 10.22 = 131.26.$$

Elegir el valor correcto de alfa. El método exponencial aminorado requiere que demos un valor a la constante alfa de atenuación (α) de entre 0 y 1. Si la demanda real es estable como la demanda de electricidad) buscaríamos que un alfa de valor bajo redujera los efectos los cambios aleatorios o de corto plazo. Si la demanda real está creciendo o disminuyendo velozmente (como es el caso de los electrodomésticos) buscaríamos un valor alto para alfa (α), para tratar de seguir el ritmo del cambio. Sería ideal si pudiéramos prever cuál valor de alfa deberíamos usar. Por desgracia, dos cosas operan en nuestra contra. En primer término, necesitaríamos que pasara cierto tiempo para determinar el valor de alfa que encajaría mejor con nuestros datos reales. Seguir y revisar esto sería muy tedioso. En segundo, como las demandas cambian, tendríamos que revisar muy pronto el valor de alfa que escojamos. Por lo tanto, necesitamos un método automático para rastrear y cambiar nuestros valores de alfa.

Para este caso se aplican dos métodos para controlar el valor de alfa. Uno usa diversos valores de alfa. El otro usa una señal de rastreo.

Dos o más valores predeterminados de alfa. Se mide el tamaño del error entre el pronóstico y la demanda real. Dependiendo del grado de error, se usan diferentes valores para alfa. Si el error es grande, el valor de alfa será 0.8; si el error es pequeño, el valor de alfa será de 0.20.

Valores computados de alfa. Un valor de rastreo de alfa calcula si el pronóstico está siguiendo el ritmo de los verdaderos cambios ascendentes o descendentes de la demanda. En esta aplicación, el valor de rastreo de alfa se define como el error real atenuado exponencialmente dividido entre el error absoluto atenuado exponencialmente. El valor de alfa cambia de un periodo a otro, dentro de un rango posible de 0 a 1.

Errores del pronóstico

Cuando usamos la palabra *error*, nos referimos a la diferencia entre el valor del pronóstico y lo ocurrido en la realidad. Otros autores le denominan *residual*.

Todos los métodos para calcular la demanda en el futuro esconden cierto grado de error, unos más que otros, pero al fin de cuentas, todos arrastran errores.

Debemos diferenciar entre fuentes de error y mediciones del error:

- **Fuentes del error.** Los errores tienen distintos orígenes. Y se clasifican en sesgados o aleatorios. Los primeros se dan cuando un error es cometido de manera constante, como es el caso de no incluir las variables correctas en el pronóstico, o cuando se emplean relaciones equivocados entre las variables. Los segundos serían todos aquellos que el método de pronóstico empleado no puede explicar.

- **Medición del error.** Los grados de error lo constituyen:

La desviación media absoluta (DMA) estuvo hace tiempo de moda luego se cambió por las mediciones de la desviación estándar y del error estándar. La DMA es valiosa porque, al igual que la desviación estándar, mide la dispersión de un valor observado que se aleja del valor esperado. Para calcular la DMA, se emplean las diferencias entre la demanda real y la pronosticada sin importar el signo. Es igual a la suma de las desviaciones absolutas dividida entre la cantidad de puntos de datos, o se plantea en forma de ecuación:

$$DMA = \frac{\sum_{i=1}^n |A_t - F_t|}{n}$$

Dónde:

t = Número de periodos

A = Demanda Real para el periodo

F = Demanda pronosticada para el periodo

n = Total de periodos

| | = Símbolo usado para indicar el valor absoluto independientemente de signos positivos y negativos.

1 desviación estándar = $\sqrt{\frac{\pi}{2}}$ x DMA (aproximadamente 1.25 DMA)

O bien 1 DMA = 0.8 desviación estándar.

Si el DMA de una serie de datos fuera 60 unidades, entonces la desviación estándar sería 75 unidades (1.25 x 60).

El cálculo de la señal de rastreo (SR) mediante la suma aritmética de las desviaciones del pronóstico dividido entre la desviación media absoluta:

$$SR = \frac{SCEP}{DMA}$$

Dónde:

SR = Señal de rastreo

SCEP = Suma corriente de errores del pronóstico

DMA = Desviación media absoluta: es el promedio de todos los errores del pronóstico.

Tomemos el siguiente caso, en seis meses:

Cuadro 9: Cálculo de la DMA la ACEP y ST:

Mes	Pronostico de la demanda	Venta Real	Desviación	SCEP	Desvia. Absol.	Σ Desv.Abs	DMA*	$st = \frac{SCEP}{DMA}$
1	1000	950	-50	-50	50	50	50	-1
2	1000	1070	+20	+20	70	120	60	0.33
3	1000	1100	+120	+120	100	220	73.3	1.64
4	1000	960	+80	+80	40	260	65	1.20
5	1000	1090	+170	+170	90	350	70	2.40
6	1000	1050	+220	+220	50	400	66.7	3.30

Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 6 se tiene las señales de rastreo calculada sobre la base del Cuadro 9.

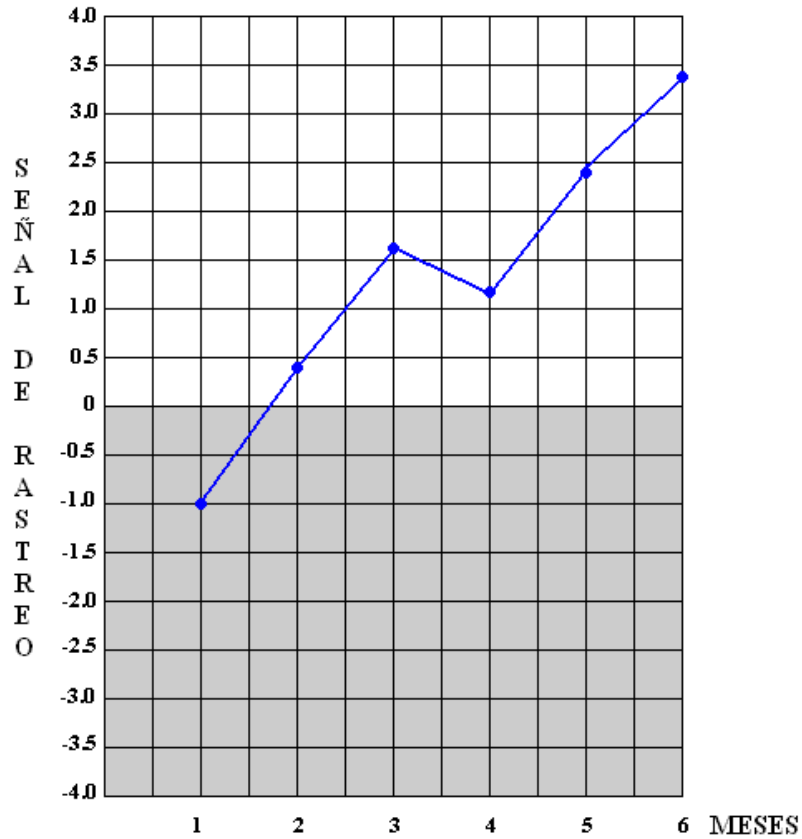


Gráfico 6: Rastro de señales calculado sobre el Cuadro 9
Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 6 nos demuestra que la demanda fluctuó entre -1 DMA y > 3.3 DMA. Ello se debe a que la demanda real fue superior al pronóstico en 4 de los 6 meses. Los límites aceptables para la señal de rastreo dependen del tamaño de la demanda que se está pronosticando y de la cantidad de tiempo disponible del personal (ahora los límites más estrechos provocan que un mayor número de pronósticos se salgan de los límites y, por lo tanto, se necesita más tiempo para investigar).

2.2.7.2. Análisis de regresión lineal

Se define la regresión como la relación funcional de dos o más variables correlacionados. La usamos para prever una variable, dada otra variable. Normalmente desarrollamos la relación a partir de datos observados. Primero lo que debemos hacer es graficar los puntos o datos en un plano cartesiano para ver su configuración ya sea lineal o parabólica o una mezcla de ambos.

Las formas que puede asumir su representación son:

a) La **regresión lineal** ($y = a + bx$) es bueno para pronósticos a largo plazo, donde **y** es el valor de la variable dependiente que estamos resolviendo, “**a**” es la intersección Y, “**b**” es la pendiente y **X es la variable independiente**. En el análisis de serie de tiempo, X representa unidades de tiempo.

Ejemplo: Las ventas de una empresa de un determinado producto durante los 12 trimestres de los pasados 3 años fueron:

Cuadro 10: Ventas de tres años (Data de ejemplo)

Trimestre	Ventas
1	600
2	1550
3	1500
4	1500
5	2400
6	3100
7	2600
8	2900
9	3800
10	4500
11	4000
12	4900

Fuente: Elaboración propia

La empresa quiere pronosticar cada uno de los trimestres del cuarto año, es decir los trimestres 13, 14, 15 y 16. Por lo general al usar un papel milimetrado nos permite trazar la recta que unan los puntos. En el gráfico 7 se tiene una aproximación:

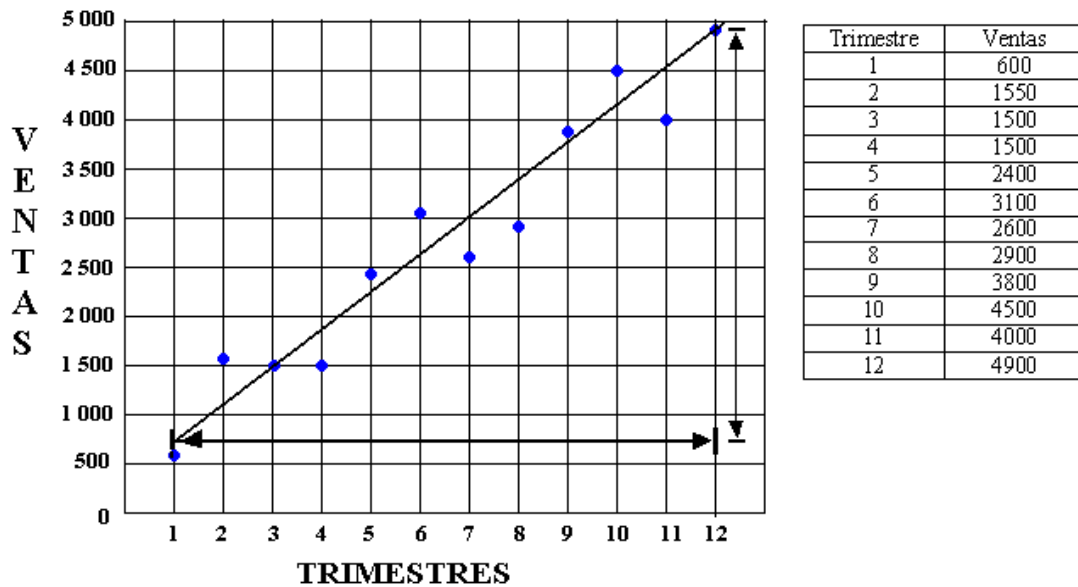


Gráfico 7: Rastro de señales calculado sobre el Cuadro 10

La lectura de los puntos de la línea, los valores de Y para el trimestre 1 y el trimestre 12 son aproximadamente 750 y 4 950. Por lo tanto:

$$B = (4\ 950 - 750)/(12 - 1) = 382$$

La ecuación de la regresión trazada a mano es, por lo tanto: $Y = 400 + 382x$

Los pronósticos para los trimestres que van del 13 al 16 serían:

Cuadro 11: Pronósticos		
Trimestre	Pronóstico	
13	$400 + 382 (13) =$	5 36
14	$400 + 382 (14) =$	5 748
15	$400 + 382 (15) =$	6 130
16	$400 + 382 (16) =$	6 512

Fuente: Elaboración propia

b. Método de los cuadrados mínimos. La ecuación de los cuadrados mínimos para la regresión lineal es la misma que usamos en nuestro ejemplo hecho a mano:

$$Y = a + bx$$

Donde:

Y = Variable dependiente calculada mediante la ecuación

y = El punto real de los datos, de la variable dependiente

a = Intersección con Y

b = Pendiente de la línea

x = Espacio de tiempo

El Gráfico 7 mostraba 12 puntos de los datos. Si trazamos una línea recta entre el área general de los datos, la diferencia entre el punto y la línea es $y - Y$. En el Gráfico 8 se muestra estas diferencias. La suma de los cuadrados de las diferencias entre los puntos de los datos de la gráfica y los puntos de la línea es:

$$(y_1 - Y_1)^2 + (y_2 - Y_2)^2 + \dots + (y_{12} - Y_{12})^2$$

Antes determinamos a y b con base en la gráfica. Con el método de los cuadrados mínimos las ecuaciones para a y b son:

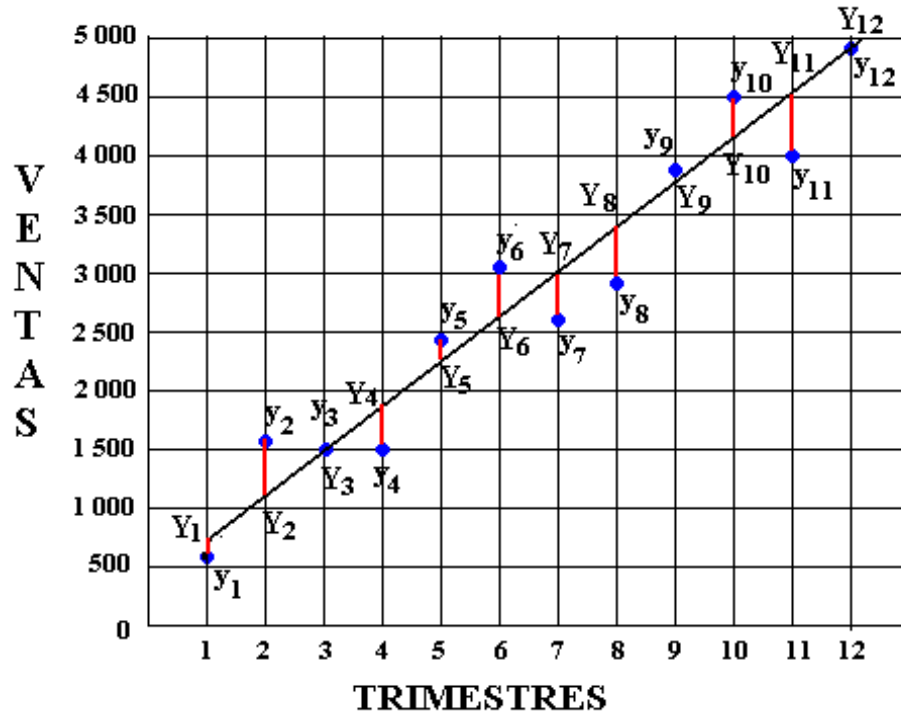


Gráfico 8: Rastro de señales calculado sobre la base del Cuadro 10

$$a = \bar{y} - b\bar{x}$$

$$b = \frac{\sum xy - n\bar{x} \cdot \bar{y}}{\sum x^2 - n \cdot \bar{x}^2}$$

Dónde:

a = intersección con Y

b = pendiente de la línea

\bar{y} = promedio de todas las y

\bar{x} = promedio de todas las x

x = valor de x en cada punto de los datos

y = valor de y en cada punto de los datos

n = número de puntos de los datos

$Y =$ valor de la variable dependiente calculada mediante la ecuación de la regresión.

En el Cuadro 12 se muestran los cálculos realizados para los 12 puntos de los datos del Cuadro 10, obsérvese que la ecuación final para Y muestra una intersección de 441.6 y una pendiente de 359.6. La pendiente muestra que por cada cambio de unidad en X , Y cambia 359.6.

