

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS**

**PRONÓSTICO DE LA DEMANDA EN ENERGÍA Y  
POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO EN CIENCIAS ECONÓMICAS Y  
FINANCIERAS**

**ESTUDIO DE CASO**

**JOSÉ GABRIEL SUNTAXI RECALDE**

[jgabrielsuntaxi@hotmail.com](mailto:jgabrielsuntaxi@hotmail.com)

**DIRECTORA: Dra. YASMÍN SALAZAR MÉNDEZ**

[yasmin.salazar@epn.edu.ec](mailto:yasmin.salazar@epn.edu.ec)

**QUITO, AGOSTO 2018**

# Declaración

Yo, José Gabriel Sntaxi Recalde, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



---

José Gabriel Sntaxi Recalde

# Certificación

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Gabriel Suntaxi Recalde, bajo mi supervisión.



---

Dra. Yasmín Salazar Méndez  
Directora

# Agradecimientos

A mis padres y a mis hermanos. A mi Directora, por inculcar la dedicación y excelencia en cada etapa de mi vida universitaria. Al personal de la Empresa Eléctrica Quito. A Estefanía, que se convirtió en un pilar fundamental para lograr este objetivo.

# Dedicatoria

A mis padres,  
A mis hermanos,  
y a mis sobrinos.

# Índice General

<b>Índice de Figuras</b>	<b>8</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>10</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b>	<b>12</b>
<b>Resumen</b>	<b>14</b>
<b>Abstract</b>	<b>15</b>
<b>Preámbulo</b>	<b>16</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>18</b>
1.1. Planteamiento del Problema . . . . .	18
1.2. Justificación . . . . .	20
1.3. Objetivo General . . . . .	22
1.4. Objetivos Específicos . . . . .	22
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>23</b>
2.1. La Energía . . . . .	23
2.1.1. La demanda eléctrica . . . . .	24
2.1.2. Grupos de consumo . . . . .	24
2.2. La relación entre energía y crecimiento económico . . . . .	25
2.3. Evidencia empírica . . . . .	32
2.4. El consumo de energía en el Ecuador . . . . .	35
2.4.1. Situación actual del Sector Eléctrico Nacional . . . . .	35

<b>3. EL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO</b>	<b>38</b>
3.1. La Empresa Eléctrica Quito . . . . .	38
3.1.1. Antecedentes . . . . .	38
3.1.2. Área de concesión . . . . .	39
3.1.3. Indicadores de Gestión Técnica y Comercial de la Empresa Eléctrica Quito . . . . .	40
3.1.4. Demanda del Sistema Eléctrico Quito . . . . .	42
<b>4. DATOS Y METODOLOGÍA</b>	<b>48</b>
4.1. Datos . . . . .	48
4.2. Metodología . . . . .	49
4.2.1. Modelos ARIMA . . . . .	49
4.2.2. Metodología Box-Jenkins . . . . .	50
4.3. Descripción de las variables . . . . .	53
4.3.1. Demanda Máxima de Potencia . . . . .	53
4.3.2. Suministro de Energía Eléctrica . . . . .	57
4.3.3. Facturación de Energía Eléctrica . . . . .	59
<b>5. RESULTADOS</b>	<b>61</b>
5.1. Demanda Máxima de Potencia . . . . .	61
5.1.1. Análisis Preliminar . . . . .	61
5.1.2. Identificación . . . . .	62
5.1.3. Estimación . . . . .	64
5.1.4. Diagnóstico . . . . .	65
5.1.5. Pronóstico . . . . .	66
5.2. Suministro de Energía Eléctrica . . . . .	69
5.2.1. Análisis Preliminar . . . . .	69
5.2.2. Identificación . . . . .	69
5.2.3. Estimación . . . . .	71
5.2.4. Diagnóstico . . . . .	73
5.2.5. Pronóstico . . . . .	74
5.3. Facturación de Energía Eléctrica por Grupos de Consumo . . . . .	77
5.3.1. Análisis Preliminar . . . . .	77
5.3.2. Identificación . . . . .	77

5.3.3. Estimación . . . . .	80
5.3.4. Diagnóstico . . . . .	83
5.3.5. Pronóstico . . . . .	85
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>91</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>96</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>97</b>
A. Análisis de Estacionariedad para la serie DMP. . . . .	97
B. Análisis de Estacionariedad para la serie SEE. . . . .	98
C. Análisis de Estacionariedad para las series de FEE. . . . .	99
D. Identificación de la estructura $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$ para la serie DMP. . . . .	99
E. Identificación de la estructura $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$ para la serie SEE. . . . .	100
F. Identificación de la estructura $ARIMA(p, d, q)$ para las series de FEE. . . . .	101
G. Diagnóstico para los residuos del Modelo 2 de la serie DMP. . . . .	102
H. Diagnóstico para los residuos del Modelo 2 de la serie SEE. . . . .	102
I. Diagnóstico para los residuos de las series de Facturación de Energía Eléctrica. . . . .	103
<b>APÉNDICE</b>	<b>104</b>
J. Estadísticos Fundamentales en la especificación de Modelos Univariados. . . . .	104
J.1. La Función de autocorrelación. . . . .	104
K. Pruebas de Raíz Unitaria. . . . .	104
K.1. Prueba Dickey-Fuller. . . . .	105
K.2. Prueba Dickey-Fuller Ampliada. . . . .	105
K.3. Prueba de Phillips-Perron. . . . .	105
K.4. Prueba de Canova-Hansen. . . . .	106
L. Pruebas de Autocorrelación. . . . .	106
L.1. Pruebas de Box-Pierce y Ljung-Box. . . . .	107
L.2. Prueba de Durbin-Watson. . . . .	107
M. Criterios de Información y Medidas de Error de Predicción. . . . .	108

# Índice de Figuras

3.1. Área de servicio de la EEQ Diciembre 2016 . . . . .	40
3.2. Demanda de Potencia Máxima del SEQ (MW) Periodo: 2007-2016 . . . . .	43
3.3. Demanda de Potencia Máxima del SEQ - Años (MW) Periodo: 2007-2016 . . . . .	43
3.4. Suministro de Energía Eléctrica al SEQ (MWh) Periodo: 2007-2016 . . . . .	44
3.5. Suministro de Energía Eléctrica al SEQ - Años (MWh) Periodo: 2007-2016 . . . . .	45
3.6. Facturación de Energía Eléctrica (MWh) por Grupo de Consumo - Empresa Eléctrica Quito Periodo: 1966-2016 . . . . .	47
4.1. Demanda de Potencia Máxima del SEQ (MW) Periodo: 1983-2016 . . . . .	54
4.2. Diagrama estacional de la serie DMP (MW) Periodo: 1983-2016 . . . . .	55
4.3. Descomposición de la serie DMP (MW) Periodo: 1983-2016 . . . . .	55
4.4. Evolución del PIB y Demanda Máxima de Potencia Periodo: 2007-2016 . . . . .	56
4.5. Suministro de Energía Eléctrica al SEQ (MWh) Periodo: 1983-2016 . . . . .	57
4.6. Diagrama estacional de la serie SEE (MWh) Periodo: 1983-2016 . . . . .	58
4.7. Descomposición de la serie SEE (MWh) Periodo: 1983-2016 . . . . .	58
4.8. Evolución del PIB y Suministro de Energía Eléctrica Periodo: 2007-2016 . . . . .	59
4.9. Facturación de Energía Eléctrica por Grupo de Consumo (MWh) Periodo: 1966-2016 . . . . .	59
5.1. FAS y FAP de la serie $\Delta_{12}DMP$ . . . . .	63
5.2. FAS y FAP para los residuos del modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1) <sub>12</sub> de la serie DMP . . . . .	66
5.3. Ajuste del Modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1) <sub>12</sub> . . . . .	67
5.4. FAS y FAP de la serie $\Delta_{12}SEE$ . . . . .	70
5.5. FAS y FAP para los residuos del modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2) <sub>12</sub> de la serie SEE . . . . .	73

5.6.	Ajuste del Modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2) <sub>12</sub> . . . . .	75
5.7.	FAS Y FAP de la serie $\Delta$ FEE Residencial . . . . .	77
5.8.	FAS Y FAP de la serie $\Delta^2$ FEE Comercial . . . . .	78
5.9.	FAS Y FAP de la serie $\Delta^2$ FEE Industrial . . . . .	79
5.10.	FAS Y FAP de la serie $\Delta^2$ FEE Otros . . . . .	80
5.11.	FAS y FAP para los residuos del modelo 1 de la serie FEE Residencial . . . . .	83
5.12.	FAS y FAP para los residuos del modelo 2 de la serie FEE Comercial . . . . .	84
5.13.	FAS y FAP para los residuos del modelo 3 de la serie FEE Industrial . . . . .	84
5.14.	FAS y FAP para los residuos del modelo 1 de la serie FEE Otros . . . . .	85
5.15.	Ajuste del modelo ARIMA(1, 1, 0) para la serie FEE Residencial . . . . .	85
5.16.	Ajuste del modelo ARIMA(3, 2, 1) para la serie FEE Comercial . . . . .	86
5.17.	Ajuste del modelo ARIMA(1, 2, 0) para la serie FEE Industrial . . . . .	86
5.18.	Ajuste del modelo ARIMA(3, 2, 0) para la serie FEE Otros . . . . .	87
6.1.	FAS y FAP de la serie <i>DMP</i> . . . . .	99
6.2.	FAS y FAP de la serie $\Delta$ <i>DMP</i> . . . . .	100
6.3.	FAS y FAP de la serie <i>SEE</i> . . . . .	100
6.4.	FAS y FAP de la serie $\Delta$ <i>SEE</i> . . . . .	100
6.5.	FAS Y FAP de la serie FEE por grupos de consumo . . . . .	101
6.6.	P-valores para el estadístico de Ljung-Box . . . . .	102
6.7.	P-valores para el estadístico de Ljung-Box . . . . .	103

# Índice de Tablas

2.1. Potencia Efectiva por tipo de empresa y tipo de energía (MW) . . . . .	36
2.2. Energía Total Producida por tipo de empresa y energía (MWh) . . . . .	36
2.3. Facturación de Energía Eléctrica por Grupo de Consumo . . . . .	37
3.1. Potencia Efectiva por Central y Tipo de Energía - Empresa Eléctrica Quito (MW) . . . . .	42
3.2. Facturación de Energía Eléctrica por Grupo de Consumo - Empresa Eléc- trica Quito . . . . .	46
4.1. Estadísticos descriptivos para las variables de estudio . . . . .	53
5.1. Prueba de Canova-Hasen para la serie DMP . . . . .	62
5.2. Identificación de las estructuras $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$ para la serie DMP . . . . .	63
5.3. Estimación de los modelos SARIMA para la serie DMP . . . . .	65
5.4. Prueba de Ljung-Box para los residuos del modelo $SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)_{12}$ de la serie DMP . . . . .	66
5.5. Análisis de <i>Backtesting</i> para el modelo $SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)_{12}$ . . . . .	67
5.6. Contraste de las medidas de error de pronóstico para los datos del 2017 de la demanda máxima de potencia . . . . .	68
5.7. Pronóstico de la serie DMP para los años 2018 y 2019 . . . . .	69
5.8. Prueba de Canova-Hasen para la serie SEE . . . . .	70
5.9. Identificación de las estructuras $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$ para la serie SEE	71
5.10. Estimación de los modelos SARIMA para la serie SEE . . . . .	72
5.11. Prueba de Ljung-Box para los residuos del modelo $SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)_{12}$ de la serie SEE . . . . .	74

5.12. Análisis de <i>backtesting</i> del modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2) <sub>12</sub> . . . . .	75
5.13. Contraste de las medidas de error de pronóstico para los datos del 2017 del suministro energía eléctrica . . . . .	76
5.14. Pronóstico de la serie SEE para los años 2018 y 2019 . . . . .	76
5.15. Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Residencial	78
5.16. Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Comercial	78
5.17. Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Industrial	79
5.18. Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Otros . .	80
5.19. Estimación de los modelos ARIMA para la series de facturación de enertgía eléctrica. . . . .	81
5.20. Prueba de Ljung-Box para los residuos de las series de facturación de energía eléctrica . . . . .	85
5.21. Análisis de <i>Backtesting</i> para los modelos de las series de facturación de energía eléctrica (MWh)- Años: 2015-2016 . . . . .	87
5.22. Análisis de <i>Backtesting</i> para los modelos de las series de facturación de energía eléctrica (MWh)- Año: 2017 . . . . .	88
5.23. Pronóstico de la serie FEE por grupos de consumo para el periodo 2017-2022 (MWh) . . . . .	89
6.1. Regresión de DFA en la serie DMP . . . . .	97
6.2. Regresión de PP en la serie DMP . . . . .	97
6.3. Regresión de DFA en la serie SEE . . . . .	98
6.4. Regresión de PP en la serie SEE . . . . .	98
6.5. Prueba de DFA para las series de FEE . . . . .	99
6.6. Regresión de DFA para los residuos del Modelo 2 de la serie DMP . . . . .	102
6.7. Regresión de DFA para los residuos del Modelo 2 de la serie SEE . . . . .	102
6.8. Prueba de DFA para los residuos de los modelos de las series de FEE . . . .	103

# Lista de Abreviaturas

**AIC** Criterio de Información Akaike

**AR** Autorregresivo

**ARCONEL** Agencia de Control y Regulación de Electricidad

**ARIMA** Autorregresivo Integrado de Media Móvil

**BCE** Banco Central del Ecuador

**BIC** Criterio de Información Bayesiano

**CNEL - EP** Corporación Nacional de Electricidad - Empresa Pública

**CONELEC** Consejo Nacional de Electricidad

**DFA** Dickey Fuller Aumentada

**DMP** Demanda Máxima de Potencia

**EEQ** Empresa Eléctrica Quito

**FAP** Función de Autocorrelación Parcial

**FAS** Función de Autocorrelación Simple

**FEE** Facturación de Energía Eléctrica

**GEI** Insumo de Energía Bruto

**GWH** Gigavatio-Hora

**LOSPEE** Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

**LS** Mínimos Cuadrados

**MA** Media Móvil

**MAE** Error Medio Absoluto

**MAPE** Error Porcentual Absoluto Medio

**MCE** Modelo de Corrección de Errores

**MCI** Motores de Combustión Interna

**ME** Error Medio

**MEER** Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

**ML** Máxima Verosimilitud

**MSE** Error Cuadrático Medio

**MW** Megavatio

**MWH** Megavatio-Hora

**OLADE** Organización Latinoamericana de Energía

**OPEP** Organización de Países Exportadores de Petróleo

**PIB** Producto Interno Bruto

**PNB** Producto Nacional Bruto

**PNBV** Plan Nacional del Buen Vivir

**SAR** Autorregresivo Estacional

**SARIMA** Autorregresivo Integrado de Media Móvil Estacional

**SEE** Suministro de Energía Eléctrica

**SEQ** Sistema eléctrico Quito

**SMA** Media Móvil Estacional

**SNI** Sistema Nacional Interconectado

**SNT** Sistema Nacional de Transmisión

# Resumen

Para la Empresa Eléctrica Quito identificar el comportamiento futuro de sus variables de demanda de energía constituye una acción fundamental, ya que, a partir de esta, la empresa planifica su inversión en infraestructura eléctrica. Para atender a esta problemática, el presente estudio tiene como objetivo pronosticar la demanda en energía y potencia del Sistema Eléctrico Quito en el mediano plazo. Para esto, se desarrolla un modelo predictivo fundamentado en la metodología Box-Jenkins. Los resultados obtenidos muestran que las estructuras propuestas para modelar las series de demanda en potencia y energía (suministro y facturación) tienen un mejor ajuste que el modelo determinista utilizado actualmente por la empresa.

**Palabras Clave:** Demanda en Potencia y Energía, Sistema Eléctrico Quito, Metodología Box-Jenkins.

# Abstract

For the Empresa Eléctrica Quito, identify the future behavior of its energy demand variables constitutes a fundamental action, because, from this, the company plans its investment in electrical infrastructure. To meet for this problem, this study aims to forecast the demand for energy and power of the Sistema Eléctrico Quito in the medium term. For this, a predictive model based on the Box-Jenkins methodology is developed. The results obtained show that the structures proposed to model the power and energy demand series (supply and billing) have a better adjustment than the deterministic model actually used by the company.

**Keywords:** Demand in Power and Energy, Sistema Eléctrico Quito, Box-Jenkins Methodology.

# Preámbulo

La demanda de energía se desarrolla en un escenario de incertidumbre ya que puede verse influenciada por la estructura económica, la demografía, el clima, la dotación de recursos naturales, los patrones de consumo y las tecnologías finales (Rogner et.al, 2000). Para una empresa eléctrica, identificar estos patrones para la proyección de sus variables de demanda, constituye una acción fundamental para planificar la expansión de su cadena de suministro. Es así que, empresas como la Empresa Eléctrica Quito, requieren de herramientas econométricas que les permitan pronosticar de manera adecuada el comportamiento de sus variables de demanda de energía eléctrica. En este contexto, este estudio tiene por objetivo pronosticar en el mediano plazo la demanda en energía y potencia del Sistema Eléctrico Quito utilizando la metodología de Box-Jenkins.

El presente estudio de caso, que se enmarca en la Economía de la Energía, se compone de seis capítulos en los cuales se expone de manera integral los tópicos relacionados con la demanda de energía y los elementos que describen la situación actual de la Empresa Eléctrica Quito. De esta manera, en el Capítulo 1, se aborda la problemática relacionada con el comportamiento futuro de la demanda en energía de la Empresa Eléctrica Quito. Posteriormente, se justifica la importancia de contar con un buen pronóstico para el desarrollo de la planificación de inversión en distribución y comercialización, con la finalidad de mejorar los índices de calidad técnica y comercial de la empresa.

En el Capítulo 2, se describen los aspectos de teoría económica de la demanda de energía. En este sentido, se analiza la relación entre energía, tecnología y crecimiento económico, tomando en consideración los enfoques de la economía neoclásica y heterodoxa.

El Capítulo 3, expone un análisis de la situación actual de la Empresa Eléctrica Quito, con

la finalidad de contextualizar el escenario sobre el cual la empresa realiza sus actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica.

En el Capítulo 4, se describen las variables de demanda en potencia y energía del Sistema Eléctrico Quito, así como la metodología utilizada en este estudio. En primera instancia, se describe todos los elementos que pueden condicionar el comportamiento de las variables de demanda, estas son: periodicidad, mensurabilidad, tendencia, estacionalidad, etc. Además, se exponen los aspectos teóricos sobre el cual se desarrolla la metodología propuesta por Box y Jenkins (1976).

El Capítulo 5, presenta los resultados relacionados con la identificación y estimación de las estructuras SARIMA y ARIMA, especificadas para modelar el comportamiento futuro de las variables de demanda. Asimismo, se presenta el pronóstico de las variables para el mediano plazo.

Finalmente, el Capítulo 6 contiene las conclusiones de este estudio. En general, se determina que los procesos especificados para las series de demanda máxima de potencia, suministro de energía eléctrica y facturación de energía eléctrica tienen un mejor ajuste que los modelos deterministas utilizados en la actualidad por la Empresa Eléctrica Quito.

## Capítulo 1

# INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del Problema

La estructura y el tamaño de un sistema energético está determinado por dos componentes: la oferta y la demanda de energía (Rogner y Popescu, 2000). La oferta energética se relaciona con los procesos de generación, es decir, la extracción o utilización de recursos para generar energía eléctrica. Por su parte, la demanda se relaciona con los servicios que proporciona la energía (transporte, comunicación, etc.). Además, la demanda de energía se relaciona con la adquisición de bienes consumidores de energía (Lescaroux, 2011).

A partir de la identificación de los elementos del sistema energético se puede inferir el nexo de la energía con la economía. Esta relación no es reciente y ha atraído la atención de los economistas originando una rama de estudio exclusiva para su análisis, la Economía de la Energía<sup>1</sup>. Entre los aspectos más analizados en la economía energética está el papel de la energía en el crecimiento económico. Barreto y Campo (2012) señalan que, desde la Revolución Industrial, el uso intensivo de energía se ha convertido en un elemento inherente del crecimiento económico, creando una relación directa con la acumulación de capital y los cambios estructurales de la oferta tecnológica. Esta relación ha permitido que la función de producción de las economías se vea influenciada por la disponibilidad de recursos energéticos.

Con respecto a los cambios estructurales de la oferta tecnológica, Castillo (2011) argumenta que el crecimiento económico puede darse de manera intensiva a través del mejora-

---

<sup>1</sup>“La Economía de la Energía estudia las fuerzas que conducen los agentes económicos (empresas, individuos, gobiernos) para el suministro de recursos energéticos, conversión de los mismos en otras formas de energía útil, transporte a los usuarios para su utilización, y la disposición de los residuos”(p.2) (Díaz, 2012).

miento de la productividad marginal de recursos físicos, laborales o naturales con base en constantes innovaciones tecnológicas. Las innovaciones tecnológicas —desde el punto de vista fabril— permiten describir el escenario en el cual los recursos energéticos coadyuvan en el desarrollo tecnológico; y este a su vez interviene en el aumento del nivel de producción con la incorporación de nuevas máquinas en el proceso productivo. Cuando este último aumenta, la demanda en energía también lo hace en formas de mayor consumo de bienes y servicios que utilizan alguna fuente de energía. Todos estos elementos, interactúan entre sí en todas las fases del proceso económico, permitiendo identificar la estrecha relación entre la tecnología, el crecimiento de la actividad económica y la disponibilidad de recursos energéticos. Estos elementos conjuntamente constituyen la denominada “matriz energética” y caracterizan el nivel de oferta y demanda de las economías (Fontaine, 2011).

El Ecuador, en los últimos años ha impulsado el cambio de su matriz energética<sup>2</sup>, cuya estructura se compone principalmente de la dotación y utilización de fuentes de energía primaria<sup>3</sup>. En este proceso de transformaciones tanto la actividad económica como la transición energética se adscriben a un escenario de incertidumbre con relación al comportamiento futuro de la demanda de energía. Específicamente, en el Plan Maestro de Electrificación (2013)<sup>4</sup> se menciona que “la proyección de demanda futura de energía constituye una acción primaria, básica y esencial de las empresas que conforman el sistema eléctrico nacional” (p.21). De esta forma, el contar con una metodología de pronósticos adecuada constituye una tarea prioritaria para la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), pues debe responder de forma efectiva y eficiente al proceso de transformación energética propuesto por el gobierno ecuatoriano.

En la actualidad, la EEQ realiza sus pronósticos de demanda en energía y potencia utilizando herramientas deterministas. La metodología consiste en la identificación de un patrón de crecimiento para cada mes del año, es decir, se estiman 12 ecuaciones polinómicas para

---

<sup>2</sup>El cambio de la matriz energética del país implica, desde el lado de la demanda, la migración de consumos de derivados de petróleo hacia electricidad (CONELEC, 2013). Este cambio se fundamenta en los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir, donde se prioriza la generación de energía renovable y limpia. (Escobar et.al, 2017).

<sup>3</sup>Energía obtenida directamente de la naturaleza y que no ha pasado por ningún tipo de transformación (Dudley, 2015). La energía secundaria es el resultado de algún proceso de transformación de la energía primaria. Se estima que para el año 2015, el 39,9% del consumo de energía primaria mundial provenía del petróleo, seguido del 29,2% del carbón y el 23,8% del gas natural. Es resto corresponde a fuentes hidroeléctricas y nucleares (Petroleum, 2015).

<sup>4</sup>El Plan Maestro de Electrificación constituye una herramienta integral e intersectorial de planificación que permite determinar las inversiones orientadas a garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda nacional (MEER, 2013).

pronosticar la demanda en potencia o energía en el mes especificado. Sin embargo, esta metodología se ve limitada en la posibilidad de incorporar características propias de las series de demanda en energía, como son: tendencia, cambio estructural o estacionalidad. Chávez et. al (1998) mencionan que los modelos de ecuación determinista presentan un error porcentual medio de 3,1 % en comparación con los pronósticos de los modelos ARI-MA que tienen el 1,6 % de error porcentual medio.

En este contexto, el presente estudio de caso tiene como objetivo pronosticar la demanda en potencia, suministro y facturación de energía eléctrica utilizando la metodología Box-Jenkins, a fin de caracterizar de manera integral el comportamiento histórico de las series de demanda en energía y potencia de la EEQ, y reducir el error de pronóstico que presentan las actuales estimaciones.

## 1.2. Justificación

Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (2008), para el año 2030 cerca del 87 % del crecimiento de la demanda de energía mundial provendrá de las economías emergentes y países en vías de desarrollo. Así, se estima que para atender a esta demanda energética será necesario construir en 20 años, el total de centrales eléctricas construidas durante todo el siglo XX (Lior, 2010). América Latina, por su parte, espera un crecimiento constante en la demanda de energía como consecuencia de la modernización de las fuentes de energía que derivan principalmente del potencial hidroeléctrico a ser explotado en la región y que responde a una transición integral de la matriz energética latinoamericana (OLADE, 2011).

Entre los países de América Latina, Ecuador se ubica como el cuarto país con el nivel más alto de crecimiento promedio de demanda de energía (2,9 %) (Castro, 2011). Este incremento se da como consecuencia del mayor alcance en términos de seguridad energética, es decir, la disponibilidad y accesibilidad de la población a fuentes de energía eléctrica. Es así que, en el año 2015, el país alcanzó una cobertura eléctrica del 97,18 %, ubicándose por encima de la cobertura total para América Latina (96,30 %) (OLADE, 2015). Para el 2016, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), determinó que el 97,24 % de las viviendas a nivel nacional tuvieron acceso al servicio eléctrico. La provincia con mayor

cobertura eléctrica es Galápagos (99,83 %), en contraste con Bolívar (91,07 %) que es la provincia con menor cobertura eléctrica. En términos porcentuales la región Amazónica tiene una cobertura eléctrica del 94,47 %, por debajo de la región Costa (96,40 %), Sierra (98,47 %) e Insular (99,83 %).

Este mayor alcance, responde a la expansión de toda la cadena de suministro (generación, transmisión, distribución y comercialización) que ha considerado, además del crecimiento poblacional y del consumo, la inclusión de importantes cargas en el sistema provenientes del cambio de la matriz energética, proyectos mineros, etc. Para desarrollar la planificación de expansión es importante contar con una proyección de la demanda de energía eléctrica de las empresas que conforman el sector eléctrico nacional (CONELEC, 2013). Entre las empresas más importantes se puede mencionar a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL-EP) cuyo objeto social es la distribución y comercialización de energía eléctrica en las provincias de la región Costa, además de las provincias de Bolívar y Sucumbíos (CNEL EP, 2018); y a la EEQ que, en la región Sierra, constituye la distribuidora de energía más grande de la zona y que dentro de sus actividades principales se encarga de gestionar la distribución y comercialización de energía eléctrica en su área de concesión (EEQ, 2015).

En lo que corresponde a indicadores de gestión técnica de la EEQ, para el año 2016 las pérdidas totales de energía alcanzaron el 6,1 %, esto le ha permitido ubicarse como la segunda empresa de distribución más eficiente de Latinoamérica. Asimismo, el tiempo total de interrupción anual del servicio fue de 2,18 horas, siendo mejor que la meta establecida (2,4 horas). Por otro lado, en el 2016 los indicadores de gestión comercial muestran que el 99,94 % del total de clientes contaron con un medidor individual. Por último, en cuanto a indicadores de satisfacción general de los clientes, la EEQ se ubicó sobre el promedio entre 63 empresas eléctricas de distribución en 13 países de la región (EEQ, 2016).

