

Instituto Tecnológico de Costa Rica
Carrera de Administración de Empresas



**Análisis del Comportamiento de las Tarifas de Energía Eléctrica
para el sector Distribución en Costa Rica**

**Proyecto de Graduación para Optar por el grado de Bachillerato
en Administración de Empresas**

Realizado por:

Marlene Molina Campos

200900725

Profesor Asesor:

MAE. Oscar Córdoba

II Semestre, 2012

Instituto Tecnológico de Costa Rica
Carrera de Administración de Empresas



**Análisis del Comportamiento de las Tarifas de Energía Eléctrica
para el sector Distribución en Costa Rica**

**Proyecto de Graduación para Optar por el grado de Bachillerato
en Administración de Empresas**

Realizado por:

Marlene Molina Campos

200900725

Profesor Asesor:

MAE. Oscar Córdoba

II Semestre, 2012

DEDICATORIA

Cuatro años de esfuerzo, dedicación, tiempo y esmero plasmados en mi proyecto de graduación se lo dedico de manera especial a quienes creyeron en mí y me impulsaron a continuar mis estudios universitarios. Quienes sin pedirlo siempre han brindado su apoyo incondicional.

A mis padres y hermana que me han dado el mejor de los regalos: una familia. Además de darme una educación basada en respeto, principios y valores morales y amor por la vida. Quienes me han honrado con su confianza y apoyo en todo momento. A ustedes que me han hecho creer en las buenas oportunidades, en tener sueños y aspiraciones.

A una mujer excepcional, confidente, incondicional, a mi mejor amiga, a ti Evelyn Hidalgo quien me ha demostrado y enseñado el valor de la amistad, gracias por estar siempre conmigo, sin importar la distancia y los pocos momentos que pasamos juntas. Gracias infinitas por haber vivido esta etapa de formación profesional y darme otro de los mejores regalos: la perseverancia.

A una persona valiosa e importante en mi vida, quien tuve la dicha de conocer hace dos años, que ha sido un apoyo valioso e incondicional, que sin importar los obstáculos que se presentan en nuestro camino, siempre has estado conmigo. Gracias nuevamente por hacer de mis días universitarios más emotivos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco firmemente a mis padres por su apoyo incondicional, por su confianza, por creer en mis ideales y de igual manera respetar mi ideología. Por ser personitas especiales y por su exigencia, que gracias a eso he logrado culminar una de las etapas más valiosas y formadoras que he tenido: mi vida como universitaria.

De igual manera, agradezco todo el apoyo que he recibido por parte del personal que colaborada en la Empresa Edificadora Beta, quienes me permitieron realizar mi práctica de especialidad, y confiaron en mis capacidades para desarrollar el proyecto. Asimismo, a cada uno que contribuyó con un ambiente laboral enriquecedor y armonioso, y ayudarme a que mi instancia fuese motivadora. En especial, agradecer a Ana Zamora, por el apoyo incondicional, paciencia, consejos y toda muestra de solidaridad que me brindó.

Un agradecimiento muy especial a Don Fabricio Ugalde, quien me apoyo en todo momento, motivó y transmitió su conocimiento. Gracias por confiar en mi persona y contribuir de manera muy significativa en este proceso de crecimiento y formación como profesional. Le agradezco enormemente por enseñarme cada día a ser perseverante y no rendirme ante situaciones que se tornan difíciles, sino tomarlas como parte de mi desarrollo integral. Pero, ante todo le agradezco una sola cosa: su paciencia.

También, agradezco a mi profesor asesor, el M.A.E Oscar Córdoba por brindarme su apoyo y guiarme en este proceso tan importante, como fue el desarrollo de mi proyecto de graduación.

RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto de graduación titulado *“Análisis del Comportamiento de las Tarifas de Energía Eléctrica para el Sector Distribución en Costa Rica”* proporciona a la empresa interesada un análisis de las tarifas de energía eléctrica del sector distribución, mediante la aplicación de métodos estadísticos que integran variables causales o explicativas con un alcance de seis años (2006-2011).

Para el desarrollo de la investigación, se utilizó un análisis de regresión lineal múltiple. El estudio realizado propone que las tarifas de electricidad del sector distribución están explicadas en su mayoría por un conjunto de variables independientes (consumo, compras evitadas, compras a terceros, gastos y recursos externos) y presentan una relación directa entre la tarifa promedio (sector residencial, general y media tensión) y las variables exógenas o independientes. Asimismo, se busca predecir las tarifas de energía por medio de la ecuación de regresión múltiple.

El siguiente estudio, ayuda a explicar o predecir de diferente manera las tarifas, conociendo el valor que toman otras variables. Por consiguiente, ofrece a sus interesados otra alternativa del panorama que siempre ha regido en la estimación de las tarifas.

La investigación se desarrolló para la empresa Edificadora Beta S.A. y los datos considerados en el modelo son de la Cooperativa COOPELESCA R.L. los cuales se encuentran en el Estudio Tarifario ET-117-2011.

Palabras Claves: Electricidad, Tarifa Promedio, Consumo, Compras Evitadas, Compras a Terceros, Recursos Externos, Gastos, Regresión Múltiple, Edificadora Beta.

EXECUTIVE SUMMARY

The graduation project titled "*Analysis of the behavior of Electricity prices for the Distribution Sector in Costa Rica*" provides the company an analysis of electricity rates distribution sector, by applying statistical methods that integrate causal or explanatory variables with a range of six years (2006-2011).

For the development of the research, we used a multiple linear regression analysis. The study proposes that electricity rates distribution sector are explained mostly by a set of independent variables (consumption, avoided purchases, purchases from third parties, costs and external resources) and show a direct relationship between the average rate and the variables exogenous or independent. It also seeks to predict energy rates through a multiple regression equation.

The following study helps explain or predict better rates, knowing the value taken by other variables. Therefore offers a different window for stakeholders panorama that has always ruled in estimating rates.

The research was conducted for the company Edificadora Beta S.A. and the data considered in the model is based on the Rate Study provided by the cooperative COOPELESCA R.L.

Keywords: electricity, rate, Consumer, Avoided purchase, purchases from third parties, External Resources, Expense, Multiple Regression, Edificadora Beta S.A.

ABREVIATURAS

SNI: Sistema Nacional de Interconectado

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

DSE: Dirección Sectorial de Energía

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

UEN: Unidad Estratégica de Negocio

SGI: Sistema de Gestión Integrado

A.I.D.: Agencia Internacional para el Desarrollo

PELS: Parque Eólico Los Santos

PIB: Producto Interno Bruto

ICE: Instituto Nacional de Electricidad

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

JASEC: Junta Administradora de Servicios Eléctricos de Cartago

ESPH S.A.: Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

COOPELESCA R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos

COOPESANTOS R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos

COOPEALFARORUIZ R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz

COOPEGUANACASTE R.L.: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste

KWh: Kilowatt hora. Equivale a la potencia de mil watts aplicada durante una hora.

KW: Kilowatt, unidad de potencia equivale a 1000 watts (o vatios)

GW: Gigavatio. Unidad de potencia que equivale a 1.000 megavatios (MW)

Wh: Gigavatio/hora. Unidad de energía que equivale a 1.000 megavatios/hora

Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz (MWh).