Aplicando la fórmula lineal para los periodos Trimestre 13 al 16 es:

$$Y_{13} = 441.6 + 359.6 (13) = 5\ 116.4$$

$$Y_{14} = 441.6 + 359.6 (14) = 5\ 476.0$$

$$Y_{15} = 441.6 + 359.6 (15) = 5\ 835.6$$

$$Y_{16} = 441.6 + 359.6 (16) = 6\ 195.2$$

El error estándar de la estimación se determina por la fórmula siguiente:

$$S_{yx} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - Y_i)^2}{n - 2}}$$

Cuadro 12: Método de los cuadrados mínimos

x	Y	xy	x ²	y ²	Y	S _{xy} = Σ(y - Y) ²
1	600	600	1	360000	801.3	40 521.69
2	1550	3100	4	2402500	1160.9	151 398.81
3	1500	4500	9	2250000	1520.5	429.25
4	1500	6000	16	2250000	1880.1	144 476.01
5	2400	12000	25	5760000	2239.7	25 696.09
6	3100	18600	36	9610000	2599.4	250 600.36
7	2600	18200	49	6760000	2959.0	128 881.00
8	2900	23200	64	8410000	3318.6	175 226.96
9	3800	34200	81	14440000	3678.2	14 835.24
10	4500	45000	100	20250000	4037.8	213 628.84
11	4000	44000	121	16000000	4397.4	157.926.76
12	4900	58800	144	24010000	4757.1	20 420.41
78	33350	268200	650	112502500		1'324,041.42
$\bar{x} = 6.5$ $b = 359.6153$ $\bar{y} = 2779.17$ $a = 441.6666$ Luego $Y = 441.66 + 359.6X$ $S_{yx} = 369.9$						

Fuente: Elaboración propia

$$S_{yx} = \sqrt{\frac{1324041.42}{12 - 2}} = 363.87$$

2.2.7.3. Descomposición de una serie de tiempo

Podemos definir una serie de tiempo como los datos ordenados en forma cronológica que pueden contener uno o varios componentes de la demanda: tendencia, estacional, cíclica, correlación propia, y aleatoria. La *descomposición* de una serie de tiempo consiste en identificar y separar los datos de la serie de tiempo en estos componentes.

La demanda contiene tantos efectos de la estacionalidad como de las tendencias, la interrogante es ¿Cómo se relacionan entre sí? En esta explicación analizamos dos tipos de variación estacional: Sumada y multiplicada.

a. Variación estacional sumada. Esto presupone que el monto estacional es constante, independientemente de cuál sea la tendencia o el monto promedio. Ver Gráfico 9.

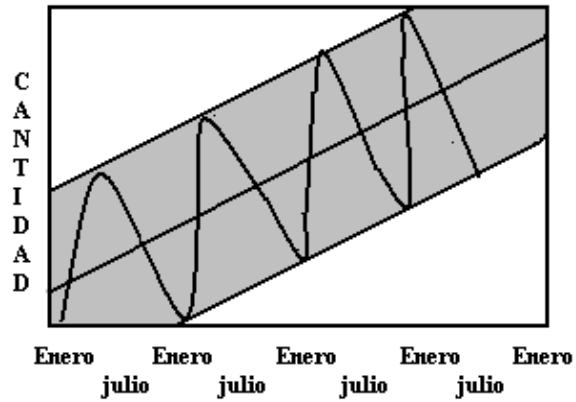


Gráfico 9: Variación estacional sumada

El pronóstico incluye = tendencia + estacionalidad

b. Variación estacional multiplicada.

Se multiplica la tendencia por los factores estacionales. El pronóstico incluye tendencia y estacionalidad = tendencia x factor estacional. En el Gráfico 10, se muestra que la variación estacional se incrementa a medida que la tendencia se incrementa porque su tamaño depende de la tendencia.

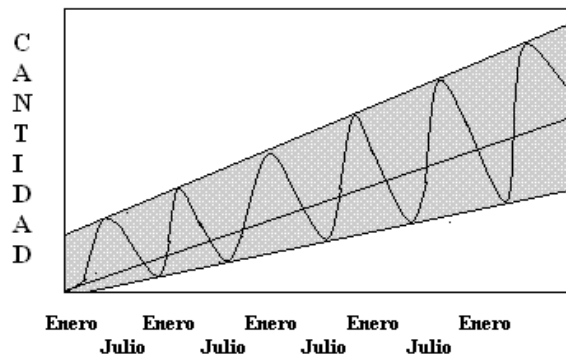


Gráfico 10: Variación estacional multiplicada

Ejemplo: supongamos que en años pasados una empresa vendió un promedio anual de carga 1000 unidades. En promedio vendió 200 unidades en primavera, 350 en verano, 300 en otoño y 150 en invierno. El factor estacional es la razón del monto vendido en cada temporada dividido entre el promedio de todas las estaciones.

Solución:

El monto anual dividido equitativamente entre todas las temporadas es:

$1000 \div 4 = 250$ Por lo tanto los factores estacionales son:

Cuadro 13: Promedio de ventas por temporada

	Ventas pasadas	Promedio de ventas por cada temporada	Factor estacional
Primavera	200	250	$200/250 = 0.8$
Verano	350	250	$350/250 = 1.4$
Otoño	300	250	$300/250 = 1.2$
Invierno	150	250	$150/250 = 0.6$
Total	1000		

Fuente: Elaboración propia

Empleando estos factores, si esperamos que la demanda para el año entrante sea de 1100 unidades, preveríamos que la demanda sería:

Cuadro 14: Proyección de demanda

	Demanda esperada para el año entrante	Promedio de ventas para cada temporada ($1100 \div 4$)	Factor estacional	Pronóstico estacional para el año entrante
Primavera		275	$\times 0.8 =$	220
Verano		275	$\times 1.4 =$	385
Otoño		275	$\times 1.2 =$	330
Invierno		275	$\times 0.8 =$	165
	1100			

Fuente: Elaboración propia

Calcular la tendencia y el factor estacional con una línea recta trazada a mano.

En este caso debemos calcular la tendencia y también los factores estacionales.

Ejemplo:

Cuadro 15: Tendencia y factor estacional

TRIMESTRE	CANTIDAD	TRIMESTRE	CANTIDAD
I – 1998	300	I – 1999	520
II – 1998	200	II – 1999	420
III – 1998	220	III – 1999	400
IV – 1998	530	IV – 1999	700

Fuente: Elaboración propia

Debemos hacer una Gráfica 11 y después trazamos una línea recta para unir los datos a simple vista. La ecuación para la línea es:

$$\text{Tendencia} = 170 + 55$$

Este trazo a simple vista determina la ecuación que se deriva de la intersección 170 más un incremento de $(610 - 170) \div 8$ periodos. A continuación derivamos el índice estacional comparando los datos reales con la línea de la tendencia como se muestra en el Cuadro 16.

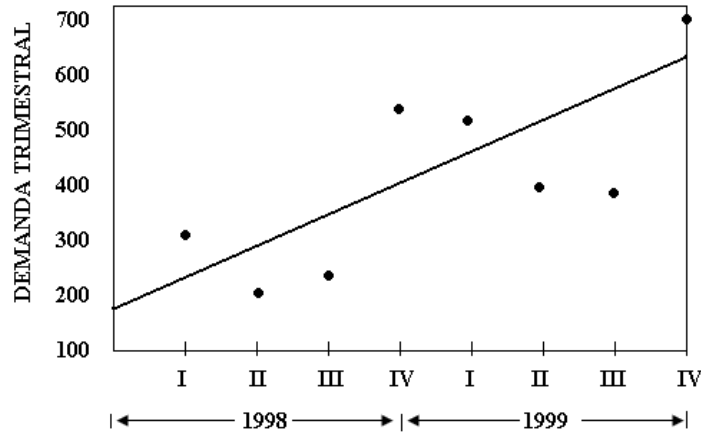


Gráfico 11: Historia de la demanda trimestral periodo 1998-99
Fuente: Elaboración propia

Cuadro 16: Cálculos del factor estacional y la línea de tendencia

Trimestre	Cantidad real	De la ecuación de la tendencia $T_t = 170 + 55t$	Razón Real ÷ Tendencia	Factor estacional (Promedio del mismo Trimestre De los dos años)
1998:				
I	300	225	1.33	I = 1.25 II = 0.78 III = 0.69 IV = 1.25
II	200	280	0.71	
III	220	335	0.66	
IV	530	390	1.36	
1999:				
I	520	445	1.17	
II	420	500	0.84	
III	400	555	0.72	
IV	700	610	1.15	

Fuente: Elaboración propia

Podemos calcular el pronóstico para el año 2000 incluyendo la tendencia y los factores estacionales (FITS) de la siguiente manera:

FITS = Tendencia x estacionales

I – 2000 $FITS_9 = [170 + 55(9)] 1.25 = 831$

II – 2000 $FITS_{10} = [170 + 55(10)] 0.78 = 562$

III- 2000 $FITS_{11} = [170 + 55(11)] 0.69 = 535$

IV – 2000 $FITS_{12} = [170 + 55(12)] 1.25 = 1038$

2.2.7.4. Descomposición usando regresión por mínimos cuadrados

Consiste en descomponer una serie de tiempo que significa encontrar los componentes básicos de la serie de la tendencia, estacionales y cíclicos. Se calcula los índices para las estaciones y los ciclos. El procedimiento para pronosticar revierte el proceso proyectado la tendencia y ajustándola para los índices estacionales y cíclicos, que fueron determinados en el proceso de descomposición.

De manera más formal, el proceso consiste en:

- a. Descomponer la serie de tiempo en sus componentes.
 - Encontrar el componente estacional
 - Desestacionalizar la demanda
 - Encontrar el componente de la tendencia.
- b. Pronosticar los valores futuros de cada componente.
 - Proyectar el componente de la tendencia al futuro
 - Multiplicar el componente de la tendencia por el componente estacional

En el Cuadro 17 se muestra la descomposición de los datos históricos usando la regresión con mínimos cuadrados.

Cuadro 17: Descomposición de los datos históricos

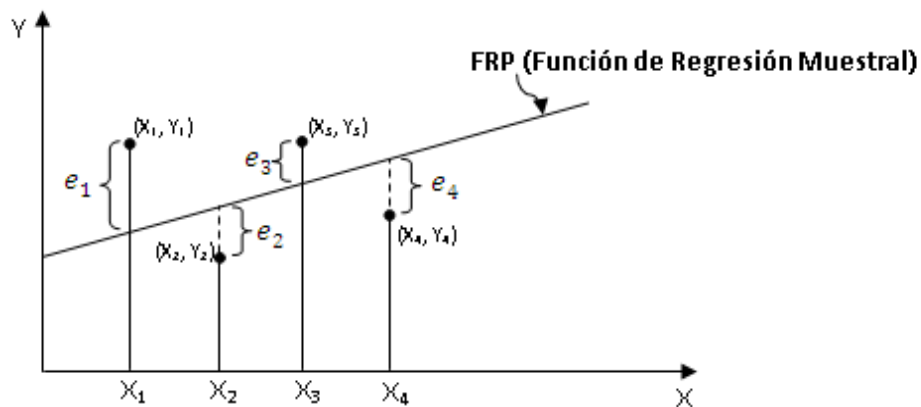
(1) Periodo (x)	(2) Trimest	3) Demanda Real (Y)	(4) Promedio de los trimestres por cada año	(5) Factor Estacional (FE)*	(6) Demanda Desestacionaliza (Yd)	(7) X ²	(8) x.Yd
1	I	600	(600 + 2400 + 3800)/3 = 2266,7	0.82	735.7	1	735.7
2	II	1550	(1550 + 3100 + 4500)/3 = 3050	1.10	1412.4	4	2824.7
3	III	1500	(1500 + 2600 + 4000)/3 = 2700	0.97	1544.0	9	4631.9
4	IV	1500	(1500 + 2900 + 4900)/3 = 3100	1.12	1344.8	16	5379.0
5	I	2400		0.82	2942.6	25	14713.2
6	II	3100		1.10	2824.7	36	16948.4
7	III	2600		0.97	2676.2	49	18733.6
8	IV	2900		1.12	2599.9	64	20798.9
9	I	3800		0.82	4659.2	81	41932.7
10	II	4500		1.10	4100.4	100	41004.1
11	III	4000		0.97	4117.3	121	45290.1
12	IV	4900		1.12	4392.9	144	52714.5
78		33350		12.03	33350.1		265706.8
$\bar{x} = \frac{78}{12} = 6.5$ $b = \frac{\sum XY_d - n\bar{x}\bar{y}_d}{\sum X^2 - n\bar{x}^2} = \frac{265\,706.9 - 12(6.5)2\,779.2}{650 - 12(6.5)^2} = 342.2$							
$y_d = 33350 / 12 = 2\,779.2 \quad a = \bar{y}_d - b\bar{x} = 2779.2 - 342.2(6.5) = 554.9$							
$* FE1 = \frac{T1 + T2 + T3}{\sum y} \times 4 TRIM = \frac{600 + 2400 + 3800}{33350} \times 4 = 0.82$							
Por lo tanto $Y = a + bx = 554.9 + 342.2x$							
Nota: Los totales de la columna 3 y la columna 6 deben ser iguales a 33 350.							

Fuente: Elaboración propia

$$Y_d = Y \div FE = 600 \div 0.82 = 735.7$$

2.2.7.5 El método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO)

El método de mínimos cuadrados ordinarios se ha atribuido al matemático alemán Carl Friedrich Gauss. Bajo ciertos supuestos el método de MCO ofrece algunas propiedades estadísticas muy atractivas, por lo cual se ha constituido en uno de los más eficaces y populares métodos de análisis de regresión. Para comprender este método procederemos a explicar el principio de los mínimos cuadrados (Gujarati 1990, pp.47).



El criterio de los mínimos

Gráfico 12: El Criterio de los Mínimos

De la Función de Regresión Poblacional (FRP) en dos variables:

$$FRP: \quad Y_i = \beta_1 + \beta_2 X_i + u_i \quad (2.7.1)$$

De la Función de Regresión Muestral (FRM) en dos variables:

$$FRM: \quad \hat{Y}_i = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 X_i \quad (2.7.2)$$

La FRP no se puede obtener directamente, la estimamos a partir de la Función de Regresión Muestral (FRM).

$$Y_i = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 X_i + e_i \quad (2.7.3)$$

$$\text{De la FRM: } Y_i = \hat{Y}_i + e_i \quad (2.7.4)$$

Donde \hat{Y}_i es el valor estimado (media condicional) de Y_i .

De la ecuación anterior se obtiene: $e_i = Y_i - \hat{Y}_i$

$$e_i = Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_i \quad (2.7.5)$$

Lo cual se observa que los e_i (los residuos) son simplemente las diferencias entre los valores reales y los estimados de Y .

Dados N pares de observaciones de Y y X estamos interesados en determinar la FRM de tal forma que esté tan cerca como sea posible del Y real. Con este fin podemos adoptar el siguiente criterio: elíjase la FRM de tal forma que la suma de los residuos $\sum e_i = \sum (Y_i - \hat{Y}_i)$ resulte ser tan pequeño como sea posible.

Para evitar inconvenientes con los resultados obtenidos de $\sum e_i$ se adopta el *criterio de los mínimos cuadrados* según el cual la FRM puede plantearse en forma tal que

$$\begin{aligned} \sum e_i^2 &= \sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \\ \sum e_i^2 &= \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_i)^2 \end{aligned} \quad (2.7.6)$$

resulte tan pequeña como sea posible y en donde e_i^2 representan los residuos al cuadrado.