De esta manera, para planificar de forma efectiva, eficiente y eficaz la inversión en distribución y comercialización de la EEQ, y mejorar los índices de calidad técnica y comercial, es necesario contar con una metodología de pronósticos adecuada que permita enfrentar de manera segura y confiable las deficiencias que se puedan generar con relación a las fluctuaciones de la demanda en energía y así atender a las necesidades de carga de los con-

sumidores finales. Por tanto, se plantean los siguientes objetivos para el presente estudio de caso.

### 1.3. Objetivo General

Pronosticar la demanda en energía y potencia del sistema eléctrico Quito en el mediano plazo utilizando la metodología de Box-Jenkins para dotar a la Empresa Eléctrica Quito de una herramienta que le permita tomar decisiones en lo que respecta a la distribución y comercialización de energía eléctrica en su área de concesión.

### 1.4. Objetivos Específicos

- Pronosticar la demanda máxima en potencia del SEQ.
- Pronosticar la demanda de energía de suministro del SEQ.
- Pronosticar la demanda de energía de facturación por grupos de consumo del SEQ.
- Dotar a la Empresa Eléctrica Quito de una herramienta de actualización periódica en el entorno *RStudio*, que le permita, a través de la parametrización de los modelos propuestos, pronosticar las variables de demanda de potencia y energía (suministro y facturación) del SEQ.

## Capítulo 2

# MARCO TEÓRICO

En este Capítulo se describe la relación entre energía, tecnología y crecimiento económico. Esta relación es abordada, desde la perspectiva de la economía: neoclásica y heterodoxa.

### 2.1. La Energía

La energía *per se* puede tener varias connotaciones según el sentido y/o objetivo de la investigación. La energía —desde la perspectiva de las ciencias físicas— se define como “una propiedad de la materia para convertirse en trabajo en forma de movimiento, calor o radiación” (p.2)(Mort, 1996). La energía se puede manifestar de varias formas, como: mecánica, térmica, solar, química, nuclear, eléctrica, etc., además, estas formas de energía pueden ser de tipo primario o secundario, según su proceso de transformación.

Entre las formas de energía más utilizadas, se puede mencionar a la energía eléctrica. Su importancia en las diversas actividades económicas y sociales radica en la capacidad de generación y transmisión, así como en la flexibilidad de conversión en otras fuentes de energía. Este conjunto de características han permitido que la energía eléctrica se constituya como un producto principal del desarrollo tecnológico de las economías (Arango, et. al. 2005). En el marco de este Capítulo, cabe preguntarse ¿qué se entiende por energía eléctrica? Según Díaz (2012) la respuesta a esta interrogante se puede abordar desde dos puntos de vista. En primer lugar, la terminología de las ciencias físicas, considera que la energía eléctrica es el flujo de electrones producido con base en fuentes de energía primaria, mediante generadores eléctricos, la misma que puede ser transportada y distribuida hasta las instalaciones del consumidor o usuario final (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2015). El segundo enfoque, se deriva a partir de la concepción de la Economía de la Energía, en donde se define a la energía como un bien con derechos

de propiedad, cuya mensurabilidad no es perfecta y esta sujeto a condiciones de oferta y demanda cíclicas y estocásticas (Benavides, 2007).

### **2.1.1. La demanda eléctrica**

Tomando en consideración la línea de investigación de la Economía de la Energía, Rogner y Popescu (2000) mencionan que la energía eléctrica está sometida —como todos los bienes o servicios— a los efectos de la Ley de Oferta y Demanda. No obstante, autores como Morales (2012) y Díaz (2012), mencionan que la energía eléctrica *per se* no es consumida directamente, ya que requiere, a su vez, de la utilización de equipos que dependen de energía eléctrica para su servicio. En consecuencia, el nivel de demanda eléctrica dependerá del diseño de equipos eléctricos, así como su frecuencia de uso y las innovaciones tecnológicas.

La demanda de energía exhibe un comportamiento paralelo con la evolución de la economía. Es así que, durante la expansión de la actividad industrial, la demanda de energía crece como consecuencia de la industrialización y producción de bienes y servicios. La expansión de la producción, deriva —desde la hipótesis de conservación— en un crecimiento del consumo de bienes eléctricos, y esto, a su vez, implicará una expansión de la curva de demanda de energía eléctrica (Lescaroux ,2001).

### **2.1.2. Grupos de consumo**

En el Artículo 3 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica se menciona que el “*Consumidor o usuario final*” es la “persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio”. Dentro de esta definición se distingue al consumidor Residencial, Comercial e Industrial.

Para efectos de su categorización se ha considerado lo expuesto en el Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas. En primer lugar, la categoría Residencial:

“Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso domestico de los consumidores, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada.” (p. 5).

Por otro lado, el tipo de consumidor Comercial e Industrial se incluyen en la categoría General:

“Corresponde al servicio eléctrico destinado por los consumidores en actividades diferentes a la categoría Residencial, y básicamente comprende el comercio, la industria y la prestaciones de servicios públicos y privados.” (p. 5).

El consumidor Comercial e Industrial se distinguen por utilizar los servicios de energía eléctrica para fines de lucro. La diferencia entre ambos radica en la finalidad propia de su actividad (ARCONEL, 2016).

En esta última definición se consideran, además, las prestaciones de servicios públicos. Para tal caso, se define otro grupo de consumo denominado Otros, en el cual se incluyen: abonados especiales, asistencia social, autoconsumo, beneficio público, bombeo de agua, culto religioso, entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario y vehículos eléctricos con demanda horaria (ARCONEL, 2016). Es importante mencionar, que en el presente estudio de caso, el alumbrado público, constituido por la iluminación de zonas públicas o privadas, destinadas a la movilidad, ornamentación y seguridad (CONELEC, 2011), se incluye dentro de grupo Otros.

Además de las categorías mencionadas, se pueden identificar otros tipos de conglomerados, definidos según su límite de consumo de energía eléctrica. Tomando esta característica en consideración, se distinguen los clientes No Regulados y Regulados. Los primeros —como su nombre lo indica— no se rigen a una tarifa regulada por la ARCONEL, por el contrario la facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término conocido como de libre pactación. En contraste, los clientes Regulados son aquellos clientes cuya facturación se rige a lo dispuesto en el Pliego Tarifario (CONELEC, 2011).

## **2.2. La relación entre energía y crecimiento económico**

Desde las civilizaciones con sistemas de producción artesanal hasta las contemporáneas sociedades industriales el componente energético y tecnológico se ha constituido como la condición *sine qua non* del desarrollo e innovación de procesos productivos a lo largo de la historia de la humanidad. La tecnología —entendida como un proceso de transformación— impulsó el desarrollo de procesos más eficientes sobre las fases que conformar el sistema

económico y describen las relaciones económicas contemporáneas.

Las relaciones multidisciplinarias constituyen un elemento inherente en el desarrollo del sistema económico, es así que, por ejemplo, la cohesión entre los preceptos físicos y sociales que rigen al mundo, permiten establecer una relación estrecha con la Economía. En correspondencia con los preceptos sociales —finalidad *per se* de la Economía— se puede enfatizar en el estudio del comportamiento individual y su relación con principios de optimización y equilibrio<sup>1</sup>. Por su parte, los preceptos físicos, con particular referencia en el aspecto energético y tecnológico, han permitido impulsar el desarrollo e innovación de nuevos aparatos y procesos productivos. Con relación a esto, Rosenberg (2004) señala que la producción solo puede incrementarse por dos causas: i) aumentando la cantidad de recursos primarios (*inputs*) o, ii) mejorando en términos de eficiencia y eficacia el proceso productivo, con base en constantes avances tecnológicos. Considerando esto, Sala-i-Martin (2000) menciona que dos economías pueden tener diferentes niveles de producción, aunque tengan las mismas cantidades de capital y trabajo, debido al avance tecnológico.

Por lo dicho, la tecnología se ha establecido como un componente intrínseco del proceso productivo, y por ende del sistema económico; sin embargo, la interrogante que cabe plantearse es ¿qué factores son determinantes en el desarrollo tecnológico? Según lo expuesto por Prades (1997), la tecnología orientada esencialmente a la producción de bienes de consumo, se puede alterar radicalmente debido a la disponibilidad de recursos energéticos. Sobre esta misma línea, Calduch (2006) menciona que a partir de la *Revolución Industrial* el sistema económico, social y tecnológico exige la disponibilidad de: avances en las técnicas de producción, incremento de las materias primas, concentración geográfica de la mano de obra, mejoras en la mano de obra, ampliación de mercados y disponibilidad de nuevas fuentes de energía.

Por lo mencionado hasta este punto, se puede deducir que los avances en materia de energía han contribuido en el desarrollo de la gran industria y las sociedades modernas. No obstante, la interrogante que se desprende de esta discusión previa es ¿cómo la relación entre tecnología y energía, se puede conjugar con los tópicos abordados por la ciencia

---

<sup>1</sup>Los individuos tratan de maximizar su bienestar partiendo de un comportamiento racional; por su parte, el principio de equilibrio, asume que el precio y la cantidad se determinan simultáneamente y a su vez estos valores de equilibrio satisfacen a los consumidores (Sánchez, 2006).

económica? Para responder esta pregunta, Barreto y Campo (2012) señalan que desde la *Revolución Industrial*, el uso intensivo de energía, se ha constituido como un elemento propio del crecimiento económico. A su vez, el uso intensivo de energía crea una relación directa con la acumulación de capital. En consecuencia, la función de producción puede verse influenciada por la disponibilidad de recursos energéticos. Tomando esto como punto de partida, es necesario analizar el rol de la tecnología, que como se dijo anteriormente, se relaciona con la energía disponible, y los preceptos bajo los cuales se describe el crecimiento económico.

El crecimiento económico se entiende como el crecimiento de la renta en términos cualitativos de la economía de un país. Puede medirse a través de las variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) o el Producto Nacional Bruto (PNB). Según Castillo (2011), el crecimiento económico puede ser de dos maneras: i) extensivo, es decir, incrementando el uso de recursos físicos, laborales o naturales; o, ii) intensivo, es decir, mejorando la productividad marginal de estos recursos con base en constantes innovaciones tecnológicas. Considerando el enfoque intensivo, el desarrollo tecnológico exhibe una relación paralela con el desarrollo de diferentes fuentes de energía. Su estrecha asociación permite describir el escenario, en el cual los recursos energéticos coadyuvan en el desarrollo tecnológico; y este a su vez coadyuva en el aumento del nivel de producción con la incorporación de nuevas máquinas en el proceso productivo. Cuando este último aumenta la demanda de energía también lo hace, en formas de mayor consumo de bienes y servicios que utilizan alguna fuente de energía. Todos estos elementos, interactúan entre sí, permitiendo inferir la estrecha relación entre la disponibilidad de recursos energéticos y el crecimiento de la actividad económica.

Los primeros estudios sobre el crecimiento económico centraron su atención en la disponibilidad de recursos naturales que tienen las economías. Por lo tanto, los esfuerzos para alcanzar el crecimiento se enfocaban en la expansión territorial y abastecimiento de recursos naturales que dieran paso al desarrollo de energías primarias y su posterior incorporación en los procesos industriales. La idea que se desprende de esta forma de entender el crecimiento económico es que países con más recursos naturales (petróleo, gas natural, carbón, etc.) tendrán tasas de crecimiento mayores, con respecto a los países con recursos naturales escasos. La evidencia empírica sugiere que esta primera aproximación no siempre se cumple y calza en lo denominado por Sachs y Warner (2001) como "*La Maldición de*

*los Recursos Naturales*”, en referencia a la abundante dotación de recursos naturales y el fracaso sistemático en lograr un fuerte crecimiento económico de algunos países.

A mediados del siglo XX, los esfuerzos por comprender el crecimiento económico se plasmaron dentro del paradigma neoclásico, donde, el crecimiento está determinado por los factores de producción: capital y trabajo. La visión exógena, y más representativa del crecimiento neoclásico, plasmado por Solow (1956) y Swan (1956), considera una función agregada de producción neoclásica con rendimientos constantes de escala y retornos decrecientes del capital. Comúnmente se utiliza la función de producción Cobb-Douglas para representar la forma de producción:  $Y = K^\alpha L^{1-\alpha}$ . El modelo neoclásico de crecimiento establece que las economías convergen al estado estacionario; y, además, no existe crecimiento de largo plazo como consecuencia de los retornos decrecientes del capital.

Las primeras aproximaciones empíricas del modelo neoclásico de crecimiento se plasmaron con los trabajos de Abramovitz (1956) y Solow (1957). Estas investigaciones abrieron el camino en la exploración del progreso tecnológico como elemento explicativo del crecimiento económico. Estos autores mencionan que la única forma de obtener un crecimiento diferente de cero en el largo plazo es con cambios continuos en la tecnología, lo cual resulta imposible debido a que la tecnología se determina de manera exógena en el modelo. El rasgo elusivo en la teoría de crecimiento exógeno para precisar el comportamiento de largo plazo dio paso a la teoría de crecimiento endógeno. La principal característica de este modelo radica en la ausencia de retornos decrecientes del capital sobre la función de producción, debido a la incorporación del nivel de tecnología positiva y constante; que se determina en el modelo.

Por lo dicho hasta este punto, la tecnología se describe como un elemento esencial, no solo en la teoría del crecimiento económico sino en la descripción del sistema económico actual, con especial énfasis en el nivel de tecnología, mismo que puede verse potencializado con sistemas energéticos más eficientes y de bajo costo. En este contexto, la estrecha relación entre tecnología y energía permite que este último se distribuya y se relacione con todas las fases que componen el proceso económico: producción, circulación, consumo y acumulación.

La relación entre energía y crecimiento económico ha sido ampliamente desarrollada de

manera teórica y empírica en los últimos años. Las premisas que se desprenden del análisis en cuestión, se fundamentan principalmente en: i) la concepción teórica de la energía como factor de producción; y, ii) la relación de causalidad entre energía y crecimiento económico.

### **La energía como factor de producción**

En apartados anteriores, se mencionó a la relación entre recursos naturales y nivel de producción, manifestando que la abundancia de los mismos no es directamente proporcional al aumento de la producción. Retomando esta línea de investigación, Georgescu-Roegen (1971) abre la senda de la Economía Ecológica con la incorporación de leyes comúnmente exploradas en la Física —en particular la Ley de la Entropía— y relacionadas con el proceso de producción. El planteamiento heterodoxo de Georgescu-Roegen, radica en la necesidad de incorporar los recursos naturales como característica intrínseca del proceso económico. De esta manera, el autor critica la visión neoclásica de la función de producción, en donde la combinación de factores: capital y trabajo, es la única relación que determina el nivel de producción. Con relación a este acápite, el autor menciona:

“Los economistas hablan a veces de recursos naturales; ahora bien, la realidad sigue siendo que, como quiera que se mire, en ninguno de los numerosos modelos económicos existentes hay una variable que represente la perpetua contribución de la Naturaleza.” Georgescu-Roegen (1971), pp.46.

La posición crítica de Georgescu-Roegen hacia el paradigma ortodoxo, permitió establecer el escenario para formular una nueva representación analítica del proceso productivo, razón por la cual, desarrolló el Modelo de Flujo y Fondo. El modelo en cuestión considera al tiempo como un componente característico del proceso productivo; y, además, considera un conjunto de categorías para los elementos de fondo y flujo, que como menciona el autor pueden clasificarse según su esencia específica o papel en el proceso. En primer lugar, los elementos de fondo son los factores de producción de la teoría neoclásica: capital, trabajo y tierra. Además, entre los elementos de flujo se consideran los recursos naturales, por ejemplo energías primarias. Como resultado de esta categorización, Georgescu-Roegen, escribe la siguiente representación del proceso productivo:

$$\left[ \underset{0}{R(t)}^T, \underset{0}{I(t)}^T, \underset{0}{M(t)}^T, \underset{0}{Q(t)}^T, \underset{0}{W(t)}^T; \underset{0}{L(t)}^T, \underset{0}{K(t)}^T, \underset{0}{H(t)}^T \right] \quad (2.1)$$

Donde  $L$ ,  $K$  y  $H$ , son los elementos de fondo que representan a la tierra, el capital y el

trabajo, respectivamente. Así mismo,  $R$ ,  $I$ ,  $M$ ,  $Q$  y  $W$ , representan las categorías definidas para los elementos de flujo, y representan a los recursos naturales, insumos o materias primas, equipos de mantenimiento, producción y desechos, respectivamente. En general, el rol de los recursos naturales se analiza en el marco de la dotación inicial de materiales fósiles que posteriormente derivan en algún tipo de energía primaria o secundaria. De este análisis, se concluye que: i) los recursos naturales —yacimientos de petróleo, gas natural, carbón— se deben considerar como elementos constitutivos de la función de producción, y ii) los recursos naturales se deben considerar limitados.

Los primeros trabajos que consideran a la energía como factor de producción se plasman en los trabajos de Jorgenson (1982) y Kümmel (1982). En primer lugar, Jorgenson (1982) ahonda en las causas que provocaron la disminución de la productividad y la desaceleración de la producción a nivel sectorial entre 1973 y 1976 en Estados Unidos. Jorgenson manifiesta que la desaceleración de la economía estadounidense fue consecuencia del aumento del precio de la energía en relación con otros insumos productivos, sugiriendo además que durante este periodo las contribuciones de capital y trabajo no fueron significativas para explicar dicha desaceleración. Por otro lado, Kümmel (1982) parte de un análisis teórico al proponer una función de producción que incorpora, además de capital y trabajo, la energía. Este último es entendido como el motor de transformación de la materia para obtener productos. De igual forma, la importancia de la energía en la producción se fundamenta en la relación con los demás factores. Así, tanto el capital como el trabajo se nutren de las distintas formas de energía. El modelo de producción de Kümmel parte de la relación entre el crecimiento de la producción y el crecimiento de los factores: capital, trabajo y flujo de energía. A partir de esto, se plantean tres ecuaciones que definen las elasticidades de producción de los factores y permiten derivar la función de producción como sigue:

$$q = e * exp\left\{ a_0 \left[ 2 - \frac{l + e}{k} \right] + a_0 c_t \left( \frac{l}{e} - 1 \right) \right\} \quad (2.2)$$

Donde  $q$ ,  $e$ ,  $l$  y  $k$ , son los valores relativos de la producción, energía, trabajo y capital;  $a_0$  y  $c_t$  son parámetros definidos empíricamente. Según Kümmel, la Ecuación 2.2 permite describir el proceso de producción con base en el flujo de energía, de esta manera, si se alimenta menos energía en las máquinas, trabajarán menos y por ende la productividad y la producción disminuirán. El estudio empírico relacionado con esta investigación se realiza

para Estados Unidos y Alemania Occidental entre 1960 y 1970. El autor sugiere que el capital y la energía son los principales impulsores del crecimiento. Así mismo, entre 1973 y 1975, Kümmel encontró que el incremento del precio de la energía afectó negativamente a la producción y a la demanda. La demanda durante este periodo se contrajo debido a que el valor de las facturas era muy alto y esto hizo a los consumidores más reacios a comprar productos que consumen energía, como automóviles y electrodomésticos.

Retomando la discusión entre termodinámica y Economía, Ayres y Warr (2010) en su libro *“The economic growth engine. How energy and work drive material prosperity”* proponen un marco integral para analizar el papel de la energía y el cambio tecnológico en el crecimiento económico. Los autores critican el paradigma ortodoxo de la producción con argumentos fundamentados en el trabajo de Georgescu (1971). En este sentido, manifiestan que los recursos naturales, entendidos por medio de la materia y la energía, así como su característica termodinámica, no son considerados en el proceso productivo de la teoría neoclásica. Por otro lado, los autores cuestionan que la teoría neoclásica no explica cómo varía la productividad total de los factores siendo que es el fundamento del crecimiento económico. Además, determinan que el progreso tecnológico es exógeno y puede crecer indefinida y exponencialmente.

Lo dicho hasta este punto, permite exaltar el papel de la energía, y de manera más general, el papel de los recursos naturales disponibles en el proceso económico. De esta manera, la postura crítica de Georgescu al paradigma ortodoxo de la producción, así como los trabajos de Ayres y Benjamin (2009), encaminados en determinar cómo las distintas combinaciones de capital, trabajo y energía, puede determinar el nivel de crecimiento pasado y futuro; definen lo que hoy se conoce como la Economía Ecológica.

### **La relación de causalidad entre energía y crecimiento económico**

El segundo aspecto que relaciona la energía con el crecimiento económico se aborda desde la perspectiva causal. De este modo, la literatura ha centrado su atención en identificar cuatro tipos de hipótesis fundamentadas en las relaciones causales descritas por Granger (1969), estas son: i) causalidad unidireccional, ii) causalidad bidireccional, y iii) no causalidad.

A partir de la causalidad unidireccional se desprenden dos hipótesis. En primer lugar, la *hipótesis de conservación* en donde el aumento o disminución del PIB —considerando al PIB como proxy del crecimiento económico— causa el aumento o disminución del consumo de energía. En este sentido, autores como Apergis y Payne (2010) mencionan que bajo esta hipótesis, la implementación de políticas de conservación de la energía no tendrían ningún impacto sobre el crecimiento económico. Por el contrario, la *hipótesis de crecimiento*, en donde el aumento o disminución del consumo de energía causa el aumento o disminución del PIB, indica que las políticas de conservación de la energía pueden tener un impacto desfavorable sobre el crecimiento económico. La *hipótesis de causalidad bilateral*, en donde el PIB y el consumo de energía se afectan simultáneamente, indica que el consumo de energía y el crecimiento económico se pueden complementar mutuamente. Finalmente, la *hipótesis de neutralidad*, en la cual no se evidencia una relación causal a priori entre el PIB y el consumo de energía, indica que las políticas de conservación de la energía tendrán un impacto insignificante en el crecimiento económico (Apergis y Payne, 2010).

### 2.3. Evidencia empírica

Como se mencionó en la sección anterior, la importancia de analizar el comportamiento de la demanda de energía y su relación de corto o largo plazo con otras variables económicas, radica en la característica transversal propia de su naturaleza; esto, tomando en cuenta que todas las actividades cotidianas, tanto productivas —desde el punto de vista fabril— como de servicios y de ocio, se desarrollan en función de alguna fuente de energía.

El análisis de las hipótesis que describen la dirección de causalidad entre el consumo de energía y el crecimiento económico es abordado por autores como Kraf y Kraf (1978), Chontanawat, et al. (2008), Vlahinić-Dizdarević y Ziković (2010), y Hsiao et al. (2014). El trabajo de Kraf y Kraf (1978), es una de las primeras investigaciones que analizan la relación en cuestión. Utilizando el enfoque de Causalidad de Granger, realizan su estudio para Estados Unidos con series históricas comprendidas entre 1947 y 1974. Se utiliza como proxy del consumo de energía el Insumo de Energía Bruto (GEI, por sus siglas en inglés)<sup>2</sup>. Los autores determinan que con un nivel de confianza del 99% existe relación unidirec-

---

<sup>2</sup>GEI está compuesto por el Consumo de Energía Neta, es decir, consumo de energía de los diferentes sectores: residencial, comercial e industrial; y las Pérdidas de Conversión, es decir, las pérdidas de la energía que se generan al convertir energía primaria en secundaria (U.S Bureau of the Census, 1974).

cional del producto nacional bruto (PNB) a GEI y no de GEI a PNB. En consecuencia, los autores mencionan que las políticas de conservación de la energía no tendrán efecto negativo sobre el crecimiento económico.

Chontanawat, et al. (2008) desarrollan un análisis integral para 100 países, utilizando el enfoque de Causalidad de Granger y el Modelo de Corrección de Errores (MCE). Sus resultados muestran que la causalidad en el sentido de: consumo de energía a PIB, es menos frecuente en países en vías de desarrollo. Esto permite inferir que las políticas de conservación como mecanismo de reducción de emisiones contaminantes pueden afectar a los países más desarrollados, que a los países en vías de desarrollo. Por otro lado, los trabajos de Vlahinić-Dizdarević y Ziković (2010) para la economía de Croacia, y Hsiao et al. (2014) para la economía de Brasil, se abordan desde el enfoque de Causalidad de Granger con criterios de error de predicción<sup>3</sup>. Sus resultados señalan que, en el caso croata, el crecimiento económico causa al consumo total de energía, mientras que en el caso brasileño, la causalidad es bilateral.

Las trabajos empíricos que consideran a la energía como factor de producción, son abordados por autores como Apergis y Payne (2010) y Barreto y Campo (2012). En primer lugar, Apergis y Payne (2010) realizan su estudio para nueve países de Sudamérica con datos multivariados, entre los que se distinguen: PIB ( $Y$ ), formación bruta de capital fijo ( $K$ ), fuerza laboral ( $L$ ) y la energía usada ( $E$ ); variables observadas entre 1980 y 2005. Como mencionan los autores esta región es de particular importancia debido a la dotación de recursos naturales que posee<sup>4</sup>, lo que ha permitido que la región se ubique a nivel mundial como líder en petróleo, gas natural, hidroelectricidad y producción de etanol. Dada la característica del estudio, los autores desarrollan un panel de datos para los nueve países considerados. Sus resultados muestran que el consumo de energía y la fuerza laboral tienen un impacto positivo y significativo sobre el crecimiento económico, de esta manera, un incremento porcentual en el consumo de energía aumenta el PIB real en 0,42 %.

---

<sup>3</sup>Este enfoque parte de la crítica de Sims (1972) al modelo de Causalidad de Granger. Sims (1972) menciona que la causalidad en el sentido de Granger puede ser sensible a la longitud de rezagos considerados. A partir de esta premisa, Hsiao (1981) elabora una metodología de causalidad de Granger con criterios de error de predicción (EFP, por sus siglas en inglés) para determinar el número óptimo de rezagos a ser considerados.

<sup>4</sup>Para el año 2012, la abundancia o duración estimada de reservas de petróleo, gas natural y el total de hidrocarburos en América Latina fue de: 89,9, 33,7 y 74,3 años, respectivamente. Esto, en comparación con los 52,6, 62,5, 56,3 años de duración estimada de reservas de los mismos recursos naturales que tendría el resto del mundo (CEPAL, 2013).

Aunque la relación del consumo de energía con el crecimiento económico ha sido eje central en esta discusión, existen investigaciones que consideran otro tipo de variables. De esta manera, Lin (2003) profundiza en los determinantes de la demanda de energía eléctrica para China, haciendo especial énfasis en: tarifas, población, cambios estructurales en la economía y políticas de eficiencia energética. El factor poblacional no puede dejarse de lado como consecuencia de la característica demográfica del país de estudio. Además, considerando que los recursos fósiles son la principal fuente de energía, los precios de los *commodities* que la generan, pueden hacer que la demanda se contraiga, tal como se mencionó en Jorgenson(1982) y Kümmel(1982). Los cambios estructurales de la economía son abordados considerando la industrialización que el país ha tenido, de esta manera, el autor considera que una *proxy* para determinar este efecto es la participación en el PIB de la industria no pesada. Por último, la eficiencia energética, considerada en términos de conservación, puede influir en el consumo de energía. En consecuencia, la demanda de electricidad, se especifica como una función de las variables en mención. Del mismo modo que la investigaciones antes mencionadas, la relación de equilibrio de largo plazo se aborda desde la metodología de Cointegración.