CONTENIDO

CAPÍTULO I. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. GENERALIDADES DE EDIFICADORA BETA S.A.....	1
1.1.1. Antecedentes Históricos.....	1
1.1.2. Situación Actual.....	9
1.1.3. Estructura Organizacional.....	10
1.1.4. Actividad Productiva.....	14
1.1.5. Misión.....	15
1.1.6. Visión.....	15
1.1.7. Estructura Organizacional del Departamento.....	15
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	17
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.4. OBJETIVOS.....	18
1.4.1. Objetivo General.....	18
1.4.2. Objetivo Específicos.....	18
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN.....	19
1.5.1. Alcances de la Investigación.....	19
1.5.2. Limitaciones de la Investigación.....	19
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	21
2.1. ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS.....	21
2.1.1. Definición de Administración.....	21
2.1.2. Estadística Aplicada a la Administración.....	22
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA.....	32
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	32
3.2. INFORMACIÓN.....	33
3.3. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	34
3.4. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS DATOS.....	35
3.4.1. Introducción y Reconocimiento General de la Empresa.....	35
3.4.2. Formulación del Plan de Trabajo.....	36
3.4.3. Elaboración del Marco Teórico.....	36
3.4.4. Recolección de la Información.....	36
3.4.5. Realización del Trabajo de Campo.....	37
3.4.6. Planteamiento de Conclusiones y Recomendaciones.....	42
CAPÍTULO IV. SITUACIÓN ACTUAL.....	43
4.1. MARCO DE REFERENCIA.....	43
4.1.1. Conceptos Básicos del Servicio de Generación, Transmisión y Distribución.....	43
4.1.2. Tipos de Tarifas de Electricidad.....	48
4.2. RESULTADOS OBTENIDOS.....	52
4.2.1. Descripción Del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	52
4.2.2. Descripción De Los Distribuidores Del Servicio De Energía Eléctrica.....	66

4.2.3. Regulación Del Servicio Eléctrico Nacional	88
4.3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	102
4.3.1. Identificación de las Variables	103
4.3.2. Desarrollo del Modelo de Regresión Lineal Múltiple	109
4.3.3. Principales Resultados Obtenidos en el Modelo de Regresión Lineal Múltiple	120
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
CONCLUSIONES.....	124
RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA	130
APÉNDICES.....	132
ANEXOS	166

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Organigrama Estructural Edificadora Beta S.A.</i>	12
<i>Ilustración 2: Propuesta de la Estructura Organizativa de Edificadora Beta S.A.</i>	13
<i>Ilustración 3: Gama de Servicios de Edificadora Beta S.A.</i>	14
<i>Ilustración 4: Capacidad Instalada y Generación de Energía al 2011</i>	57
<i>Ilustración 5: Generación Histórica por Fuente</i>	58
<i>Ilustración 6: Líneas de Transmisión y Subestaciones en Costa Rica 2009</i>	60
<i>Ilustración 7. Energía Distribuida por Empresa-2010-</i>	61
<i>Ilustración 8. Distribución de Áreas de Concesión, Costa Rica.</i>	62
<i>Ilustración 9. Evolución de la Cobertura Eléctrica.</i>	63
<i>Ilustración 10. Distribuidores de Energía Eléctrica</i>	67
<i>Ilustración 11. Distribución del Área de Cobertura, ICE</i>	70
<i>Ilustración 12. Distribución del Área de Cobertura, CNFL</i>	72
<i>Ilustración 13. Distribución del Área de Cobertura, JASEC</i>	75
<i>Ilustración 14. Distribución del Área de Cobertura, COOPELESCA R.L.</i>	82
<i>Ilustración 15. Distribución del Área de Cobertura, COOPEGUANACASTE R.L.</i>	85
<i>Ilustración 16. Distribución del Área de Cobertura, COOPESANTOS R.L.</i>	88
<i>Ilustración 17: Esquema de Variables</i>	103
<i>Ilustración 18: Esquema Modelo de Regresión Lineal Múltiple</i>	105
<i>Ilustración 19: Coeficiente de Correlación</i>	110
<i>Ilustración 20: Tarifa Promedio y Tarifa Estimada</i>	114
<i>Ilustración 21: Coeficientes de la Ecuación de Regresión Múltiple</i>	116
<i>Ilustración 22: Fines de la Propuesta</i>	121

ÍNDICE DE CUADROS

<i>Cuadro 1. Obras Civiles Desarrolladas por Edificadora Beta S.A.</i>	9
<i>Cuadro 2: Información</i>	33
<i>Cuadro 3. Empresas Distribuidoras que Generan Energía</i>	55
<i>Cuadro 4. Distribuidores de Energía Eléctrica en Costa Rica</i>	61
<i>Cuadro 5. Distribución del Servicio Eléctrico por Provincia, Año 2009</i>	64
<i>Cuadro 6. Distribución de la Población Beneficiada</i>	65
<i>Cuadro 7: Estadísticas de Regresión Múltiple</i>	112
<i>Cuadro 8: Coeficientes de la Ecuación de Regresión Múltiple</i>	116
<i>Cuadro 9: Valor Aproximado de la Variable Independiente</i>	118

INTRODUCCIÓN

El estudio denominado “*Análisis del Comportamiento de las Tarifas de Energía Eléctrica para el Sector Distribución en Costa Rica*” pretende explicar mediante un modelo de regresión lineal múltiple el comportamiento de las tarifas de energía eléctrica del sector distribución, tomando como ejemplo para el desarrollo del modelo a la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos. La investigación se realizó para la empresa Edificadora Beta S.A.

En el Capítulo I denominado Generalidades de la Investigación, se detalla toda la información que concierne a la empresa interesada en la investigación, en este caso Edificadora Beta S.A. Además, se especifica la justificación que le da validez al desarrollo del estudio, problema, objetivos, alcances y las limitaciones que se presentaron.

En el segundo Capítulo llamado Marco Teórico, reúne el respaldo teórico que fundamenta el estudio, conceptos, teorías, aplicación de modelos y herramientas útiles para solucionar problemas y reforzar la toma de decisiones.

Por otra parte, el Capítulo III que se define el Marco Metodológico, en el cual se define y explica el tipo y enfoque de la investigación, sujetos y fuentes de información, además de las técnicas que permitieron reunir la información necesaria para realizar el estudio y de esta manera cumplir con el objetivo de la investigación.

El Capítulo IV denominado Situación Actual, incluye un apartado llamado marco de referencia que reúne las definiciones técnicas del Sistema Eléctrico Nacional y todo lo referente al tema de tarifas de energía. También, resume los resultados que se obtuvieron de la investigación, tales como la descripción del Sistema Eléctrico Nacional, metodología vigente que usa la Autoridad Reguladora para estimar el incremento de las tarifas. Además, contiene los análisis de los resultados obtenidos por medio del modelo de regresión lineal múltiple, y la fuerza

de correlación que poseen las variables estudiadas con la tarifas de electricidad del sector distribución.

El último capítulo, reúne las principales conclusiones que se obtuvieron con la investigación y las recomendaciones.

CAPÍTULO I. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

El capítulo Generalidades de la Investigación puntualiza el marco de referencia de la empresa Edificadora Beta S.A., la justificación, problema, objetivos, alcances y limitaciones del estudio.

1.1. GENERALIDADES DE EDIFICADORA BETA S.A.

Este apartado describe brevemente los aspectos más relevantes de la empresa Edificadora Beta S.A., tales como antecedentes, misión, visión y una descripción detallada del departamento interesado en el desarrollo de la investigación y la importancia que tiene para la toma de decisiones.

1.1.1. Antecedentes Históricos

Edificadora Beta S.A. es una empresa de capital 100% costarricense, que se dedica a la ingeniería, gestión, construcción y desarrollo de obra civiles. Inició sus operaciones el 28 de enero de 1987, liderada y fundada por el ingeniero civil José Alberto Rojas Rodríguez, quien con su amplia experiencia en la temática, proporcionó los conocimientos necesarios para incursionar en el mercado.

Años más tarde, se incorporan a la compañía, el abogado y economista Rafael Ángel Rojas Rodríguez y el ingeniero electromecánico Carlos Chaves Obando. Dicha unión generó una integración de conocimientos multidisciplinarios.