De la ecuación anterior se obtiene $\sum e_i^2$ como función:

$$\sum e_i^2 = f(\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2) \quad (2.7.7)$$

Para determinar el mínimo valor de $\sum e_i^2 = \sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2$, se aplica el criterio de las derivadas parciales igualadas a 0 (cero) para obtener el mínimo con respecto a las variables de la función $f(\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2)$. De la ecuación 2.7.6

$$\frac{\partial \sum e_i^2}{\partial \hat{\beta}_1} = \frac{\partial \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_i)^2}{\partial \hat{\beta}_1} = -2 \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_i) = 0$$

$$\frac{\partial \sum e_i^2}{\partial \hat{\beta}_2} = \frac{\partial \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_i)^2}{\partial \hat{\beta}_2} = -2 \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_i) X_i = 0$$

A partir de ahí se obtiene:

$$\sum Y_i = N \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 \sum X_i \quad (2.7.8)$$

$$\sum Y_i X_i = \hat{\beta}_1 \sum X_i + \hat{\beta}_2 \sum X_i^2 \quad (2.7.9)$$

Del sistema de ecuaciones de variables $\hat{\beta}_1$ y $\hat{\beta}_2$ resulta:

$$\hat{\beta}_2 = \frac{N \sum XY - \sum X \sum Y}{N \sum X^2 - (\sum X)^2} \quad y \quad \hat{\beta}_1 = \frac{\sum Y_i - \hat{\beta}_2 \sum X_i}{N}$$

Se puede usar para funciones generales $f(\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_k)$ el criterio de mínimos

Cuadrados Ordinarios según datos generales (X_i, Y_i) a estimar para obtener la curva

$f(\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_k)$ estimada, según el criterio:

$\sum e_i^2 = \sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = \sum (Y_i - f(\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_k))^2$, aplicando derivada parcial a la

función $f(\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_k)$ con respecto a cada variable $\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_{k-1}$, e igualarlo a 0

(cero): $\frac{\partial \sum e_i^2}{\partial \hat{\beta}_1} = 0, \frac{\partial \sum e_i^2}{\partial \hat{\beta}_2} = 0, \dots, \frac{\partial \sum e_i^2}{\partial \hat{\beta}_k} = 0$

Modelo de Regresión con “k” Variables

Generalizando los modelos de regresión lineal con dos y tres variables, el modelo de regresión poblacional (FRP) con “k” variables que tiene la variable dependiente (explicada, endógena) Y y k-1 variables explicativas (independientes, predictoras, regresoras, variables de control o estímulo, exógenas) $X_1, X_2, X_3, \dots, X_k$ se puede escribir como:

$$FRP: \quad Y_i = \beta_1 + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 X_{3i} + \dots + \beta_k X_{ki} + u_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, N$$

(2.7.10)

u : Vector columna $N \times 1$ de N las perturbaciones U_i .

Nota: Los vectores serán representados por letras minúsculas en negrillas y las matrices serán representadas por letras mayúsculas en negrillas.

Se puede escribir de forma más concreta como:

$$y = X \beta + u$$

$N \times 1 \quad N \times k \quad k \times 1 \quad N \times 1$

Y de forma, más sencilla:

$$y = X\beta + u \quad (2.7.14)$$

Estimaciones utilizando MCO (Mínimos Cuadrados Ordinarios)

La Función de Regresión Muestral para k variables (FRM) está dada por:

$$Y_i = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \hat{\beta}_3 X_{3i} + \dots + \hat{\beta}_k X_{ki} + e_i \quad (2.7.15)$$

Se puede escribir más concretamente en notación matricial

$$y = X\hat{\beta} + e \quad (2.7.16)$$

Y en forma de matrices como:

$$\begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & X_{21} & X_{31} & \dots & X_{k1} \\ 1 & X_{22} & X_{32} & \dots & X_{k2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & X_{2N} & X_{3N} & \dots & X_{kN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \vdots \\ \hat{\beta}_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_N \end{bmatrix} \quad (2.7.17)$$

$$\begin{matrix} y & = & X & \hat{\beta} & + & e \\ N \times 1 & & N \times k & k \times 1 & & N \times 1 \end{matrix} \quad (2.7.18)$$

Donde $\hat{\beta}$ es un vector columna de k elementos de los estimadores de MCO para los coeficientes de regresión y donde e es un vector columna de $N \times 1$ para los N residuos.

Como ocurre en los modelos de dos o tres variables, en caso de k variables los estimadores de MCO se obtienen minimizando.

$$\sum e_i^2 = \sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_{2i} - \hat{\beta}_3 X_{3i} - \dots - \hat{\beta}_k X_{ki})^2 \quad (2.7.19)$$

Donde $\sum e_i^2$ es la suma de los residuos al cuadrado (SRC). En notación matricial, esto equivale a minimizar:

$$\mathbf{e}^t \mathbf{e} = [e_1 \quad e_2 \quad \dots \quad e_N] \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_N \end{bmatrix} = e_1^2 + e_2^2 + \dots + e_N^2 = \sum e_i^2 \quad (2.7.20)$$

Ahora partiendo de la ecuación (1.3.2) obtenemos: $\mathbf{e} = \mathbf{y} - \mathbf{X}\tilde{\boldsymbol{\beta}}$

Por tanto:
$$\mathbf{e}^t \mathbf{e} = (\mathbf{y} - \mathbf{X}\tilde{\boldsymbol{\beta}})^t (\mathbf{y} - \mathbf{X}\tilde{\boldsymbol{\beta}})$$

$$\mathbf{e}^t \mathbf{e} = \mathbf{y}^t \mathbf{y} - 2\tilde{\boldsymbol{\beta}}^t \mathbf{X}^t \mathbf{y} + \tilde{\boldsymbol{\beta}}^t \mathbf{X}^t \mathbf{X} \tilde{\boldsymbol{\beta}} \quad (2.7.21)$$

Diferenciando la expresión (2.7.21) para obtener el mínimo con respecto ha

$\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_k$ aplicando la teoría de los mínimos cuadrados se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} N\hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 \sum X_{2i} + \hat{\beta}_3 \sum X_{3i} + \dots + \hat{\beta}_k \sum X_{ki} &= \sum Y_i \\ \hat{\beta}_1 \sum X_{2i} + \hat{\beta}_2 \sum X_{2i}^2 + \hat{\beta}_3 \sum X_{2i} X_{3i} + \dots + \hat{\beta}_k \sum X_{2i} X_{ki} &= \sum X_{2i} Y_i \\ \hat{\beta}_1 \sum X_{3i} + \hat{\beta}_2 \sum X_{3i} X_{2i} + \hat{\beta}_3 \sum X_{3i}^2 + \dots + \hat{\beta}_k \sum X_{3i} X_{ki} &= \sum X_{3i} Y_i \end{aligned} \quad (2.7.21)$$

$$\hat{\beta}_1 \sum X_{ki} + \hat{\beta}_2 \sum X_{ki} X_{2i} + \hat{\beta}_3 \sum X_{ki} X_{3i} + \dots + \hat{\beta}_k \sum X_{ki}^2 = \sum X_{ki} Y_i$$

En forma matricial, las ecuaciones en (2.7.21)

$$\begin{bmatrix} N & \sum X_{2i} & \sum X_{3i} & \dots & \sum X_{ki} \\ \sum X_{2i} & \sum X_{2i}^2 & \sum X_{2i}X_{3i} & \dots & \sum X_{2i}X_{ki} \\ \sum X_{3i} & \sum X_{3i}X_{2i} & \sum X_{3i}^2 & \dots & \sum X_{3i}X_{ki} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \sum X_{ki} & \sum X_{ki}X_{2i} & \sum X_{ki}X_{3i} & \dots & \sum X_{ki}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \hat{\beta}_3 \\ \vdots \\ \hat{\beta}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ X_{21} & X_{22} & X_{23} & \dots & X_{2N} \\ X_{31} & X_{32} & X_{33} & \dots & X_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ X_{k1} & X_{k2} & X_{k3} & \dots & X_{kN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ Y_3 \\ \vdots \\ Y_N \end{bmatrix}$$

$$(X^t X) \quad \tilde{\beta} \quad X^t \quad y \quad (2.7.22)$$

O en forma más concreta como: $(X^t X) \tilde{\beta} = X^t y$ (2.7.23)

Despejando $\tilde{\beta}$ de la ecuación (1.3.11): $(X^t X)^{-1} (X^t X) \tilde{\beta} = (X^t X)^{-1} (X^t y)$
 $\rightarrow I \tilde{\beta} = (X^t X)^{-1} (X^t y)$,

Donde I es la Identidad.

$$\rightarrow \tilde{\beta} = (X^t X)^{-1} (X^t y) \quad (2.7.24)$$

$k \times 1 \quad k \times k \quad (k \times N)(N \times 1)$

Nota:

e^t es la transpuesta de e .

$\tilde{\beta}^t X^t y$ es un escalar (un número real), él es igual a su $y^t X \tilde{\beta}$

Cuadro 18: Datos del año tomados hasta el 2009

AÑOS	Tiempo	POBLACIÓN	PBI	TARIFAS	VENTAS o demanda (GWh)
1981	1	16322	88731	4.54	5679
1982	2	16700	88440	4.93	5947
1983	3	17077	79801	3.91	5756
1984	4	17454	82908	4.37	6114
1985	5	17832	84853	4.23	6498
1986	6	18213	95573	4.15	7030
1987	7	18596	103328	4.15	7674
1988	8	18978	93160	2.93	7762
1989	9	19354	80428	2.40	7180
1990	10	19719	76089	4.90	7126
1991	11	20070	78123	4.71	7667
1992	12	20410	77848	6.43	6806
1993	13	20744	81447	5.59	7794
1994	14	21078	92343	7.61	8805

1995	15	21420	100281	8.37	9193
1996	16	21768	102765	8.66	9448
1997	17	22120	109859	8.20	9940
1998	18	22474	108722	7.04	10575
1999	19	22829	109769	6.85	10950
2000	20	23185	113022	7.16	11775
2001	21	23541	113262	7.02	12019
2002	22	23898	119102	6.60	12592
2003	23	24256	123748	6.64	13286
2004	24	24614	130207	7.04	14120
2005	25	24972	138605	7.61	15043
2006	26	25330	149139	7.58	16452
2007	27	25688	162547	7.41	17860
2008	28	26046	178476	8.08	19660
2009	29	26403	180082	8.23	20064

Se tiene la siguiente función para las Ventas:

$$\mathbf{Ventas = \varepsilon^C * Población^{B_1} * PBI^{B_2} * Tarifas^{B_3}} \quad (1)$$

PBI: Producto Bruto Interno

ε : Épsilon (Valor: 2.7182...)

C, B₁, B₂, B₃: constantes a determinar.

Aplicando Logaritmo Neperiano a ambos miembros:

$$\rightarrow \ln(Ventas) = \ln(\varepsilon^C * Población^{B_1} * PBI^{B_2} * Tarifas^{B_3})$$

$$\rightarrow \ln(Ventas) = \ln(\varepsilon^C) + \ln(Población^{B_1}) + \ln(PBI^{B_2}) + \ln(Tarifas^{B_3})$$

$$\rightarrow \ln Ventas = C + B_1 * \ln Población + B_2 * \ln PBI + B_3 * \ln Tarifas$$

(2)

Se tiene:

Cuadro 19: Datos procesados con logaritmos

AÑOS	Tiempo	Ln (POBLACIÓN)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Ln (VENTAS)
1981	1	9.7003	11.3934	1.5129	8.6445
1982	2	9.7232	11.3901	1.5953	8.6906
1983	3	9.7455	11.2873	1.3635	8.6580
1984	4	9.7673	11.3255	1.4748	8.7183
1985	5	9.7887	11.3487	1.4422	8.7792
1986	6	9.8099	11.4676	1.4231	8.8579
1987	7	9.8307	11.5457	1.4231	8.9456
1988	8	9.8510	11.4421	1.0750	8.9570
1989	9	9.8707	11.2951	0.8755	8.8791
1990	10	9.8893	11.2397	1.5892	8.8715
1991	11	9.9070	11.2660	1.5497	8.9447
1992	12	9.9238	11.2625	1.8610	8.8256
1993	13	9.9400	11.3077	1.7210	8.9611
1994	14	9.9560	11.4333	2.0295	9.0831
1995	15	9.9721	11.5157	2.1247	9.1262
1996	16	9.9882	11.5402	2.1587	9.1536
1997	17	10.0042	11.6070	2.1041	9.2043
1998	18	10.0201	11.5965	1.9516	9.2662
1999	19	10.0358	11.6061	1.9242	9.3011
2000	20	10.0513	11.6353	1.9685	9.3737
2001	21	10.0665	11.6375	1.9488	9.3942
2002	22	10.0816	11.6877	1.8871	9.4408
2003	23	10.0964	11.7260	1.8931	9.4945
2004	24	10.1111	11.7769	1.9516	9.5553
2005	25	10.1255	11.8394	2.0295	9.6187
2006	26	10.1397	11.9126	2.0255	9.7082
2007	27	10.1538	11.9987	2.0028	9.7903
2008	28	10.1676	12.0922	2.0894	9.8863
2009	29	10.1812	12.1012	2.1078	9.9067

Hacemos una analogía a la ecuación anterior con la regresión lineal de “k” variables (multilineal).

Los cálculos parten la ecuación:

$$\mathbf{Ln Ventas} = C + B_1 * \mathbf{Ln Población} + B_2 * \mathbf{Ln PBI} + B_3 * \mathbf{Ln Tarifas}$$

Se tiene de la regresión multilineal:

$$Y_i = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \hat{\beta}_3 X_{3i} + \dots + \hat{\beta}_k X_{ki} + e_i$$

Identificando:

$$Y_i = \mathbf{Ln (VENTAS)}$$

$$\hat{\beta}_1 = C, \hat{\beta}_2 = B_1, \hat{\beta}_3 = B_2, \hat{\beta}_4 = B_3$$

$$X_{2i} = \text{Ln Población}$$

$$X_{3i} = \text{Ln PBI}$$

$$X_{4i} = \text{Ln Tarifas}$$

Para 4 variables $\hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \hat{\beta}_3, \hat{\beta}_4$ se tiene: $Y_i = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \hat{\beta}_3 X_{3i} + \hat{\beta}_4 X_{4i} + e_i$

Y la Y_i estimada es: $\hat{Y}_i = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \hat{\beta}_3 X_{3i} + \hat{\beta}_4 X_{4i}$

Donde se requiere minimizar:

$$\sum e_i^2 = \sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2 = \sum (Y_i - \hat{\beta}_1 - \hat{\beta}_2 X_{2i} - \hat{\beta}_3 X_{3i} - \hat{\beta}_4 X_{4i})^2$$

Para N=29 y k=4 matricialmente se tiene:

$$\begin{bmatrix} N & \sum X_{2i} & \sum X_{3i} & \sum X_{4i} \\ \sum X_{2i} & \sum X_{2i}^2 & \sum X_{2i}X_{3i} & \sum X_{2i}X_{4i} \\ \sum X_{3i} & \sum X_{3i}X_{2i} & \sum X_{3i}^2 & \sum X_{3i}X_{4i} \\ \sum X_{4i} & \sum X_{4i}X_{2i} & \sum X_{4i}X_{3i} & \sum X_{4i}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \hat{\beta}_3 \\ \hat{\beta}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ X_{21} & X_{22} & X_{23} & \dots & X_{2,29} \\ X_{31} & X_{32} & X_{33} & \dots & X_{3,29} \\ X_{41} & X_{42} & X_{43} & \dots & X_{4,29} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ Y_3 \\ \vdots \\ Y_{29} \end{bmatrix}$$

De los datos se obtiene:

$$\begin{bmatrix} 29 & 288.8985 & 335.2777 & 51.1032 \\ 288.8985 & 2878.5933 & 3340.8895 & 510.0967 \\ 335.2777 & 3340.8895 & 3878.0080 & 592.2998 \\ 51.1032 & 510.0967 & 5408.7902 & 93.1722 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \hat{\beta}_3 \\ \hat{\beta}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 266.0365 \\ 2651.7458 \\ 3078.2725 \\ 471.2730 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \hat{\beta}_3 \\ \hat{\beta}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 29 & 288.8985 & 335.2777 & 51.1032 \\ 288.8985 & 2878.5933 & 3340.8895 & 510.0967 \\ 335.2777 & 3340.8895 & 3878.0080 & 592.2998 \\ 51.1032 & 510.0967 & 5408.7902 & 93.1722 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 266.0365 \\ 2651.7458 \\ 3078.2725 \\ 471.2730 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \hat{\beta}_3 \\ \hat{\beta}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -15.3509 \\ 1.6359 \\ 0.7238 \\ -0.0794 \end{bmatrix} \quad \text{Entonces:}$$

$$\hat{Y}_i = -15.3509 + 1.6359X_{2i} + 0.7238X_{3i} + -0.0794X_{4i}$$

Comparando y relacionando:

$$\text{Ln Ventas} = C + B_1 * \text{Ln Población} + B_2 * \text{Ln PBI} + B_3 * \text{Ln Tarifas}$$

$$\hat{Y}_i = -15.3509 + 1.6359X_{2i} + 0.7238X_{3i} + -0.0794X_{4i}$$

Se tiene:

$$\text{Ventas} = e^{-15.3509} * \text{Población}^{1.6359} * \text{PBI}^{0.7238} * \text{Tarifas}^{-0.0794}$$