Los resultados de Lin (2003) muestran que los cambios estructurales en China tienen un fuerte impacto en la demanda de electricidad, particularmente en el período de rápidos ajustes económicos. Los efectos de corto plazo son estimados a través de la especificación de un MCE considerando variables de precios, población, cambios estructurales y eficiencia energética. Los resultados muestran que el parámetro asociado al término de corrección de error es estadísticamente significativo. El valor de  $-0,434$ , sugiere que existe una rápida convergencia al equilibrio, en consecuencia, el autor menciona que los desequilibrios que se dan en el corto plazo no son determinantes en la relación de equilibrio de largo plazo. Uno de los aspectos más relevantes de este estudio gira entorno a la necesidad de establecer pronósticos de la demanda de energía eléctrica; con el objetivo de estimar la capacidad de energía instalada necesaria para satisfacer la futura demanda. Así, Lin (2003) señala que la tasa de crecimiento para la demanda de energía eléctrica se estima en 6,7% y 5%, para el periodo 2002-2005 y 2006-2010, respectivamente.

## 2.4. El consumo de energía en el Ecuador

El sector energético ecuatoriano empezó a tomar importancia a partir del proceso de industrialización que se dió como consecuencia del auge bananero (Uquillas, 2007). Según el Departamento de Comercio (1937), para el año de 1937 se estimaba que en el país se consumía 761 millones de KWh. El consumo de energía correspondía: 77 % a la leña, el 16 % al petróleo y sus derivados, y solo el 7 % era para la electricidad.

De acuerdo con la CEPAL (1954), para el año 1951, el consumo de energía era seis veces más que en 1929. Este aumento se debe a dos razones: aumento de la capacidad productiva de las plantas de energía eléctrica, dado por el crecimiento de la utilización de generadores de energía en la industria; y por el aumento de consumo de vehículos automotores. Durante la década de los 70s, empieza la explotación petrolera y el desarrollo del sector energético, además se genera un proceso de mayor industrialización que permitió generar inversión y crecimiento económico para el país. La inversión en relación al campo energético fue evidenciada en varios proyectos relevantes como la construcción de las hidroeléctricas de Paute en 1976 y Agoyán en el año 1982.

### 2.4.1. Situación actual del Sector Eléctrico Nacional

En Ecuador, la cadena de suministro de energía eléctrica está a cargo de tres tipos de empresas: autogeneradoras, distribuidoras y generadoras<sup>5</sup>. Estas empresas cuentan con inversión de capital público, privado o mixto. En los siguientes apartados, se analizan brevemente ciertos indicadores del sector eléctrico como: potencia efectiva, energía producida y eficiencia energética.

Con relación a la generación, en la Tabla 2.1 se muestran los valores de potencia efectiva<sup>6</sup> que se generó en el 2016. Se observa que la capacidad instalada en generación eléctrica en el país proviene en su mayoría de fuentes renovables, en particular fuentes hidráulicas

---

<sup>5</sup>La empresa autogeneradora es aquella que se dedica a una actividad productiva o comercial, cuya generación de energía eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda. Por otro lado, la empresa distribuidora asume la obligación, dentro de su área, de prestar el servicio público de energía a los clientes finales. Una empresa generadora es aquella que tiene permiso para la explotación económica de centrales de generación eléctrica y que entrega su producción total o parcial en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) o en una red de distribución (ARCONEL, 2016)

<sup>6</sup>La potencia efectiva es la máxima potencia obtenida de una unidad generadora, operando bajo condiciones normales (ARCONEL, 2016).

(4.418 MW), esto como consecuencia del cambio de la matriz energética, donde Ecuador ha optado, entre otras, por incrementar la participación de fuentes de energía renovables (Castro, 2011). A pesar de esto, aún se evidencia una dependencia en la generación con fuentes no renovables como: MCI, Turbogás, y Turbovapor. De esta manera, el 39,5 % de la capacidad instalada nacional proviene de este tipo de fuentes de energía.

Tabla 2.1: Potencia Efectiva por tipo de empresa y tipo de energía (MW)

Tipo de Empresa	Tipo de Energía						Total
	No Renovable			Renovable			
	Térmica	Biogás	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Solar	
Autogeneradora	826	-	136	-	127	-	1.090
Distribuidora	237	-	-	5	140	2	384
Generadora	1.940	2	-	17	4.151	24	6.133
Total	3.004	2	136	21	4.418	26	7.607

Fuente: ARCONEL  
Elaborado por: El autor

El desglose por tipo de empresa muestra que la mayor parte de la capacidad instalada se encuentra en las empresas generadoras (6.133 MW), seguido de las empresas distribuidoras (1.090 MW) y por último las autogeneradoras (384 MW).

En la Tabla 2.2 se muestra el total de energía producida por los tres tipos de empresas en el año 2016. Las empresas distribuidoras generaron un total de 21.645.272 MWh (79 %), mientras que las empresas autogeneradoras y distribuidoras generaron un total de 3.564.512 MWh (17 %) y 351.218 MWh (3 %), respectivamente. Así mismo, la producción de las fuentes renovables alcanzó el valor de 15.833.842 MWh correspondiente al 60 % de la producción total. En la producción total se destaca el aporte de las centrales hidráulicas (58 %) y térmicas (40 %).

Tabla 2.2: Energía Total Producida por tipo de empresa y energía (MWh)

Tipo de Empresa	Tipo de Energía						Total
	No Renovable			Renovable			
	Térmica	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Solar	
Autogeneradora	3.564.512	-	476.520	-	730.381	-	4.771.413
Distribuidora	351.218	-	-	4.628	538.387	2.944	897.177
Generadora	6.952.179	12.878	-	79.331	14.565.073	35.811	21.645.272
Total	10.867.908	12.878	476.520	83.959	15.833.842	38.755	27.313.862

Fuente: ARCONEL  
Elaborado por: El autor

Bajo una perspectiva económica, la eficiencia del sector eléctrico se puede determinar

en función de la cantidad de energía consumida que se requiere para generar una unidad monetaria del PIB. De esta manera, el indicador que relaciona el consumo de energía eléctrica con el sector real de la economía se denomina: intensidad energética. Este indicador mostró una tendencia creciente a partir del año 1995 hasta el año 2009, evidenciando que durante este periodo se requirió de una cantidad mayor de energía para generar cierto nivel de riqueza. Por el contrario, a partir del año 2010 la tendencia fue decreciente, es así que en el año 2015, la intensidad energética fue de 1,05 bep/kUSD<sup>7</sup>, es decir, que para generar el total equivalente de mil dólares en el PIB, fue necesario producir 1,05 barriles equivalentes de petróleo (bep), que es lo mismo que producir 1,78 GWh.

En cuanto a la facturación de energía eléctrica a nivel nacional, en la Tabla 2.3 se observa que la misma se concentró en el grupo Residencial con el 37,60%. En términos pecunarios este mismo grupo facturó un monto total de 726,99 MUSD. Los grupos Industrial, Comercial y Otros tuvieron una participación en la facturación de energía eléctrica en GWh de 25,28%, 20,31% y 16,8%, respectivamente. Entre estos, el grupo Industrial tuvo el mayor monto facturado de 453,52 MUSD, seguido del Comercial con 398,96 MUSD y Otros con 283,59 MUSD.

Tabla 2.3: Facturación de Energía Eléctrica por Grupo de Consumo

Grupo de Empresa	Residencial		Comercial		Industrial		Otros	
	GWh	MUSD	GWh	MUSD	GWh	MUSD	GWh	MUSD
CNEL EP	4.161,43	429,65	2.432,65	254,46	3.016,67	280,89	2.060,69	180,65
Empresas Eléctricas	2.943,42	297,34	1.405,60	144,5	1.761,41	172,63	1.115,55	102,94
Total*	7.104,85 (37,6%)	726,99 (39,0%)	3.838,25 (20,3%)	398,96 (21,4%)	4.778,08 (25,3%)	453,52 (24,3%)	3.176,24 (16,8%)	283,59 (15,2%)

\*En paréntesis se muestran la participación de cada grupo con respecto al total facturado.

Fuente: ARCONEL  
Elaborado por: El autor

<sup>7</sup>Para determinar este valor se considera el PIB en miles de dolares constantes del 2010. Además, se considera el consumo de energía de tipo primario y secundario.

## Capítulo 3

# EL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

La ciudad de Quito se ha constituido como un eje importante de desarrollo y crecimiento económico, es así que en el año 2014 es considerada la capital económica del Ecuador superando a Guayaquil en número de empresas. En relación al PIB Nacional, Quito para el año 2012 generaba el 22,1 % del PIB Nacional, mientras que para el 2016 la ciudad aporta alrededor del 27 % del PIB (DMQ, 2016). En relación al crecimiento económico de la ciudad, en el año 2015, Quito aportó con el 17 % del total de exportaciones no petroleras del país, sin embargo solo 3 % de las ventas totales de Quito se destinaron a la exportación. Además, el 78 % de las 172.254 empresas de la ciudad se relacionan con mercados internacionales (Instituto de la Ciudad, 2015).

### 3.1. La Empresa Eléctrica Quito

La EEQ es una empresa distribuidora encargada de proveer a Quito y a su área de servicio de electricidad proveniente del SNI. La EEQ tiene como propósito transportar la energía eléctrica que se produce en las plantas de generación a los consumidores finales, a través de la infraestructura que se encuentra bajo su administración, esto es: subestaciones, líneas y redes de distribución (EEQ, 2015).

#### 3.1.1. Antecedentes

En 1878, Quito tiene alumbrado público mediante faroles de kerosine (Carrión et. al, 1977). En el año de 1894, se plasma la iniciativa de construir la primera planta de energía eléctrica en Quito, mediante Decreto Legislativo. Un año más tarde, se instala por prime-

ra vez luz eléctrica en Quito a partir de la importación de un motor proporcionado por Manuel Jijón (Nuñez y Londoño, 2005). Posteriormente, en 1897 se funda la empresa “La Eléctrica” y empieza a operar con 200 KW de capacidad. Además, la empresa por primera vez suministró alumbrado público mediante 60 lámparas de arco voltaico..

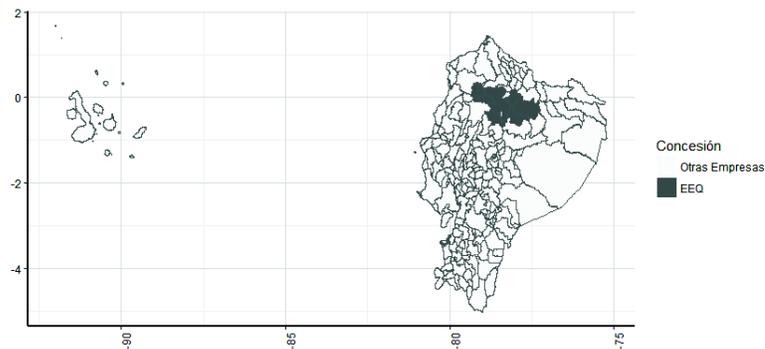
La ciudad da un paso importante en 1905, ya que empieza a operar la Central de Guápulo utilizando aguas del río Machángara. Sin embargo, por la necesidad de mayor abastecimiento se abre la Central Los Chillos que empieza sus operaciones en 1922 con una capacidad instalada es de 1,78 MW captada de las aguas del río Pita (Aguilera, 2013). Para 1932, las acciones totales de “La Eléctrica” pasaron a manos norteamericanas convirtiéndose en un monopolio extranjero.

En 1900, accionistas norteamericanos invirtieron en la empresa “La Eléctrica” aportando con el capital mayoritario. Los accionistas acordaron constituir la empresa legalmente en Estados Unidos y cambiar el nombre a “*The Quito Electric Light and Power Company*”. A partir de 1937, mediante la Ordenanza N°.479 se crea la “Empresa Eléctrica Municipal” que contaba con una potencia de 3400 KW (EEQ, 2015). Para el año de 1955, se forma la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) convirtiéndose en una compañía autónoma para la producción y suministro de electricidad con finalidad social y comercial (EEQ, 2015). En 2009, la EEQ empieza a operar como empresa pública mediante lo dispuesto por la Ley Orgánica de Empresas Públicas.

### **3.1.2. Área de concesión**

A diciembre del 2016, el área de servicio fue de aproximadamente de 15.550,15  $km^2$  abasteciendo de energía eléctrica a la mayor parte de la provincia Pichincha (Quito, Rumuñahui, Mejía, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de lo Bancos, Cayambe y parte de Puerto Quito), y los cantones de Quijos y El Chaco en la provincia de Napo. La distribución espacial de su zona de concesión se muestra en la Figura 3.1.

Figura 3.1: Área de servicio de la EEQ  
Diciembre 2016



Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

La EEQ distribuye y comercializa energía eléctrica a cerca del 6 % de la superficie total del territorio ecuatoriano. En esta área de servicio la cobertura eléctrica es del 99.68 %, con un total de clientes regulados facturados de 1.086.152, y una población electrificada de 3.010.169 habitantes que representa el 18 % de la población total.

### 3.1.3. Indicadores de Gestión Técnica y Comercial de la Empresa Eléctrica Quito

Además de ser una empresa distribuidora de energía eléctrica, también tiene bajo su administración centrales de generación propias. En 2016, estas centrales produjeron 408,24 GWh, correspondientes al 10 % de la demanda de energía eléctrica de su área de servicio, así mismo el total facturado por las centrales de generación mencionadas fue de 19 MUSD (EEQ, 2016).

En lo que corresponde a indicadores de gestión técnica, las pérdidas totales de energía alcanzaron en 2016 el 6,1 %, esto le ha permitido ubicarse como la segunda empresa de distribución más eficiente de la región. Además, el tiempo total de interrupción anual <sup>1</sup> del servicio fue de 2,18 horas, siendo mejor que la meta establecida (2,4 horas). Este alcance se da como consecuencia del mantenimiento y regulación de redes de medio voltaje, así como la instalación y reubicación de reconectores, entre otras actividades ejecutadas en

<sup>1</sup>El tiempo total de interrupción, se calcula como el promedio de la duración acumulada en el año de suspensión del servicio (EEQSA, 2016).

los alimentadores primarios del sistema de distribución<sup>2</sup> (EEQ, 2016). De la misma forma, la tasa promedio de fallas del alumbrado público fue del 1,19 %, por debajo del límite establecido del 2 %.

Por otro lado, los indicadores de gestión comercial en 2016 muestran que el 99,94 % de clientes contaron con un medidor individual, además el número total de beneficiarios se ubicó alrededor de 160 mil. Por último, en cuanto a indicadores de satisfacción general de los clientes, la EEQ se ubicó sobre el promedio entre 63 empresas eléctricas de distribución en 13 países de la región (EEQ, 2016).

Los indicadores de calidad del servicio de la EEQ, muestran que en 2016, la rehabilitación de servicios suspendidos por falta de pago fue de 98,87 %. De la misma forma la tasa promedio de consumidores reconectados después de una interrupción fue del 98,33 %, mientras que la tasa promedio de nuevas conexiones del servicio fue del 94,50 %. Este último indicador mide el tiempo máximo dentro del cual la empresa debe proveer del servicio eléctrico a nuevo consumidor (EEQ, 2016). Con respecto a la facturación, la tasa promedio de errores de facturación atribuibles a la EEQ fue del 0,18 %. Con respecto al *stock* en instalaciones eléctricas de distribución que se encuentran bajo la administración de la EEQ; esta cuenta con un total de 45 subestaciones y 60 transformadores de servicio y un total de 75 líneas de transmisión.

A pesar que la finalidad *per se* de la EEQ es distribuir la energía entregada por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a los usuarios finales, la empresa también tiene a su cargo centrales de generación propia de energía renovable y no renovable. En la Tabla 3.1 se muestra la potencia efectiva generada por las seis centrales que se encuentran bajo la administración de la EEQ. La generación hidráulica esta a cargo de las centrales de: Cumbayá, Guangopolo, Los Chillos, Nayón, Pasochoa, con una potencia efectiva de 40 MW, 21 MW, 2 MW, 30 MW y 5 MW, respectivamente. En su conjunto estas centrales hidroeléctricas aportan con el 75,6 % de la capacidad efectiva de generación de la EEQ. Por otro lado, la generación térmica se encuentra a cargo de la central Gualberto Hernandez con una potencia efectiva de 31 MW que representa el 24,4 % de la capacidad efectiva

---

<sup>2</sup>Los alimentadores de distribución primarios, son la parte del sistema de distribución que esta entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución (Viakon, 2011)

Tabla 3.1: Potencia Efectiva por Central y Tipo de Energía - Empresa Eléctrica Quito (MW)

Central de Generación	Tipo de Energía		
	Hidráulica	Térmica	Total
Cumbayá	40	-	40
G. Hernández	-	31	31
Guangopolo	21	-	21
Los Chillos	2	-	2
Nayón	30	-	30
Pasochoa	5	-	5
Total E.E. Quito	97	31	128

Fuente: ARCONEL  
Elaborado por: El autor

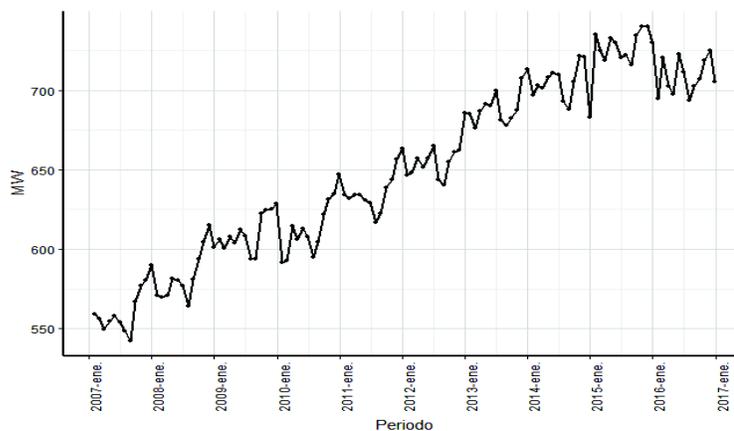
de generación de la EEQ.

### 3.1.4. Demanda del Sistema Eléctrico Quito

En 2016, la demanda del SEQ se atendió con generados públicos (90,63 %), generadores privados (5,28 %), distribuidoras e importación de Colombia (3,89 %) y autoprodutores fuera del mercado eléctrico(0,21 %) (EEQ, 2016). La demanda en este estudio, se aborda desde desde dos enfoques: la demanda de potencia y la demanda de energía del SEQ. En el primer caso, la Figura 3.2 muestra la serie de demanda máxima de potencia (DMP) en el periodo 2007-2016. La DMP se define como la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un instante de tiempo (ARCONEL, 2016). Esta variable es tomada en el instante en que se registra el mayor nivel de demanda de potencia del SEQ.

La DMP presenta un claro comportamiento creciente, en particular en el periodo 2007-2015. No obstante, a partir del año 2015 se puede observar que la DMP muestra un decrecimiento que se profundiza en el año 2016. De hecho, las tasas de variación interanual son positivas entre años adyacentes con excepción del periodo 2015-2016, donde la tasa de variación interanual fue de -2%. De igual forma, la máxima tasa de variación interanual se dio en el periodo 2007-2008 (4.33%). Además, en esta Figura se observa que existe un crecimiento acelerado, principalmente entre el periodo 2007-2015, esta característica de la serie se recoge a través de la tasa de variación absoluta 2007-2015, en donde se muestra un crecimiento del 26%.

Figura 3.2: Demanda de Potencia Máxima del SEQ (MW)  
 Periodo: 2007-2016

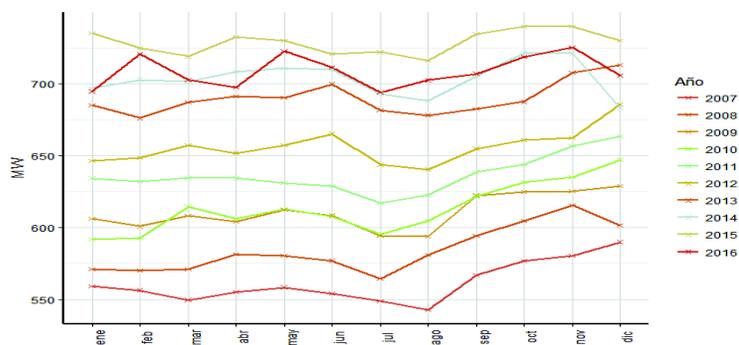


Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

En la Figura 3.3, se puede visualizar para cada año el comportamiento mensual de la DMP. En esta Figura se observa que del año 2007 al 2013, los meses con mayor DMP fueron octubre, noviembre y diciembre. Sin embargo, a partir del año 2014 este comportamiento es diferente, principalmente en el mes de diciembre. Esta característica puede verse reflejada en la tasa promedio de variación de noviembre a diciembre entre los periodos 2007-2013 y 2014-2017. En el primer escenario, la tasa es del 1%, mientras que en el periodo 2014-2017 es de -3,1%.

Figura 3.3: Demanda de Potencia Máxima del SEQ - Años (MW)  
 Periodo: 2007-2016



Fuente: EEQ

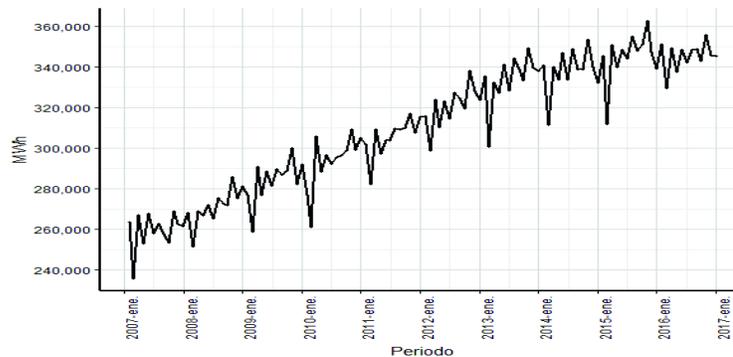
Elaborado por: El autor

En lo que respecta a la demanda de energía se pueden distinguir dos clasificaciones: a)

suministro de energía eléctrica (SEE) y b) facturación de energía eléctrica (FEE). En el primer caso, el suministro se entiende como la cantidad de energía eléctrica que se entrega al usuario final. En la Figura 3.4, se muestra la serie del suministro mensual de energía eléctrica al SEQ en el periodo 2007-2016.

El SEE muestra un comportamiento creciente, no obstante, al igual que la serie de DMP, a partir del año 2015 se observa que el SEE se estabiliza. Es así que la tasa de variación interanual 2015-2016 es de solo el 0.04 %. Esta característica se da como consecuencia de la transición de clientes regulados que pasaron a ser autoprodutores, y cuya demanda ya no es facturada por la EEQ (EEQ, 2016). En promedio la tasa de variación interanual entre años adyacentes en el periodo 2007-2015 es de 3.66 %.

Figura 3.4: Suministro de Energía Eléctrica al SEQ (MWh)  
Periodo: 2007-2016

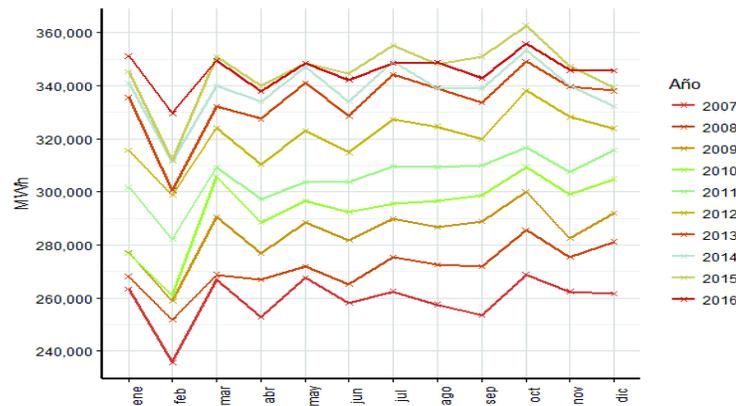


Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

Además, en la Figura 3.4 se observa que la serie presenta un decrecimiento en el suministro de energía eléctrica en el mes de febrero. Este particular, es asociado al menor número de días que presenta este mes. Esta característica se puede visualizar en la Figura 3.5, en donde se observa que la serie de SEE para cada año se distribuye de manera semejante, esto es: decrecimiento en el mes de febrero, seguido de un crecimiento en el mes de marzo, y, continuando con una comportamiento más o menos estable en los meses subsiguientes, con excepción del mes de octubre, donde también se observa un crecimiento. Es así que en octubre de 2016, se registro el mayor nivel de suministro de energía (355,96 MWh)

Figura 3.5: Suministro de Energía Eléctrica al SEQ - Años (MWh)  
 Periodo: 2007-2016



Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

La FEE se entiende como la cantidad de energía eléctrica que es consumida por los usuarios finales. En función de los objetivos expuestos para este estudio, la FEE se analiza en función de los grupos de consumo. En lo que respecta a la distribución del número de clientes en cada grupo de consumo, se evidencia que durante el periodo 1984-2016, en promedio, el 85 % de clientes pertenecen al grupo Residencial, mientras que el 11,9 %, 1,7 % y el 0.9 %, pertenecen al grupo Comercial, Industrial y Otros, respectivamente. En 2016 el número total de clientes regulados residenciales fue de 925.777, mientras que el grupo Comercial cuenta con 130.419 clientes. Además, los grupos Industrial y Otros tuvieron un total de 14.030 y 15.891 clientes en 2016, respectivamente.

En la Tabla 3.2 se observa el total facturado en GWh y MUSD por grupo de consumo para el año 2016. El grupo Residencial muestra el mayor nivel de facturación tanto en GWh como en MUSD. En cada uno de estos casos, la participación de este grupo en la facturación total del año 2016 fue del 40,6 % y 40,1 %, respectivamente.

Tabla 3.2: Facturación de Energía Eléctrica por Grupo de Consumo - Empresa Eléctrica Quito

Consumidor Final	Facturación (GWh)	%	Facturación (MUSD)	%
Residencial	1.573,22	(40,6 %)	147,69	(40,1 %)
Comercial	875,39	(22,5 %)	87,90	(23,7 %)
Industrial	894,05	(23,1 %)	86,51	(23,5 %)
Otros	532,92	(13,8 %)	46,65	(12,7 %)
Total	3.875,58		368,75	

Fuente: ARCONEL

Elaborado por: El Autor

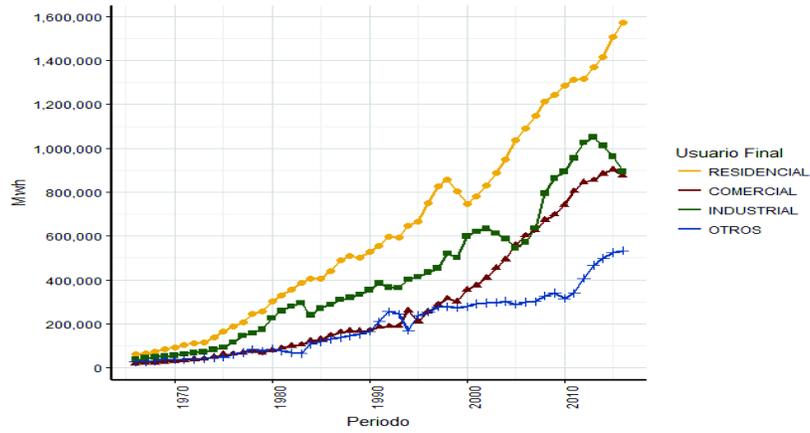
Los grupos Comercial e Industrial presentan una distribución del total facturado casi semejante. El grupo Comercial aporta con el 22,5 %, mientras que los grupos Industrial y Otros, aportan con el 23,1 % y 13,8 % al total facturado en GWh, respectivamente. De igual forma, en la facturación en MUSD, el grupo Comercial aporta con el 23,7 % al total facturado en MUSD, seguido del Industrial con el 23,5 % y Otros con el 12,7 %.