En la época en que nació la empresa, la realidad de la Zona Norte era muy diferente a la que tiene hoy, por ser una zona alejada del área metropolitana. El mercado en el cual la empresa incursionó, estaba básicamente dominado por los maestros de obra. Más sin embargo, se logró identificar el potencial de los sancarleños y así se creó un equipo sólido de trabajo, mezclado con los

conocimientos profesionales de los fundadores que permitió ofrecer un servicio pionero en la zona norte.

Con la integración del ingeniero Chaves, profesional de amplia experiencia y conocimientos en el campo de la producción de energía eléctrica, Edificadora Beta S.A., incursiona en este campo; a partir del año 1991 la empresa se ha concentrado en la búsqueda, diseño, gestión y construcción de proyectos energéticos.

Para el año 1990 se aprueba en el país la Ley No. 7200, donde se autoriza la producción de energía eléctrica, por parte de entes privados. Este acontecimiento, marcó el inicio de una nueva etapa para la empresa, la cual incursiona en el campo de la producción de energía hidroeléctrica, con la construcción del proyecto hidroeléctrico Caño Grande.

El proyecto Caño Grande, es considerado por los socios de la empresa, el acontecimiento que marcó el éxito empresarial, ya que fue el primer proyecto que se construyó bajo el amparo de la Ley No. 7200, además presenta características importantes en su diseño, siendo el único que logra producir energía, con bombas tradicionales para sacar agua, trabajando estas a la inversa. Asimismo, Caño Grande, logró unir los lazos de amistad, confianza y profesionalismo que caracterizaban a los fundadores y colaboradores.

Tres años después, se continúa con el desarrollo de dos proyectos propios: Hidro Venecia y el Embalse, con esta experiencia, visualiza la oportunidad de ofrecer un servicio adicional, el cual radica en brindar el servicio de operación y mantenimiento a las centrales hidroeléctricas, a través de su subsidiaria Hidro Mantenimiento.

Asimismo, la empresa establece políticas socio ambientales, como parte de un conjunto de valores empresariales, garantizando calidad y seguridad a sus clientes.

A partir de la experiencia adquirida en el desarrollo de los proyectos propios, Edificadora Beta S.A. incursiona en la prestación de servicios a otros inversionistas como: Hidroeléctrica Aguas Zarcas S.A, Alusa Ingeniería Centroamericana S.A., Siemens Mesoamérica S.A, y Empresa Eléctrica Matamoros S.A.; a las Cooperativas: COOPELESCA R.L. con las Centrales Hidroeléctricas Chocosuelas 1, 2 y 3, COOPEGUANACASTE R.L. con la Central Hidroeléctrica Canalete, CONELECTRICAS R.L. a través Central Hidroeléctrica Sigifredo Solís Solís, COOPESANTOS R.L. con el primer Parque Eólico en la zona de Los Santos y actualmente en la construcción del proyecto hidroeléctrico Cubujuquí en Sarapiquí para el Consorcio del mismo nombre.

Cabe rescatar la valiosa participación que tuvo Edificadora Beta S.A. durante el periodo 2010-2011, con la construcción del Parque Eólico Los Santos, considerándose el primer parque eólico desarrollado por Edificadora Beta S.A., en el cual tuvo una amplia participación desde la etapa de estudios previos, hasta la administración y construcción de la obra.

A continuación se detallan las principales participaciones de Edificadora Beta S.A. en la construcción de proyectos energéticos y obras civiles, así como las características más sobresalientes de cada una de las obras.

A. Proyectos Hidroeléctricos Existentes o en Construcción

El siguiente listado corresponde a las centrales hidroeléctricas existentes o en proceso de construcción.

1. C.H. Caño Grande I Y II

- Potencia Instalada: 2.8 MW
- Ubicación: Cantón de San Carlos, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión y construcción en Caño Grande I y II. Adicionalmente, estudios y diseño en Caño Grande II.

2. C.H. Caño Grande III

- Potencia Instalada: 3.4 MW
- Ubicación: Cantón de San Carlos, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudios, diseño y construcción.

3. C.H. Hospital

- Potencia Instalada: 1.6 MW
- Ubicación: Cantón de San Carlos, Alajuela
- Labores Realizadas: Restauración de canales y presa.

4. C.H. Embalse

- Potencia Instalada: 2 MW
- Ubicación: Cantón de San Carlos, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudios, diseño y construcción.

5. Complejo Hidroeléctrico Chocosuelas

- Potencia Instalada: 27 MW
- Ubicación: Cantón de San Carlos, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudios y diseño. Construcción de Chocosuelas I. Inspección de Chocosuelas II y III.

6. C.H. Aguas Zarcas

- Potencia Instalada: 14,2 MW

- Ubicación: Cantón de San Carlos, Alajuela
- Labores Realizadas: Construcción de casa de máquinas #1 (2 MW) y obras calibradoras de caudal remanente en ambos sitios de toma de aguas.

7. C.H. Canalete

- Potencia Instalada: 17,5 MW
- Ubicación: Cantón de Upala, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudios, diseño, construcción.

8. C.H. Pocosol – Agua Gata

- Potencia Instalada: 26 MW
- Ubicación: Cantón de San Ramón, Alajuela
- Labores Realizadas: Administración de la construcción, topografía de inspección y supervisión de montaje electromecánico, construcción de la conducción y bypass de la C.H. Agua Gata, así como la reconstrucción del desarenador.

9. C.H. San Lorenzo

- Potencia Instalada: 17.3 MW
- Ubicación: Cantón de San Ramón, Alajuela
- Labores Realizadas: Reconstrucción de obras asociadas al embalse

10. C.H. Cubujuqui

- Potencia Instalada: 22 MW
- Ubicación: Cantón de Sarapiquí, Heredia

- Labores Realizadas: Administración del Proyecto, construcción de caminos y embalse, así como movimientos de tierras en tubería de presión y casa de máquinas.

11. C.H. Santa Rufina

- Potencia Instalada: 0.3 MW
- Ubicación: Cantón de Valverde Vega, Alajuela
- Labores Realizadas: Soporte y acompañamiento en el proceso de renovación de la planta, así como las negociaciones para reiniciar la producción y venta de energía eléctrica.

B. Proyectos Hidroeléctricos en Etapa de Estudios y Diseños

1. P.H San Joaquín - Los Santos

- Potencia a Instalar: 29 MW
- Ubicación: Cantones de Dota y Tarrazú, San José
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudios de pre-factibilidad y factibilidad

2. P.H. Choco – Florencia

- Potencia a Instalar: 54 MW
- Ubicación: Cantones de San Carlos y San Ramón, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudios de pre-factibilidad y factibilidad

3. P.H. Torito

- Potencia a Instalar: 9 MW

- Ubicación: Cantón de Valverde Vega, Alajuela
- Labores Realizadas: Conceptualización, gestión, estudio de pre-factibilidad.

C. Proyectos Eólicos

El año anterior, la constructora construyó su primer proyecto eólico, para la Cooperativa COOPESANTOS R.L.

1. Proyecto Eólico Los Santos

- Potencia Instalada: 12 MW
- Ubicación: Zona de Los Santos, (comunidades de La Paz de El Guarco y Casa Mata de Desamparados).
- Labores Realizadas: En la etapa de pre-construcción las labores de Edificadora Beta S.A. en el proyecto consistieron en el establecimiento de una red de basas, el levantamiento de las curvas de nivel de los terrenos, así como el soporte de ingeniería a la Unidad Ejecutora del proyecto, y el diseño de las obras civiles.
- Durante la etapa constructiva Edificadora Beta S.A. estuvo a cargo de la Administración del Proyecto, el cual se ejecutó bajo la modalidad de "fast track", así como la construcción de las obras civiles.

2. Proyecto Eólico Valle Central

El P.E. Valle Central fue concebido como un parque eólico de 15.3 MW de capacidad a instalar en 18 aerogeneradores de 850 KW con torres de 45 m de altura. Se espera una producción total promedio de 40,5 GWh/año.