Ecuación de proyección de las Ventas

Cuadro 20: Proyección de la Ventas

AÑOS	Tiempo	VENTAS
1981	1	5679
1982	2	5947
1983	3	5756
1984	4	6114
1985	5	6498
1986	6	7030
1987	7	7674
1988	8	7762
1989	9	7180
1990	10	7126
1991	11	7667
1992	12	6806
1993	13	7794
1994	14	8805
1995	15	9193
1996	16	9448
1997	17	9940
1998	18	10575
1999	19	10950
2000	20	11775
2001	21	12019
2002	22	12592
2003	23	13286
2004	24	14120
2005	25	15043
2006	26	16452
2007	27	17860
2008	28	19660
2009	29	20064

Fuente: Elaboración propia

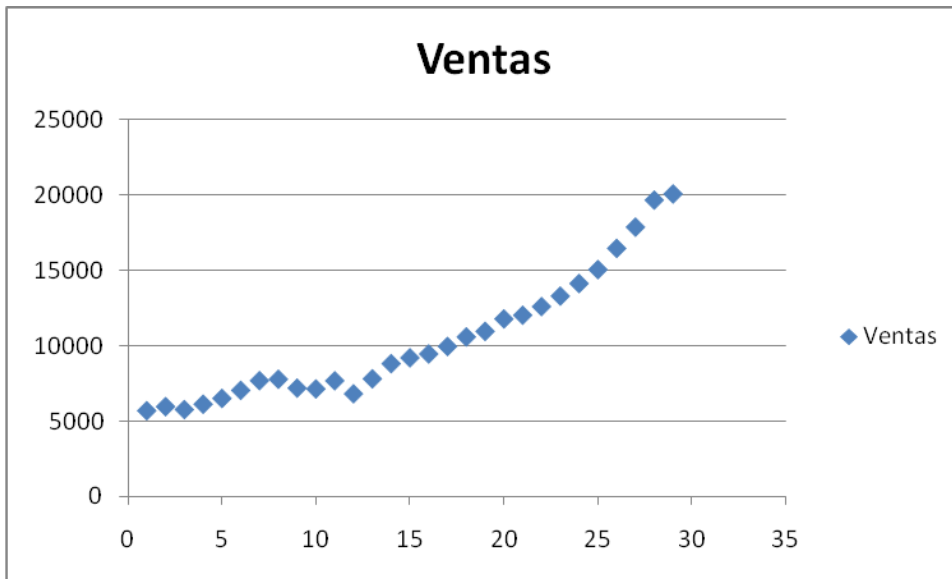


Gráfico 13: Gráfico de las ventas
Fuente: Elaboración propia

REGRESION EXPONENCIAL:

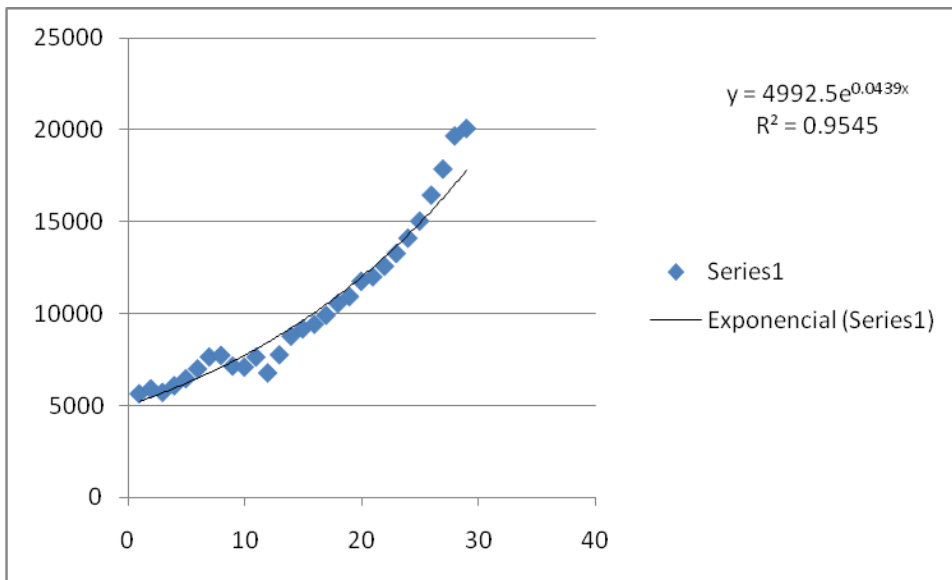


Gráfico 14: Regresión de las ventas
Fuente: Elaboración propia

Cuadro 21: Cuadro inicial de datos

AÑOS	Tiempo	POBLACIÓN	PBI	TARIFAS	VENTAS
1981	1	16322	88731	4.54	5679
1982	2	16700	88440	4.93	5947
1983	3	17077	79801	3.91	5756
1984	4	17454	82908	4.37	6114
1985	5	17832	84853	4.23	6498
1986	6	18213	95573	4.15	7030
1987	7	18596	103328	4.15	7674
1988	8	18978	93160	2.93	7762
1989	9	19354	80428	2.4	7180
1990	10	19719	76089	4.9	7126
1991	11	20070	78123	4.71	7667
1992	12	20410	77848	6.43	6806
1993	13	20744	81447	5.59	7794
1994	14	21078	92343	7.61	8805
1995	15	21420	100281	8.37	9193
1996	16	21768	102765	8.66	9448
1997	17	22120	109859	8.2	9940
1998	18	22474	108722	7.04	10575
1999	19	22829	109769	6.85	10950
2000	20	23185	113022	7.16	11775
2001	21	23541	113262	7.02	12019
2002	22	23898	119102	6.6	12592
2003	23	24256	123748	6.64	13286
2004	24	24614	130207	7.04	14120
2005	25	24972	138605	7.61	15043
2006	26	25330	149139	7.58	16452
2007	27	25688	162547	7.41	17860
2008	28	26046	178476	8.08	19660
2009	29	26403	180082	8.23	20064

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 22: Cuadro para realizar la regresión multilínea

		X_{2i}	X_{3i}	X_{4i}	Y_i
AÑOS	Tiempo	Ln (POBLACIÓN)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Ln (VENTAS)
1981	1	9.7003	11.3934	1.5129	8.6445
1982	2	9.7232	11.3901	1.5953	8.6906
1983	3	9.7455	11.2873	1.3635	8.6580
1984	4	9.7673	11.3255	1.4748	8.7183
1985	5	9.7887	11.3487	1.4422	8.7792
1986	6	9.8099	11.4676	1.4231	8.8579
1987	7	9.8307	11.5457	1.4231	8.9456
1988	8	9.8510	11.4421	1.0750	8.9570
1989	9	9.8707	11.2951	0.8755	8.8791
1990	10	9.8893	11.2397	1.5892	8.8715
1991	11	9.9070	11.2660	1.5497	8.9447
1992	12	9.9238	11.2625	1.8610	8.8256
1993	13	9.9400	11.3077	1.7210	8.9611
1994	14	9.9560	11.4333	2.0295	9.0831
1995	15	9.9721	11.5157	2.1247	9.1262
1996	16	9.9882	11.5402	2.1587	9.1536
1997	17	10.0042	11.6070	2.1041	9.2043
1998	18	10.0201	11.5965	1.9516	9.2662
1999	19	10.0358	11.6061	1.9242	9.3011
2000	20	10.0513	11.6353	1.9685	9.3737
2001	21	10.0665	11.6375	1.9488	9.3942
2002	22	10.0816	11.6877	1.8871	9.4408
2003	23	10.0964	11.7260	1.8931	9.4945
2004	24	10.1111	11.7769	1.9516	9.5553
2005	25	10.1255	11.8394	2.0295	9.6187
2006	26	10.1397	11.9126	2.0255	9.7082
2007	27	10.1538	11.9987	2.0028	9.7903
2008	28	10.1676	12.0922	2.0894	9.8863

2009	29	10.1812	12.1012	2.1078	9.9067
SUMAS		288.8985	335.2777	51.1032	266.0365

Se tiene:

$$\begin{bmatrix} N & \sum X_{2i} & \sum X_{3i} & \sum X_{4i} \\ \sum X_{2i} & \sum X_{2i}^2 & \sum X_{2i}X_{3i} & \sum X_{2i}X_{4i} \\ \sum X_{3i} & \sum X_{3i}X_{2i} & \sum X_{3i}^2 & \sum X_{3i}X_{4i} \\ \sum X_{4i} & \sum X_{4i}X_{2i} & \sum X_{4i}X_{3i} & \sum X_{4i}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \hat{\beta}_3 \\ \hat{\beta}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ X_{21} & X_{22} & X_{23} & \dots & X_{2,29} \\ X_{31} & X_{32} & X_{33} & \dots & X_{3,29} \\ X_{41} & X_{42} & X_{43} & \dots & X_{4,29} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ Y_3 \\ \vdots \\ Y_{29} \end{bmatrix}$$

29.0000	288.8985	335.2777	51.1032	β_1	=	266.0365
288.8985	2878.5933	3340.8895	510.0967	β_2		2651.7458
335.2777	3340.8895	3878.0080	592.2998	β_3		3078.2725
51.1032	510.0967	592.2998	93.1722	β_4		471.2730

$$\begin{aligned}
 \beta_1 &= 15.3509291574 \\
 \beta_2 &= 1.6358582475 \\
 \beta_3 &= 0.7238076640 \\
 \beta_4 &= -0.0794480993
 \end{aligned}$$

Se tiene:

$$\mathbf{Ventas} = \varepsilon^{-15.3509291574} * \mathbf{Población}^{1.6358582475} * \mathbf{PBI}^{0.7238076640} * \mathbf{Tarifas}^{-0.0794480993}$$

Para los años 2010, 2011, 2012

Años	Tiempo	Población	PBI	Tarifas	Ventas
2010	30	26760	188186	8.23	?
2011	31	27117	197595	8.23	?
2012	32	27473	207475	8.23	?

Para el 2010 Ventas = 20939.95705
 Para el 2011 Ventas = 22168.05146
 Para el 2012 Ventas = 23460.16736

2.3. Aspectos de responsabilidad social y medio ambiental

En los aspectos de responsabilidad social y medio ambiental, estos se aplican a cualquier tipo de organización y no solo a las empresas que tengan una relación clara con el uso de los recursos naturales, sin embargo en el sector energético, estos aspectos tienen un impacto medioambiental evidente, aun cuando toda organización genera impactos medioambientales.

Estos impactos pueden ser negativos, cuando su actividad produce efectos perjudiciales en el medio ambiente, pero también produce efectos positivos, como por ejemplo reducción de costos para la empresa, mejora de la ecoeficiencia de las empresas, o lo que es lo mismo, reducción de la cantidad de recursos necesarios para la realización del mismo producto o servicio. Participación en la cadena de valor de otras organizaciones (como proveedores y clientes), incluyendo las administraciones públicas, pero primordialmente, como proveedores de energía eléctrica, que es un insumo indispensable para la industria, y en general para toda la población

Las organización responsables enfocan sus actividades de tal manera que potencia sus impactos medioambientales positivos y eliminan o por lo menos mitigan los negativos, lo cual mejora si nivel de competencia y sostenibilidad

Los temas que las empresas generadoras de energía eléctrica deberían considerar respecto a los aspectos socio ambientales, con por ejemplo la producción mínima necesaria de energía eléctrica, de tal manera que no se usen innecesariamente recursos naturales actualmente limitados o los que en un futuro se vislumbra una creciente escasez. Debido a esto se hace necesario proyectar adecuadamente la demanda de energía eléctrica, de tal manera que esta no se produzca innecesariamente, depredando o malgastando recursos naturales escasos o que tienden a escasear en el tiempo.

CAPITULO III: MÉTODO

3.1. Tipo y nivel de investigación

3.1.1 Tipo de investigación

La presente investigación por su orientación es aplicativo, por su contexto es explicativo, por la fuente de información es retrolectivo, por su direccionalidad es prospectivo, por el tipo de los datos es transversal, por comparación poblacional es comparativo

3.1.2 Nivel de la investigación

Es predictiva, dado que utiliza estadística inferencial compleja para definir una demanda proyectada estadísticamente

3.2. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es no experimental de tipo transversal. La expresión matemática para medir el comportamiento de la demanda para la determinación de las cuotas de distribución tuvo un enlace con las técnicas estadísticas no paramétricas, que para muestra fue con la regresión cúbica y la regresión exponencial.

3.2.1 Método

El método aplicado es el cuantitativo comparativo. Es cuantitativo en el sentido que se trabaja con cifras reales que se registran en forma horaria, mes a mes y posteriormente es agregada a nivel anual de todo el sistema. Y es comparativa pues miden la variación de la venta de energía en el tiempo, para tomar las provisiones que sean necesarias para la atención de la demanda.

3.3. Población y muestra

a) Población

La población está conformada por todo el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) (Pino,2010), correspondiente a la data utilizada. El SEIN es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica del Perú. El SEIN es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como eólicas, catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables.

b) Muestra

Dado que se ha trabajado con toda la data poblacional, no ha sido necesario definir una muestra, es decir se trabajó con toda la data del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), correspondiente al periodo 1981-2009.

3.3. Hipótesis

3.3.1. Hipótesis general

Haciendo uso de las técnicas estadísticas no paramétricas se podrá determinar la venta de la energía eléctrica en el Perú

VI: Técnicas estadísticas no paramétricas

VD: Venta de la energía eléctrica.

3.3.2. Hipótesis específicas

HE₁: La determinación de la demanda a través de la aplicación estadística de la regresión cúbica, permite mejorar la distribución de la energía eléctrica.

VI: Regresión cúbica

VD: Distribución de la energía eléctrica.

HE₂: La determinación de la demanda a través de la aplicación estadística de la regresión exponencial, permite mejorar la distribución de la energía eléctrica.

VI: Regresión exponencial

VD: Distribución de la energía eléctrica

3.4. Operacionalización de variables.

3.4.1. Identificación

Variable independiente: Técnicas Estadísticas no paramétricas

Variable dependiente : Venta de Energía Eléctrica

3.4.2. Marco conceptual de las variables

3.4.2.1. Variable independiente: Técnicas Estadísticas no paramétricas

Es una formulación cuantitativa que permite efectuar inferencias relacionados acerca de parámetros en forma independiente, denominadas distribuciones unidimensionales o datos univariantes (google.es, 2005).

Las aplicaciones de la estadística multivariada están presentes en distintas áreas o ramas de la ciencias, como por ejemplo en: Investigación de mercados (para identificar características de los individuos con el propósito de determinar qué tipo de personas compran determinado producto); en el sistema de educación de cualquier tipo de especialidad (para conocer los estudiantes que tendrán éxito y

concluirán satisfactoriamente sus estudios); en la agricultura (al estudiar la resistencia de determinado tipo de cosechas a daños por plagas y sequías); en la economía (para conocer el nivel de desarrollo de un territorio en relación con otros y realizar inferencias a partir de variables económicas fundamentales, entre otros).

Los datos multivariados surgen cuando a un mismo individuo se le mide más de una característica de interés. Un individuo puede ser un objeto o concepto que se puede medir. Más generalmente, los individuos son llamados unidades experimentales. Ejemplos de objetos: personas, animales, terrenos, compañías, países, etc. Ejemplos de conceptos: amor, amistad, noviazgo, etc. Una variable es una característica o atributo que se le mide a un individuo.