Al analizar la serie en el periodo 2007-2016, se observa que la facturación en MWh se ha incrementado de manera importante. En primera instancia, el grupo Otros presenta la mayor tasa de crecimiento total (76,3 %), esto en contraste con el comportamiento de este grupo a nivel nacional, donde se ubica último con una tasa de variación total del 60,3 %. Este grupo presenta un incremento importante en la tasa de variación interanual entre los años 2011-2012 (20,1 %) y un decrecimiento de -7,5 % entre los años 2009-2010. El promedio de las tasas de variaciones interanuales y la tasa de variación media acumulativa muestran que este grupo es el de mayor crecimiento en facturación de energía eléctrica.

Aunque a nivel nacional el grupo Industrial es el de mayor crecimiento en facturación en GWh (168.1 %), a nivel de la EEQ este grupo presenta la segunda tasa más alta de variación total (47 %). No obstante, las variaciones interanuales muestran decrecimientos a partir del año 2014. Este comportamiento es semejante al observado a nivel nacional en los últimos años, esto como consecuencia del gran aporte del grupo Industrial de la EEQ al total nacional de mismo grupo<sup>3</sup>. El incremento más importante en la facturación se dio entre los años 2007-2008 (24,9 %). La tasa promedio de variación interanual es del 4,2 %, mientras que la tasa de variación media acumulativa es del 4 %.

<sup>3</sup>En el año 2016, el grupo Industrial en las empresas CNEL-Guayaquil y EEQ aportaron con el 31 % y 19 %, al total facturado nacional por este grupo (ARCONEL, 2016).

Figura 3.6: Facturación de Energía Eléctrica (MWh) por Grupo de Consumo - Empresa Eléctrica Quito  
 Periodo: 1966-2016



Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

El grupo Comercial presenta una tasa de variación total del 40 %, con un decrecimiento en la tasa de variación interanual de los años 2015-2016 del -3,1 %. En comparación con el comportamiento nacional, este grupo tenía la segunda tasa más alta de variación total (74,1 %). La tasa promedio de variación interanual es del 3,9 %, mientras que la tasa de variación media acumulativa es del 4 %. Estas tasas de crecimiento son casi semejante a las del grupo Industrial, esto como consecuencia de la definición sobre la cual se establecen estos grupos, en general se trata de empresas privadas. Por último el grupo Residencial de la EEQ presenta una tasa de variación total del 37 %, mientras que a nivel nacional esta misma tasa es del 73,5 %. El incremento más importante se dio en el periodo 2014-2015, donde se observa una tasa de variación interanual del 6,5 %.

## Capítulo 4

# DATOS Y METODOLOGÍA

En este Capítulo se describe a todos los elementos que pueden condicionar el comportamiento de las variables consideradas en el presente estudio de caso, estos son: periodicidad, mensurabilidad, tendencia, estacionalidad, etc. Además, se exponen los aspectos metodológicos sobre los cuales se enmarca el análisis univariado de series temporales.

### 4.1. Datos

Los datos para el presente estudio fueron proporcionados por la EEQ. Estos datos se desprenden de los registros de las entregas de potencia y energía en los puntos de conexión con el SNT, más la generación propia y los autogeneradores que abastecen la demanda de energía y potencia del sistema (EEQ, 2015). En función de los objetivos planteados se ha dispuesto de tres tipos de variables con relación a la demanda del SEQ, estas son: potencia, suministro y facturación. En primer lugar, la potencia se define como la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un instante de tiempo (ARCONEL, 2016). Esta variable cuenta con registros mensuales comprendidos en el periodo de enero de 1983 a diciembre de 2016. Esta variable es tomada en el instante en que se registra el mayor nivel de demanda en potencia del SEQ.

Con relación a la demanda en energía, se han considerado dos tipos de variables: suministro y facturación de energía eléctrica. En el primer caso, el suministro es la cantidad de energía eléctrica entregada al usuario final. Esta variable cuenta con registros mensuales que van desde enero de 1983 hasta diciembre de 2016. Por otro lado, la facturación es la cantidad de energía eléctrica que es consumida por los usuarios finales. Para esta variable se dispone de registros anuales que comprenden el periodo de 1966 a 2016. Es necesario mencionar, además, que los datos de facturación de energía eléctrica se encuentran

agrupados por sectores de consumo, estos son: residencial, comercial, industrial y otros.

## 4.2. Metodología

Los estudios empíricos y teóricos que analizan la demanda de energía toman principalmente en consideración dos enfoques metodológicos. En primer lugar, aparecen aquellas metodologías que intentan explicar la relación de la demanda de energía con variables del sector real de la economía, como el PIB. Entre estas metodologías se puede mencionar, por ejemplo: la Causalidad de Granger, el Modelo de Corrección de Errores, y el Modelo de Vectores Autorregresivos. Por otro lado, el segundo enfoque toma en consideración metodologías que intentan pronosticar satisfactoriamente el valor futuro de la demanda de energía en función de sus valores pasados. Entre estas metodologías se puede mencionar, por ejemplo: el Suavizamiento Exponencial y los Modelos Autorregresivos Integrados de Media Móvil.

A pesar de que la literatura ha centrado su atención en la utilización de metodologías multivariadas, este estudio se ve limitado en la posibilidad de considerar este tipo de metodologías dado que las mediciones de las variables del sector real de la economía ecuatoriana no están disponibles para el nivel geográfico y temporal sobre el cual se distribuyen las variables de demanda de potencia y energía del SEQ<sup>1</sup>. Frente a esto, el presente estudio de caso seguirá una metodología univariada de series temporales fundamentada en la propuesta de Box y Jenkins (1976).

### 4.2.1. Modelos ARIMA

Greene (2002) menciona que la mayor parte de variables económicas exhiben comportamientos relacionados con tendencias, cambios estructurales o variaciones estacionales. Con el objetivo de modelar estos comportamientos, Box y Jenkins (1976) desarrollaron los modelos autorregresivos integrados de medias móviles (ARIMA) para encontrar — a través de una metodología secuencial e iterativa— el mejor ajuste para los datos de series de tiempo no estacionarias. La especificación de un modelo ARIMA en función del operador de rezagos es:

$$\phi_p(B)(1 - B)^d Y_t = \theta_q(B)\varepsilon_t \quad (4.1)$$

---

<sup>1</sup>El Banco Central de Ecuador, proporciona información de las cuentas nacionales desde 1965, sin embargo, esta información no se dispone para la zona de concesión de la EEQ.

Donde  $\phi_p(B)$  y  $\theta_q(B)$  son los polinomios de retardos asociados a la parte autorregresiva y de medias móvil, respectivamente. Así mismo,  $(1 - B)^d Y_t$  representa la  $d$ -ésima diferencia de  $Y_t$ . Los subíndices  $p$  y  $q$  denotan el número de términos autorregresivos y de media móvil especificados en el modelo ARIMA  $(p, d, q)$ .

Una extensión de los modelos ARIMA, se produce cuando una serie de tiempo presenta características estacionales, es decir, fluctuaciones regulares cada  $s$  periodos. Makridakis y Hison (1995) mencionan que para series de tiempo estacionales se debe trabajar con modelos multiplicativos estacionales con diferenciación de largo plazo. Los modelos que se ajustan a este tipo de series de tiempo se denominan estacionales autorregresivos integrados de media móvil (SARIMA), cuya especificación es:

$$\phi_p(B)\Phi_P(B)(1 - B)^d(1 - B^s)^D Y_t = \theta_q(B)\Theta_Q(B^s)\mu_t \quad (4.2)$$

En la Ecuación 4.2 se observa que la especificación de un modelo SARIMA está compuesto por la multiplicación de los polinomios de retardos asociados a los componentes regular y estacional de la serie. En este sentido, los polinomios  $\phi_p(B)$  y  $\theta_q(B)$  caracterizan la parte regular autorregresiva y de media móvil. Por otro lado,  $\Phi_P(B)$  y  $\Theta_Q(B)$  son los polinomios de retardos asociados a la parte estacional autorregresiva y de media móvil, respectivamente. Los subíndices  $P$  y  $Q$  denotan el número de términos autorregresivos y de media móvil de la parte estacional. Además,  $(1 - B)^d$  representa la diferencia regular, mientras que  $(1 - B^s)^D Y_t$  es la diferencia de la parte estacional. Al igual que en la Ecuación 4.1, la letra  $d$  es el orden de diferencias regulares y,  $D$  es el orden de diferencias estacionales. Como se mencionó,  $s$  es el número de periodos o intervalos regulares temporales en un año. En general la especificación para series de tiempo que se ajustan a este tipo de modelos es: SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ ) $_s$ .

#### 4.2.2. Metodología Box-Jenkins

La metodología Box-Jenkins se ha constituido como una de las aplicaciones más utilizadas para el análisis de series temporales. Aunque la metodología se extiende al análisis de cualquier proceso univariado, en el contexto del presente estudio de caso se detalla la metodología para los procesos ARIMA( $p, d, q$ ) y SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ ) $_s$ . Maddala (1996), describe 5 fases secuenciales en la metodología, estas son:

**Diferenciar la serie hasta alcanzar la estacionariedad:** Box y Jenkins (1976) recomiendan estabilizar la serie, a través de diferenciaciones en la parte regular y/o estacional. Pindyck y Rubinfeld (2001) sugieren que para determinar el grado de homogeneidad de  $d$ , es necesario observar la distribución de la función de autocorrelación  $\rho_k$  de la serie  $Y_t$ . En un proceso SARIMA, es necesario, además, determinar el grado de homogeneidad  $D$ . Los autores sugieren contrastar la evidencia gráfica de los correlogramas las pruebas estadísticas de Dickey-Fuller y Canova-Hansen para raíces unitarias regulares y estacionales, respectivamente.

**Identificar uno o más modelo tentativos:** Gujarati (1992) menciona que las principales herramientas para este análisis son: i) la función de autocorrelación simple (FAS), y ii) la función de autocorrelación parcial (FAP). De esta manera, una vez identificados los valores de  $d$  y  $D$  es necesario diferenciar —si fuera el caso— la parte regular y estacional. En consecuencia, es posible determinar el orden  $p, q$  y  $P, Q$  asociados a la parte regular y estacional, respectivamente. En un proceso ARIMA( $p, d, q$ ), Pankratz (2009) recomienda identificar el comportamiento y los valores significativos tanto en la FAS como en la FAP; así por ejemplo, si la serie se ajusta a un proceso autorregresivo AR( $p$ ), la FAS presentará un decrecimiento exponencial hacia cero, mientras que la FAP tendrá picos significativos en todos los rezagos  $k \leq p$ . Los valores de la FAP en  $k > p$  caen a cero abruptamente. Por el contrario, cuando la serie se ajusta a un proceso de media móvil MA( $q$ ) la FAS presentará picos significativos en todos los rezagos  $k \leq q$  mientras que la FAP presentará un decrecimiento exponencial hacia cero. Por último, si la serie se ajuste a un proceso ARMA( $p, q$ ) tanto la FAS como la FAP presentarán un decrecimiento exponencial con picos que caen abruptamente a cero en  $k > q$  para la FAS y  $k > p$  para la FAP.

Cuando se evidencia que la serie presenta características estacionales, los datos se pueden ajustar a un proceso SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ ) $_s$ . En consecuencia, es necesario distinguir, además, los elementos de la parte estacional. La interacción entre la parte estacional y la parte regular se distingue en los rezagos  $s, 2s, 3s$ , etc., y  $s - 2, s - 1, s + 1, s + 2, 2s - 2, 2s - 1, 2s + 1, 2s + 1, 3s - 2, 3s - 1, 3s + 1, 3s + 2$ , etc., respectivamente. En este sentido, Parra (2009) menciona que si la parte regular sigue un proceso de media móvil los retardos  $s - 1$  y  $s + 1, 2s - 1$  y  $2s + 1$ , etc., serán significativos. Por otro lado, si la parte regular se ajusta a un proceso autorregresivo los rezagos distribuidos a cada lado de los

rezagos estacionales presentarán un decrecimiento exponencial. Si los datos se ajustan a un proceso estacional autorregresivo SAR(P), los rezagos  $s$ ,  $2s$ ,  $3s$ , etc., de la FAS decrecerán exponencialmente, mientras que en la FAP se observará un corte abrupto en el rezago  $k = P$ , con  $P \in \{s, 2s, 3s, \dots\}$ . De igual manera, si los datos se ajustan a un proceso estacional de media móvil SMA(Q), las FAP decrecerá exponencialmente, mientras que la FAS presentará un corte abrupto en el rezago  $k = Q$  con  $Q \in \{s, 2s, 3s, \dots\}$ . En conclusión, el comportamiento de la parte regular se puede observar en los rezagos bajos ( $k < s$ ), mientras que la parte estacional se observa en los rezagos altos ( $k = s, k = 2s, k = 3s$ , etc.). Bowerman et al. (2005) sugieren combinar la identificación de la estructura regular y estacional para especificar un modelo tentativo general.

**Estimar los parámetros del modelo tentativo:** Según Pankratz (2009) el enfoque de Mínimos Cuadrados (LS, por sus siglas en inglés) puede ser considerado si se conoce de antemano que los residuos del modelo se distribuyen normalmente, y en este caso, las estimaciones de LS serán exactamente o muy parecidas a las estimaciones de ML. En consecuencia, el problema es encontrar el valor de los parámetros que minimizan la siguiente ecuación:

$$S = \sum_{t=1}^T \left[ \varepsilon_t | \hat{\phi}_1, \dots, \hat{\phi}_p, \hat{\theta}_1, \dots, \hat{\theta}_q \right]^2 \quad (4.3)$$

**Verificar si el modelo es el adecuado:** En esta fase se realiza una diagnosis sobre la adecuación estadística del modelo. Con relación a la distribución de los residuos, Brockwell y Davis (2016) señalan que en el diagnóstico del modelo se deben realizar pruebas estadísticas con relación a la estacionariedad e independencia de los residuos, con el objetivo de verificar que los residuos se distribuyan como ruido blanco ( $\varepsilon_t \sim RB(0, \sigma_t^2)$ ). La verificación de los residuos, según los autores, se realiza tomando en cuenta lo expuesto en la primera fase, esto es: análisis de correlogramas y pruebas de raíz unitaria, y, además, las pruebas de Ljung-Box y Durbin-Watson para contrastar la autocorrelación serial de los residuos.

**Usar el modelo seleccionado para el pronóstico:** Pindyck y Rubinfeld (2001) mencionan que el objetivo del pronóstico es predecir valores futuros de una serie de tiempo sujeta al menor error posible. Por esta razón, los autores consideran que un pronóstico

óptimo es el que tiene el mínimo error cuadrático medio, el cual se define como:

$$E[e^2_T(\iota)] = (\psi^2_0 + \psi^2_1 + \dots + \psi^2_{\iota-1})\sigma^2_\varepsilon + \sum_{j=0}^{\infty} (\psi_{\iota+j} - \psi_{\iota+j})^2 \sigma^2_\varepsilon \quad (4.4)$$

Por lo tanto, el pronóstico óptimo de  $\hat{Y}_T(\iota)$  es el valor esperado condicional de  $Y_{T+\iota}$ , además los valores esperados de  $\varepsilon_{T+\iota}, \dots, \varepsilon_{T+1}$  son 0, entonces:

$$\hat{Y}_T(\iota) = \sum_{j=0}^{\infty} \psi_{\iota+j} \hat{\varepsilon}_{T-j} = E(Y_{T+\iota} | Y_T, \dots, Y_1) \quad (4.5)$$

### 4.3. Descripción de las variables

En la Tabla 4.1 se muestran las estadísticas descriptivas de las variables de estudio. Como consecuencia del comportamiento creciente de las variables, su valor mínimo y máximo se encuentra en los primeros y últimos meses de observación, respectivamente.

Tabla 4.1: Estadísticos descriptivos para las variables de estudio

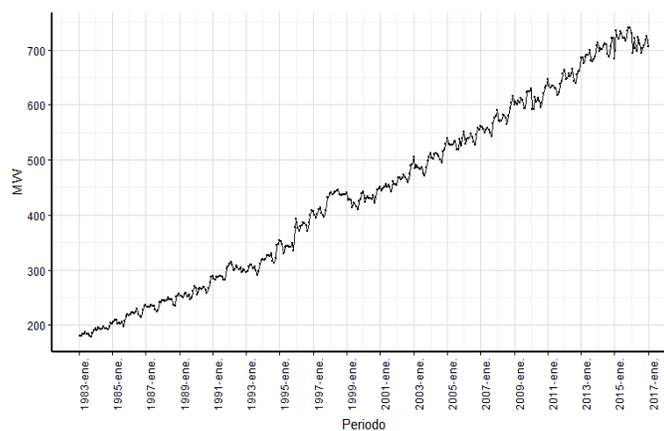
Estadístico	DMP	SEE	FEE Residencial	FEE Comercial	FEE Industrial	FEE Otros
Observaciones	408	408	51	51	51	51
Valores Perdidos	0	0	0	0	0	0
Mínimo	178,80	74.922,10	60.621,13	19.377,86	35.410,98	26.997,73
1er Cuartil	288,87	129.389,50	250.875,07	71.273,81	166.062,93	68.931,97
Mediana	438,56	196.722,65	556.409,42	184.368,29	364.200,94	169.616,29
Promedio	440,71	204.255,92	638.660,27	301.468,17	420.887,48	200.176,45
3er Cuartil	580,81	268.832,49	918.689,99	473.090,47	606.117,39	295.376,21
Máximo	740,00	362.770,14	1.573.216,81	903.043,00	1.049.430,41	532.903,94
Desviación Estándar	167,45	82.726,91	445.792,97	284.022,39	302.231,30	142.405,92

Elaborado por: El Autor

#### 4.3.1. Demanda Máxima de Potencia

En la Figura 4.1 se muestran los datos históricos de la serie DMP, distribuidos en el horizonte temporal que va desde enero de 1983 a diciembre de 2016.

Figura 4.1: Demanda de Potencia Máxima del SEQ (MW)  
Periodo: 1983-2016



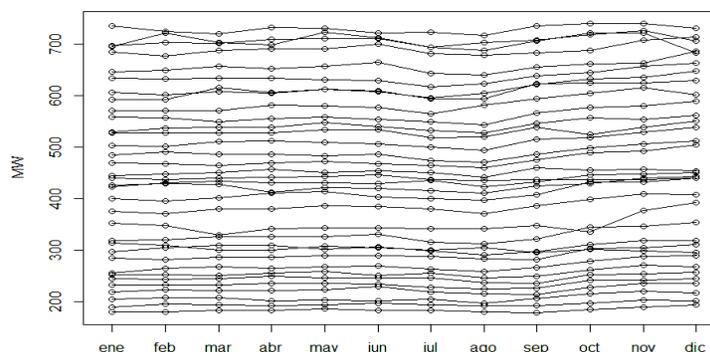
Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

La serie DMP presenta una tendencia de crecimiento constante a lo largo del periodo observado. Asimismo, se evidencia la presencia de fluctuaciones estacionales. A pesar que el componente estacional se observa en la mayoría de los años, existen periodos en los cuales la estacionalidad no es muy marcada. En consecuencia, en el periodo 1995-2000, no se observa el patrón estacional de los años previos. A partir del año 2000, las fluctuaciones estacionales se vuelven a evidenciar hasta el año 2014. En los últimos años (2015 y 2016) la serie parece estabilizarse, esto como consecuencia del efecto aleatorio que se produce en los meses de noviembre y diciembre de 2014, en donde se observa que la serie decrece en  $-5,3\%^2$ . Este *shock* afecta tanto a la tendencia de crecimiento como al patrón estacional. En la Figura 4.2 se muestra el diagrama estacional de la serie. En la mayoría de los años, la serie alcanza su nivel más bajo en el mes de agosto. Por el contrario, el nivel máximo de potencia se alcanza en el mes de diciembre.

<sup>2</sup>En los años anteriores se observa que las tasas de variación de noviembre a diciembre son en su mayoría positivas. La segunda tasa de variación más baja, entre estos meses, se da en el año 2008, en donde se observa un decrecimiento del  $-2,3\%$  en la DMP.

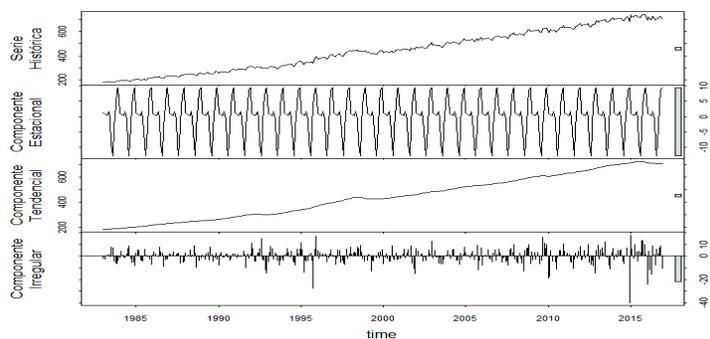
Figura 4.2: Diagrama estacional de la serie DMP (MW)  
 Periodo: 1983-2016



Fuente: EEQ  
 Elaborado por: El autor

Para complementar lo expuesto en los párrafos anteriores, en la Figura 4.3 se observan de manera separada cada uno de los componentes antes mencionados. En primer lugar, la descomposición estacional permite describir de manera general el patrón estacional observado a lo largo de la serie. De esta forma, se evidencia que el nivel de demanda máxima de potencia empieza a disminuir a partir del mes de enero, hasta llegar a su pico más bajo en el mes de agosto. Desde el mes de septiembre la serie empieza a crecer hasta alcanzar su pico más alto en diciembre.

Figura 4.3: Descomposición de la serie DMP (MW)  
 Periodo: 1983-2016

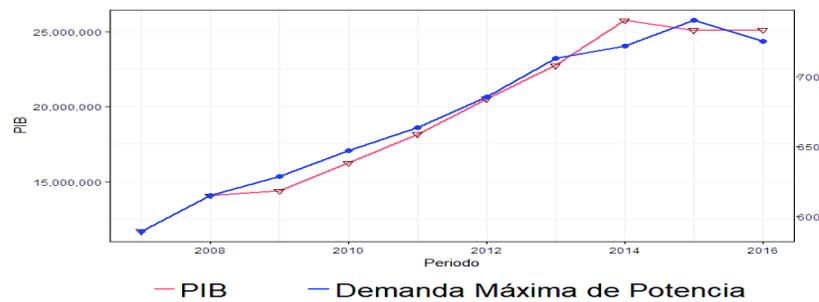


Fuente: EEQ  
 Elaborado por: El autor

Por otro lado, el componente de tendencia muestra un crecimiento constante. Asimis-

mo, se observa de manera más clara el comportamiento estable de la serie a partir del año 2015. Por último, con relación al componente irregular, se observa un pico en el mes de diciembre de 2014, que se asocia al evento no recurrente en el decrecimiento de -5,3% en la demanda máxima de potencia. En los primeros párrafos de este Capítulo se enfatizó en la limitación en cuanto a la disponibilidad de información económica para el nivel geográfico del área de concesión de la EEQ. A pesar de esto, es importante describir la relación entre las variables de demanda del SEQ y el PIB; esto, tomando en consideración su relación característica, la cual fue expuesta en el Capítulo 2. En este sentido, a continuación se expone un análisis descriptivo para el periodo 2007-2016 entre la demanda máxima de potencia y el PIB nominal de los cantones en los cuales la EEQ distribuye y comercializa energía eléctrica.

Figura 4.4: Evolución del PIB y Demanda Máxima de Potencia  
Periodo: 2007-2016



Fuente: EEQ y BCE

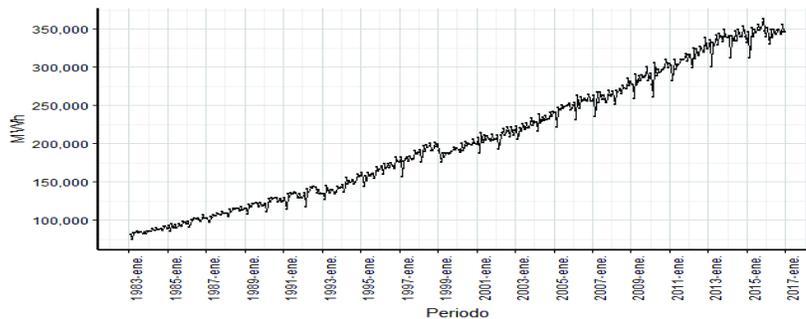
Elaborado por: El autor

En la Figura 4.4 se observa la evolución del PIB nominal y la serie DMP para el periodo 2007-2016. Se observa que ambas series exhiben un crecimiento paralelo que se distingue, principalmente, hasta el año 2013. No obstante, en el año 2014 la serie del PIB decrece, mientras que la serie DMP mantiene su tendencia al alza. En el año 2015 y 2016 la serie del PIB se estabiliza mientras que la serie DMP decrece. En general, se evidencia que las tasas de crecimiento negativas suscitadas en la etapa de recesión de los años 2014 y 2015 pudieron haber generado un *shock* en las tasas de crecimiento de la demanda máxima de energía. Esta característica va de la mano con lo mencionado en los primeros párrafos de este apartado en donde se analizó la desaceleración de la serie en los últimos meses de los años 2014, 2015 y 2016.

### 4.3.2. Suministro de Energía Eléctrica

En la Figura 4.5 se muestra el comportamiento histórico de la cantidad mensual de energía eléctrica entregada al SEQ. Los datos observados cubren el periodo de enero de 1983 a diciembre de 2016. Con relación al comportamiento histórico, se observa que la serie presenta una tendencia de crecimiento constante, misma que se estabiliza a partir del año 2015. Además, la componente estacional es recurrente a lo largo de la serie, con excepción de los años 1999 y 2000, en donde se evidencia una pérdida del patrón estacional asociado al *shock* aleatorio de la crisis económica que atravesó Ecuador en estos años. Con relación a esto, Castro (2011) menciona que en este periodo la demanda en energía tuvo tasas negativas, eventos que coinciden con impactos macroeconómicos como el feriado bancario. Como se observa en el Figura 4.5, la tendencia creciente que mantiene la serie en los años previos a 1999, se ve desacelerada a partir de este año. Es así que en el mes de marzo de 1999 se evidencia que la serie no sigue el patrón de comportamiento histórico y, por lo tanto, su efecto desacelerador influye en los próximos 2 años.

Figura 4.5: Suministro de Energía Eléctrica al SEQ (MWh)  
Periodo: 1983-2016



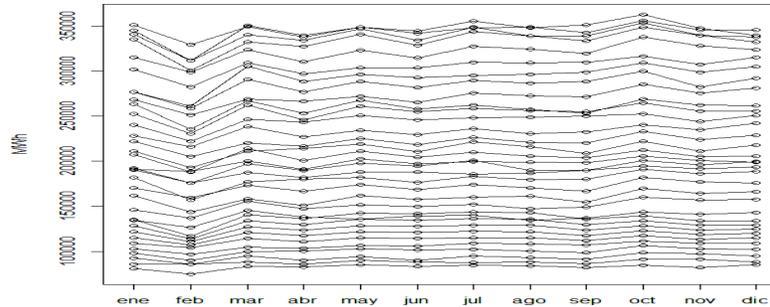
Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

El patrón estacional observado en la serie SEE es más notorio que el observado para serie de demanda máxima de potencia. Esta característica se observa en el diagrama de estacionalidad de la serie presentado en la Figura 4.6. Se evidencia que en el mes de febrero el suministro de energía eléctrica cae con relación al mes de enero y marzo. Este hecho está relacionado con el menor número de días que presenta este mes. Posterior a esto la serie se mantiene relativamente estable hasta el mes de septiembre. En el mes de octubre se vuelve a evidenciar un crecimiento en el suministro de energía eléctrica, a partir de este

mes la tendencia anual de crecimiento se vuelve a estabilizar.