El P.E. Valle Central está siendo desarrollado por la Empresa Eólico Valle Central, S.A. (EVCSA), que fue creada por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) con base en

el Convenio para la Gestión del Proyecto Eólico Valle Central, suscrito por las partes el 13 de marzo de 2007.

Edificadora Beta S.A. brindó servicios al Consorcio Eduinter-TSK para la preparación de su oferta ante la EVCSA para el desarrollo del proyecto. Estos servicios incluyeron levantamientos topográficos de campo, prediseños de movimientos de tierras y cimentaciones de los aerogeneradores, y presupuestación de los trabajos de obra civil.

D. Subestaciones (Proyecto de Subestaciones Papagayo)

Ante la creciente demanda de electricidad por requerimientos del sector turismo, en los cantones de Santa Cruz y Carrillo, ambos de la provincia de Guanacaste, surge la necesidad de establecer un sistema de transmisión de electricidad de alta tensión.

El Instituto Costarricense de Electricidad y COOPEGUANACASTE R.L, suscribieron un convenio de inversión, arrendamiento, operación y mantenimiento de infraestructura para transmisión de electricidad Liberia-Papagayo-Nuevo Colón.

Edificadora Beta S.A., prestó los servicios de movimiento de tierras para el terraje de las subestaciones, así como la construcción de cimentaciones mayores y menores para las torres, canalizaciones, tapias, caminos de acceso, los edificios METAL CLAD y edificio de mantenimiento, para la subestación Papagayo 230/34.5 KV -45 MVA y Subestación Nuevo Colón 230/24.9 KV-45 MVA. Aparte de las obras anteriores, se realizó la ampliación No.4 en la subestación existente de Liberia.

E. Otros proyectos

Edificadora Beta ha diseñado y desarrollado múltiples proyectos de edificios, urbanizaciones y viviendas para diversos entes gubernamentales y privados en sectores tales como la agroindustria, banca, salud, telecomunicaciones, energía,

educación, turismo, y vivienda. A continuación se muestra una selección de obras civiles en general desarrolladas por la empresa.

En el Cuadro 1, resume las obras civiles desarrolladas por Edificadora Beta S.A.

Cuadro 1. Obras Civiles Desarrolladas por Edificadora Beta S.A.

Obra Civil	Año	Área de Construcción	Cliente
Sucursal del Banco Popular y de Desarrollo Comunal en Ciudad Quesada	1989	1000 m2	Banco Popular de Desarrollo Comunal
Complejo Turístico Villa Huetares, Guanacaste	1994	1100 m2	Complejo Turístico Villa Huetares S.A.
Hospital Clínica Monte Sinaí	1995	2000 m2	Hospital Clínica Monte Sinaí S.A.
Centrales Telefónicas de Boca Arenal, Fraijanes, y Pandora-Limón	1995	70 m2 c/u	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)
Edificio Cemco	1997	2500 m2	Conferencia Episcopal
Urbanización La Roca	2003	3.6 hectáreas	Hidroceleste S.A.y Faith Full S.A.

Fuente: Edificadora Beta S.A.

1.1.2. Situación Actual

Edificadora Beta S.A., tiene 25 años de experiencia que la respaldan y la consolidan como una organización de confianza, entregada al servicio al cliente, donde predomina el profesionalismo, la efectividad, el trabajo en equipo, los valores humanos, el respeto por el medio ambiente, la entrega, dedicación, la lealtad y el compromiso.

La Subgerencia de Recursos Humanos, es la encargada de seleccionar el capital humano idóneo para la organización, basándose en recomendaciones. Igualmente, promueve un ambiente laboral propicio, prevaleciendo el respeto,

responsabilidad, creatividad, orden eficiencia, la confianza y la comunicación. Razón por la cual, en el transcurso de los años se ha determinado un nivel de rotación muy bajo. Dicha cultura organizacional, permite que los colaboradores se identifiquen de la mejor manera con la organización. Este acontecimiento ha contribuido con la empresa para mantener el estándar de calidad, en cada uno de los servicios que ofrece.

En la actualidad, la empresa dispone de un equipo humano conformado aproximadamente de 120 colaboradores, donde se destacan profesionales en las áreas de: ingeniería civil, topografía, ingeniería eléctrica, ingeniería en construcción, ingeniería electromecánica, dibujo y diseño, ingeniería en seguridad ocupacional, administración de proyectos, logística y compras, administración financiera, contabilidad, administración de empresas y asistencia ejecutiva.

De la misma manera, dispone de personal técnico altamente capacitado en el desempeño de funciones de construcción de obras civiles, operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas y manejo de fincas.

Esta diversidad laboral le ha permitido a Edificadora Beta S.A. capitalizar y combinar la experiencia, la tecnología y el profesionalismo, para garantizar a los inversionistas ahorros importantes en los proyectos que se le asignan.

1.1.3. Estructura Organizacional

Edificadora Beta S.A. está constituida por una Junta Directiva, la Gerencia General y tres subgerencias (Operaciones, RRHH y subgerencia de Financiero-Contable).

La Subgerencia de Operaciones tiene a cargo cuatro coordinaciones; la primera de ellas es, la Coordinación de Ingeniería que tiene a cargo las unidades de Asesoría Especial, Presupuestación y Estudios, Dibujo.

La segunda, es la Coordinación de Topografía que tiene a su cargo una sub-coordinación de Topografía, donde se destaca la topografía de campo y la asistencia de Topografía.

La tercera, es la Coordinación de Construcción que tiene dos unidades a su servicio, la unidad de obra civil y movimientos de tierras. Y la cuarta, es el departamento de Administración de Proyectos.

La Subgerencia de RRHH, consta de dos coordinaciones, Servicios Generales y RRHH; además tiene a disposición un asistente de RRHH, asimismo tiene a cargo las unidades de limpieza, mensajería, recepción y seguridad.

La Subgerencia Financiero-Contable tiene a cargo una Coordinación de contabilidad y un asistente contable.

Cabe rescatar que cuenta con una unidad de Asesoría Técnica, que está incorporado como un sistema Staff.

La descripción anterior se puede apreciar en la Estructura Organizativa actual, de la institución, en la Ilustración 1. La estructura actual presenta algunas irregularidades como las siguientes: carece de simbología, no se distingue claramente cuáles son las unidades a cargo de la coordinación de Servicios Generales, y las últimas líneas del organigrama no siguen un patrón de presentación uniforme (existe presentación vertical y horizontal). En vista de lo anterior, se realizó una propuesta con la finalidad de mejorar la presentación de la estructura organizativa de la empresa Edificadora Beta S.A, la cual se puede evaluar en el Ilustración 2.