La regresión es una técnica estadística utilizada para simular la relación existente entre la venta histórica de la energía. Por lo tanto se puede emplear para construir un modelo que permita predecir el comportamiento de las ventas. La regresión es muy utilizada para interpretar situaciones reales, pero comúnmente se hace de mala forma, por lo cual es necesario realizar una selección adecuada de las variables que van a construir las ecuaciones de la regresión, ya que tomar variables que no tengan relación en la práctica, nos arrojará un modelo carente de sentido, es decir ilógico. Según sea la dispersión de los datos (nube de puntos) en el plano cartesiano, pueden darse alguna de las siguientes relaciones, Lineal, Logarítmica, Exponencial, Cuadrática, cúbica, entre otras.

3.4.2.2. Variable dependiente: Venta de Energía Eléctrica

La demanda de energía eléctrica varía a través del tiempo según ciclos diarios, estacionales o anuales que pueden ser afectados por diversas contingencias. Las exigencias que establece la población por el uso e incorporación de nuevos consumidores al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Esta demanda de energía es cubierta por las centrales hidráulicas, térmicas, eólicas, petroleras y gas que el país tiene, y que garantiza la sostenibilidad de la economía.

3.4.3. Operacionalización de las variables

X = Técnicas Estadísticas no paramétricas

El análisis que se hace a las variables del planteamiento hipotético responde a la necesidad de calcular el pronóstico de la demanda de energía eléctrica en base al uso de las técnicas estadísticas no paramétricas para su proyección.

En el cuadro 23 se trata de las variables independientes X = Técnicas estadística no paramétricas y la variable dependiente Y = Venta de energía eléctrica

En el cuadro 23, se trabaja con dos dimensiones para la variable independiente:

- Polinomios de 3er. Grado,
- Regresión exponencial.

Se trabaja con una dimensión en la variable dependiente (Y) representado por la venta de energía eléctrica (demanda).

Los indicadores a los resultados obtenidos se clasifican en tres niveles: Alta, Estable y Baja .

Cuadro 23: Operacionalización de las variables				
X: Técnicas Estadísticas no paramétricas				
Concepto	Dimensión	Indicadores	Ítems	Observaciones
Los modelos estadísticos constituyen estrategias para medir el comportamiento que tienen las cifras entre sí.	1) Polinomios de tercer grado	1) Alta 2) Estable 3) Baja	I = 3	La tendencia determina un índice que esta se incrementa en un xx% respecto al proyectado por Osinergmin
	2) Regresión exponencial	1) Alta 2) Estable 3) Baja	I = 3	La tendencia determina un índice que se está decrementando en un x% respecto al proyectado por Osinergmin
Y: Venta de Energía Eléctrica				
Concepto	Dimensión	Indicadores	Ítems	Observaciones
La venta de energía es la energía eléctrica que es vendida a través del SEIN por parte de las empresas generadoras de electricidad.	Proyección Anual	Determinación por el crecimiento que se da a nivel nacional.	I = 1	Estos están en forma de la demanda a nivel nacional.

Fuente: Elaboración propia

3.5. Instrumentos

El instrumento con el cual se han realizado los diferentes cálculos, así como la generación de gráficos y resultados, han sido los softwares MS Excel 97 y el SPSS versión 18.

3.6. Procedimientos

La técnica utilizada fue el de “Análisis de Documentos” (César A. Berbal, 2006, p.177), del registro de la venta de energía eléctrica a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), correspondiente al periodo 1981-2009. Esta

técnica se basa en fichas bibliográficas que tienen como propósito analizar el material impreso sobre el asunto que es de nuestro interés.

3.7. Análisis de datos

El estudio analiza el comportamiento de la data histórica correspondiente al periodo de 1981-2009. Los mismos que son analizados mediante la aplicación de modelos econométricos y que se desarrollan en el Capítulo IV Resultados y en forma mas amplia en los anexos.

La información recopilada se proceso haciendo uso del paquete estadístico SPSS versión 18, el mismo que nos permitió generar los resultados: cuadros y gráficos.

CAPITULO IV: RESULTADOS

4.1. Métodos utilizados para determinar la Venta de la Energía Eléctrica

Regresión Cubica

MODEL: MOD_15.			
Dependent variable.. VENTAS		Method.. CUBIC	
Listwise Deletion of Missing Data			
Multiple R			,99539
R Square			,99080
Adjusted R Square			,98970
Standard Error			429,40567
Analysis of Variance:			
	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	496592270,7	165530756,9
Residuals	25	4609730,6	184389,2
F =	897,72467	Signif F =	,0000

Interpretación

El SPSS nos muestra un conjunto de indicadores donde informa sobre la calidad de los resultados generados por el método aplicado, entre estos observamos:

Que el Coeficiente de determinación denominado R^2 (R cuadrado) esta próximo a 1 lo cual nos indica que la bondad del ajuste es muy buena, llegando prácticamente a ser excelente.

En estadística, este coeficiente es un estadístico usado en el contexto de un modelo estadístico cuyo propósito principal es predecir futuros resultados o probar una hipótesis. El

coeficiente determina la calidad del modelo para replicar los resultados, y la proporción de variación de los resultados que puede explicarse por el modelo.

Regresión Exponencial

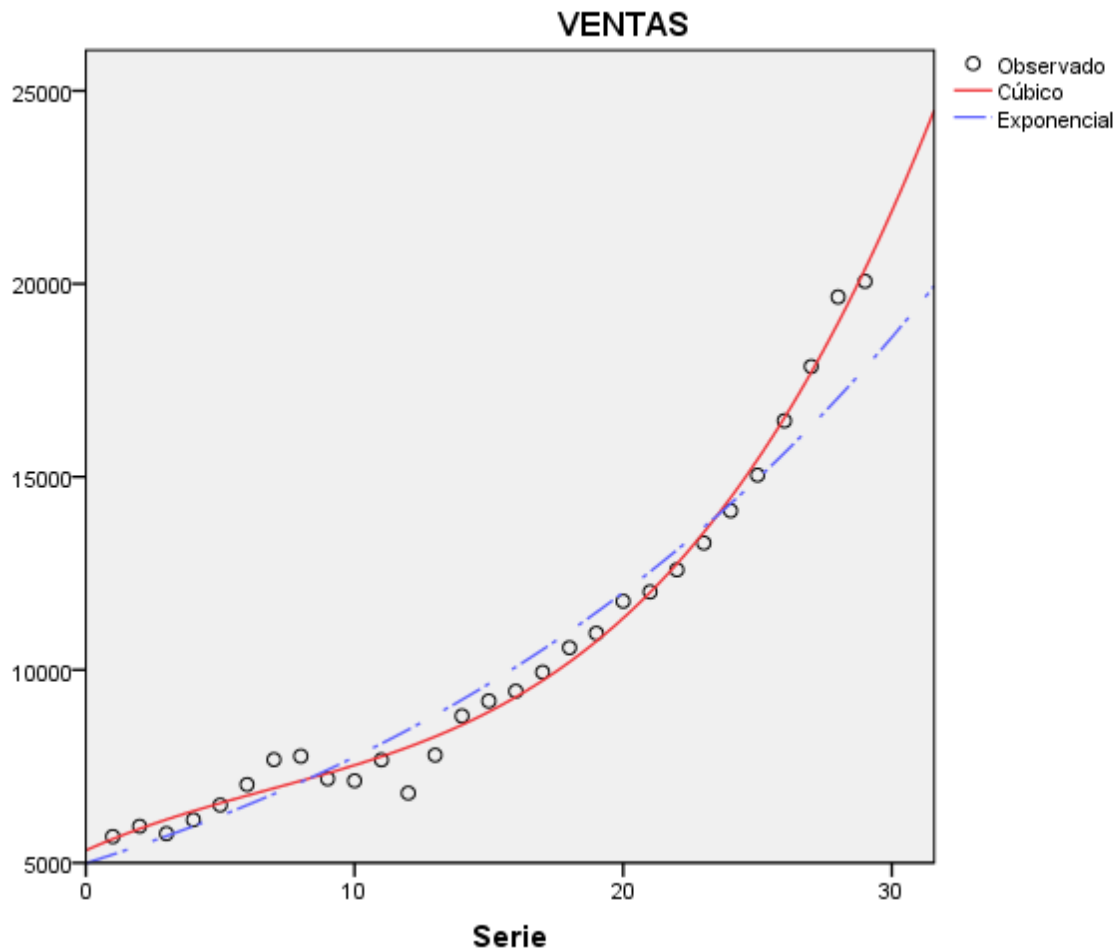
Dependent variable.. VENTAS		Method.. EXPONENT	
Listwise Deletion of Missing Data			
Multiple R		,97699	
R Square		,95452	
Adjusted R Square		,95283	
Standard Error		,08303	
Analysis of Variance:			
	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	3,9060549	3,9060549
Residuals	27	,1861295	,0068937
F =	566,61346	Signif F =	,0000

Interpretación

Al igual que el caso anterior, el SPSS nos muestra un conjunto de indicadores informando sobre la calidad de los resultados generados por el método aplicado, entre estos observamos:

Que el Coeficiente de determinación denominado R^2 (R cuadrado) esta próximo a 1 lo cual nos indica que la bondad del ajuste es muy buena, llegando prácticamente a ser excelente.

En estadística, este coeficiente es un estadístico usado en el contexto de un modelo estadístico cuyo propósito principal es predecir futuros resultados o probar una hipótesis. El coeficiente determina la calidad del modelo para replicar los resultados, y la proporción de variación de los resultados que puede explicarse por el modelo.



De ambas regresiones, guiándonos por el R^2 , observamos que el método de regresión cúbica, es ligeramente mejor que el método de regresión exponencial.

4.1. Contrastación de hipótesis

HE₁: La determinación de la demanda a través de la aplicación estadística de la regresión cúbica, permite mejorar la distribución de la energía eléctrica.

De los resultados mostrados en el anexo III se observa que la representación cúbica refleja mejor el comportamiento de la venta de energía, dando valores por encima de la proyección

del Osinergmin, sin embargo no muy alejados, lo cual nos indica que el mercado será sobre abastecido.

HE2: La determinación de la demanda a través de la aplicación estadística de la regresión exponencial, permite mejorar la distribución de la energía eléctrica.

De los resultados mostrados en el anexo III se observa que la representación exponencial da valores por debajo del comportamiento de la venta de energía eléctrica, respecto a la proyección del Osinergmin, sin embargo no muy alejados, lo cual nos indica que el mercado sería sub abastecido.

4.2. Análisis e interpretación

4.2.1. Resultados del análisis descriptivo

El estudio desarrollado en base a los documentos históricos que se desarrollaron nos permite establecer diferencias que se dan en cálculos proyectados para determinar la demanda de energía eléctrica. Los resultados para los distintos métodos se dan a conocer seguidamente, determinándose la elección cuya diferencia real de las diferencias entre los datos históricos y calculados sea la menor.

a) Aplicación de la Regresión Cubica

En este capítulo se aplicó la regresión cubica para medir el comportamiento de la data histórica del SEIN que nos permite efectuar pronósticos al futuro.

b) Aplicación de la Regresión Exponencial

En este capítulo aplicamos la regresión exponencial para medir el comportamiento de la data histórica del SEIN que nos permite efectuar pronósticos al futuro. En el gráfico N° 15 se aprecia el comportamiento de las ventas en el periodo 1981-2012 (Ver Anexo III)

Proyección de las Ventas de Energía Eléctrica del SEIN para el periodo 1981-2012

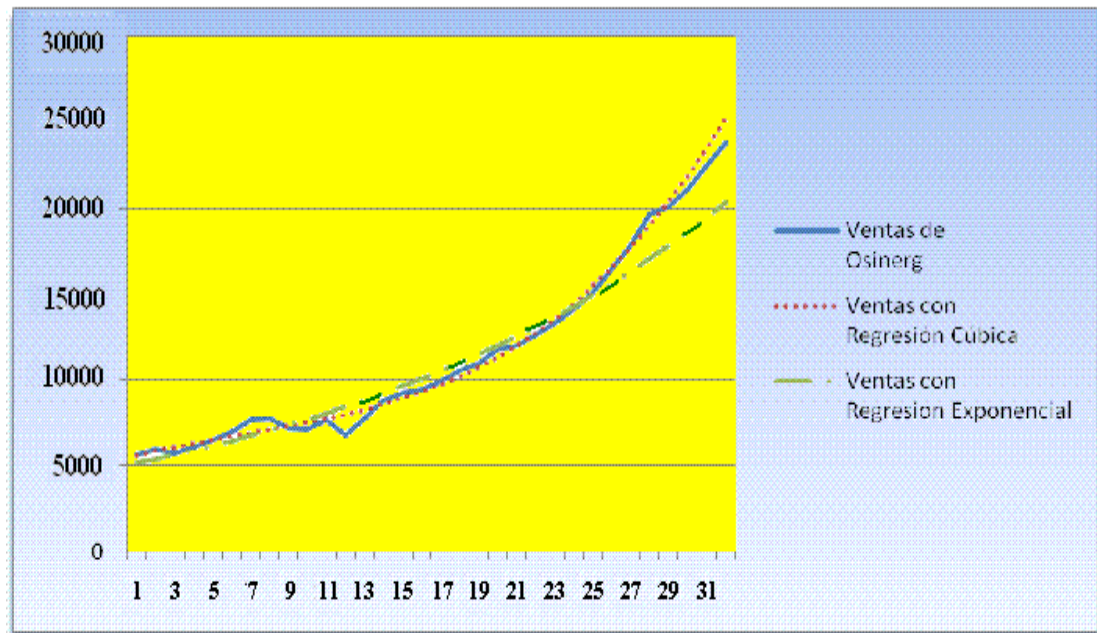


Gráfico 15: Proyección de la ventas de energía eléctrica del SEIN
Fuente: Osinergmin

En el cuadro N° 26 se puede apreciar la evolución de las ventas y las comparaciones que se hacen entre ellas:

Cuadro 24: Evolución de las ventas

Años	Tiempo	Ventas de Osinergmin	Ventas con Regresión Cúbica	Ventas con Regresión Exponencial	Diferencia de Ventas Osinergmin vs Ventas Reg. Cub	Diferencia de Ventas Osinergmin vs Ventas Reg.Exp
1981	1	5679	5618	5216	61	463
1982	2	5947	5883	5450	64	497
1983	3	5756	6123	5695	-366	62
1984	4	6114	6343	5950	-228	164
1985	5	6498	6548	6217	-50	281
1986	6	7030	6743	6496	287	534
1987	7	7674	6934	6787	740	887
1988	8	7762	7126	7091	636	670
1989	9	7180	7323	7409	-143	-229
1990	10	7126	7531	7741	-405	-616
1991	11	7667	7755	8089	-88	-422
1992	12	6806	8000	8451	-1194	-1645
1993	13	7794	8272	8830	-478	-1037
1994	14	8805	8575	9226	230	-421
1995	15	9193	8914	9640	279	-447
1996	16	9448	9295	10072	153	-624
1997	17	9940	9723	10524	217	-584
1998	18	10575	10203	10996	372	-421
1999	19	10950	10740	11489	210	-539
2000	20	11775	11339	12004	436	-229
2001	21	12019	12006	12542	13	-523
2002	22	12592	12745	13105	-153	-513
2003	23	13286	13562	13692	-276	-406
2004	24	14120	14461	14306	-341	-186
2005	25	15043	15449	14948	-405	95
2006	26	16452	16529	15618	-77	834
2007	27	17860	17708	16318	153	1542
2008	28	19660	18990	17050	671	2610
2009	29	20064	20380	17815	-315	2250
2010	30	21096	21884	18613	-788	2483
2011	31	22474	23506	19448	-1032	3026
2012	32	23808	25253	20320	-1445	3488

Fuente: Elaboración propia (las unidades son GWH)

c) Proyección de las ventas.