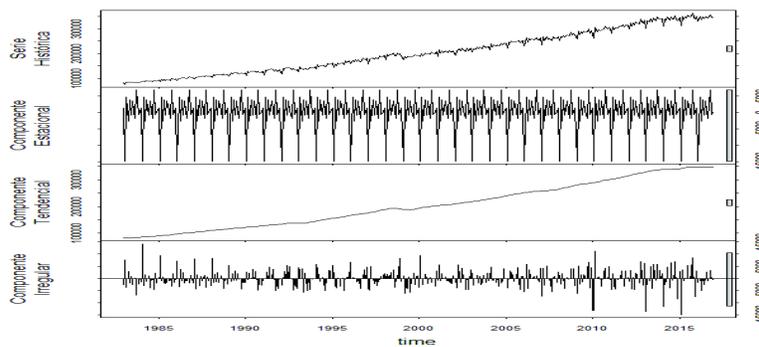
Figura 4.6: Diagrama estacional de la serie SEE (MWh)  
Periodo: 1983-2016



Fuente: EEQ  
Elaborado por: El autor

Los componentes antes mencionados se distinguen en la Figura 4.7. Al extraer la tendencia de la serie se comprueba que la misma presenta una tendencia creciente, con la desaceleración descrita a partir de 2015. Con respecto al componente estacional, se observan los picos decrecientes en los meses de febrero. Por último, el componente irregular presenta los picos más grandes en los años 2015 y 2016, esto como consecuencia del efecto desacelerador no recurrente observado en las últimas realizaciones de la serie.

Figura 4.7: Descomposición de la serie SEE (MWh)  
Periodo: 1983-2016

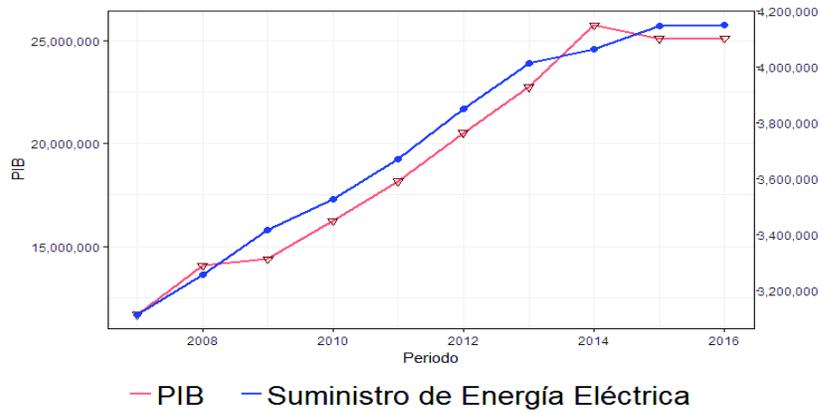


Fuente: EEQ  
Elaborado por: El autor

Al igual que la serie de demanda máxima de potencia, en la Figura 4.8 se muestra que el PIB nominal exhibe un crecimiento paralelo con el suministro de energía eléctrica. En particular en los últimos años, se observa que la desaceleración de la serie SEE coincide

con el etapa de recesión de la economía ecuatoriana.

Figura 4.8: Evolución del PIB y Suministro de Energía Eléctrica  
Periodo: 2007-2016



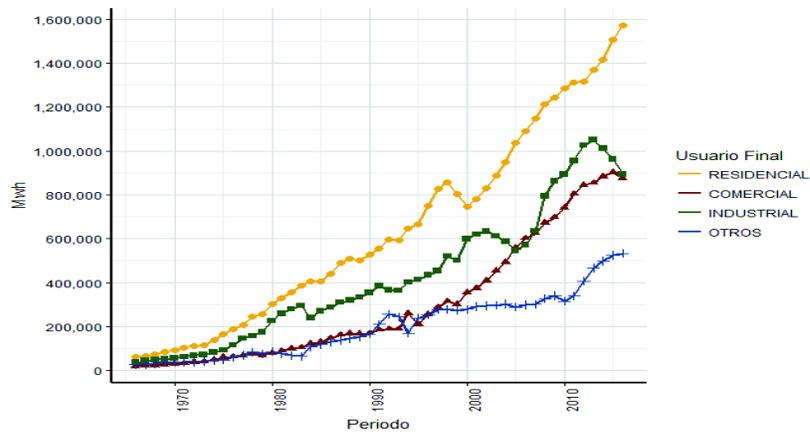
Fuente: EEQ y BCE

Elaborado por: El autor

### 4.3.3. Facturación de Energía Eléctrica

En la Figura 4.9 se muestran los datos históricos de la cantidad de energía eléctrica consumida por los usuarios finales. Como se mencionó, para la FEE se presentan 4 variables de nivel sectorial por cada grupo de consumo: Residencial, Comercial, Industrial y Otros. Los datos para estas variables tienen una periodicidad anual, las mismas que comprenden el periodo de 1966 a 2016.

Figura 4.9: Facturación de Energía Eléctrica por Grupo de Consumo (MWh)  
Periodo: 1966-2016



Fuente: EEQ

Elaborado por: El autor

Con relación a la serie FEE Residencial, se evidencia un crecimiento constante, a excepción del periodo 1999-2000; comportamiento asociado al *shock* aleatorio derivado de la crisis económica de los años en mención. Para la serie FEE Comercial, se observa una tendencia creciente, sin la presencia de intervalos de amplitud regular. Así mismo, la serie FEE Industrial presenta un comportamiento creciente parecido a las series antes descritas. La particularidad más relevante de la serie se observa en los últimos años, en donde se evidencia un decrecimiento en la facturación de energía eléctrica, que como ya se mencionó, deriva de la salida de clientes regulados. Por último, la serie FEE Otros, exhibe una tendencia de crecimiento constante, la misma que intensifica a partir del año 2010. Dado que no se cuenta con información de las realizaciones mensuales para estas variables, no es posible inferir su carácter estacional.

## Capítulo 5

# RESULTADOS

En este Capítulo se exponen de manera secuencial las fases de la metodología Box-Jenkins, aplicadas a las series de demanda máxima de potencia y demanda en energía (suministro y facturación). En general, se muestra que las especificaciones ARIMA y SARIMA propuestas superaron las pruebas de diagnóstico. En consecuencia, los resultados de *backtesting* muestran que los procesos especificados para las series de demanda máxima de potencia y suministro de energía eléctrica tienen un mejor ajuste que los modelos deterministas utilizados en la actualidad por la EEQ.

### 5.1. Demanda Máxima de Potencia

#### 5.1.1. Análisis Preliminar

A continuación se muestran los resultados de las pruebas estadísticas de Dickey-Fuller, Phillips-Perron y Canova-Hansen, para contrastar la presencia de raíces unitarias en la parte regular y estacional. Bajo la hipótesis nula:  $\delta = 0$ , el estadístico  $\tau$  de ambas pruebas es menor, en términos absolutos, a los valores críticos al 99 %, 95 % y 90 %. Además, el p-valor en estas pruebas no permite rechazar la hipótesis nula, por lo tanto, se ratifica que la serie DMP es un proceso estocástico no estacionario (Ver Anexo A).

En la Tabla 5.1 se muestran los resultados de aplicar la prueba de Canova-Hansen. Considerando lo expuesto en el Apéndice K.4, se ejecuta la prueba para serie diferenciada ( $\Delta$ DMP). Para cada mes, se muestra el valor del estadístico  $L_i$ , con  $i = 1, 2, \dots, 12$ , así como el valor del estadístico conjunto  $L_j$ . El p-valor del estadístico conjunto muestra que al 90 % de significancia, la serie presenta una raíz unitaria estacional.

Por lo mencionado, se afirma que la serie presenta una raíz unitaria regular y estacio-

Tabla 5.1: Prueba de Canova-Hasen para la serie DMP

Mes	Estadístico	Pr(> t )
Enero	0,1882	0,3082
Febrero	0,0653	0,8164
Marzo	0,0871	0,6866
Abril	0,0447	0,9362
Mayo	0,222	0,2413
Junio	0,1354	0,4617
Julio	10,477	0,001 ***
Agosto	0,5078	0,0369 *
Septiembre	13,159	0,0001 ***
Octubre	0,2152	0,2532
Noviembre	0,0409	0,9542
Diciembre	0,1787	0,3308
Conjunto	24,878	0,0521.

Significancia: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

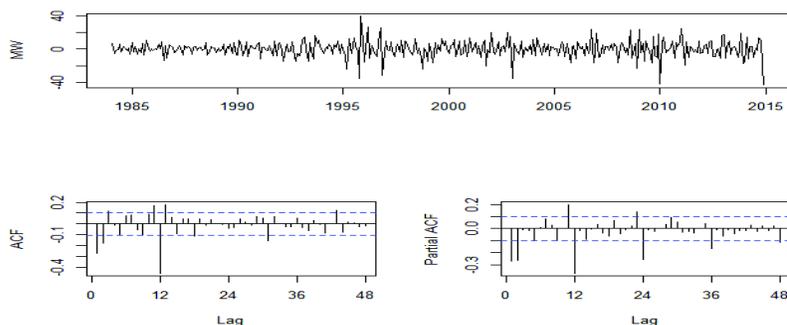
Elaborado por: El Autor

nal; de este modo, el proceso estocástico preferente para modelar su comportamiento es de la forma: SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ )<sub>12</sub>.

### 5.1.2. Identificación

En el Anexo D, se muestran los correlogramas de la serie DMP, y  $\Delta$ DMP, es decir con su primera diferencia regular. El resultado más importante que se desprende del análisis de estos correlogramas se relaciona con la identificación de la diferencia estacional  $s$ . En la Figura 6.2 del anexo en mención, se evidencia que una vez tomada la primera diferencia regular, la FAS presenta picos significativos en los rezagos 12, 24, 36 y 48, por lo tanto, se confirma —por medio del correlograma— la presencia de estacionalidad con  $s = 12$ . En la Figura 5.1 se muestra la serie DMP con diferencias en la parte regular y estacional. La FAS y FAP decrece exponencialmente, evidenciando que la serie es estacionaria.

Figura 5.1: FAS y FAP de la serie  $\Delta_{12}DMP$



Elaborado por: El autor

Una vez obtenida la serie estacionaria, se especifica el modelo SARIMA a través de la identificación de los procesos  $AR(p)$ ,  $MA(q)$ ,  $SAR(P)$  o  $SMA(Q)$  que podrían describir el comportamiento de la serie DMP. En la parte regular de la FAS y FAP se observa que ambas funciones decrecen rápidamente con valores significativos en los tres primeros rezagos para la FAS y los dos primeros rezagos de la FAP. Esto sugiere las siguientes estructuras ARIMA: a)  $ARIMA(2,1,0)$ , b)  $ARIMA(0, 1, 3)$  o c)  $ARIMA(2,1,3)$ . Con relación a la parte estacional, se observa en la FAP que los rezagos  $s, 2s, 3s, \text{etc.}$ , con  $s = 12$ , decrecen rápidamente, así mismo, el único rezago significativo en la FAS se observa en  $k = 12$ . En función de este análisis, se sugiere la siguiente estructura ARIMA estacional:  $ARIMA(0, 1, 1)_{12}$ .

Siguiendo las sugerencias de Parra (2009), en cuanto a la interacción entre la parte regular y estacional, se evidencia que los rezagos  $k = 11$  y  $k = 13$  son significativos. En este sentido, el autor menciona que este comportamiento sugiere un proceso de media móvil para la parte regular. Considerando, además, lo expuesto por Bowerman et al. (2005), en cuanto a la combinación de las identificaciones de la parte regular y estacional, en la Tabla 5.2 se presentan los modelos SARIMA propuestos para modelar la serie DMP.

Tabla 5.2: Identificación de las estructuras  $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$  para la serie DMP

Etiqueta del Modelo	Especificación SARIMA
Modelo 1	$SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 1)_{12}$
Modelo 2	$SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)_{12}$
Modelo 3	$SARIMA(2, 1, 3)(0, 1, 1)_{12}$

Elaborado por: El Autor

### 5.1.3. Estimación

Continuando con las fases de la metodología Box-Jenkins, en la Tabla 5.3 se presentan las estimaciones de los modelos especificados. Para determinar el modelo que mejor se ajusta a la serie DMP, se han considerado los criterio de información: AIC y BIC, así como las medidas de error y la significancia de los coeficientes.

En primer lugar, los métodos de selección paramétricos AIC y BIC, sugieren que el mejor ajuste a los datos históricos es el modelo 1, no obstante es importante considerar que estos criterios no distan mucho para el modelo 2, a pesar que en este modelo se consideran tres. Este resultado concuerda con las medidas de error de predicción, donde se observa que los indicadores MAPE, MAE y ME, son menores para el modelo 2, evidenciando la potencia en términos de bondad de ajuste para este modelo. Por otro lado, es importante considerar lo expuesto en la fase de identificación, en la cual se observó que los valores significativos de la FAS en  $k = 11$  y  $k = 13$ , sugieren una estructura de media móvil para la parte regular. Por lo mencionado, se selecciona el modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub> para modelar el comportamiento de la serie DMP.

Tabla 5.3: Estimación de los modelos SARIMA para la serie DMP

Parámetros	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Constante	-0,0033 (0,0385)	-0,0026 (0,0355)	-0,0020 (0,0348)
ARMA			
ar(1)	-0,4433*** (0,0272)		-1,4029*** (0,0210)
ar(2)	-0,3140*** (0,0441)		-0,9816*** (0,0203)
ma(1)		-0,4285*** (0,0292)	-0,9487*** (0,0360)
ma(2)		-0,1631*** (0,0428)	-0,2764*** (0,0464)
ma(3)		0,1307** (0,0519)	-0,4691*** (0,0280)
SARMA			
sma(1)	-0,8728*** (0,0270)	-0,8789*** (0,0269)	-0,8719*** (0,0297)
Observaciones	395	395	395
AIC	2.748,75	2.752,92	2.757,74
BIC	2.768,64	2.776,79	2.779,57
MAPE	1,1773	1,1769	1,1799
MAE	5,0471	5,0368	5,9709
ME	0,0323	0,0207	0,0366

\*  $p < 0,05$  \*\*  $p < 0,01$  \*\*\*  $p < 0,001$

Errores estándar entre paréntesis

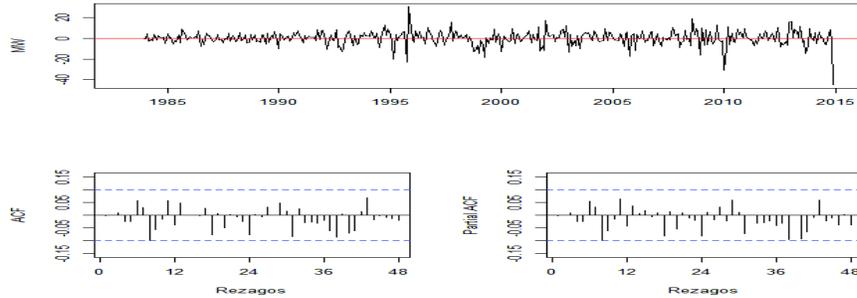
#### 5.1.4. Diagnóstico

Siguiendo lo especificado por Brockwell y Davis(2016), el siguiente paso en la metodología Box-Jenkins es analizar la distribución de los residuos, es decir, en esta fase se verifica si los residuos estimados para el modelo 2 siguen una distribución de ruido blanco.

En primera instancia, en la Figura 5.2 se observa que los valores tanto de la FAS como de la FAP, se encuentran acotados en los límites de significancia, lo que permite inferir el carácter estacionario de los residuos del modelo. Esto se confirma a través de la prueba

de Dickey-Fuller descrita en el Anexo G. Dado que el valor del estadístico  $\tau$  es mayor, en términos absolutos, al valor crítico al 95 % de significancia, se concluye que los residuos son estacionarios.

Figura 5.2: FAS y FAP para los residuos del modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub> de la serie DMP



Elaborado por: El autor

En cuanto a la autocorrelación serial, la Tabla 5.4 muestra el p-valor del estadístico  $Q'$  para distintos rezagos de los residuos del modelo. De esta manera, se observa que para cada rezago en consideración, no se rechaza la hipótesis nula de no autocorrelación.

Tabla 5.4: Prueba de Ljung-Box para los residuos del modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub> de la serie DMP

$\chi^2$	df	p-valor
0,003	1	0,9575
0,004	2	0,9985
0,039	3	0,998
0,250	4	0,9928
0,497	5	0,9922
9,134	12	0,6915
16,418	24	0,8724
22,398	36	0,9628
33,278	48	0,9475

Elaborado por: El autor

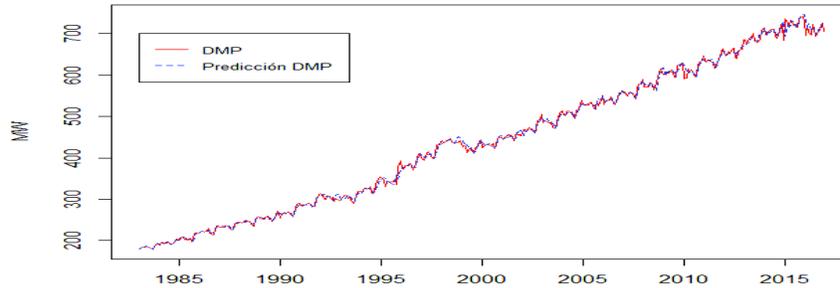
Todas las observaciones presentadas sugieren que los residuos del modelo 2 siguen una distribución de ruido blanco. En consecuencia, el modelo SARIMA (0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub> puede ser utilizado para realizar el pronóstico de mediano plazo para la demanda máxima de potencia

### 5.1.5. Pronóstico

En la Figura 5.3 se muestra el ajuste del modelo SARIMA (0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub>, a los datos históricos de la serie. En primera instancia, se observa que no existen mayores desfases entre los datos ajustados y los observados. En consecuencia, se evidencia que el modelo

especificado caracteriza de manera adecuada el comportamiento histórico de la serie DMP.

Figura 5.3: Ajuste del Modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub>



Elaborado por: El autor

El indicador MAPE de 1,1769 % muestra que el modelo propuesto se ajusta en 98,82 % a los datos históricos de la serie. Con la finalidad de probar la capacidad predictiva del modelo, a continuación se muestran los datos reales de la serie DMP, para el periodo de enero 2017 a diciembre 2017, así como los datos pronosticados por el modelo en el mismo periodo.

Tabla 5.5: Análisis de *Backtesting* para el modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub>

Mes	Pronóstico	Cota inferior al 95 %	Cota superior al 95 %	Real
Enero-2017	706,49	691,60	721,38	726,04
Febrero-2017	711,31	694,16	728,46	721,25
Marzo-2017	709,39	691,20	727,59	734,73
Abril-2017	710,99	691,10	730,87	719,49
Mayo-2017	715,58	694,13	737,02	729,28
Junio-2017	713,12	690,22	736,02	708,30
Julio-2017	701,90	677,63	726,16	725,79
Agosto-2017	701,40	675,84	726,96	708,49
Septiembre-2017	715,35	688,56	742,14	709,60
Octubre-2017	723,38	695,42	751,35	717,60
Noviembre-2017	729,17	700,08	758,27	714,94
Diciembre-2017	726,98	696,79	757,16	750,78

Elaborado por: El autor

Los resultados de la Tabla 5.5 muestran que mayor diferencia de pronóstico se presenta en el mes de marzo, julio y diciembre. En particular, en el mes diciembre se evidencia un comportamiento atípico en los datos reales ya que la demanda máxima de potencia pasa de 714,94 MW en noviembre a 750.78 MW en diciembre, siendo esta la segunda mayor variación entre meses consecutivos a lo largo de los datos históricos. A pesar que el modelo propuesto no captura este comportamiento, su ajuste para los datos reales del 2017 es del 98,13 %.

En la Tabla 5.6 se observan las medidas de error para el modelo determinista utilizado en la actualidad por la EEQ y el modelo SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1)<sub>12</sub>. Las tres medidas de error son más bajas para el modelo propuesto, evidenciando que el mismo tiene un mejor ajuste a los datos del año 2017 con relación al modelo actual de la EEQ.

Tabla 5.6: Contraste de las medidas de error de pronóstico para los datos del 2017 de la demanda máxima de potencia

Pronóstico	MAPE	MAE	MSE
SARIMA(0, 1, 3)(0, 1, 1) <sub>12</sub>	1,8609	13,5335	238,5868
Determinista (EEQ)	2,0370	14,5757	335,8731

Elaborado por: El autor

En la Tabla 5.7 se muestra el pronóstico de la demanda máxima de potencia para los años 2018 y 2019. Los valores de potencia máxima pronosticados siguen una tendencia de crecimiento constante, no obstante, los resultados muestran que en los próximos años se mantendrá el patrón de desaceleración que se evidencia a partir del año 2015. Se espera que los valores más altos de DMP, se presenten en el último trimestre de cada año. A diciembre de 2019 se pronostica un crecimiento del 0,46% con respecto a diciembre del 2017. De la misma forma, se espera un crecimiento promedio entre meses del 0,2%. Con relación a la característica estacional, se pronostica que las tasas más altas de crecimiento serán entre los meses de agosto a septiembre. Bajo un escenario pesimista, se espera que al 95% de nivel de confianza, la demanda de potencia se incremente en 1%, mientras que en el escenario optimista se prevé un crecimiento del 12,3%.

Tabla 5.7: Pronóstico de la serie DMP para los años 2018 y 2019

Meses	Pronóstico	Escenario Pesimista	Escenario Optimista	Error Estándar
Enero-2018	720,56	688,82	752,31	16,196
Febrero-2018	722,79	689,78	755,80	16,842
Marzo-2018	723,01	688,85	757,16	17,425
Abril-2018	724,60	689,28	759,92	18,020
Mayo-2018	729,19	692,74	765,64	18,596
Junio-2018	726,74	689,19	764,28	19,154
Julio-2018	715,51	676,91	754,12	19,697
Agosto-2018	715,01	675,37	754,65	20,225
Septiembre-2018	728,96	688,31	769,61	20,739
Octubre-2018	736,99	695,36	778,63	21,241
Noviembre-2018	742,79	700,19	785,38	21,732
Diciembre-2018	740,59	697,06	784,12	22,212
Enero-2019	734,18	689,32	779,03	22,885
Febrero-2019	736,41	690,44	782,37	23,450
Marzo-2019	736,62	689,64	783,60	23,970
Abril-2019	738,21	690,19	786,24	24,504
Mayo-2019	742,80	693,75	791,86	25,027
Junio-2019	740,35	690,29	790,40	25,538
Julio-2019	729,12	678,09	780,16	26,040
Agosto-2019	728,63	676,62	780,63	26,532
Septiembre-2019	742,57	689,62	795,52	27,015
Octubre-2019	750,61	696,73	804,49	27,490
Noviembre-2019	756,40	701,60	811,19	27,957
Diciembre-2019	754,20	698,51	809,90	28,416

Elaborado por: El autor

## 5.2. Suministro de Energía Eléctrica

### 5.2.1. Análisis Preliminar

A continuación se muestran los resultados de aplicar las pruebas de estadísticas de raíz unitaria a la serie SEE. Bajo la hipótesis nula:  $\delta = 0$ , el estadístico  $\tau$  para ambas pruebas es menor, en términos absolutos, a los valores críticos al 99 %, 95 % y 90 % (Ver Anexo B), por lo tanto, se verifica que la serie SEE es un proceso estocástico no estacionario. En la Tabla 5.8 se muestran los resultados de la prueba de Canova-Hansen. Se observa que al 95 % de significancia la serie no ha cambiado su patrón estacional. De la misma forma, se aprecia que al 99 % de significancia los valores del suministro de energía en el mes de septiembre no presenta un patrón estacional determinista.

### 5.2.2. Identificación

Siguiendo los lineamientos descritos en la metodología Box-Jenkins, se evidencia que la FAS de la serie SEE no decrece, confirmando el carácter estacionario antes mencionado. Al tomar la primera diferencia regular se observa que la FAS de la serie  $\Delta$ SEE presenta picos

Tabla 5.8: Prueba de Canova-Hasen para la serie SEE

Mes	Estadístico	Pr(> t )
Enero	0,15	0,4116
Febrero	0,0985	0,6245
Marzo	0,146	0,4248
Abril	0,1097	0,5688
Mayo	0,0348	0,9769
Junio	0,3125	0,1303
Julio	0,4081	0,07 .
Agosto	0,1015	0,6087
Septiembre	0,6505	0,0147 *
Octubre	0,2887	0,1526
Noviembre	0,3853	0,0811 .
Diciembre	0,1762	0,337
Conjunto	2,6199	0,065 .

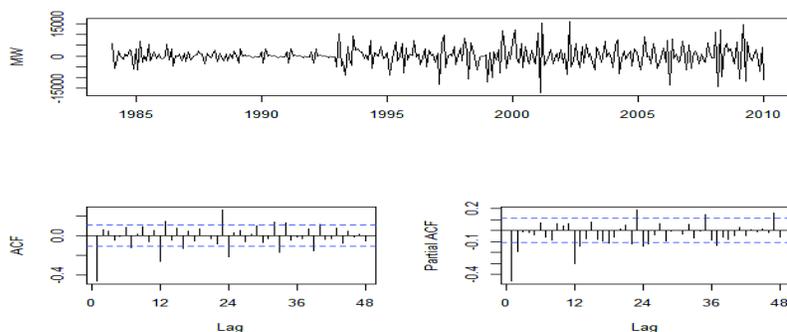
Significancia: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Elaborado por: El Autor

significativos en los rezagos 12, 24 y 48, ratificando el carácter estacional antes descrito con  $s = 12$  (Ver Anexo E).

Dado que la fase de identificación requiere de un proceso estacionario, en la Figura 5.4 se muestra la serie SEE con una diferencia en la parte regular y estacional.

Figura 5.4: FAS y FAP de la serie  $\Delta_{12}SEE$



Elaborado por: El autor

En esta Figura se observa que la FAS y FAP decrecen exponencialmente, evidenciando el carácter estacionario de la serie  $\Delta_{12}SEE$ . De esta forma, se procede con la identificación de la estructura SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ )<sub>12</sub>. En primer lugar, con relación a la parte regular se observa que tanto la FAS como la FAP decrecen abruptamente en los primeros

rezagos. En particular, la FAS cae abruptamente a partir del primer rezago, mientras que la FAP cae a partir del segundo rezago. De este modo, se sugieren las siguientes estructuras ARIMA para la parte regular: a) ARIMA(2,1,0), b) ARIMA(0,1,1) o c) ARIMA(2,1,1). Con relación a la parte estacional, se observa que tanto la FAS como la FAP presentan rezagos significativos en  $k = 12$  y  $k = 24$ . Considerando que en ambas funciones los rezagos estacionales mencionados caen abruptamente después del rezago  $k = 24$ , se sugieren las siguientes estructuras ARIMA estacionales: a) ARIMA(2, 1, 0)<sub>12</sub>, b) ARIMA(0, 1, 2)<sub>12</sub> o c) ARIMA(2, 1, 2)<sub>12</sub>. Para identificar la interacción entre la parte regular y estacional se observan los rezagos  $s$  y  $2s$  de la FAS. No obstante, no se distingue un comportamiento claro que permita extraer una estructura de interacción que se ajuste a alguna de las especificaciones mencionadas por Parra (2009). Por otro lado, considerando los expuesto por Bowerman et al. (2005), se combinan las estructuras regular y estacional mencionadas, para especificar los siguientes modelos tentativos:

Tabla 5.9: Identificación de las estructuras SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ )<sub>12</sub> para la serie SEE

Etiqueta del Modelo	Especificación SARIMA
Modelo 1	SARIMA(2, 1, 0)(2, 1, 0) <sub>12</sub>
Modelo 2	SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2) <sub>12</sub>
Modelo 3	SARIMA(2, 1, 0)(2, 1, 2) <sub>12</sub>
Modelo 4	SARIMA(0, 1, 1)(2, 1, 0) <sub>12</sub>
Modelo 5	SARIMA(0, 1, 1)(0, 1, 2) <sub>12</sub>
Modelo 6	SARIMA(0, 1, 1)(2, 1, 2) <sub>12</sub>
Modelo 7	SARIMA(2, 1, 1)(2, 1, 0) <sub>12</sub>
Modelo 8	SARIMA(2, 1, 1)(0, 1, 2) <sub>12</sub>
Modelo 9	SARIMA(2, 1, 1)(2, 1, 2) <sub>12</sub>

Elaborado por: El Autor

### 5.2.3. Estimación

En la Tabla 5.10 se muestran las estimaciones de los modelos especificados en la fase de identificación. Siguiendo los lineamiento antes mencionados, se toma en consideración los criterios de información: AIC y BIC, así como las medidas de error y significancia de los parámetros para discriminar el mejor ajuste.