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA
Edificadora Beta

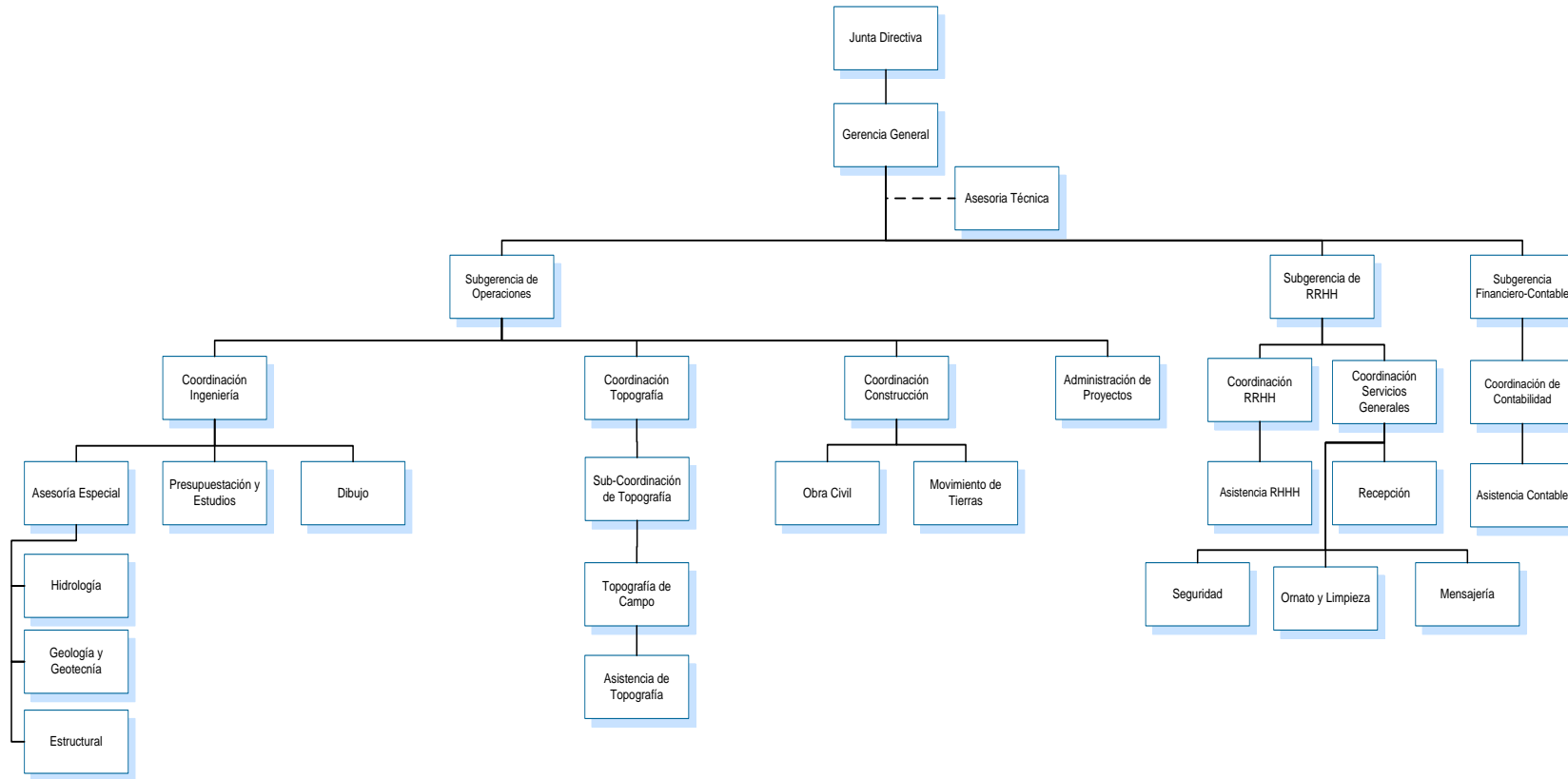
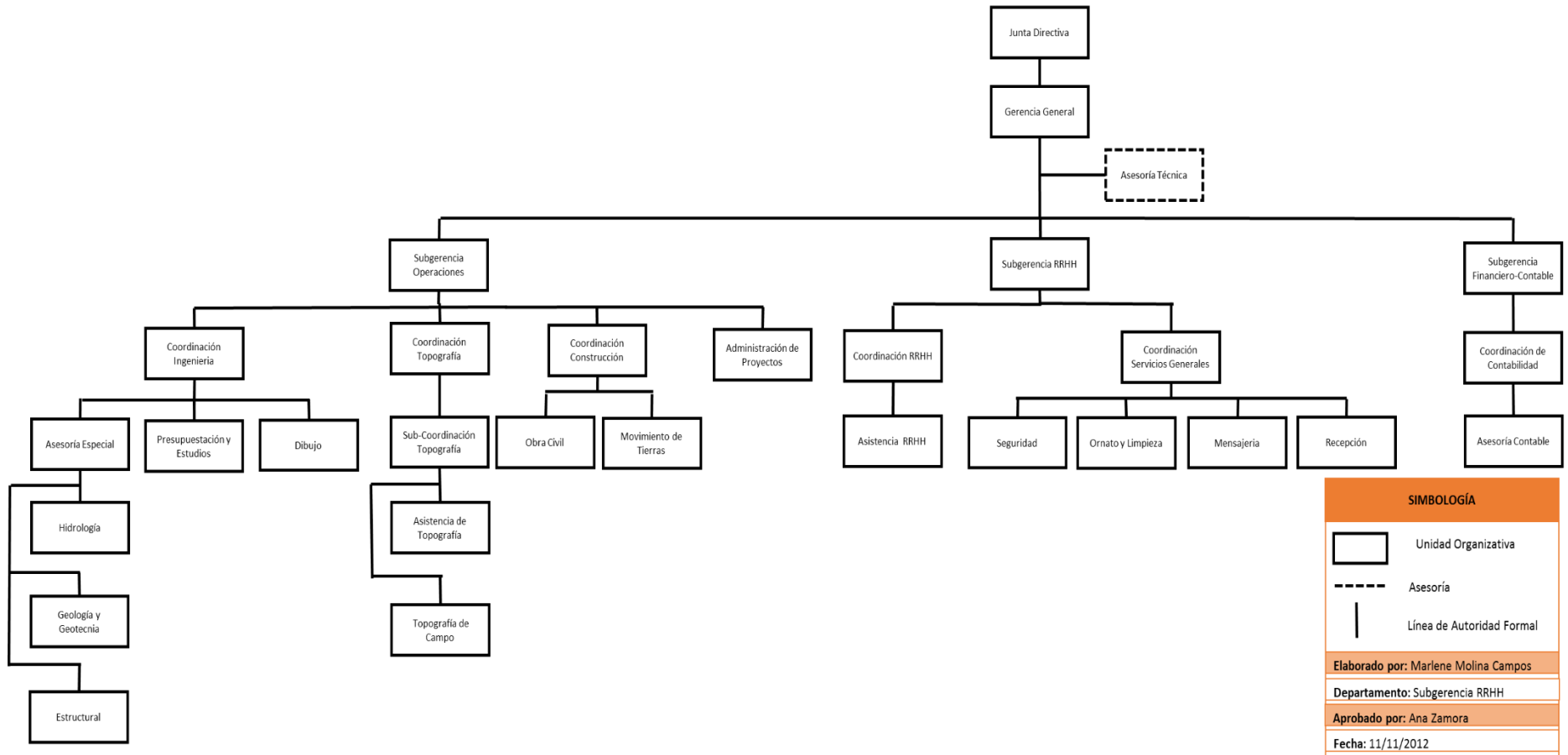


Ilustración 1: Organigrama Estructural Edificadora Beta S.A

Fuente: Subgerencia Recursos Humanos, Edificadora Beta S.A.

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE EDIFICADORA BETA S.A.






SIMBOLOGÍA	
	Unidad Organizativa
	Asesoría
	Línea de Autoridad Formal
Elaborado por: Marlene Molina Campos	
Departamento: Subgerencia RRHH	
Aprobado por: Ana Zamora	
Fecha: 11/11/2012	

Ilustración 2: Propuesta de la Estructura Organizativa de Edificadora Beta S.A.

Fuente: Elaboración Propia

1.1.4. Actividad Productiva

Edificadora Beta S.A. se dedica a la prestación de servicios de conceptualización, diseño, construcción y administración de proyectos de desarrollo energético. Los años de servicio, experiencia, el equipo consolidado y multidisciplinario, le permite la prestación de un servicio integrado y de calidad, garantizando un uso óptimo de recursos.

La Ilustración 3 detalla la gama de servicios que ofrece Edificadora Beta S.A.



Ilustración 3: Gama de Servicios de Edificadora Beta S.A.

Fuente: Elaboración Propia

1.1.5. Misión

“Proveer de manera integrada los servicios de conceptualización, estudios, diseño, construcción y administración, a los propietarios e inversionistas de proyectos de desarrollo, con tecnología de punta y personal experimentado, garantizando la eficiencia en armonía con el medio ambiente”.