Los ajustes y proyecciones efectuadas en los años 2009-2012 demuestran que la ecuación aplicada:

$$\text{Ln Ventas} = C + B1 * \text{Ln Población} + B2 * \text{Ln PBI} + B3 * \text{Ln Tarifas}$$

Determinó un ajuste a las ventas de regresión exponencial, respecto a la regresión cúbica se pudo evidenciar que la segunda se ajustaba más a la realidad de la demanda, como se puede apreciar en el cuadro N° 27

Cuadro 25: Proyección de las ventas

Años	Tiempo	Ventas de Osinergmin	Ventas con Regresión Cúbica	Ventas con Regresión Exponencial	Diferencia de Ventas Osinergmin vs Ventas Reg. Cubica	Diferencia de Ventas Osinergmin vs Ventas Reg. Expon.
2009	29	20064	20380	17815	-316	2250
2010	30	21096	21884	18613	-788	2483
2011	31	22474	23506	19448	-1032	3026
2012	32	23808	25253	20320	-1445	3488

Fuente: Elaboración propia

4.2.2 Calculo de la demanda mediante mínimos cuadrados

En el cuadro N° 28 se tienen los resultados econométricos. Para esto se está dividiendo los resultados finales entre 8 dígitos para facilitar los cálculos:

$$\sum x_1 y = 2.89867171$$

$$\sum x_2^2 = 244.16087405$$

$$\sum x_2 y = 34.07954153$$

$$\sum x_1 x_2 = 19.43590178$$

$$\sum x_1^2 = 2.58590742$$

$$(\sum x_1 x_2)^2 = 377.7542$$

Cuadro 26: Cálculos con Mínimos Cuadrados

AÑOS	POBLACION PBI		VENTAS									
	X ₁	X ₂	Y	y	x ₁	x ₂	x ₁ y	x ₂ y	x ₁ x ₂	x ₁ ²	x ₂ ²	
1981	16322	88731	5679	-4694	5095	-19636	-23915930	92171384	-100045420	25959025	385572496	
1982	16700	88440	5947	-4426	-4717	-19927	20877442	88196902	93995659	22250089	397085329	
1983	17077	79801	5756	-4617	-4340	-28566	20037780	131889222	123976440	18835600	816016356	
1984	17454	82908	6114	-4259	-3963	-25459	16878417	108429881	100894017	15705369	648160681	
1985	17832	84853	6498	-3875	-3585	-23514	13891875	91116750	84297690	12852225	552908196	
1986	18213	95573	7030	-3343	-3204	-12794	10710972	42770342	40991976	10265616	163686436	
1987	18596	103328	7674	-2699	-2821	-5039	7613879	13600261	14215019	7958041	25391521	
1988	18978	93160	7762	-2611	-2439	-15207	6368229	39705477	37089873	5948721	231252849	
1989	19354	80428	7180	-3193	-2063	-27939	6587159	89209227	57638157	4255969	780587721	
1990	19719	76089	7126	-3247	-1698	-32278	5513406	104806666	54808044	2883204	1041869284	
1991	20070	78123	7667	-2706	-1347	-30244	3644982	81840264	40738668	1814409	914699536	
1992	20410	77848	6806	-3567	-1007	-30519	3591969	108861273	30732633	1014049	931409361	
1993	20744	81447	7794	-2579	-673	-26920	1735667	69426680	18117160	452929	724686400	
1994	21078	92343	8805	-1568	-339	-16024	531552	25125632	5432136	114921	256768576	
1995	21420	100281	9193	-1180	3	-8086	-3540	9541480	-24258	9	65383396	
1996	21768	102765	9448	-925	351	-5602	-324675	5181850	-1966302	123201	31382404	
1997	22120	109859	9940	-433	703	1492	-304399	-646036	1048876	494209	2226064	
1998	22474	108722	10575	202	1057	355	213514	71710	375235	1117249	126025	
1999	22829	109769	10950	577	1412	1402	814724	808954	1979624	1993744	1965604	
2000	23185	113022	11775	1402	1768	4655	2478736	6526310	8230040	3125824	21669025	
2001	23541	113262	12019	1646	2124	4895	3496104	8057170	10396980	4511376	23961025	
2002	23898	119102	12592	2219	2481	10735	5505339	23820965	26633535	6155361	115240225	
2003	24256	123748	13286	2913	2839	15381	8270007	44804853	43666659	8059921	236575161	
2004	24614	130207	14120	3747	3197	21840	11979159	81834480	69822480	10220809	476985600	
2005	24972	138605	15043	4670	3555	30238	16601850	141211460	107496090	12638025	914336644	
2006	25330	149139	16452	6079	3913	40772	23787127	247852988	159540836	15311569	1662355984	
2007	25688	162547	17860	7487	4271	54180	31976977	405645660	231402780	18241441	2935472400	
2008	26046	178476	19660	9287	4629	70109	42989523	651102283	324534561	21427641	4915271881	
2009	26403	180082	20064	9691	4986	71715	48319326	694990065	357570990	24860196	5143041225	
Σ	621091	3142658	300815				289867171	3407954153	1943590178	258590742	24416087405	
Media	21417	108367	10373									

Fuente: Elaboración propia

$$b_1 = \frac{(\sum x_1 y)(\sum x_2^2) - (\sum x_2 y)(\sum x_1 x_2)}{(\sum x_1^2)(\sum x_2^2) - (\sum x_1 x_2)^2}$$

$$b_1 = 0.1789$$

$$b_2 = \frac{(\sum x_2 y)(\sum x_1^2) - (\sum x_1 y)(\sum x_1 x_2)}{(\sum x_1^2)(\sum x_2^2) - (\sum x_1 x_2)^2}$$

$$b_2 = 0.1253$$

$$b_0 = \bar{y} - b_1 \bar{x}_1 - b_2 \bar{x}_2$$

$$b_0 = -7036.885$$

Cuadro 27: Cálculos Intermedios

Año	Y	\hat{y}	Año	Y	\hat{y}
1981	5679	10882	1996	9448	14075
1982	5947	10877	1997	9940	15389
1983	5756	9379	1998	10575	15229
1984	6114	9982	1999	10950	15461
1985	6498	10377	2000	11775	16088
1986	7030	12343	2001	12019	16176
1987	7674	13778	2002	12592	17264
1988	7762	12007	2003	13286	18140
1989	7180	9777	2004	14120	19341
1990	7126	9046	2005	15043	17759
1991	7667	9454	2006	16452	22818
1992	6806	9447	2007	17860	25262
1993	7794	10133	2008	19660	28156
1994	8805	12124	2009	20064	28488
1995	9193	13587			

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO V: DISCUSION DE RESULTADOS

5.1. Discusión

De los resultados que se desarrollaron en el capítulo anterior se evidencia que el modelo de la regresión en sus distintas modalidades se aproxima mejor a las proyecciones oficiales de energía eléctrica del Osinergmin, que garantizan que no se corra el riesgo de quedar desabastecido, sino por el contrario, facilitarían que la reserva de energía se vea incrementada, en el caso de no ser usada.

Nuestro estudio de análisis socio económico de interpretación de las cifras, nos permiten crear otra serie de data histórica que corrige a la original, que aparentemente representa una realidad cuantitativa de demanda de energía, pero que no expresa realmente una base de datos para garantizar el cálculo de una tendencia de demanda de energía eléctrica, dado que en su comportamiento confluyen muchos factores, que hacen corregir periódicamente los cálculos proyectados.

Siguiendo la normatividad de Curtis, el arreglo del periodo histórico nos permitió estructurar una regresión cúbica más ajustada a la realidad de la tendencia en situaciones normales, que para este caso y para este periodo la regresión cúbica resultó ser la que mejor interpretaba la tendencia histórica de Osinergmin (Ver cuadro 26)

Como se puede inferir de los cálculos que se desarrollan en el anexo III resulta ser la que mejor interpreta la demanda de energía eléctrica del Sistema Eléctrico

Interconectado Nacional SEIN), siendo superior a los cálculos efectuados por Osinergmin.

5.2. Conclusiones

- En este trabajo se estableció la base teórica de estadística avanzada para determinar el pronóstico de la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), necesaria para llevar a cabo un análisis. Se presentaron aquellas técnicas útiles para modelar los datos de demanda máxima mensual de energía eléctrica, lo que implicó un tratamiento a los macro datos anuales del comportamiento de la demanda de energía eléctrica en el tiempo, la misma que se centró en el periodo 1981-2009.
- Se realizó la aplicación a los datos antes mencionados, para ello, se llevó a cabo una revisión de los datos originales para decidir que técnica sería la que se utilizaría para hacer estacionario el enfoque de dicho periodo. Una vez que se decidió que lo más conveniente sería estimar las componentes de la serie, se procedió a estimar la componente de tendencia, esto se realizó aplicando la media la desviación y los parámetros constantes de la tendencia. Posteriormente se modificó aquellos datos que en la tendencia podría ejercer una influencia distorsionante.

Después de este ajuste se volvió a estimar la tendencia. Recuérdese que no basta con proponer el modelo, dado que el tratamiento de las cifras vista fríamente, éstas son resultados que se dan en cada año. Y detrás de ellas, se dan situaciones de índole económico-social y de expectativas, que no se aprecian en un periodo dado, sino que éstas se complementan con la lectura de las inversiones, el crecimiento productivo, el surgimiento de nuevas industrias, etc. Y que ello ayuda al sinceramiento del

tratamiento de los datos. Los resultados obtenidos en este trabajo para los datos de demanda de energía eléctrica mensual fueron satisfactorios, pues se obtuvo un buen ajuste de los datos en la tendencia 2010-2012.

- En general, uno de los pasos más difíciles de llevar a cabo en el ajuste de un modelo de periodo de tiempo 1981-2009 es la interpretación de los datos y lo que está detrás de los mismos en los enfoques socioeconómicos, y que generan la demanda de energía eléctrica, para representar mejor los datos en el modelo. Se debe ser muy meticuloso al momento de hacer el análisis, puesto que un error puede conducir al modelo equivocado. Ajustar un modelo de tiempo puede resultar tedioso para datos cuyo comportamiento no permita identificar patrones fácilmente. En este tipo de análisis se consideraron varios modelos y al final se eligió la regresión cúbica que mejor interpreto el comportamiento de la tendencia histórica.

Resultaría muy interesante retomar estos resultados previos para estudios futuros, particularmente para llevar a cabo la predicción.

5.3. Recomendaciones

- Se recomienda descartar el modelo de regresión exponencial para el presente estudio, y adoptar el modelo de regresión cubica, para ello se debe considerar otros factores de sinceramiento de la data histórica para su tratamiento final. Pues éste es el camino correcto para analizar la tendencia futura de la demanda de energía eléctrica. Esto significa que necesariamente se deben considerar algunos factores exógenos que tengan que ver con la data histórica, como son los factores económicos-sociales, inversiones en la creación de centros mineros, industrias, etc.

- Es conveniente elegir los tramos cortos de los datos históricos dado que cuando estas son más de 10 años, nos lleva a errores, y al desarrollo de cálculos muy engorrosos para buscar la tendencia que se aproxime más a la tendencia histórica.
- El investigador no debe elegir determinado modelo de análisis para tendencia. Debe más bien efectuar los cálculos en diferentes grados que intérprete mejor la tendencia histórica, que para nuestro caso fue la regresión cúbica.

VI. REFERENCIAS

- American Statistical Association. (2002). *ICOTS VI*. Obtenido de <http://www.beeri.org.il/icots6/>
- Angulo Bustíos, C., & Ipanaqué Alama, W. (2002). "4to Congreso de Matemáticas"., (págs. 24-26). Bogotá.
- Bernal, C. A. (2006). *Metodología de la Investigación* (2da edición ed.). México: Prentice Hall.
- Blaconá, M. T., & Abril, J. C. (2000). Modelo estructural de espacio de estado para la demanda diaria promedio de energía eléctrica en la República Argentina. *Trabajo presentado en la Reunión de la Asociación Argentina de Economía Política (AAEP)*. Argentina: Asociación Argentina de Economía Política (AAEP). Obtenido de https://aaep.org.ar/anales/works/works2000/blacona_abril.pdf
- Carbone C., J. (2000). *Centrales Hidroeléctricas*. Madrid, España: Piramide.
- Chase, R. B., Jacobs, F. R., & Aquilano, N. J. (2005). *Administración de la producción y operaciones*. McGraw Hill.
- Chase, R. B., Jacobs, F. R., & Aquilano, N. J. (2005). *Administración de la producción y operaciones*. México: Mc Graw Hill.
- COES-SINAC. (14 de Septiembre de 2001). Estudio técnico económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para la fijación tarifaria de noviembre del 2001.

- COES-SUR. (12 de Septiembre de 2000). Estudio técnico económico de determinación de precios de potencia y energía en barras del SIS para la fijación tarifaria de noviembre del 2000. Arequipa, Perú.
- CTE, & Macroconsult S.A. (Febrero de 2001). Desarrollo de un modelo econométrico de la demanda de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional. Lima, Perú.
- CTE, Macroconsult S.A. (Febrero de 2001). Desarrollo de modelo econométrico de la demanda de energía para el Sistema Interconectado Nacional. Lima, Perú.
- Curtis, A. (2004). *Estadística Avanzada* (2da. Ed. ed.). Buenos Aires, Argentina: Edit. Reverté.
- Fernandez. (2007). *Revista Colombiana de Estadística* 30. P. 187-202.
- García Gonzales, M. (1991). *Econometría para la planificación*.
- Gestiopolis. (s.f.). Recuperado el 2017, de <http://www.gestiopolis1.com/recursos7/Docs/fin/estadistica-descriptiva.pdf>
- Gonzales Sierra, M. (2010). *Análisis de la Demanda de energía eléctrica usando serie de tiempo*. Universidad Tecnológica de la Mixteca.
- Google.es. (2005). *Análisis Multivariado*. Obtenido de <http://www.google.es//Análisis Multivariado>
- Gujarati, D. (1990). *Econometría* (2da.Ed. ed.). Bogotá, Colombia: McGraw-Hill Latinoamérica S.A.
- Herrera, J. (2002). Pobreza y desigualdad en el área andina. *Tomo 31 Nro. 3*. Perú: Bulletin de l'Institut Francais d'Etudes Andines.
- Hunt, S., & Shuttleworth , G. (1996). Modelo 1 Sistema Eléctrico de Ecuador denominado "Monopolio" por parte del Estado. Quito.

- Hurtado Minotta, E. (1998). Estadística Descriptiva. *Mencionado en: Graciela Lagrande M. Tesis: Análisis de la oferta y demanda de energía en la Capital de Bogotá.*
- IBM. (2017). Regresión Lineal. *Qué es la regresión lineal.* Obtenido de <https://www.ibm.com/analytics/learn/linear-regression>
- INEI-ENEI. (14 de Septiembre de 2001). Curso Taller: Métodos econométricos para el análisis de series de tiempo, encuestas y paneles de datos.
- Ministerio de Energía y Minas. (s.f.). Estudio de la Demanda de Energía Eléctrica. Lima, Perú.
- Monenco Agra . (Septiembre de 2001). Proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional. *Proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional. Informe Final. OSINERG – GART y CESEL Ingenieros..* Lima, Perú.
- Monenco Agra. (Setiembre de 2001). Proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional. *Proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional. Informe Final. OSINERG – GART y CESEL Ingenieros.* Lima, Perú.
- Monenco Agra por encargo del COES SICN. (s.f.). Estudio de Demanda de Energía. Lima, Perú.
- Murillo, J., Trejos, A., & Carbajal Olaya, P. (s.f.). Estudio del pronóstico de la demanda de energía eléctrica utilizando modelos de series de tiempo. *Scientia et Technica*, P. 23,37-42.
- OSINERG-GART CARD Nro 2001.01. (Julio de 2001). Resoluciones / Publicaciones. *Publicación periódica de la OSINERG en medio magnético.*
- OSINERG-GART y CESEL Ingenieros. (Septiembre de 2001). Proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional. Informe Final.