Tabla 5.10: Estimación de los modelos SARIMA para la serie SEE

Parámetros	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7	Modelo 8	Modelo 9
Constante	-8,8336 (63,1603)	2,4697 (28,9268)	1,1374 (32,6117)	-9,4359 (50,5028)	2,1707 (23,1705)	0,8562 (26,6829)	-8,6683 (63,9770)	2,4334 (29,0871)	1,1166 (32,8087)
ARMA									
ar(1)	-0,5907*** (0,0388)	-0,5956*** (0,0399)	-0,5817*** (0,0405)				-0,6290*** (0,1575)	-0,5551*** (0,1832)	-0,5762*** (0,2062)
ar(2)	-0,3029*** (0,0386)	-0,2706*** (0,0367)	-0,2579*** (0,0381)				-0,3201*** (0,0803)	-0,2516*** (0,0988)	-0,2555*** (0,1078)
ma(1)				-0,5878*** (0,0350)	-0,5848*** (0,0337)	-0,5700*** (0,0365)	0,0423 (0,1777)	-0,0436 (0,1981)	-0,0059 (0,2244)
SARMA									
sar(1)	-0,4323*** (0,0412)		0,5864** (0,2977)	-0,4207*** (0,0412)		0,6210** (0,2905)	-0,4328*** (0,0414)		0,5864** (0,2988)
sar(2)	-0,2942*** (0,0403)		-0,2475*** (0,0743)	-0,2742*** (0,0406)		-0,2528*** (0,0740)	-0,2955*** (0,0424)		-0,2475*** (0,0767)
sma(1)	-0,5708*** (0,0388)		-1,1656*** (0,3020)		-0,5700*** (0,0393)	-1,1931*** (0,2959)		-0,5706*** (0,0388)	-1,1655*** (0,3032)
sma(2)	-0,1752*** (0,0440)		0,3586 (0,2407)		-0,1725*** (0,0437)	0,3810 (0,2356)		-0,1751*** (0,0440)	0,3585 (0,2421)
Observaciones	395	395	395	395	395	395	395	395	395
AIC	7.681,425	7.637,791	7.638,457	7.683,517	7.638,608	7.637,893	7.683,392	7.640,438	7.639,79
BIC	7.705,299	7.662,33	7.669,622	7.703,412	7.658,503	7.665,746	7.711,245	7.668,29	7.675,6
MAPE	1,444	1,386	1,391	1,466	1,407	1,397	1,443	1,392	1,386
MAE	2.841,84	2.712,91	2.694,60	2.891,58	2.747,97	2.721,64	2.839,55	2.714,91	2.694,75
ME	-26,5574	17,4311	5,4338	-36,3505	21,7315	6,599	-25,9801	17,4757	5,4253

\* p<0,05, \*\* p<0,01, \*\*\* p<0,001  
Errores estándar entre paréntesis

En primera instancia, se observa que existen disparidades entre los criterios de información, es así que, el criterio AIC sugiere como mejor ajuste al modelo 2, mientras que el criterio BIC sugiere al modelo 5. A pesar que el modelo 2 tiene un mayor número de parámetros, su valor de AIC —como se dijo— es menor, evidenciando la potencia en términos de bondad de ajuste con respecto al modelo 5.

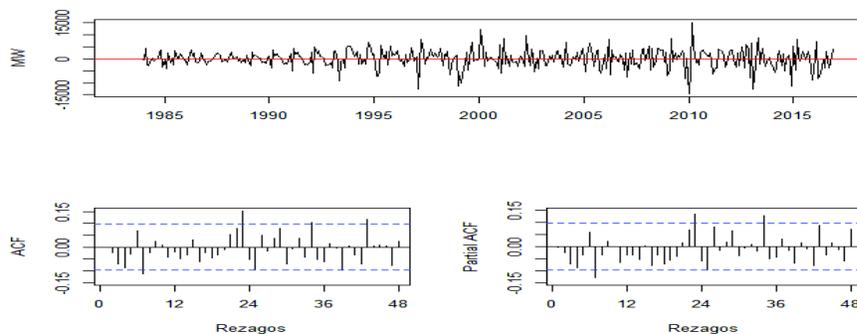
Es importante mencionar que los modelos 3, 6, 8 y 9, presentan valores relativamente bajos en su criterio de información AIC; su discusión se podría abordar desde la perspectiva del principio de parsimonia, no obstante estos modelos presentan coeficientes no significativos. Los modelos 1, 4 y 7 se descartan ya que presentan los valores más altos en sus criterios de información

Por lo mencionado, esta discusión se reduce al análisis del ajuste entre los modelos 2 y 5. Para esto, se consideran las medidas de error de pronóstico. Como se observa en la Tabla 5.10 los indicadores MAPE, MAE y ME siguieren al modelo 2 como mejor ajuste, ya que su valor es más bajo. Por lo mencionado, el modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub> se escoge para modelar el comportamiento del suministro de energía eléctrica al SEQ.

#### 5.2.4. Diagnóstico

En la Figura 5.5 se observa el correlograma asociado a los residuos del modelo 2. Se evidencia que existen rezagos significativos en  $k = 7$ ,  $k = 23$  y  $k = 43$ .

Figura 5.5: FAS y FAP para los residuos del modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub> de la serie SEE



Elaborado por: El autor

En el Anexo H se muestran los resultados de aplicar la prueba de Dickey-Fuller a los

residuos del modelo 2. Se observa que el valor del estadístico  $\tau$  es mayor en términos absolutos al valor crítico al 95 % de significancia, por lo tanto, se concluye que los residuos del modelo son estacionarios. Con respecto a la autocorrelación serial, en la Tabla 5.11 se muestran los valores del estadístico  $Q'$  para los primeros 48 rezagos. Se observa que a partir del rezago 24 se rechaza la hipótesis nula de no autocorrelación. Por otro lado, el

Tabla 5.11: Prueba de Ljung-Box para los residuos del modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub> de la serie SEE

$\chi^2$	df	p-valor
0,0012	1	0,972
0,2448	2	0,8848
2,3101	3	0,5106
5,4727	4	0,2421
5,8662	5	0,3195
14,465	12	0,272
34,914	24	0,0697
54,72	36	0,0236
70,902	48	0,0175

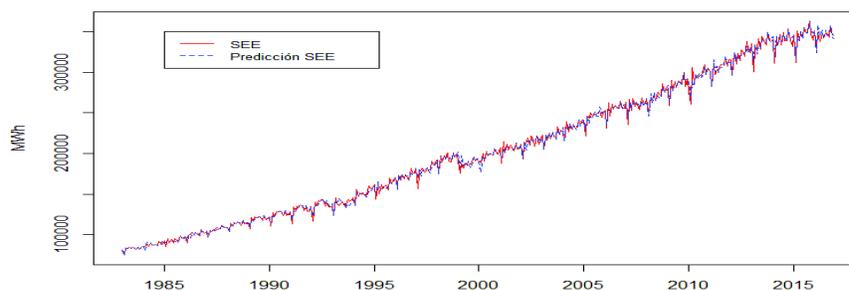
Elaborado por: El autor

valor del estadístico  $d$  de la prueba Durbin-Watson es igual a 2,004, esto permite inferir que los residuos del modelo no están serialmente correlacionados. Por lo mencionado en estos acápites, se evidencia que existen disparidades entre resultados, principalmente para las autocorrelaciones de los rezagos en  $k > 24$ . La metodología Box-Jenkins requiere en su fase de verificación que todas las autocorrelaciones de los residuos no sean significativas. Frente a esto, se intento definir otras especificaciones, sin embargo, no se logró obtener rezagos no significativos. Los residuos del modelo 2 presentaron el mejor comportamiento con solo tres rezagos significativos en la FAS (Ver Figura 5.5).

### 5.2.5. Pronóstico

En la Figura 5.6 se muestra el ajuste del modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub> a los datos históricos de la serie SEE. En esta Figura se observa que el modelo propuesto caracteriza de manera adecuada tanto la tendencia como la estacionalidad de la serie. Es así que, en el mes de febrero del año 2000, el modelo recoge el patrón estacional de los años anteriores, mismo que no se ve refleja en los datos reales, como consecuencia del shock aleatorio asociado a la crisis económica de los años 1999 y 2000.

Figura 5.6: Ajuste del Modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub>



Elaborado por: El autor

Por lo dicho, el modelo propuesto se ajusta de manera adecuada al comportamiento histórico de la serie. De esta manera, el indicador MAPE de 1,38 %, muestra que el modelo se ajusta en un 98,61 % a sus datos históricos.

A continuación se muestran los resultados de *backtesting* del modelo propuesto, tomando en consideración los datos reales del suministro de energía eléctrica para el año 2017. La

Tabla 5.12: Análisis de *backtesting* del modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub>

Mes	Pronóstico	Cota Inferior al 95 %	Cota Superior al 95 %	Real
Enero-2017	350.215	342.909	357.521	356.815
Febrero-2017	327.555	319.674	335.435	321.669
Marzo-2017	353.294	344.643	361.945	366.929
Abril-2017	342.716	333.019	352.412	344.505
Mayo-2017	353.475	343.086	363.865	360.874
Junio-2017	346.350	335.253	357.447	350.488
Julio-2017	354.879	343.092	366.667	354.436
Agosto-2017	352.332	339.921	364.743	352.653
Septiembre-2017	349.338	336.324	362.352	348.406
Octubre-2017	362.209	348.617	375.801	362.903
Noviembre-2017	351.484	337.340	365.627	351.612
Diciembre-2017	350.872	336.197	365.548	356.711

Elaborado por: El autor

diferencia más significativa se evidencia en el mes de marzo de 2017, no obstante, el patrón estacional y la tendencia creciente, es recogida en su totalidad por el modelo propuesto. Es así que, en los meses de julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre el ajuste a los datos reales es del 99,85 %.

En la Tabla 5.13 se muestra el análisis comparativo de las medidas de error entre el modelo propuesto y el modelo utilizado en la actualidad por la EEQ. Se observa que las

tres medidas de error son más bajas para el modelo SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2)<sub>12</sub>, mostrando que este modelo se ajusta de mejor manera en comparación con el modelo determinista de la EEQ.

Tabla 5.13: Contraste de las medidas de error de pronóstico para los datos del 2017 del suministro energía eléctrica

Pronóstico	MAPE	MAE	MSE
SARIMA(2, 1, 0)(0, 1, 2) <sub>12</sub>	1,12	3.984	31.244.300
Determinista (EEQ)	1,97	6.937	58.405.811

Elaborado por: El autor

Tabla 5.14: Pronóstico de la serie SEE para los años 2018 y 2019

Mes	Pronóstico	Escenario Pesimista	Escenario Optimista	Error Estándar
Enero-2018	355.782	339.500	372.064	8.307
Febrero-2018	331.765	314.678	348.852	8.718
Marzo-2018	359.691	341.756	377.625	9.150
Abril-2018	349.533	330.685	368.380	9.616
Mayo-2018	360.093	340.455	379.731	10.019
Junio-2018	352.975	332.558	373.393	10.417
Julio-2018	362.216	341.039	383.394	10.805
Agosto-2018	358.708	336.807	380.609	11.174
Septiembre-2018	356.789	334.184	379.394	11.533
Octubre-2018	369.542	346.255	392.830	11.881
Noviembre-2018	358.411	334.461	382.361	12.219
Diciembre-2018	357.352	332.757	381.946	12.548
Enero-2019	362.638	336.939	388.337	13.112
Febrero-2019	338.518	312.047	364.989	13.506
Marzo-2019	366.403	339.145	393.661	13.907
Abril-2019	356.297	328.225	384.369	14.322
Mayo-2019	366.838	338.013	395.662	14.706
Junio-2019	359.718	330.151	389.285	15.085
Julio-2019	368.965	338.669	399.261	15.457
Agosto-2019	365.454	334.396.457	15.818	
Septiembre-2019	363.535	331.839	395.231	16.171
Octubre-2019	376.289	343.915	408.663	16.517
Noviembre-2019	365.157	332.119	398.195	16.856
Diciembre-2019	364.098	330.409	397.787	17.188

Elaborado por: El autor

En la Tabla 5.14 se muestra el pronóstico de la serie SEE para los años 2018 y 2019. Como consecuencia de la tendencia creciente que presenta la serie, se prevé que la EEQ entregue la mayor cantidad de energía a los usuarios finales en el último trimestre de cada año, en particular en octubre se pronostica el mayor suministro de energía eléctrica. Por otra parte, la menor cantidad de energía entregada se espera en los meses de febrero, es así que, la tasa de variación de febrero a marzo en los años 2018 y 2019 se pronostica en 8,4 % y 8,2 %, respectivamente. En general, a diciembre de 2019 se prevé que el suministro de energía se incremente en 3,77 % con respecto a diciembre de 2017. Bajo un escenario pesimista, se pronostica que al 95 % del nivel de confianza exista un decrecimiento de -

3,65 %. Por otro lado, al mismo nivel de confianza se pronostica un crecimiento del 11,26 % bajo un escenario optimista.

## 5.3. Facturación de Energía Eléctrica por Grupos de Consumo

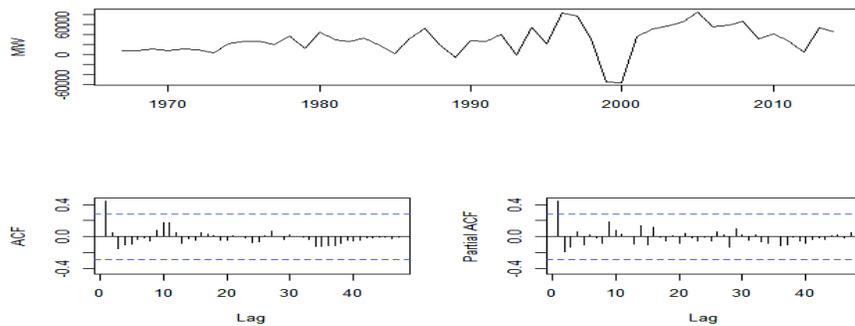
### 5.3.1. Análisis Preliminar

En el Anexo C se muestra el p-valor asociado al parámetro  $\delta$  de la regresión DFA para las 4 series de facturación de energía eléctrica. Para cada una de estas, se observa que el p-valor es aproximadamente 1, por lo tanto, no se rechaza la hipótesis nula ( $H_0 : \delta = 0$ ); y se comprueba, a través de la prueba de Dickey-Fuller, que las series FEE Residencial, FEE Comercial, FEE Industrial y FEE Otros, son procesos estocásticos no estacionarios.

### 5.3.2. Identificación

En primer lugar, para la serie de FEE Residencial, en la Figura 5.7 se muestra la FAS y FAP después de tomar la primera diferencia regular. Como se observa, los rezagos tanto en la FAS como en la FAP se encuentran acotados en la zona de no significancia, permitiendo inferir el carácter estacionario de la serie  $\Delta$ FEE Residencial.

Figura 5.7: FAS Y FAP de la serie  $\Delta$ FEE Residencial



Elaborado por: El autor

Una vez que se ha determinado el carácter estacionario de la serie, se procede a identificar las estructuras que puedan describir su comportamiento. De esta manera, tanto en la FAS y FAP se observa un pico significativo en  $k = 1$ . Dado que el comportamiento de ambas funciones no se ajusta de manera clara a algún proceso estocástico, a continuación

se proponen tres modelos que derivan del único rezago significativo en mención.

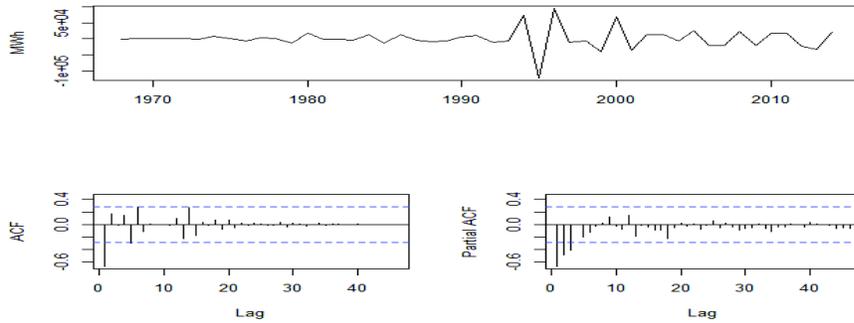
Tabla 5.15: Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Residencial

Etiqueta del Modelo	Especificación ARIMA
Modelo 1	ARIMA(1, 1, 0)
Modelo 2	ARIMA(0, 1, 1)
Modelo 3	ARIMA(1, 1, 1)

Elaborado por: El Autor

Por otro lado, en la Figura 5.8 se observa la serie FEE Comercial una vez tomada la segunda diferencia regular. El orden  $d = 2$  se tomó considerando que una vez tomada la primera diferencia regular el comportamiento de la FAS y FAP no se asemejaba al de un proceso estacionario. Como se observa en la Figura 5.8, la FAS presenta un decrecimiento exponencial, lo que permite inferir el carácter estacionario de la serie  $\Delta^2$ FEE Comercial.

Figura 5.8: FAS Y FAP de la serie  $\Delta^2$ FEE Comercial



Elaborado por: El autor

En la Figura 5.8 se observa que la FAP decrece exponencialmente hasta el rezago  $k = 3$ , mientras que la FAS presenta un corte abrupto en  $k = 1$ . Por lo tanto, se sugiere en primera instancia, una estructura de media móvil con  $q = 1$ . Así mismo, si se considera que la FAS decrece exponencialmente después de  $k = 1$ , se podría sugerir una estructura autorregresiva con  $p = 3$ . Por lo dicho, a continuación se proponen tres modelos, que se derivan del comportamiento de la FAS y FAP mencionado.

Tabla 5.16: Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Comercial

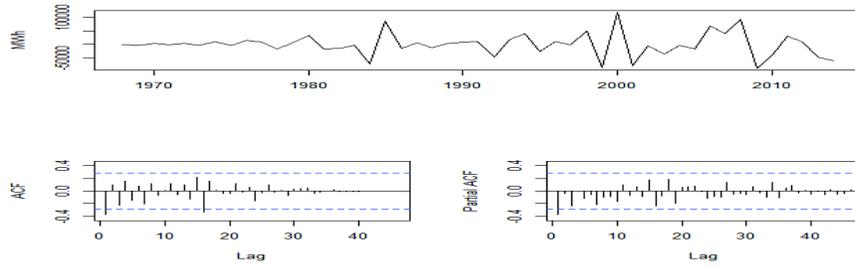
Etiqueta del Modelo	Especificación ARIMA
Modelo 1	ARIMA(3, 2, 0)
Modelo 2	ARIMA(0, 2, 1)
Modelo 3	ARIMA(3, 2, 1)

Elaborado por: El Autor

Siguiendo con la fase de identificación, a continuación se muestra la FAS y FAP de la serie

$\Delta^2$ FEE Industrial. Como se observa, el grado de homogeneidad para esta serie se especificó en  $d = 2$ ; esto considerando que el correlograma de la serie con una diferencia regular no se ajustaba a un proceso estacionario. En la Figura 5.9 se observa que una vez tomada la segunda diferencia de la serie, las funciones de autocorrelación presentan un decrecimiento abrupto hacia cero después de  $k = 1$ .

Figura 5.9: FAS Y FAP de la serie  $\Delta^2$ FEE Industrial



Elaborado por: El autor

Por lo expuesto, a continuación se proponen tres estructuras que se derivan de las características de la FAS y FAP mencionadas.

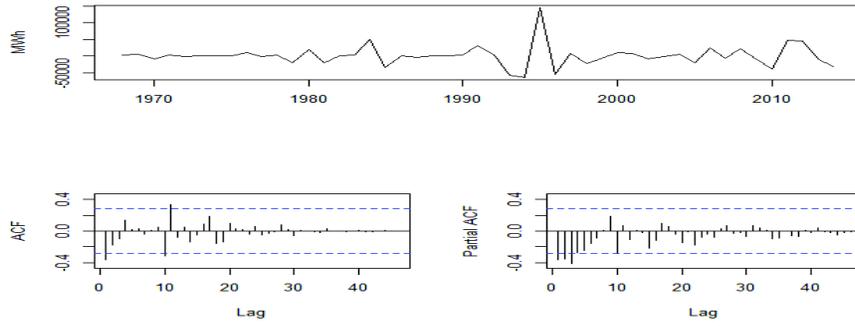
Tabla 5.17: Identificación de las estructuras ARIMA( $p, d, q$ ) para la serie FEE Industrial

Etiqueta del Modelo	Especificación ARIMA
Modelo 1	ARIMA(1, 2, 0)
Modelo 2	ARIMA(0, 2, 1)
Modelo 3	ARIMA(1, 2, 1)

Elaborado por: El Autor

Por último, en la Figura 5.10 se muestra el correlograma de la serie  $\Delta^2$ FEE Otros. Al igual que la series subyacentes, para esta serie se determinó un grado de homogeneidad de  $d = 2$ . En primera instancia, el comportamiento de la FAP podría sugerir que la serie se ajusta a un proceso de media móvil con  $q = 1$ , no obstante, llama la atención el valor de la función en el rezago  $k = 3$ . Si se considera, por el contrario, que la serie se ajusta a un proceso autorregresivo, la FAS parecería decrecer exponencialmente después de  $k = 1$ . Tomando esto en consideración, a continuación se exponen tres estructuras para los datos de la serie en cuestión.

Figura 5.10: FAS Y FAP de la serie  $\Delta^2$ FEE Otros



Elaborado por: El autor

Tabla 5.18: Identificación de las estructuras  $ARIMA(p, d, q)$  para la serie FEE Otros

Etiqueta del Modelo	Especificación ARIMA
Modelo 1	$ARIMA(3, 2, 0)$
Modelo 2	$ARIMA(0, 2, 1)$
Modelo 3	$ARIMA(3, 2, 1)$

Elaborado por: El Autor

### 5.3.3. Estimación

Siguiendo con las fases de la metodología Box-Jenkis, a continuación se presentan las estimaciones de los modelos propuestos.

Tabla 5.19: Estimación de los modelos ARIMA para la series de facturación de energía eléctrica.

Parámetros	Residencial						Comercial						Industrial						Otros					
	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3	
Constante	28.100***	28.100***	28.100***	28.100***	609,99	922,43***	716,07	-600,81	656.56**	586,47	951,01	407,91	340,17*											
ARMA																								
ar (1)	0,4473*** (0,1036)	0,2836 (0,2532)	1,2005*** (0,0983)	0,8003*** (0,2783)	-0,3777*** (0,1018)	0,2605 (0,1589)	0,8003*** (0,2783)	0,3777*** (0,1018)	0,2605 (0,1589)	0,2605 (0,1589)	0,6501*** (0,0960)	0,6501*** (0,0960)	0,0145 (0,1453)											
ar (2)			0,9307*** (0,1539)	-0,5362* (0,3101)																				
ar (3)			0,4386*** (0,1318)	-0,2371 (0,1974)																				
ma (1)		0,4174*** (0,1097)	0,2169 (0,2753)																					
T	48	48	48	48	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
AIC	1.115,15	1.115,48	1.116,27	1.062,93	1.065,81	1.064,30	1.133,20	1.124,88	1.125,80	1.133,20	1.125,80	1.094,27	1.085,99	1.088,09	1.094,27	1.085,99	1.085,99	1.085,99	1.085,99	1.085,99	1.085,99	1.085,99	1.085,99	1.088,09
BIC	1.120,77	1.121,10	1.123,75	1.068,63	1.076,91	1.073,55	1.138,75	1.131,354	1.132,28	1.138,75	1.132,28	1.103,52	1.091,54	1.099,186	1.103,52	1.091,54	1.091,54	1.091,54	1.091,54	1.091,54	1.091,54	1.091,54	1.099,186	
MAPE	3,98	4,88	3,97	5,57	5,26	5,26	5,49	5,40	6,41	5,49	6,41	8,25	8,89	8,67	8,25	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,67	
MAE	19.989,4	29.341,6	19.996,28	12.432,46	11.974,01	11.973,26	22.096,31	21.321,11	26.309,49	22.096,31	26.309,49	14.195,13	15.181,07	14.684,41	14.195,13	15.181,07	15.181,07	15.181,07	15.181,07	15.181,07	15.181,07	15.181,07	14.684,41	
ME	8.355,06	17.887,5	8.298,01	3.762,56	1.944,58	1.943,49	5.353,38	4.643,7	6.808,70	5.353,38	6.808,70	3.760,05	2.295,84	3.207,71	3.760,05	2.295,84	2.295,84	2.295,84	2.295,84	2.295,84	2.295,84	2.295,84	3.207,71	

\* p<0.05, \*\* p<0.01, \*\*\* p<0.001  
Errores estándar entre paréntesis

En primer lugar, para el grupo de consumo Residencial, se observa que el modelo 1 presenta el menor valor en sus criterios de información, no obstante, las medidas de error MAPE y ME son menores en el modelo 3. En este mismo modelo se observa que el coeficiente asociado al parámetro de la parte media móvil no es significativo, por ello, se considera el modelo 1 para caracterizar el comportamiento de la serie de facturación eléctrica del grupo Residencial.

Para la serie de facturación de energía eléctrica del grupo Comercial se muestra que los criterios de información son más bajos para el modelo 2, no obstante, en este modelo no cumple con las condiciones de invertibilidad de los procesos de media móvil ya que su parámetro es 1. Con relación a las medidas de error, se observa que los tres indicadores sugieren que el mejor ajuste a los datos históricos proviene del modelo 3. A pesar que este modelo tiene un mayor número de parámetros, los criterios de información son más bajos evidenciando la calidad en términos de bondad de ajuste. Por lo tanto, se considera al modelo 3 para caracterizar el comportamiento de la serie de facturación eléctrica del grupo Comercial.