1.1.6. Visión

“Satisfacer la demanda de servicios de conceptualización, estudios, diseño, construcción y administración de proyectos de desarrollo, fundamentados en la optimización de las labores, con un compromiso ambiental continuo, personal experimentado y equipo especializado, que nos permiten brindarle a cada uno de nuestros clientes seguridad y un manejo óptimo de los recursos”.

1.1.7. Estructura Organizacional del Departamento

El departamento que se encuentra interesado con el desarrollo del proyecto es la Gerencia General de Edificadora Beta S.A. El cual cuenta con un equipo de trabajo sólido y eficaz, encargado principalmente de la toma de decisiones.

A. Antecedentes:

El departamento de Gerencia General, en la actualidad está liderado por el Biólogo Manrique Rojas, a quien fue delegada toda su confianza para ejercer la ardua labor de conducir por el camino del éxito a la empresa Edificadora Beta S.A.

El Gerente General, Manrique Rojas, recibe el apoyo de un asistente de gerencia, que posee conocimientos en economía. Además, el mismo, cuenta con el apoyo de la Gerencia Técnica de Proyectos y de un Ingeniero Eléctrico, juntos conforman la parte estratégica de la empresa y son quienes orientan el camino de la organización.

Cabe rescatar, que la Gerencia General, mantiene el apoyo constante de los fundadores de Edificadora Beta S.A., quienes proporcionan una base de conocimiento, experiencia, habilidades y destrezas importantes para el funcionamiento óptimo de la organización. Este apoyo, se traduce a un traslado de poder, conocimiento, confianza y liderazgo por parte de los fundadores, a cada uno de sus hijos que hoy conforman el departamento gerencial.

B. Principales Funciones:

El departamento de Gerencia General, es quien gestiona de manera organizada y efectiva los distintos niveles de la empresa, asume la responsabilidad de tomar las decisiones primordiales de la organización; es el encargado principal de llevar a cabo las funciones administrativas (planificar, organizar, controlar y dirigir) estratégicamente, velando que se cumplan los objetivos y que todo el personal realice correctamente las funciones delegadas.

Asimismo, este departamento junto con su equipo de trabajo, buscan que los colaboradores contribuyan con la formación de un ambiente laboral armonioso e integrado, que permita el intercambio de conocimientos, experiencias, habilidades y destrezas.

Es importante rescatar, que el departamento de Gerencia General promueve una cultura organizacional basada en el trabajo proactivo, respeto, colaboración, intercambio de ideas, valores organizacionales.

C. Organización del Departamento:

El departamento de Gerencia General está integrado por el Gerente General, que recibe el apoyo de una asistencia de gerencia.

Igualmente, recibe el apoyo de las tres subgerencias, Operaciones, Recursos Humanos y Financiero-Contable.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Edificadora Beta S.A. es una empresa de enfoque ingenieril que ofrece servicios de conceptualización, diseño, construcción y administración de proyectos energéticos. Los 25 años de experiencia en el mercado le han proporcionado solidez y confianza en su actividad, por esta razón es imprescindible comprender y analizar el comportamiento de las tarifas de energía.

En vista de lo anterior, surge la necesidad de tener a disposición un historial de las tarifas de energía eléctrica para los tres sectores que conforman el SEN, que integre las tarifas que rigieron desde el año 1997 hasta el año en curso para cada una de las distribuidoras del servicio eléctrico.

Además, es importante estudiar las tarifas de energía eléctrica del sector distribución y a su vez identificar las posibles causas que influyen en su comportamiento, con el objeto de poder predecir el valor de las tarifas.

En adicción, la investigación permite buscar fundamentos, razones o juicios que refuercen la toma de decisiones. Asimismo, permitirá a Edificadora Beta S.A. desarrollar pronósticos más acertados de las tarifas del servicio eléctrico, y determinar si las tarifas estimadas justifican posibles inversiones en proyectos energéticos.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Gerencia General de la empresa Edificadora Beta S.A. desconoce cuáles factores inciden en el comportamiento de las tarifas de energía eléctrica del sector distribución.

1.4. OBJETIVOS

A continuación se detalla el objetivo general y los específicos del estudio:

1.4.1. Objetivo General

Conocer el efecto de las variables exógenas (gastos, recursos externos, compras a terceros, compras evitadas y consumo) sobre el comportamiento de la tarifa promedio (residencial, general y media tensión) de energía del sector distribución en Costa Rica.

1.4.2. Objetivo Específicos

- ✓ Caracterizar el panorama del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- ✓ Describir la metodología tarifaria que utiliza la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) para establecer las tarifas del servicio eléctrico en el país.
- ✓ Registrar las tarifas de energía para el sector generación, transmisión y distribución desde 1997 al mes de agosto del 2012.
- ✓ Describir las variables exógenas que influyen en el comportamiento de las tarifas de energía del sector distribución en Costa Rica.
- ✓ Establecer un modelo de regresión lineal múltiple con el cual se pueda predecir el comportamiento de las tarifas de energía del sector distribución en Costa Rica.

- ✓ Analizar la relación que existe entre las variables exógenas y las tarifas de energía del sector distribución en Costa Rica.
- ✓ Construir la ecuación de regresión que permita estimar las tarifas de energía eléctrica para el sector distribución en Costa Rica.

1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación se detalla los alcances obtenidos con la investigación y las principales limitaciones que se presentaron.

1.5.1. Alcances de la Investigación

Para llevar a cabo el proyecto, se realizó una investigación enfocada a las tarifas de energía eléctrica del sector distribución, con una duración de tres meses y medio aproximadamente.

El alcance de la investigación es de carácter superior, en vista de que los resultados tienen relación con las actividades que se desempeñan a nivel gerencial. En cuanto al alcance metodológico es de tipo exploratorio y descriptivo; exploratorio porque abarca un tema desconocido para la organización y no se tenían modelos de referencia similares de base. También, de tipo descriptivo porque se describe el fenómeno estudiado en detalle.

1.5.2. Limitaciones de la Investigación

Las limitaciones que se presentaron durante el proceso de la investigación fueron las siguientes:

- ✓ Una de las limitaciones, fue que pese a que la base de datos contempla las tarifas que rigieron desde el año 1997, no se encuentran disponibles los expedientes tarifarios desde ese año, sino a partir del 2006 en adelante. Limitación que impide tener datos para los años anteriores de la variable

gastos y recursos externos, por lo cual el modelo no considera los años comprendidos entre 1997 al 2005.

- ✓ Asimismo, en el momento que se estudió la variable consumo, no se encontró desglosado las unidades de potencia para el sector general, por lo tanto solo se trabajó el consumo en unidades de energía para lo que respecta el sector de media tensión, general y residencial.
- ✓ No se obtuvieron datos mensuales para la variable gastos, ya que los expedientes tarifarios reflejan los gastos anuales, por lo que se tuvo que trabajar con un promedio mensual, pese a que la información de las demás variables si se encontró para cada uno de los meses estudiados.
- ✓ El modelo de regresión lineal múltiple solo se pudo aplicar a una empresa distribuidora (COOPELESCA R.L.).

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Este capítulo aporta el contexto bibliográfico y material complementario consultado durante el proceso de la investigación, propiamente de la aplicación de modelos estadísticos para solucionar problemáticas en el sector empresarial.

2.1. ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

A continuación se detalla el contexto básico de la administración de empresas y sus áreas disciplinarias.

2.1.1. Definición de Administración

Todas las organizaciones que existen indistintamente si es o no lucrativa, poseen algo en común, proveniente de un afán de crecer, expandirse a nuevos horizontes y lograr metas y objetivos. Pero lo más importante son los recursos con los que se dispone para alcanzar estos propósitos, es aquí donde la administración juega su papel más importante.