- OSINERGMIN. (s.f.). *Estadística Preliminar del Subsector Eléctrico*. Recuperado el 5 de Mayo de 2017, de OSINERGMIN:
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Estadistica%20Preliminar%20del%20Subsector%20Electrico%20Junio-ver1.pdf>
- OSINERGMIN. (s.f.). *La industria de la electricidad en el Perú*. Recuperado el 5 de Mayo de 2017, de OSINERGMIN:
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf
- Pereyra J. (2005). Desarrollo de modelamientos estadísticos para calcular la demanda de Energía. *Revista Tecnológica Colombiana de Estadística* 27, 97–101.
- Poirier, D. J. (1973). Piecewise Regression Using Cubic Spline. *Journal of the American Statistical Association* 68, 341, 514-524.
- S&Z Consultores Asociados S.A. (Mayo de 1994). Estudio de Demanda Eléctrica de los Sistemas del SUR. Lima, Perú.
- S&Z Consultores. (s.f.). Proyección de la demanda de energía 1999-2003. Lima, Perú.
- S&Z Consultores. . (s.f.). Proyección de la demanda de energía 1999-2003. Lima, Perú.
- Tello Zamudio , H. (s.f.). *Pacific Credit Rating*. Recuperado el 5 de 5 de 2017, de Informe Sectorial. Perú: Sector Electrico:
http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/pe-201512-fin-electricas_v01.pdf
- Universidad de Castilla-La Mancha. (s.f.). Recuperado el 2017, de
http://www.uclm.es/profesoradO/raulmmartin/Estadistica/PracticasSPSS/REGRESION_LINEAL_CON_SPSS.pdf

Universidad de Sonora. (s.f.). *Departamento de Matemáticas*. Obtenido de

<http://www.estadistica.mat.uson.mx/Material/seriesdetiempo.pdf>

Valencia. (2005). *Análisis de la proyección de la demanda eléctrica*. México: Limusa.

Valencia G., J. (Septiembre de 2005). Modelamiento y ajuste de datos históricos para desarrollar pronósticos. *Revista Tecnológica N° 4*, 15-17.

LEYES

Decreto Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844

MARCO REGULATORIO

Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos

(Ley N° 27332)

Ley del OSINERG

Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG (LEY 27699)

Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas (LEY 27838)

Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844)

Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221)

Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (Ley N° 27133)

Ley que crea a la Comisión de Tarifas de Energía (Ley N° 27116)

Reglamento OSINERG (DS 054-2001-PCM)

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.S. 009-93-EM)

Normas relacionadas al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (D.S. 040-99-EM)

Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos (D.S. 042-99-EM)

Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (D.S. 041-99-EM)

Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios (D.S. 017-2000-EM)

ANEXOS

- I. MATRIZ DE CONSISTENCIA**
- II. MATRIZ DE OPERACIONALIZACION DE VARIABLES**
- III. CALCULOS PARA CONTRASTAR HIPOTESIS**

ANEXO I: MATRIZ DE CONSISTENCIA

Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variables	Metodología
¿Haciendo uso de las técnicas estadísticas no paramétricas se podrá determinar la demanda de la energía eléctrica en el Perú?	Determinar la proyección de la venta de energía eléctrica a nivel nacional haciendo uso de técnicas estadísticas no paramétricas	Haciendo uso de las técnicas estadísticas no paramétricas se podrá determinar la venta de la energía eléctrica en el Perú	VI: La aplicación estratégica de un modelo estadístico VD: Determinación de la demanda de ventas.	Tipo de Investigación <ul style="list-style-type: none"> • Es aplicativo, explicativo, retrolectivo, transversal Método <ul style="list-style-type: none"> • Cuantitativo • comparativo Universo: Data histórica del SEIN Muestra: Periodo 1981-2009 Técnicas: <ul style="list-style-type: none"> • Observación
PE1: ¿Cómo influye la regresión cúbica en la determinación de las ventas de la energía eléctrica del SEIN?	OE1: Medir a través de la regresión cúbica la distribución de las ventas de la energía eléctrica en el SEIN.	HE1: La determinación de la demanda a través de la aplicación estadística de la regresión cúbica, permite mejorar la distribución de la energía eléctrica.	VI: Regresión cúbica VD: Distribución de la energía eléctrica.	
PE2: ¿Cómo influye la regresión exponencial en la determinación de las ventas de la energía eléctrica del SEIN?	OE2: Medir a través de la regresión exponencial la distribución de las ventas de la energía eléctrica en el SEIN.	HE2: La determinación de la demanda a través de la aplicación estadística de la regresión exponencial, permite mejorar la distribución de la energía eléctrica.	VI: Regresión exponencial VD: Distribución de la energía eléctrica	

Fuente: Elaboración propia

ANEXO II: MATRIZ DE OPERACIONALIZACION DE LAS VARIABLES

X: Técnicas Estadísticas				
X = variable independiente:				
Concepto	Dimensión	Indicadores	Ítems	Observaciones
Los modelos estadísticos constituyen estrategias para medir el comportamiento que tienen las cifras entre sí.	I. Polinomios de tercer grado	1. Alta 2. Estable 3. Baja	i=3	La tendencia determina un índice que esta se incrementa en un 4% respecto al proyectado por OSINERGMIN
	II. Regresión exponencial	1. Alta 2. Estable 3. Baja	i=3	La tendencia determina un índice que ésta se decrementa en un -11% respecto al proyectado por OSINERGMIN
Y = Variable dependiente: demanda de energía eléctrica				
Concepto	Dimensión	Indicadores	Ítems	Observaciones
Representa los diversos tipos de demanda de energía, industrial, comercial, domestica.	Demanda			Facturación de consumo de electricidad.
Y: Venta de Energía				
Concepto	Dimensión	Indicadores	Ítems	Observaciones
La venta de energía es la energía eléctrica que es vendida a través del SEIN por parte de las empresas generadoras de electricidad	Proyección anual	Determinación por el crecimiento que se da a nivel nacional	i=1	Estos están en forma de la demanda a nivel nacional.

Fuente: Elaboración propia

ANEXO III: CALCULOS PARA CONTRASTAR HIPOTESIS

RESULTADOS DEL SPSS

Curve Fit

MODEL: MOD_15.

Dependent variable.. VENTAS Method.. CUBIC

Listwise Deletion of Missing Data

Multiple R ,99539
R Square ,99080
Adjusted R Square ,98970
Standard Error 429,40567

Analysis of Variance:

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	496592270,7	165530756,9
Residuals	25	4609730,6	184389,2

F = 897,72467 Signif F = ,0000

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
Time	311,968924	103,612586	,627846	3,011	,0059
Time**2	-17,676299	7,953481	-1,099807	-2,222	,0355
Time**3	,855947	,174455	1,499032	4,906	,0000
(Constant)	5322,844164	365,089482		14,580	,0000

—

(... Continuación de Anexo III)

Dependent variable.. VENTAS Method.. EXPONENT

Listwise Deletion of Missing Data

Multiple R ,97699
R Square ,95452
Adjusted R Square ,95283
Standard Error ,08303

Analysis of Variance:

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	3,9060549	3,9060549
Residuals	27	,1861295	,0068937

F = 566,61346 Signif F = ,0000

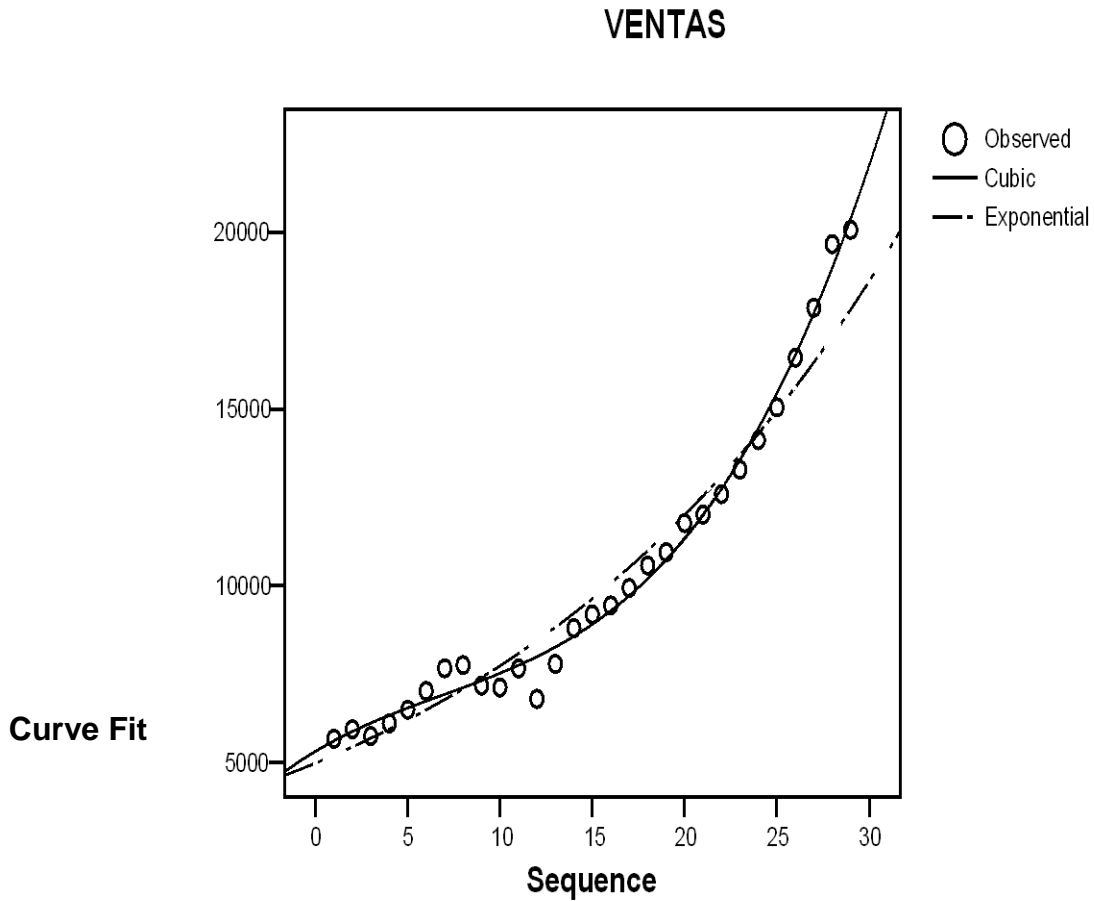
----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
Time	,043865	,001843	,976993	23,804	,0000
(Constant)	4992,492701	158,017852		31,594	,0000

The following new variables are being created:

Name	Label
FIT_3	Fit for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 CUBIC
ERR_3	Error for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 CUBIC
LCL_3	95% LCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 CUBIC
UCL_3	95% UCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 CUBIC
FIT_4	Fit for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 EXPONENTIAL
ERR_4	Error for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 EXPONENTIAL
LCL_4	95% LCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 EXPONENTIAL
UCL_4	95% UCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_15 EXPONENTIAL

(... Continuación de Anexo III)



MODEL: MC_ _ _ _

Dependent variable.. VENTAS Method.. CUBIC

Listwise Deletion of Missing Data

Multiple R	,99539
R Square	,99080
Adjusted R Square	,98970
Standard Error	429,40567

(... Continuación de Anexo III)

Analysis of Variance:

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	496592270,7	165530756,9
Residuals	25	4609730,6	184389,2

F = 897,72467 Signif F = ,0000

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
Time	311,968924	103,612586	,627846	3,011	,0059
Time**2	-17,676299	7,953481	-1,099807	-2,222	,0355
Time**3	,855947	,174455	1,499032	4,906	,0000
(Constant)	5322,844164	365,089482		14,580	,0000

Dependent variable.. VENTAS Method.. EXPONENT

Listwise Deletion of Missing Data

Multiple R ,97699
R Square ,95452
Adjusted R Square ,95283
Standard Error ,08303

Analysis of Variance:

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	3,9060549	3,9060549
Residuals	27	,1861295	,0068937

F = 566,61346 Signif F = ,0000

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
Time	,043865	,001843	,976993	23,804	,0000
(Constant)	4992,492701		158,017852	31,594	,0000

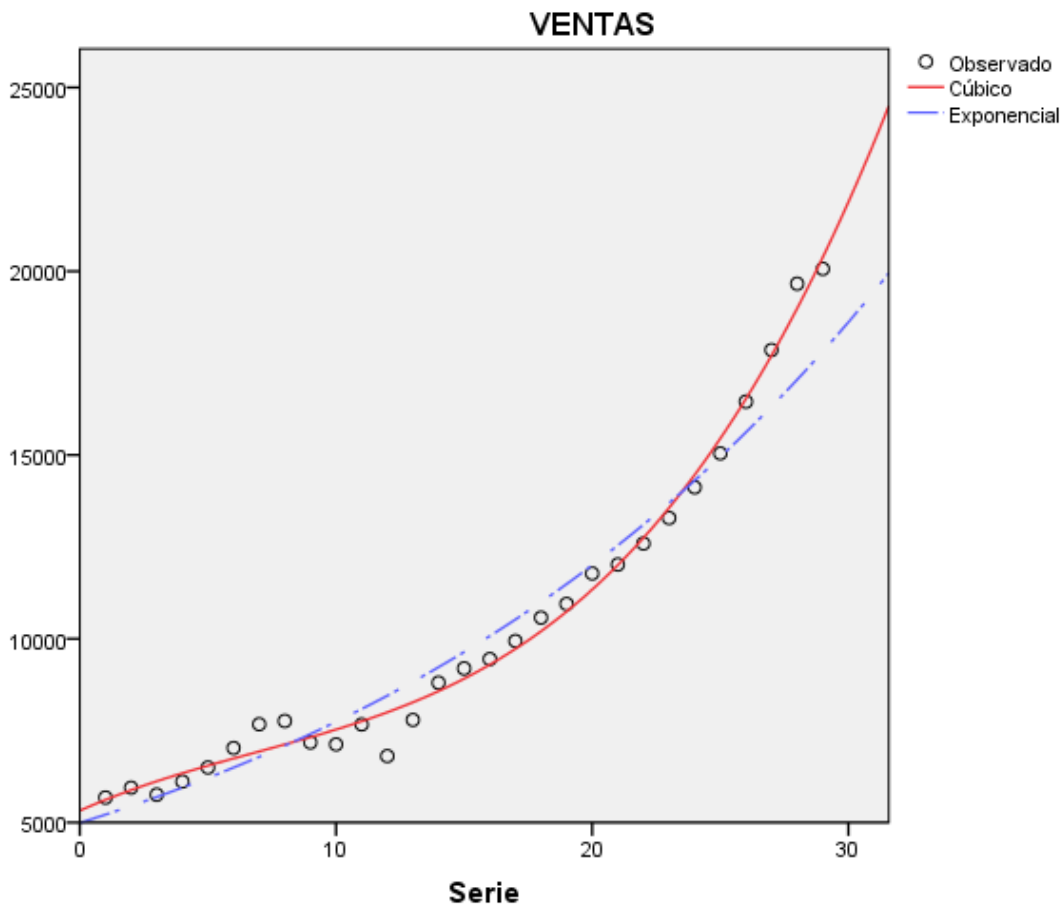
(... Continuación de Anexo III)

The following new variables are being created:

Name	Label
FIT_1	Fit for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 CUBIC
ERR_1	Error for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 CUBIC
LCL_1	95% LCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 CUBIC
UCL_1	95% UCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 CUBIC
FIT_2	Fit for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 EXPONENTIAL
ERR_2	Error for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16

EXPONENTIAL

LCL_2	95% LCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 EXPONENTIAL
UCL_2	95% UCL for VENTAS from CURVEFIT, MOD_16 EXPONENTIAL



(... Continuación de Anexo III)

Explore

Case Processing Summary

	Cases					
	Valid		Missing		Total	
	N	Percent	N	Percent	N	Percent
Ventas proyectadas por Osinergmin	29	90,6%	3	9,4%	32	100,0%
Ventas proyectadas ajustado a una ecuación cubica	29	90,6%	3	9,4%	32	100,0%
Ventas proyectadas ajustado a una ecuación exponencial	29	90,6%	3	9,4%	32	100,0%