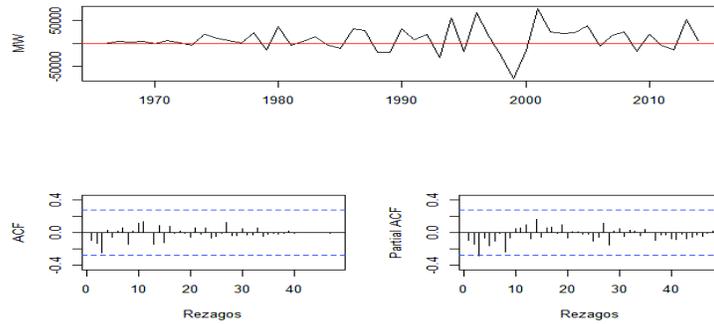
Por su parte, para la facturación de energía eléctrica del grupo Industrial se observa, que los valores de los criterios de información son más bajos para el modelo 2, sin embargo, el parámetro de la parte media móvil no cumple con las condiciones de invertibilidad. De la misma forma, el modelo 3 presenta las mismas características en su parte media móvil, además que ningún coeficiente es significativo. Por consiguiente, se considera al modelo 1 para caracterizar el comportamiento de la serie de facturación eléctrica del grupo Industrial.

Finalmente, para la facturación de energía eléctrica del grupo Otros, se observa que los valores más bajos de los criterios de información corresponden al modelo 2, sin embargo, el coeficiente asociado a la estructura media móvil no cumple con las condiciones de invertibilidad. Lo mismo sucede con la especificación del modelo 3. Tomando esto en consideración, la estructura que se propone para modelar el comportamiento de la serie FEE Otros es el modelo 1.

### 5.3.4. Diagnóstico

A continuación se muestran los correlogramas de los residuos de los modelos seleccionados para cada grupo de consumo. En primera instancia, los residuos del modelo ARIMA (1, 1, 0) de la serie FEE Residencial se muestran en la Figura 5.11. Se observa que los valores tanto de la FAS como de la FAP, se encuentran acotados en las bandas de significancia. Con relación a esto, en la Tabla 6.8 del Anexo I, se muestra el p-valor para diferentes rezagos, en consecuencia se observa un p-valor de 0,01, lo que permitiendo rechazar la hipótesis nula de raíces unitarias en los residuos del modelo. Con relación a la autocorrelación serial, en la Tabla 5.20 se muestra el p-valor del estadístico  $Q'$  para distintos rezagos de los residuos de modelo en cuestión. De esta manera, se observa que los residuos del modelo especificado no presentan autocorrelación serial. Por lo expuesto, se considera que el modelo presenta un adecuado ajuste, ya que sus residuos siguen una distribución de ruidos blancos.

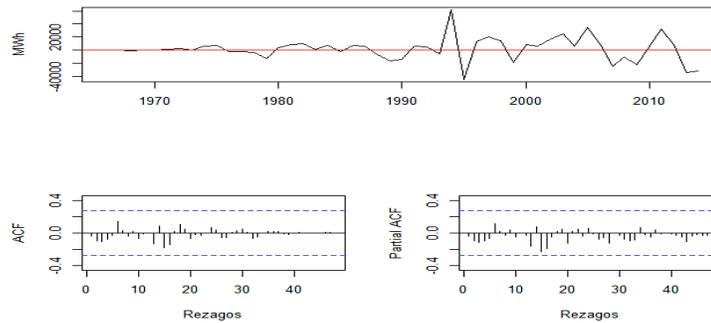
Figura 5.11: FAS y FAP para los residuos del modelo 1 de la serie FEE Residencial



Elaborado por: El autor

Para el modelo ARIMA (3, 2, 1) de la serie FEE Comercial, se observa en la Figura 5.12 que los valores de la FAS y FAP no son significativos. Así, el p-valor de la prueba de Dickey-Fuller de la Tabla 6.8 muestra que los residuos del modelo son estacionarios. Además, los valores del estadístico  $Q'$  (Ver Tabla 5.20), evidencian que los residuos no presentan autocorrelación serial. En definitiva, se evidencia que los residuos modelo especificado para la serie FEE Comercial siguen una distribución de ruidos blancos.

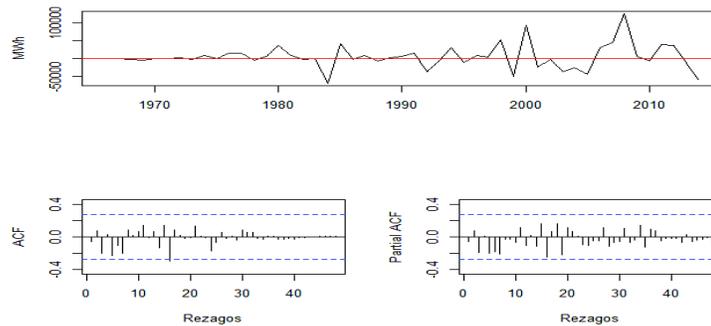
Figura 5.12: FAS y FAP para los residuos del modelo 2 de la serie FEE Comercial



Elaborado por: El autor

Con relación a los residuos del modelo ARIMA (1, 2, 0) de la serie FEE Industrial, se observa que tanto el comportamiento del correlograma de la Figura 5.13, como el p-valor de la prueba de Dickey-Fuller (Ver Tabla 6.8), muestran que los residuos del modelo en cuestión, son estacionarios. De la misma forma, los residuos del modelo no están serialmente correlacionados. Por lo tanto, se evidencia que el modelo presenta un buen ajuste a los datos históricos de la serie en mención.

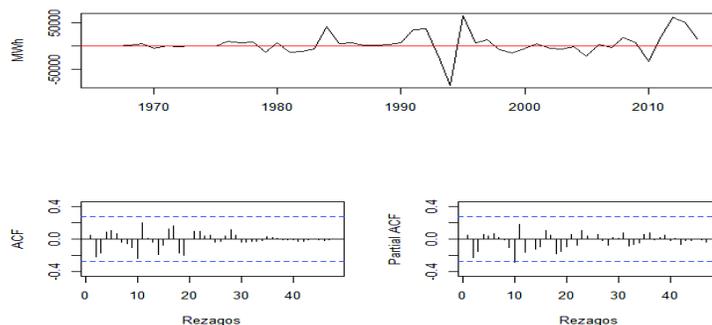
Figura 5.13: FAS y FAP para los residuos del modelo 3 de la serie FEE Industrial



Elaborado por: El autor

Finalmente, el correlograma para los residuos del modelo ARIMA (3, 2, 0) para la serie FEE Otros se muestra en la Figura 5.14. Los valores de la FAP y FAS para estos residuos se encuentran acotados en los límites de significancia. De la misma forma, el p-valor en las Tablas 5.20 y 6.8 muestran que los residuos del modelo son estacionarios y no muestran autocorrelación serial, respectivamente.

Figura 5.14: FAS y FAP para los residuos del modelo 1 de la serie FEE Otros



Elaborado por: El autor

Por lo mencionado, el modelo en cuestión se puede utilizar para realizar el pronóstico de la serie FEE Otros.

Tabla 5.20: Prueba de Ljung-Box para los residuos de las series de facturación de energía eléctrica

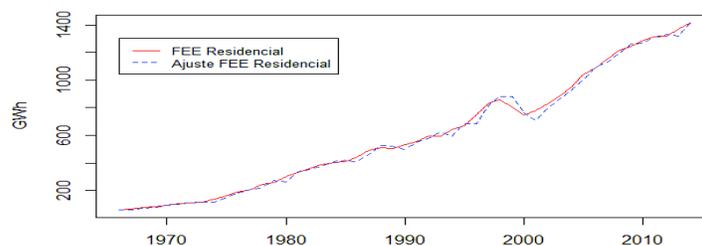
Grupos de Consumo	Estadístico	Grados de Libertad							
		1	2	3	4	5	12	24	36
Residuos modelo FEE Residencial	$\chi^2$	0,4623	1,4599	4,2996	4,8306	5,0005	8,3883	13,2520	17,1500
	p-valor	0,4966	0,4819	0,1884	0,3051	0,4158	0,7541	0,9618	0,9967
Residuos modelo FEE Comercial	$\chi^2$	0,0946	0,5495	1,1438	1,4374	1,4924	3,2599	1,1083	1,3499
	p-valor	0,7584	0,7598	0,7665	0,8377	0,9139	0,9934	0,9884	0,9998
Residuos modelo FEE Industrial	$\chi^2$	0,1945	0,5353	2,6928	2,7498	5,6582	1,0872	2,5786	2,8977
	p-valor	0,6592	0,7652	0,4415	0,6005	0,3409	0,5399	0,3641	0,7906
Residuos modelo FEE Otros	$\chi^2$	0,1184	2,7651	4,2996	4,7316	5,3804	1,2874	2,6867	3,0131
	p-valor	0,7307	0,2509	0,2309	0,316	0,3712	0,3783	0,3107	0,7433

Elaborado por: El autor

### 5.3.5. Pronóstico

A continuación se muestra el ajuste a los datos históricos de cada uno de los modelos propuestos. En primera instancia, en la Figura 5.15 se observa que el modelo propuesto para la serie FEE Residencial se ajusta en un 96 % (Ver Tabla 5.19) a los datos históricos.

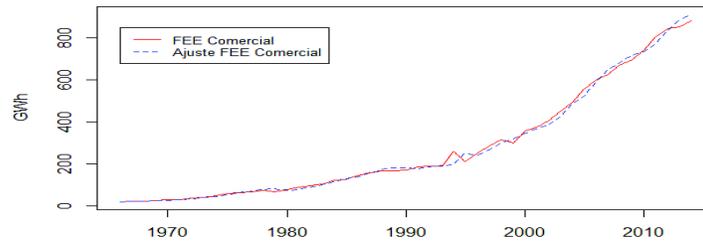
Figura 5.15: Ajuste del modelo ARIMA(1, 1, 0) para la serie FEE Residencial



Elaborado por: El autor

De la misma forma, el modelo propuesto para la serie FEE Comercial, se ajusta de manera adecuada a los datos reales de la serie. Según el indicador MAPE de la Tabla 5.19, el modelo caracteriza en un 94,7% el comportamiento de la serie original.

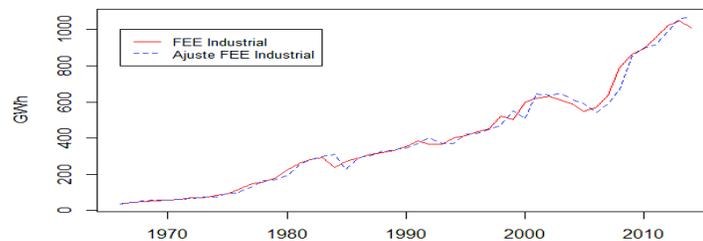
Figura 5.16: Ajuste del modelo ARIMA(3,2,1) para la serie FEE Comercial



Elaborado por: El autor

Con respecto a la serie FEE Industrial, en la Figura 5.17 se muestra que el modelo propuesto para esta serie, también caracteriza de manera adecuada su comportamiento histórico. Para este modelo se tiene un MAPE de 5,49%, evidenciando que el modelo se ajusta en un 94,5% a los datos reales (Ver Tabla 5.19).

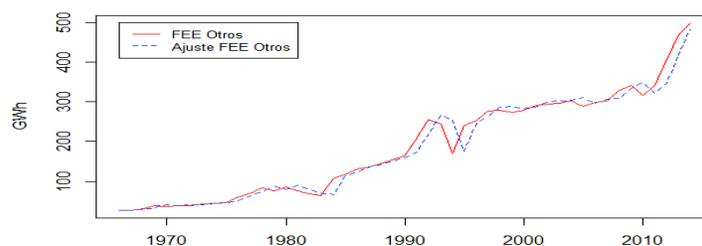
Figura 5.17: Ajuste del modelo ARIMA(1,2,0) para la serie FEE Industrial



Elaborado por: El autor

Por último, el ajuste para la serie FEE Otros se observa en la Figura 5.18. En la misma se evidencia que el modelo propuesto caracteriza de manera adecuada el comportamiento histórico de la serie. El indicador MAPE de la Tabla 5.19 muestra que este modelo se ajusta en un 91,75% a la serie original.

Figura 5.18: Ajuste del modelo ARIMA(3, 2, 0) para la serie FEE Otros



Elaborado por: El autor

En la Tabla 5.21 se muestran los resultados del análisis de *backtesting* para las series de facturación de energía eléctrica. En primer lugar, para el grupo de consumo Residencial se evidencia que el modelo caracteriza la tendencia creciente que presentan los datos reales. La mayor diferencia entre los datos reales y pronosticados se da en el año 2016. No obstante, el valor real se acota en el intervalo de confianza al 95 %. Con relación al grupo Comercial, se observa que el pronóstico para los años en mención es creciente, no obstante los datos reales muestran una caída en la facturación de energía eléctrica para el año 2016, por ende la mayor diferencia en el pronóstico se encuentra en este año.

Tabla 5.21: Análisis de *Backtesting* para los modelos de las series de facturación de energía eléctrica (MWh)-Años: 2015-2016

Grupo	Año	Pronóstico	Cota Inferior al 95 %	Cota Superior al 95 %	Real
Residencial	2015	1.450.917	1.397.091	1.504.743	1.507.117
	2016	1.482.418	1.375.316	1.589.520	1.573.217
Comercial	2015	934.946	900.104	969.787	903.043
	2016	966.987	922.164	1.011.810	875.387
Industrial	2015	995.953	919.528	1.072.378	962.815
	2016	971.158	825.507	1.116.809	894.047
Otros	2015	535.933	478.966	592.900	524.520
	2016	591.791	482.602	700.980	532.904

Elaborado por: El autor

Algo parecido sucede con el comportamiento real de la serie FEE Industrial, sin embargo, el modelo sugerido capta el comportamiento aleatorio asociado con la disminución en la cantidad de energía eléctrica facturada por este grupo en 2016. Los datos reales se encuentran acotados en el intervalo al 95 % de significancia

Por último, el modelo propuesto para la serie FEE Otros caracteriza la tendencia creciente de la serie. La mayor diferencia entre la estimación y los datos reales se da en 2016.

De la misma manera, se observa que los datos reales se encuentran en el intervalo de confianza al 95 % significancia. Con la finalidad de contrastar el pronóstico entre los modelos propuestos en este estudio y el utilizado en la actualidad por la EEQ, en la Tabla 5.22 se muestra el indicador MAE de ambos pronósticos. Como se observa, este indicador es menor para todos los modelos ARIMA propuestos, evidenciando que los modelos de nivel sectorial especificados tienen un mejor ajuste.

Tabla 5.22: Análisis de *Backtesting* para los modelos de las series de facturación de energía eléctrica (MWh)- Año: 2017

Grupo	Modelo	Pronóstico	Real	MAE
Residencial	ARIMA (1, 1, 0)	1.620.795	1.622.586	1.791
	Determinista (EEQ)	1.536.445		86.141
Comercial	ARIMA (3, 2, 1)	900.501	881.969	18.532
	Determinista (EEQ)	973.729		91.760
Industrial	ARIMA (1, 2, 0)	830.415	927.923	97.508
	Determinista (EEQ)	1.152.675		224.752
Otros	ARIMA (3, 2, 0)	567.307	550.348	16.959
	Determinista (EEQ)	380.745		169.602

Elaborado por: El autor

En la Tabla 5.23, se muestra el pronóstico de las series de facturación de energía eléctrica para el periodo 2017-2022. En primer lugar, para el grupo Residencial se prevé al año 2022 una facturación de energía eléctrica de 1.788 GWh, lo que representará un crecimiento del 13,7% con respecto a la facturación de 2016. De la misma forma, la tasa promedio de variación interanual para los años considerados se pronostica en 9,95%. En general, se espera que la serie mantenga el crecimiento constante observado en los años previos.

Para el grupo Comercial, se espera que al año 2022 facture 922 GWh. Así mismo, se pronostica un crecimiento del 5,4% con respecto al 2016. Por otro lado, se prevé que la tasa promedio de variación interanual sea de 0,9%, menor que la tasa promedio del periodo 2010-2016 (3,37%). En general, para este grupo, se espera una desaceleración en el mediano plazo del ritmo de crecimiento en la facturación de energía eléctrica. Para el grupo Industrial, se pronostica un decrecimiento que asocia principalmente con salida de clientes regulados en los últimos años. En consecuencia, se espera que en el año 2022 este grupo facture 481 GWh lo que representa un decrecimiento del 46,2% con respecto a la facturación del año 2016. Este comportamiento deriva del proceso estocástico definido para modelar el comportamiento de la serie (ARIMA(1,2,0)). De esta manera, el decrecimiento que se observa a partir del año 2015, es captado por el modelo en el pronóstico de mediano plazo, esto como consecuencia de la dependencia lineal de cada realización con respecto a

Tabla 5.23: Pronóstico de la serie FEE por grupos de consumo para el periodo 2017-2022 (MWh)

Grupo	Año	Pronóstico	Escenario Pesimista	Escenario Optimista	Error Estándar
Residencial	2017	1.620.795	1.565.644	1.675.946	28.138
	2018	1.659.481	1.548.363	1.770.599	56.693
	2019	1.693.895	1.524.834	1.862.956	86.256
	2020	1.726.259	1.499.848	1.952.670	115.516
	2021	1.757.638	1.475.724	2.039.552	143.834
	2022	1.788.545	1.453.539	2.123.551	170.921
Comercial	2017	900.501	863.416	937.586	18.921
	2018	907.632	857.658	957.606	25.497
	2019	904.625	835.852	973.398	35.088
	2020	911.346	817.462	1.005.231	47.900
	2021	924.815	803.681	1.045.949	61.803
	2022	922.250	775.407	1.069.093	74.920
Industrial	2017	830.415	754.677	906.153	38.642
	2018	763.000	616.882	909.118	74.550
	2019	694.938	460.400	929.476	119.662
	2020	625.127	290.474	959.780	170.741
	2021	553.955	107.772	1.000.138	227.645
	2022	481.284	- 86.474	1.049.042	289.673
Otros	2017	567.307	518.671	615.944	24.815
	2018	597.664	514.530	680.797	42.415
	2019	625.465	510.465	740.465	58.673
	2020	648.145	500.623	795.668	75.267
	2021	678.113	488.139	868.087	96.926
	2022	708.478	472.313	944.644	120.493

Elaborado por: El autor

su valor anterior. Esto provoca una disminución transitoria en los valores pronosticados.

Finalmente, para el grupo Otros se prevé la mayor tasa de crecimiento entre los grupo de consumo analizados. De esta manera, se espera que al año 2022 la tasa de crecimiento sea de 32,9%. Así mismo, se pronostica que este grupo facture 708 GWh y, presente, además, una tasa de variación interanual de 4,9%.

Dada la característica de memoria corta de la demanda máxima de potencia, se espera que las innovaciones sobre la variable no presenten efectos permanentes, en particular el *shock* de los últimos años será absorbido en el corto plazo. De esta manera, el crecimiento del 0,46% sugiere que la planificación de expansión puede desarrollarse considerando una recuperación de la demanda máxima de potencia. Por el contrario, la serie de suministro de energía eléctrica presenta una característica de memoria larga en su parte regular, en este sentido, el crecimiento del 3.77% sugiere una expansión gradual en la cadena de suministro. Este comportamiento se asemeja para las series de facturación de energía eléctrica, con excepción del grupo Industrial. En particular, la característica de memoria larga de esta serie muestra que el shock dado por la salida de clientes regulados se mantenga en el

mediano plazo, en consecuencia, se sugiere implementar mecanismos de apoyo para dicho grupo de clientes. En relación con la expansión, no se sugiere la expansión dado que se pueden incurrir en posibles pérdidas sobre este grupo.

## Capítulo 6

# CONCLUSIONES

La literatura de la demanda de energía centra su atención en distinguir el rol de la energía en el crecimiento económico. En su mayoría estas investigaciones analizan la dirección de causalidad entre la demanda de energía y crecimiento económico. En general, la evidencia empírica muestra que dicha relación depende tanto de la estructura económica como del nivel de tecnología de los países.

Para la EEQ, conocer cuál será el comportamiento futuro de sus variables de demanda, le permite asignar de manera óptima sus recursos monetarios a fin de potencializar sus procesos de cadena de valor. Frente a esto, el presente estudio de caso tiene por objetivo pronosticar en el mediano plazo, a través de la aplicación de la metodología Box-Jenkins, la demanda máxima en potencia, así como, la demanda de energía de suministro y facturación por grupo de consumo del Sistema Eléctrico Quito.

A partir del pronóstico de la demanda en potencia se concluye que la serie mantendrá el crecimiento desacelerado observado en los últimos dos años. De este modo, se espera que en el mediano plazo la demanda en potencia tenga un crecimiento del 0,46 % respecto del año 2017. Por el contrario, para la demanda de energía de suministro se prevé una recuperación en el ritmo de crecimiento, es así que ha a diciembre del año 2019 se espera que la variable se incremente en 3,77 % respecto del 2017. Por otro lado, las variables de demanda de energía de facturación, mantendrán sus características estocásticas observadas en los últimos dos años. En el caso particular del grupo Industrial, se espera una disminución transitoria de -42,04 % respecto del año 2017. Esta característica obedece principalmente al *shock* provocado por la salida de clientes regulados.

# Bibliografía

- Abramovitz, M. (1956). Resource and output trends in the united states since 1870. In *Resource and output trends in the United States since 1870*, pages 1–23. NBER.
- Aguilera, R. (2013). *Generación de un Catálogo de las Centrales Hidroeléctricas del Ecuador mediante una herramienta SIG*.
- Apergis, Nicholas y Payne, J. E. (2010). Energy consumption and growth in south america: Evidence from a panel error correction model. *Energy Economics*, 32(6):1421–1426.
- Arango, J. C., Londoño, J. G., and Arango, M. M. (2005). La energía eléctrica en la globalización e integración de mercados eléctricos. *Scientia et technica*, 11(28).
- Ayres, Robert U y Warr, B. (2010). *The economic growth engine: how energy and work drive material prosperity*. Edward Elgar Publishing.
- Barreto Carlos y Campo Robledo, J. (2012). Relación a largo plazo entre consumo de energía y pib en américa latina: Una evaluación empírica con datos panel. *Ecos de Economía*, 16(35):73–89.
- Benavides, J. (2007). Precios, inversión y economía política de la energía eléctrica. *Revista de ingeniería*, 1(25):122–129.
- Bowerman, B., O’Connell, R., and Koehler, A. (2005). *Forecasting, Time Series, and Regression An Applied Approach*. Duxbury advanced series in statistics and decision sciences. Thomson Brooks.
- Box, George.E.P. y Jenkins, G. M. (1976). *Time Series Analysis Forecasting and Control*. Holden-Day.
- Brockwell, P. J. and Davis, R. A. (2016). *Introduction to time series and forecasting*.

- Calduch, R. (2006). *Política, economía y comunicación en la sociedad internacional*.
- Carrión, A., Goetschel, A., and Sánchez, N. (1977). *Breve historia de los servicios en la ciudad de Quito*.
- Castillo, M. (2011). Política económica: Crecimiento económico, desarrollo económico, desarrollo sostenible. *Revista Internacional del Mundo Económico y del Derecho*, 3:1–12.
- Castro, M. (2011). Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador. *Quito CEDA*.
- Census, U. (1974). *Statistical Abstract of the U.S. 1974*. Department of Commerce.
- CEPAL (2013). *Recursos naturales en UNASUR: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional*.
- Chontanawat, J., Hunt, L. C., Pierse, R., et al. (2006). Causality between energy consumption and gdp: evidence from 30 oecd and 78 non-oecd countries. Technical report, Surrey Energy Economics Centre (SEEC), School of Economics, University of Surrey.
- CONELEC (2011). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Consejo Nacional de Electricidad.
- Díaz, D. E. (2012). La economía de la energía una introducción teórica al análisis costo beneficio y a la asignación eficiente de los recursos. *Kairos Revista de temas sociales*, 16(30):3–24.
- Diebold, F. X. and Kilian, L. (2000). Unit root tests are useful for selecting forecasting models. *Journal of Business and Economic Statistics*, 18(3):265–273.
- DMQ (2016). *Diagnóstico estratégico-eje económico*. Distrito Metropolitano de Quito.
- Dufour, J.-M. and Dagenais, M. G. (1985). Durbin-watson tests for serial correlation in regressions with missing observations. *Journal of Econometrics*, 27(3):371–381.
- EEQSA (2015). *Plan Estratégico 2014 2023*. Empresa Eléctrica Quito S.A.
- EEQSA (2016). *Informe de rendición de cuentas 2016*. Empresa Eléctrica Quito S.A.
- Escobar, L. R. I., Cañarte, J. S. R., Macías, L. K. V., and García, M. C. M. (2017). El cambio de la matriz energética en el ecuador y su incidencia en el desarrollo social y económico de la población. *Mikarimin. Revista Científica Multidisciplinaria*, 3(2):25–36.

- Fontaine, G. (2011). The effects of governance modes on the energy matrix of andean countries. *Energy policy*, 39(5):2888–2898.
- Georgescu-Roegen, N. (1971). The entropy law and the economic process. *Harvard University*.
- Granger, C. W. (1969). Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral methods. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, pages 424–438.
- Greene, W. H. (2003). *Econometric analysis*. Pearson Education India.
- Gujarati, D. N. (1992). *Econometría*. McGraw-Hill,.
- Hsiao, C. (1981). Autoregressive modelling and money-income causality detection. *Journal of Monetary economics*, 7(1):85–106.
- Hsiao-Tien, P. and Yi-Ying, Li y Hsin-Chia, F. (2014). Causality relationship between energy consumption and economic growth in brazil. *Smart Grid and Renewable Energy*, 5(08):198.
- IC (2015). *Conociendo a Quito*. Instituto de la Ciudad.
- Jorgenson, D. W. (1982). Energy prices and productivity growth. In *The Impact of Rising Oil Prices on the World Economy*, pages 25–39. Springer.
- Kraft, John y Kraft, A. (1978). On the relationship between energy and gnp. *The Journal of Energy and Development*, pages 401–403.
- Kümmel, R. (1982). The impact of energy on industrial growth. *Energy*, 7(2):189–203.
- Lescaroux, F. (2011). Dynamics of final sectoral energy demand and aggregate energy intensity. *Energy Policy*, 39(1):66–82.
- Lin, B. (2003). *Electricity demand in the People of Republic of China: investment requirement and environmental impact*.
- Lior, N. (2010). Sustainable energy development the present (2009) situation and possible paths to the future. *Energy*, 35(10):3976–3994.
- Ljung, Greta M y Box, G. E. (1978). On a measure of lack of fit in time series models. *Biometrika*, 65(2):297–303.

- LOSPEE (2015). *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Asamblea Nacional.
- Maddala, G. and Vallejo, J y Alegria, A. (1996). *Introducción a la Econometría*.
- Mahadeva, L. and Robinson, P. (2009). *Prueba de raíz unitaria para ayudar a la construcción de un modelo*.
- Makridakis, S. and Hison, M. (1995). *ARMA MODELS and The Box Jenkins methodology*.
- Mort, W. (1996). *Energy evolution of a concept*. Centre Daily Times.
- Núñez, J. and Londoño, J. (2005). *Energía en el Tiempo*. Empresa Eléctrica Quito S.A.
- Pankratz, A. (2009). *Forecasting with univariate Box Jenkins models Concepts and cases*, volume 224. John Wiley.
- Parra, F. (2009). *Econometría Aplicada II*.
- Payne, J. E. (2010). A survey of the electricity consumption-growth literature. *Applied energy*, 87(3):723–731.
- Petroleum, B. (2015). Bp statistical review of world energy june 2015, 2015. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>.
- Pindyck, R., Rubinfeld, D., and Arellano, J. (2001). *Econometría modelos y pronósticos*. McGraw-Hill.
- Prades, A. (1997). *Energía, tecnología y sociedad*, volume 2. Ediciones de la Torre.
- Rosenberg, N. (2004). Innovation and economic growth. *Innovation and Economic Growth*.
- Sachs, Jeffrey D y Warner, A. M. (2001). The curse of natural resources. *European economic review*, 45(4):827–838.
- Sala-i Martin, X. (2000). *Apuntes de crecimiento económico*. Antoni Bosch Editor.
- Sánchez, G. V. (2006). *Introducción a la Teoría Económica un enfoque Latinoamericano*. Pearson Educación.
- Sims, C. A. (1972). Money, income, and causality. *The American economic review*, 62(4):540–552.