En vista de lo anterior, los recursos deben ser administrados eficientemente, mediante actividades de trabajo definidas. Por tanto administrar es la “Coordinación de las actividades de trabajo de modo que se realicen de manera eficiente y eficaz con otras personas y a través de ellas” (Robbins & Coulter, 2005, pág. 7).

La administración se define como un proceso particular, que consiste en desempeñar las cuatro funciones básicas: planificar, organizar, ejecutar y controlar (Robbins & Coulter, 2005, pág. 9), lo que resalta que el dinamismo administrativo tiene una secuencia lógica y ordenada de las actividades que desempeñan los dirigentes de las organizaciones.

Los expositores actuales se refieren a la administración como “la técnica fundamental para lograr metas de manera eficaz y eficiente a través de la planificación, organización, dirección y control de los recursos organizacionales” según Dalf & Marcic (2006, pág. 7). En vista de lo anterior, hay dos términos que son importantes mencionar: eficiencia y eficacia. La eficiencia está enfocada a los insumos o recursos que se utilizan para producir una cantidad de bienes o servicios. Busca reducir al mínimo los costos de los recursos, mientras que la eficacia está dirigida al cumplimiento de los objetivos propuestos, es decir cumplir las metas correctamente (Robbins & Decenzo, 2002, pág. 5).

Por consiguiente, el término eficacia se refiere a la capacidad administrativa de alcanzar metas o logros y la eficiencia a la capacidad por parte de la administración de producir al máximo los resultados con el mínimo de los recursos, entendiéndose como los siguientes: capital humano, energía, financiero, tiempo, intelectual, entre otros.

Los administradores deben emprender acciones que permitan que los individuos hagan sus mejores aportaciones y contribuyan con la productividad de la empresa. Por ende, la administración es aplicable a las organizaciones grandes y pequeñas, lucrativas y no lucrativas, a las no exportadoras y aquellas que muestran al mundo sus productos y sus servicios, ya que administrar consiste en la integración de todos los recursos disponibles, coordinados de la mejor manera con el objeto de cumplir con la misión y visión empresarial.

2.1.2. Estadística Aplicada a la Administración

Todos los días, las personas hacen acopio de información que le sirven de guía en sus vidas, información que va desde el reportaje meteorológico, los resultados de las elecciones, informes de la economía, entre otros. Sin embargo, para disponer de todos esos datos, fue necesario emplear la estadística. Por tanto, así como los ciudadanos requieren información procesada para tomar decisiones del diario vivir, lo mismo sucede con quienes dirigen las empresas, disponer de

resultados concretos que expliquen el crecimiento de las ventas, el aumento del mercado, de exportaciones o bien importaciones no sería posible sin la estadística, es aquí donde radica su importancia para los negocios actuales.

La estadística se define como “la rama de las matemáticas que examina las formas de procesar y analizar datos” (Berenson, Levine, & Krenbiel, 2006). Por consiguiente, la estadística facilita mediante su aplicación, el procesamiento de datos, de manera que se puedan recolectar y transformar en una herramienta útil para quienes forman parte del proceso de la toma de decisiones.

La estadística proporciona un valor significativo a la administración de negocios. Existen dos ramas de la estadística que resultan útiles en los procesos de toma de decisiones, la estadística descriptiva y la estadística inferencial (Berenson, Levine, & Krenbiel, 2006).

Los negocios actuales y globalizados disponen de instrumentos tecnológicos sofisticados para el procesamiento y análisis de datos. El mundo digital ha revolucionado a un ritmo acelerado, producto del crecimiento empresarial, la apertura de los mercados y de la necesidad de contar con información precisa y en el menor tiempo posible. Por eso, algunos definen a la estadística como un arte, como el arte de aprender a partir de los datos, que está relacionado con la recopilación, su descripción y análisis (Ross, 2005, pág. 3), lo que lleva a los dirigentes administrativos a formular soluciones a los problemas que se presentan en las empresas.

Sin embargo, para comprender en que consiste la estadística y su importancia en el ámbito empresarial, es necesario definir algunos conceptos claves.

A. Estadística Descriptiva

Esta área de la estadística, se encarga de describir, seleccionar, organizar y clasificar los datos, como lo indica Ross (2005, pág. 4). Es utilizada principalmente en situaciones donde solo se necesita presentar los resultados del caso estudiado,

para lo cual se usan tablas o gráficos para presentar de manera más organizada los datos obtenidos y que oriente al lector o interesado en la interpretación de la información.

B. Estadística Inferencial

Por otro lado la estadística inferencial, propone obtener conclusiones a partir de los datos obtenidos, que contribuyan a la solución de una problemática dada. Para lo cual se requiere del planteamiento de hipótesis que permitan orientar la investigación y explicar el comportamiento de una situación en particular.

También, cabe mencionar que esta área de la estadística, está enfocada en describir una problemática haciendo inferencia por medio de otros datos que pueden estar relacionados con el objeto de estudio (Ross, 2005, pág. 5).

C. Variable

Una variable constituye a una “característica que cambia o se modifica con el tiempo” (Mendenhall, Beaver, & Beaver, 2006, pág. 8). Hablando propiamente de una variable, es aquella particularidad que distingue o diferencia a una población, persona, empresa, objeto de otro.

Las variables aportan un valor significativo a las investigaciones cuando pueden llegar a relacionarse con otras variables, es decir, cuando forman parte de una teoría o de una hipótesis. Una variable es una “propiedad que tiene una variación que puede medirse u observarse” (Hernández, Fernandez, & Baptista, 2010, pág. 93). En adición, un conjunto de variables relacionadas entre sí, y pertenecientes a una teoría o hipótesis, se pueden estudiar y analizar su fluctuación y cuya variación es apta para estudiarse y encontrar una posible razón que explique dicho comportamiento.

En este sentido una variable es “un aspecto o una característica de un fenómeno que se desea estudiar, y que puede tomar dos o más grados, estados o valores”

(Gómez, 2006, pág. 19), lo anterior refleja el nivel de variación o fluctuación que puede presentar.

Las variables pueden ser cualitativas o cuantitativas y se usan dependiendo del enfoque del estudio o la investigación, o bien se pueden presentar las dos. Las variables cualitativas miden una cualidad o característica en una unidad experimental, lo que imposibilita ser medidas por instrumentos, entiéndase como unidad experimental, que hace referencia al individuo u objeto en el que se mide o estudia una variable. Asimismo, las variables cuantitativas evalúan una cantidad numérica en cada unidad de estudio (Mendenhall, Beaver, & Beaver, 2006), son posibles de medir y su medición representa a un nivel jerárquico en la presencia de la variable.

Las variables pueden tomar dos posiciones: como independientes o también conocidas como exógenas y dependientes o endógenas.

La variable dependiente es aquella que se quiere predecir o estimar, es decir, es el valor que se pretende conocer y se asocia con la letra Y. Mientras que la variable independiente, es la que proporciona la base para realizar la estimación y se identifica con la letra X (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 568).

Cuando se define como variable endógena a aquella que por medio del modelo se pretende explicar, mientras que las exógenas se determinan como variables fuera del modelo y se incorporan para buscar una explicación coherente de las endógenas.

D. Análisis de Correlación

La utilidad de aplicar métodos y herramientas estadísticas es que brinda información que validan y justifican algunas acciones que en los negocios se pueden emprender.

Sin embargo, la necesidad de validar la información que se dispone diariamente obliga a los colaboradores emprender análisis exhaustivo de las posibles explicaciones que puede tener un fenómeno o situación.

Un análisis de correlación es útil cuando se tiene el interés de estudiar posibles relaciones entre dos o más variables. Este análisis consiste en un grupo de técnicas o mecanismos que son utilizados para medir la asociación entre dos variables (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 463). La principal idea o finalidad de realizar un análisis de correlación es reportar la asociación entre dos variables.