Descriptives

		Statistic	Std. Error	
Ventas proyectadas por Osinergmin	Mean	10372,9208	785,64868	
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	8763,5925	
		Upper Bound	11982,2492	
	5% Trimmed Mean	10100,9071		
	Median	9193,2000		
	Variance	17900071,475		
	Std. Deviation	4230,84761		
	Minimum	5679,00		
	Maximum	20064,48		
	Range	14385,48		
	Interquartile Range	5860,97		
	Skewness	,962	,434	
	Kurtosis	-,016	,845	
	Ventas proyectadas ajustado a una ecuación cubica	Mean	10372,9240	782,02805
95% Confidence Interval for Mean		Lower Bound	8771,0121	
		Upper Bound	11974,8358	
5% Trimmed Mean		10100,5496		
Median		8914,0319		
Variance		17735468,313		
Std. Deviation		4211,34994		
Minimum		5617,99		

Ventas proyectadas ajustado a una ecuación exponencial	Maximum		20379,87	
	Range		14761,87	
	Interquartile Range		6123,50	
	Skewness		,975	,434
	Kurtosis		-,062	,845
	Mean		10302,3148	705,12666
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	8857,9283	
		Upper Bound	11746,7013	
	5% Trimmed Mean		10176,6655	
	Median		9639,8960	
	Variance		14418904,670	
	Std. Deviation		3797,22328	
	Minimum		5216,36	
	Maximum		17814,64	
	Range		12598,27	
	Interquartile Range		6459,40	
Skewness		,458	,434	
Kurtosis		-,954	,845	

Extreme Values

			Case Number	tiempo	Value
Ventas proyectadas por Osinergmin	Highest	1	29	29	20064,48
		2	28	28	19660,37
		3	27	27	17860,11
		4	26	26	16451,60
		5	25	25	15043,23
	Lowest	1	1	1	5679,00
		2	3	3	5756,40
		3	2	2	5947,10
		4	4	4	6114,40
		5	5	5	6497,80
Ventas proyectadas ajustado a una ecuación cubica	Highest	1	29	29	20379,87
		2	28	28	18989,50
		3	27	27	17707,59
		4	26	26	16528,98
		5	25	25	15448,55
	Lowest	1	1	1	5617,99
		2	2	2	5882,92
		3	3	3	6122,77
		4	4	6342,68	

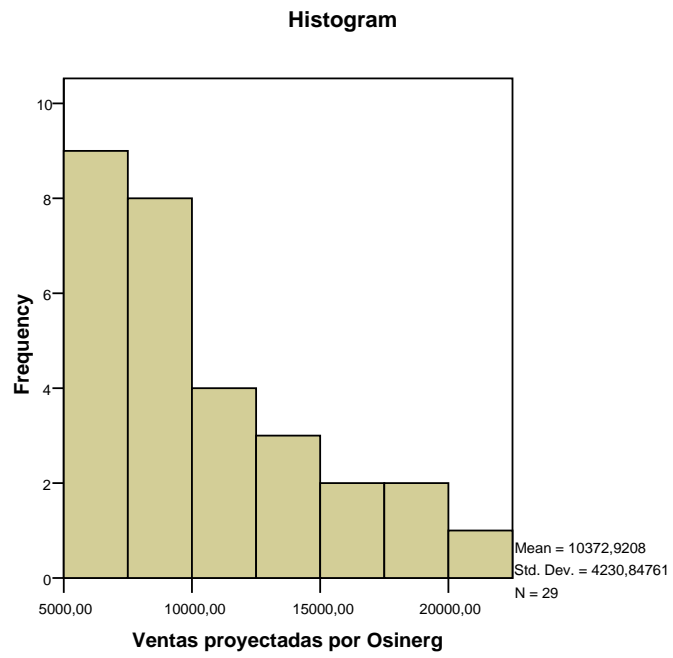
Ventas proyectadas ajustado a una ecuación exponencial	Highest	5	5	5	6547,77
		1			
			29	29	17814,64
		2	28	28	17050,09
		3	27	27	16318,35
		4	26	26	15618,02
		5	25	25	14947,74
	Lowest	1	1	1	5216,36
		2	2	2	5450,27
		3	3	3	5694,67
	4	4	4	5950,02	
	5	5	5	6216,83	

VENTAS PROYECTADAS POR OSINERGMIN

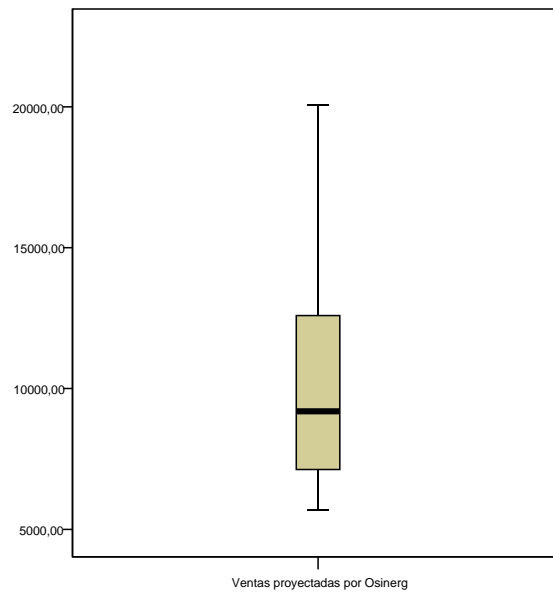
Ventas proyectadas por Osinergmin Stem-and-Leaf Plot

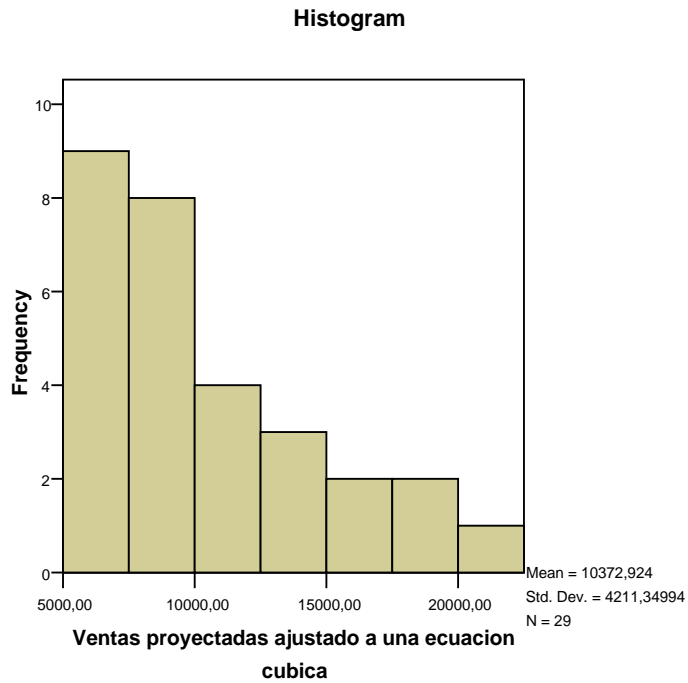
Frequency	Stem & Leaf
17,00	0 . 5556667777778999
7,00	1 . 0012234
4,00	1 . 5679
1,00	2 . 0

Stem width: 10000,00
Each leaf: 1 case(s)



(... Continuación de Anexo III)





(... Continuación de Anexo III)

Venta proyectada ajustada a una ecuación cubica

Venta proyectada ajustada a una ecuación cubica Stem-and-Leaf Plot

Frequency	Stem & Leaf
17,00	0 . 55666667777888899
7,00	1 . 0012234
4,00	1 . 5678
1,00	2 . 0

Stem width: 10000,00
Each leaf: 1 case(s)

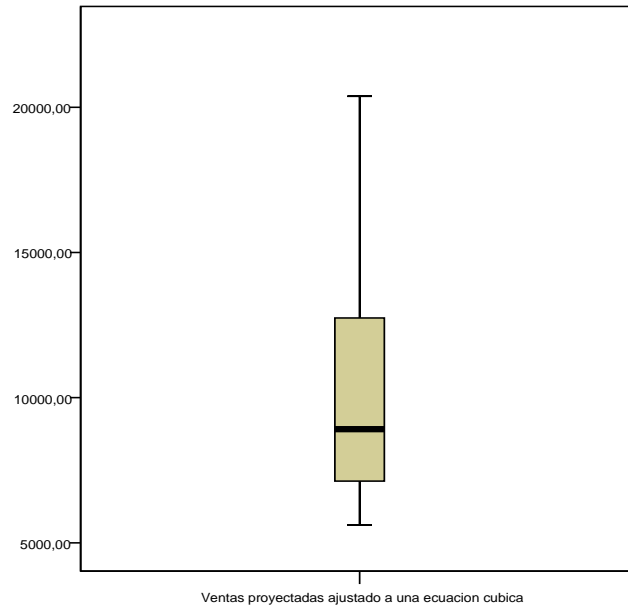
Ventas proyectadas ajustadas a una ecuación exponencial

Ventas proyectadas ajustados a una ecuación exponencial Stem-and-Leaf Plot

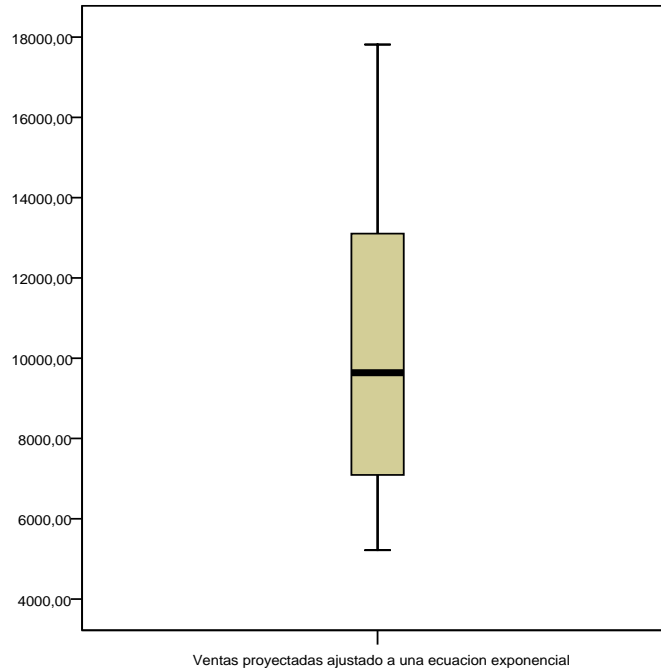
Frequency	Stem & Leaf
4,00	0 . 5555
6,00	0 . 666777

5,00	0 . 88899
4,00	1 . 0001
4,00	1 . 2233
3,00	1 . 445
3,00	1 . 677

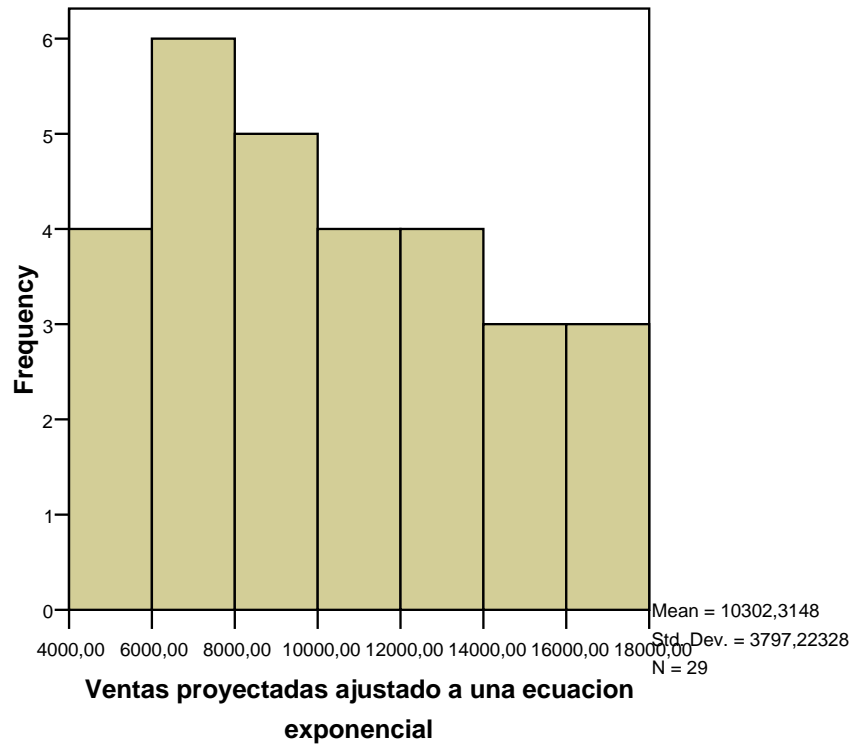
Stem width: 10000,00
Each leaf: 1 case(s)



(... Continuación)



Histogram



(... Continuación de Anexo III)

Ventas de energía eléctrica							
AÑOS	POBLACION W	PBI Y	TARIFAS	VENTAS (GWh) X	Crec. Poblac.(W)	Crecim. PBI(y)	Crecim. Ventas(x)
1981	16322	88731	4.54	5679			
1982	16700	88440	4.93	5947	2.32%	-0.3%	4.7%
1983	17077	79801	3.91	5756	2.26%	-9.8%	-3.2%
1984	17454	82908	4.37	6114	2.21%	3.9%	6.2%
1985	17832	84853	4.23	6498	2.17%	2.3%	6.3%
1986	18213	95573	4.15	7030	2.14%	12.6%	8.2%
1987	18596	103328	4.15	7674	2.10%	8.1%	9.2%
1988	18978	93160	2.93	7762	2.05%	-9.8%	1.1%
1989	19354	80428	2.40	7180	1.98%	-13.7%	-7.5%
1990	19719	76089	4.90	7126	1.89%	-5.4%	-0.8%
1991	20070	78123	4.71	7667	1.78%	2.7%	7.6%
1992	20410	77848	6.43	6806	1.69%	-0.4%	-11.2%
1993	20744	81447	5.59	7794	1.64%	4.6%	14.5%
1994	21078	92343	7.61	8805	1.61%	13.4%	13.0%
1995	21420	100281	8.37	9193	1.62%	8.6%	4.4%
1996	21768	102765	8.66	9448	1.62%	2.5%	2.8%
1997	22120	109859	8.20	9940	1.62%	6.9%	5.2%
1998	22474	108722	7.04	10575	1.60%	-1.0%	6.4%
1999	22829	109769	6.85	10950	1.58%	1.0%	3.5%
2000	23185	113022	7.16	11775	1.56%	3.0%	7.5%
2001	23541	113262	7.02	12019	1.54%	0.2%	2.1%
2002	23898	119102	6.60	12592	1.52%	5.2%	4.8%
2003	24256	123748	6.64	13286	1.50%	3.9%	5.5%
2004	24614	130207	7.04	14120	1.48%	5.2%	6.3%
2005	24972	138605	7.61	15043	1.45%	6.4%	6.5%
2006	25330	149139	7.58	16452	1.43%	7.6%	9.4%
2007	25688	162547	7.41	17860	1.41%	9.0%	8.6%
2008	26046	178476	8.08	19660	1.39%	9.8%	10.1%
2009	26403	180082	8.23	20064	1.37%	0.9%	2.1%
2010	26760	188186	8.23	21096	1.35%	4.5%	5.1%
2011	27117	197595	8.23	22474	1.33%	5.0%	6.5%
2012	27473	207475	8.23	23808	1.31%	5.0%	5.9%

FORMULA DE PROYECCION

$$\text{Ln Ventas} = C + B1*\text{LnPoblacion} + B2*\text{LnPBI} + B3*\text{LnTarifas}$$

ANEXO IV: LISTADO DE ACRONIMOS MAS USADOS

1. SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú o SEIN es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica del Perú. El SEIN es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como eólicas, catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables.

2. COES SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo

3. MINEM: El Ministerio de Energía y Minas del Perú

El Ministerio de Energía y Minas del Perú es el Ministerio del Poder Ejecutivo encargado del sector energético y minero del Perú. A su vez, coordina para la igual distribución de la energía en la nación.

4. OSINERGMIN: El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

5. INDECOPI: El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual

El INDECOPI es un Organismo Público Especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con personería jurídica de derecho público interno. En consecuencia, goza de autonomía funcional, técnica, económica, presupuestal y administrativa (Decreto Legislativo No 1033).