- Solera, A. (2000). *Criterios para la selección de modelos estadísticos*. Banco Central de Costa Rica.
- Solow, R. M. (1956). A contribution to the theory of economic growth. *The quarterly journal of economics*, 70(1):65–94.
- Solow, R. M. (1957). Technical change and the aggregate production function. *The review of Economics and Statistics*, pages 312–320.
- Swan, T. W. (1956). Economic growth and capital accumulation. *Economic record*, 32(2):334–361.
- Uquillas, C. (2007). Breve análisis histórico y contemporáneo del desarrollo económico el ecuador. *Observatorio de la Economía Latinoamericana*, 1(86):4–6.
- VIKON (2011). *Manual eléctrico*.
- Vlahinić-Dizdarević, N. and Žiković, S. (2010). The role of energy in economic growth: the case of croatia. *Zbornik radova Ekonomskog fakulteta u Rijeci: časopis za ekonomsku teoriju i praksu*, 28(1):35–60.

# ANEXOS

## A. Análisis de Estacionariedad para la serie DMP.

Tabla 6.1: Regresión de DFA en la serie DMP

	Estimador	Std. Error	t valor	Pr(> t )		
$\delta DMP_{t-1}$	-0,0013	0,0029	-0,47	0,642		
$\Delta DMP_{t-1}$	-0,1237	0.0497	-2,49	0,013		
Significancia:	0 ‘***’	0.001 ‘**’	0.01 ‘*’	0.05 ‘.’	0.1 ‘ ’	1
Test:	$\delta = 0$					
Estadístico:	-0,465					
Valores Críticos						
Hipótesis	99 %	95 %	90 %			
$\delta = 0$	-3,448	-2,874	-2,570			

Elaborado por: El autor

Tabla 6.2: Regresión de PP en la serie DMP

	Estimador	Std. Error	t valor	Pr(> t )		
$\delta DMP_{t-1}$	0,9984	0,0029	347,48	0,000***		
$\alpha$	1,9839	1,3524	1,47	0,143		
Significancia:	0 ‘***’	0.001 ‘**’	0.01 ‘*’	0.05 ‘.’	0.1 ‘ ’	1
Test:	$\delta = 0$					
Estadístico:	-0,509					
Valores Críticos						
Hipótesis	99 %	95 %	90 %			
$\delta = 0$	-3,447	-2,874	-2,570			

Elaborado por: El autor

## B. Análisis de Estacionariedad para la serie SEE.

Tabla 6.3: Regresión de DFA en la serie SEE

	Estimador	Std. Error	t valor	Pr(> t )
$\delta SEE_{t-1}$	-0,0012	0,0045	-0,27	0,786
$\Delta SEE_{t-1}$	0,6890	0,0361	-19,08	0,000***
$\alpha$	1367,135	993,972	1,38	0,170
Significancia:	0 '***'	0.001 '**'	0.01 '*'	0.05 '.' 0.1 ' ' 1
Test:	$\delta = 0$			
Estadístico:	-0,272			
Valores Críticos				
Hipótesis	99 %	95 %	90 %	
$\delta = 0$	-3,448	-2,874	-2,570	

Elaborado por: El autor

Tabla 6.4: Regresión de PP en la serie SEE

	Estimador	Std. Error	t valor	Pr(> t )
$\delta SEE_{t-1}$	0,9930	0,0061	160,31	0,000***
$\alpha$	2061,691	1362,479	1,51	0,131
Significancia:	0 '***'	0.001 '**'	0.01 '*'	0.05 '.' 0.1 ' ' 1
Test:	$\delta = 0$			
Estadístico:	-0,459			
Valores Críticos				
Hipótesis	99 %	95 %	90 %	
$\delta = 0$	-3,448	-2,874	-2,570	

Elaborado por: El autor

### C. Análisis de Estacionariedad para las series de FEE.

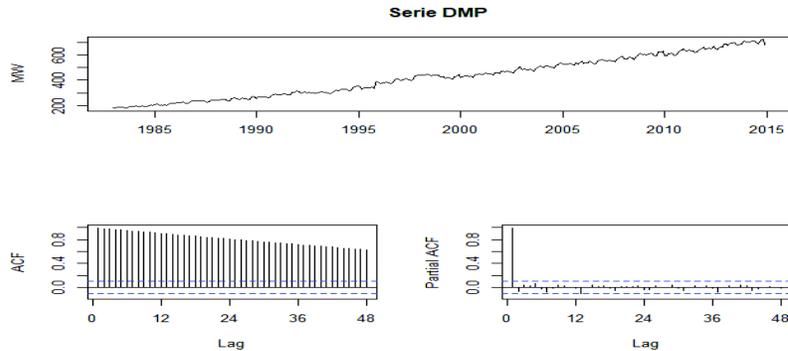
Tabla 6.5: Prueba de DFA para las series de FEE

Grupo de Consumo	Rezago	Estadístico $\tau$	$\Pr(> t )$
Residencial	0	7,94	0,99
	1	3,21	0,99
	2	3,37	0,99
	3	3,79	0,99
Comercial	0	5,83	0,99
	1	4,25	0,99
	2	1,87	0,983
	3	0,02	0,645
Industrial	0	2,50	0,99
	1	0,81	0,87
	2	0,38	0,749
	3	1,12	0,927
Otros	0	3,33	0,99
	1	2,65	0,99
	2	3,08	0,99
	3	3,24	0,99

Elaborado por: El autor

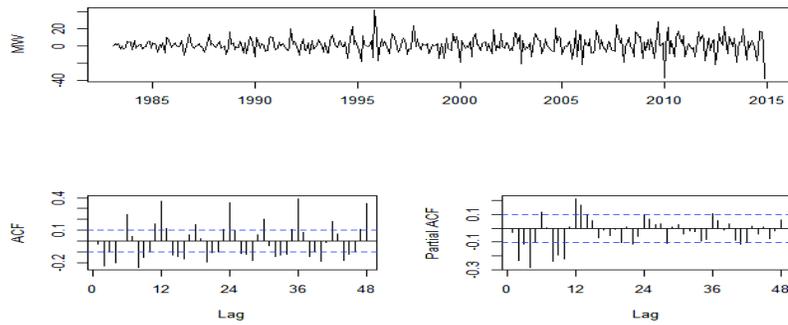
### D. Identificación de la estructura $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$ para la serie DMP.

Figura 6.1: FAS y FAP de la serie  $DMP$



Elaborado por: El autor

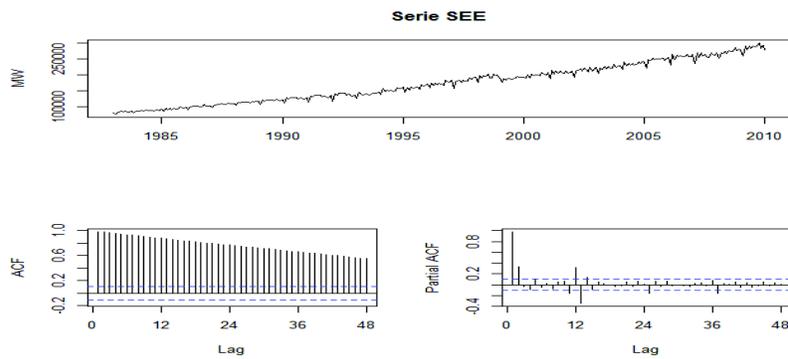
Figura 6.2: FAS y FAP de la serie  $\Delta DMP$



Elaborado por: El autor

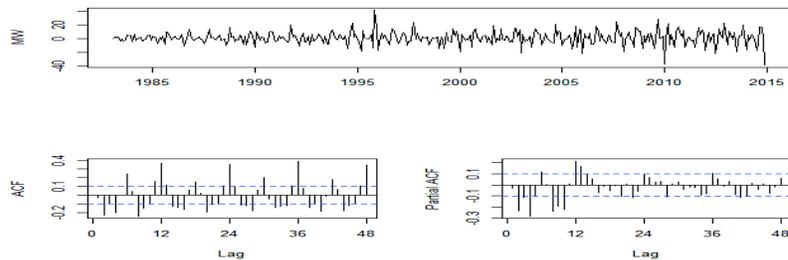
**E. Identificación de la estructura  $SARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_{12}$  para la serie  $SEE$ .**

Figura 6.3: FAS y FAP de la serie  $SEE$



Elaborado por: El autor

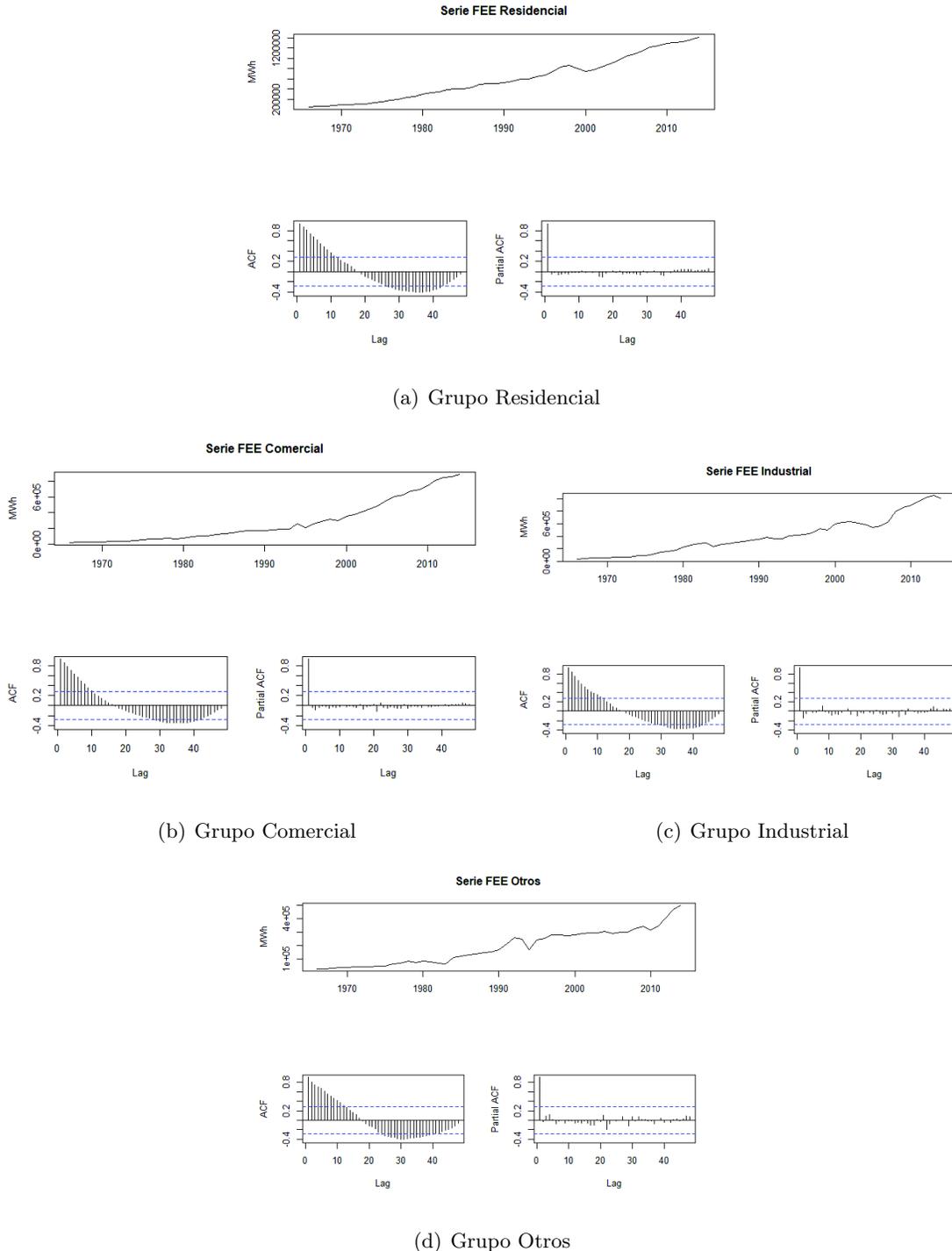
Figura 6.4: FAS y FAP de la serie  $\Delta SEE$



Elaborado por: El autor

## F. Identificación de la estructura $ARIMA(p, d, q)$ para las series de FEE.

Figura 6.5: FAS Y FAP de la serie FEE por grupos de consumo



Elaborado por: El Autor

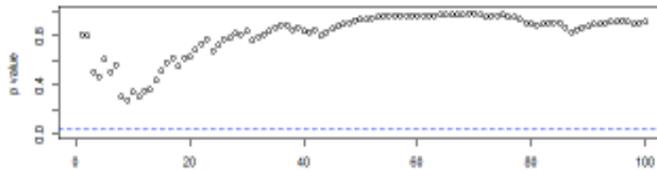
## G. Diagnóstico para los residuos del Modelo 2 de la serie DMP.

Tabla 6.6: Regresión de DFA para los residuos del Modelo 2 de la serie DMP

	Estimador	Std. Error	t valor	Pr(> t )
$\delta\varepsilon_{t-1}$	-1,00055	0,07785	-12,85	0,000 ***
$\Delta\varepsilon_{t-1}$	-0,0017	0,0546	-0,03	0,976
Significancia: 0 '***' 0,001 '**' 0,01 '*' 0,05 '.' 0,1 ' ' 1				
Test	$\delta = 0$			
Estadístico	-12,852			
Valores Críticos				
Hipótesis	99 %	95 %	90 %	
$\delta = 0$	-2,58	-1,95	-1,62	

Elaborado por: El autor

Figura 6.6: P-valores para el estadístico de Ljung-Box



Elaborado por: El autor

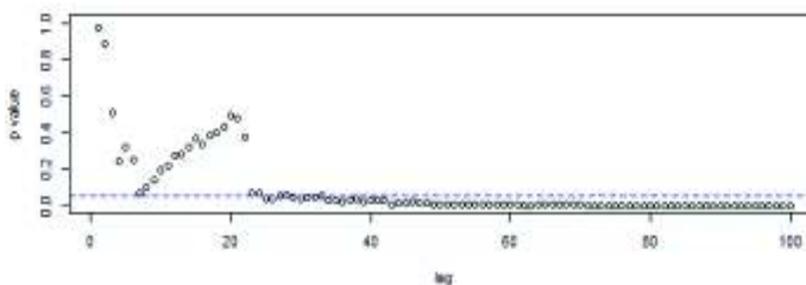
## H. Diagnóstico para los residuos del Modelo 2 de la serie SEE.

Tabla 6.7: Regresión de DFA para los residuos del Modelo 2 de la serie SEE

	Estimador	Std. Error	t valor	Pr(> t )
$\delta\varepsilon_{t-1}$	-1,02618	0,07054	-14,55	0,000 ***
$\Delta\varepsilon_{t-1}$	0,02439	0,04982	0,49	0,625
Significancia: 0 '***' 0,001 '**' 0,01 '*' 0,05 '.' 0,1 ' ' 1				
Test	$\delta = 0$			
Estadístico	-14,5474			
Valores Críticos				
Hipótesis	99 %	95 %	90 %	
$\delta = 0$	-2,58	-1,95	-1,62	

Elaborado por: El autor

Figura 6.7: P-valores para el estadístico de Ljung-Box



Elaborado por: El autor

## I. Diagnóstico para los residuos de las series de Facturación de Energía Eléctrica.

Tabla 6.8: Prueba de DFA para los residuos de los modelos de las series de FEE

Grupo de Consumo	Rezago	Estadístico $\tau$	p-valor
Residencial	0	-6,79	0,01
	1	-4,82	0,01
	2	-4,38	0,01
	3	-3,11	0,01
Comercial	0	-6,81	0,01
	1	-4,77	0,01
	2	-4,07	0,01
	3	-3,62	0,01
Industrial	0	-6,89	0,01
	1	-4,14	0,01
	2	-4,10	0,01
	3	-3,30	0,01
Otros	0	-6,35	0,01
	1	-5,53	0,01
	2	-4,62	0,01
	3	-3,02	0,01

Elaborado por: El autor

# APÉNDICE

## J. Estadísticos Fundamentales en la especificación de Modelos Univariados.

### J.1. La Función de autocorrelación.

En lo mencionado por Pindyck y Rubinfeld (2001) la función de autocorrelación proporciona una descripción parcial del proceso con propósitos de modelamiento. La función de autocorrelación mide la correlación entre observaciones individuales contiguas de la serie  $Y_t$ .

$$\rho_k = \frac{E[(y_t - \mu_y) - (y_{t+k} - \mu_y)]}{\sqrt{E[(y_t - \mu_y)^2]E[(y_{t+k} - \mu_y)^2]}} = \frac{Cov(y_t, y_{t+k})}{\sigma_{y_t}\sigma_{y_{t+k}}} \quad (6.1)$$

La correlación entre  $y_t$  y  $y_{t+k}$  puede verse afectada como consecuencia de la correlación de los rezagos intermedios. En consecuencia, la función de autocorrelación parcial (FAP) mide la correlación entre observaciones que distan  $k$  periodos, manteniendo constante las correlaciones en los rezagos intermedios (Gujarati, 1992).

## K. Pruebas de Raíz Unitaria.

Según Mahadeva y Robinson (2004) a menudo las series de tiempo tienen tendencia o están afectadas por innovaciones en el proceso. Para resolver y comprender los posibles efectos de estos problemas, es común probar si las series son estacionarias. Estas pruebas son a menudo llamadas pruebas de raíz unitaria. La verificación de la estacionariedad también puede ser un factor importante para pronosticar, ya que puede decir la clase de procesos que se tendrá que construir en los modelos, para realizar predicciones precisas (Diebold y Kilian, 1999).

### K.1. Prueba Dickey-Fuller.

El análisis parte de la especificación de la naturaleza del proceso estocástico, identificando tres procesos autoregresivos definidos como:

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + u_t \quad (6.2)$$

$$Y_t = \alpha + \rho Y_{t-1} + u_t \quad (6.3)$$

$$Y_t = \alpha + \beta t + \rho Y_{t-1} + u_t \quad (6.4)$$

En las tres ecuaciones adyacentes se asume que  $u_t \sim RB(0, \sigma^2)$ . La hipótesis nula en la ecuación 6.2 se escribe como:  $H_0 : \rho = 1$ ; si no se rechaza  $H_0$  se dice que el proceso es no estacionario. En la ecuación 6.3 la hipótesis nula es:  $H_0 : \alpha = 0, \rho = 1$ , en cuyo caso, si no se rechaza  $H_0$ , se dice que el proceso es no estacionario. Por último, la Ecuación 6.4, considera un proceso autoregresivo con deriva y tendencia lineal. En este caso, la hipótesis nula se escribe como:  $H_0 : \beta = 0, \rho = 1$ , en este caso, si se rechaza  $H_0$ , se dice que el proceso es estacionario en tendencia.

### K.2. Prueba Dickey-Fuller Ampliada.

En el apartado anterior se hizo referencia a la distribución de los residuos en las tres especificaciones de la prueba DF. En particular, la prueba DF considera que no existe correlación serial en el término de error. La prueba Dickey-Fuller Ampliada (DFA), elimina la posible autocorrelación de  $u_t$  a través de la inclusión de rezagos en diferencia del proceso.

$$\Delta Y_t = \alpha + \beta t + \delta Y_{t-1} + \phi_1 \Delta Y_{t-1} + \dots + \phi_p \Delta Y_{t-p} + \mu_t \quad (6.5)$$

En la Ecuación 6.5,  $p$  representa el número de rezagos previamente especificados. La hipótesis nula, se escribe como  $H_0 : \delta = 0$ ; si se rechaza  $H_0$ , se dice que el proceso es no estacionario

### K.3. Prueba de Phillips-Perron.

El test Philips Perron utiliza métodos estadísticos no paramétricos para evitar la correlación serial en los términos de error, sin añadir términos de diferencia rezagados (Gujarati,

1992). La prueba se define como:

$$\Delta yt = \beta' D_t + \pi y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (6.6)$$

Donde  $\varepsilon_t$  es  $I(0)$  y puede ser heterocedástico

#### K.4. Prueba de Canova-Hansen.

Según Rodríguez y Massa (2012) este test es una generalización para las frecuencias estacionales del test propuesto por Kwiatkowski, Phillips, Schmidt y Shin (1992). A menudo, los tests aplicados para detectar la estacionalidad son contrastes con bajo potencia cuando se trabaja con muestras pequeñas. De la misma forma, Canova y Hansen (1995) señalan que en ocasiones se realizan conjeturas sobre la estacionalidad de las series de tiempo, sin embargo, es necesario aplicar técnicas estadísticas simples para discriminar entre varias formas de estacionalidad. En el marco del presente estudio de caso, estos autores señalan que los patrones estacionales del consumo de energía y PIB, pueden exhibir cambios en su componente estacional a lo largo del tiempo. En este sentido, la prueba de Canova-Hansen define como hipótesis nula la inestabilidad estructural del patrón estacional; así, esta hipótesis se rechaza cuando la estacionalidad de una serie es estable. Giraldo (2006) considera la siguiente ecuación temporal en funciones trigonométricas de la Prueba Canova-Hansen:

$$Y_t = bY_{t-1} + \sum_{j=1}^{s/2} \gamma_j \cos\left(\frac{2\pi jt}{s}\right) + \gamma_j^* \sin\left(\frac{2\pi jt}{s}\right) \quad (6.7)$$

La Ecuación 6.7 tiene  $s - 1$  parámetros. La hipótesis nula es que los coeficientes  $\gamma_j$  y  $\gamma_j^*$  no cambian en el tiempo.

#### L. Pruebas de Autocorrelación.

Los modelos descritos en los apartados anteriores suponen que el término de error sigue un proceso de ruido blanco, es decir: a)  $E(\mu_t) = 0$ , b)  $Var(\mu_t) = \sigma^2$  y c)  $Cov(\mu_t, \mu_s) = 0 \quad \forall t \neq s$ . En consecuencia, el término de error se denota como  $\mu_t \sim RB(0, \sigma^2)$ . Box y Pierce (1970), enfatizan en la importancia de estudiar los residuos de un modelo, ya que si los mismos presentan una autocorrelación igual a cero, el modelo elegido es el apropiado.

### L.1. Pruebas de Box-Pierce y Ljung-Box.

En primer lugar, Box y Pierce (1970) desarrollan un prueba para las autocorrelaciones residuales, en modelos autoregresivos, de media móvil y mixtos. El estadístico  $Q$  desarrollado por Box y Pierce (1970) se define como:

$$Q = T \sum_{j=1}^P r_j^2 \quad (6.8)$$

donde  $r_j = \frac{\sum_{t=j+1}^T \mu_t \mu_{t-j}}{\sum_{t=1}^T \mu_t^2}$ ,  $T$  es el tamaño de la muestra y  $P$  es la longitud de rezagos. De este modo, la prueba de Box-Pierce contrasta la hipótesis conjunta de que todos los  $r_j$  hasta el rezago  $P$  son simultáneamente iguales a cero (Gujarati, 1992). El estadístico  $Q$  se distribuye asintóticamente como una  $\chi^2$  con  $P$  grados de libertad. Por lo tanto, si el valor del estadístico  $Q$  excede a valor crítico de la tabla  $\chi^2$ , se rechaza la hipótesis nula de no autocorrelación de los residuos.

Una extensión de la prueba de Box-Pierce se presenta en Ljung y Box (1978). La principal diferencia con la prueba de Box-Pierce, es la utilización de correlaciones parciales en los primeros residuos y correlaciones simples en los últimos (Greene, 2003). El estadístico  $Q'$  se define como:

$$Q' = T(T-2) \sum_{k=1}^P \frac{r_k^2}{(T-k)} \quad (6.9)$$

Al igual que  $Q$ , el estadístico  $Q'$  se distribuye como una  $\chi^2$ , por lo tanto, el criterio de rechazo para la hipótesis nula de no autocorrelación de los residuos es semejante a la expuesta en la prueba de Box-Pierce.

### L.2. Prueba de Durbin-Watson.

Siguiendo lo mencionado por Dufour y Dagenais (1984), Gujarati (1992) y Maddala (1996), la prueba Durbin-Watson se reconoce como el contraste más conocido para determinar la existencia de autocorrelación en los residuos. El estadístico  $d$  se define como:

$$d = \frac{\sum_{t=2}^T (\mu_t - \mu_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^T \mu_t^2} = 2(1-r) - \frac{\mu_1^2 + \mu_T^2}{\sum_{t=1}^T \mu_t^2} \quad (6.10)$$

Al igual que el estadístico  $Q$  y  $Q'$ ,  $r$  representa la autocorrelación de primer orden de los residuos. Greene (2003), menciona que en muestras razonablemente grandes, el último

término será insignificante, por lo tanto, la Ecuación 6.10 puede escribirse como:

$$d \approx (2 - r) \quad (6.11)$$

Gujarati (1992) señala que si en la Ecuación 6.11 no existe autocorrelación serial entonces el estadístico  $d$  oscilará alrededor de 2, por el contrario, si en la misma Ecuación, existe autocorrelación positiva o negativa, el estadístico  $d$  oscilará esta vez alrededor de 0 o 4, según la dirección de la autocorrelación. Por lo dicho, si  $d$  se aproxima a 2, implica una fuerte evidencia de no autocorrelación serial.

## M. Criterios de Información y Medidas de Error de Predicción.

Los criterios de información se relacionan con la selección de modelos en el análisis econométrico. Estos criterios comparan el beneficio de tener más información en términos de la reducción de la varianza, con el costo de obtener ese beneficio en términos de la pérdida de grados de libertad en la estimación de los modelos válidos (Solera, 2000). Entre los criterios de información paramétricos se puede mencionar al criterio de información Akaike (AIC) y al criterio de información Bayesiano (BIC) los cuales siguen las siguientes especificaciones:

$$AIC(p^*) = n \log \hat{\sigma}_p^2 + 2p^* \quad (6.12)$$

$$BIC(p^*) = n \log \hat{\sigma}_p^2 + p^* \log n \quad (6.13)$$

Donde  $\hat{\sigma}^2 = \frac{\sum \hat{a}^2}{n-p^*}$  con  $p^* = p + q$  y  $n$  = número de datos

Para la elección del modelo, se prefiere el que tenga el menor valor del criterio.

Por otra parte, existen criterios de información no paramétricos como las medidas de error del pronóstico, que indican que tan buen desempeño tiene el modelo al compararlo consigo mismo. Las principales medidas de error consideradas en este estudio son: error porcentual absoluto medio (MAPE), error medio absoluto (MAE), error medio (ME) y

error cuadrático medio (MSE), las mismas que se definen como:

$$MAPE = \left( \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{|y_i|} \right) * 100 \quad (6.14)$$

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^N |y_i - \hat{y}_i|}{N} \quad (6.15)$$

$$ME = \sum_{i=1}^N y_i - \hat{y}_i \quad (6.16)$$

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (6.17)$$



**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
**FACULTAD DE CIENCIAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN CIENCIAS ECONÓMICAS Y  
FINANCIERAS**

**ORDEN DE EMPASTADO**

De acuerdo a lo estipulado en el artículo 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo de Docencia en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por el señor **JOSÉ GABRIEL SUNTAXI RECALDE**.

Fecha de autorización: Quito, D.M., 1 de agosto de 2018.

  
Dr. Luis Lascano  
**DECANO**  
**FACULTAD DE CIENCIAS**