El coeficiente de correlación “describe la fuerza de la relación lineal entre dos variables” (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 466) y se identifica con la letra r . Fue creado por Karl Pearson por esta razón con frecuencia se conoce como r de Pearson.

El coeficiente de correlación puede adoptar cualquier valor entre -1.00 a 1.00. Cuando toma valor de -1.00 o 1.00 indica una correlación perfecta. Por otra parte, un valor cercano a 0 revela que hay poca asociación o relación entre las variables, mientras un valor próximo a 1 indica que la asociación es directa o positiva entre las variables. No obstante un valor cercano a -1 indica una asociación inversa o negativa. El coeficiente de correlación se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$r = \frac{\sum(X - \bar{x})(Y - \hat{Y})}{(n - 1)S_x S_y}$$

Los coeficientes de correlación se pueden determinar para cada X con respecto a Y, con la finalidad de medir el grado de incidencia que tiene una variable sobre la otra; o bien crear una matriz de correlación que reúne todos los coeficientes de correlación simples posibles (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 568), asimismo, una matriz de correlación incluye las correlaciones entre cada una de las variables independientes y la dependiente, también suele incluir las correlaciones que se presentan entre las variables exógenas.

El coeficiente de correlación múltiple mide la correlación entre la verdadera variable dependiente (Y) y la variable estimada (\hat{Y}) basado en la ecuación de regresión múltiple, también se puede medir como la asociación lineal entre la variable dependiente y la estimada.

E. Análisis de Regresión Lineal Múltiple

El análisis de regresión lineal múltiple es un método estadístico que permite analizar el comportamiento de la variable dependiente en función a una serie de variables independientes.

Es imprescindible aclarar los términos más importantes que se emplean en dicho análisis.

El objetivo del análisis de regresión lineal múltiple es “crear un modelo probabilístico que relacione una variable dependiente y a más de una variable independiente o predictores” (Devore, 2008, pág. 528). Es integrar variables exógenas en un modelo que por medio de estas se pueda explicar el comportamiento de la variable de interés e identificar la ecuación de regresión múltiple que permita estimar su valor.

El modelo de regresión lineal múltiple delimita con precisión las variables que lo integran, parámetros y ecuaciones, además, incorpora los datos estadísticos que de las variables que lo conforman.

Entiéndase como modelo al escenario de la regresión múltiple, donde prevalecen un número de variables independientes que se relacionan o poseen alguna relación y cumplen la función de explicar el comportamiento de la variable dependiente y mediante una ecuación de regresión múltiple predecir los valores de Y .

1. Coeficiente de Determinación Múltiple

El coeficiente de determinación o también conocido como R-Cuadrado es la proporción de la variación total de la variable dependiente que se explica por un conjunto de variables independientes (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 521).

También se puede definir como el residuo que el modelo de correlación no puede explicar mediante las variables exógenas. Los valores que puede tomar van desde 0 a 1. Además es el cuadrado del coeficiente de correlación.

La fórmula para calcular el coeficiente de determinación múltiple está dada por:

$$R^2 = \frac{SSR}{SS\ Total}$$

Es importante mencionar que SS es un término empleado para referirse a la suma de cuadrados en cada una de las fuentes de variación (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 519).

La suma de los cuadrados totales hace referencia a la variación total de la variable dependiente y se calcula como:

$$SS\ Total = \sum (Y - \bar{y})^2$$

Por otra parte, la suma de los cuadrados de regresión es la suma de las diferencias o residuos al cuadrado entre los valores estimados, \hat{Y} y la media general de Y. Esta dada por:

$$SSR = \sum (\hat{Y} - \bar{y})^2$$

Según (Lind, Marchal, & Watchen) un residuo es “la diferencia entre el valor real de la variable dependiente y el valor estimado de la variable dependiente” (2012, pág. 568). También, se puede definir como aquella parte de la variable

dependiente que no se puede predecir con exactitud por medio de las variables independientes que integran el modelo.

También, el reporte del modelo de regresión múltiple provee la suma de los cuadrados del error o residuo, que es la suma de las diferencias al cuadrado entre los valores observados de la variable dependiente Y , con respecto a los valores pronosticados correspondientes, es decir, \hat{Y} . La fórmula para el cálculo es la siguiente:

$$SSE = \sum (Y - \hat{Y})^2$$

2. Error Estándar de Estimación Múltiple

El error estándar de estimación múltiple revela que tan preciso es el pronóstico de Y que se obtiene de por medio del modelo con base en el valor que toma X , o a la inversa, que tan inexacta puede ser la estimación.

En otros términos, el error estándar de estimación es “la medida de la dispersión de los valores observados respecto de la recta de regresión para los valores dado para las variables independientes, X .” (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 486).

Por consiguiente, el error estándar estimado múltiple mide la variación alrededor de la recta de regresión y está dado en las mismas unidades que posee la variable dependiente. Un error estándar con valores pequeños revela que los puntos se encuentran estrechamente en la recta de regresión. Se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$S_{yk} = \sqrt{\frac{\sum (Y - \hat{Y})^2}{n - (k + 1)}}$$

3. Ecuación General de Regresión Múltiple

La ecuación de regresión múltiple que tiene como finalidad predecir el valor de Y por medio del valor que toman las variables explicativas, es decir, el valor de X. Para (Lind, Marchal, & Watchen) es “la relación entre una ecuación matemática y diversas variables independientes y una dependiente” (2012, pág. 568).

Está compuesto por dos o más variables independientes que se definen como X1, X2, X3, X4 sucesivamente.

La ecuación se visualiza de la siguiente manera:

$$\hat{Y} = a + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 \dots b_k X_k$$

El primer componente es la constante o también conocida como intercepción y representada con la letra **a**, es el valor de que toma \hat{Y} cuando todas las variables independientes son cero. Los coeficientes de la ecuación lineal múltiple, **b_j**, es la cantidad en que varía \hat{Y} cuando una de las variables independientes aumenta en una unidad, cuando los valores de las demás variables se mantienen constantes (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 513).

La fórmula que permiten calcular el valor de la constante es:

$$a = \hat{Y} - b\bar{x}$$

La fórmula que permiten calcular el valor del coeficiente de la ecuación lineal múltiple la constante es:

$$b = \left(\frac{S_y}{S_x} \right)$$

4. Coeficiente de Determinación Ajustado

Este coeficiente de determinación ajustado tiene el propósito de considerar aquellas variables adicionales que no pertenecen al modelo de regresión múltiple pero que podrían incluirse y ajusta el valor de R-Cuadrada con el objetivo de un panorama más exacto del poder intrínseco de la regresión. Por consiguiente, el coeficiente ajustado busca medir la variabilidad que es explicada por medio de las variables independientes, con respecto a la variable dependiente, cuando se introduce una nueva variable al modelo (Lind, Marchal, & Watchen, 2012, pág. 522).

La siguiente fórmula indica la manera de calcular dicho valor para un coeficiente de determinación ajustado.

$$R^2_{adj} = 1 - \frac{\frac{SSE}{n - (k + 1)}}{\frac{SS\ Total}{n - 1}}$$

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

El Capítulo Metodología define el enfoque de la investigación, los sujetos y fuentes de información, además de las técnicas de investigación utilizadas para desarrollar el análisis de la tarifa promedio (residencial, general y media tensión) de energía del sector distribución en Costa Rica.

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación utilizado en el estudio que se realizó en la empresa Edificadora Beta S.A. fue de índole cuantitativo, en el cual predominó el enfoque descriptivo y exploratorio.

El enfoque descriptivo prevaleció en la descripción del Sistema Eléctrico Nacional, donde se puntualizó las principales características de los tres tipos de servicios que conforman el SEN: generación, transmisión y distribución; también se detalló a cada uno de los entes que integran al sector de distribución de la energía eléctrica en el país, rescatando aquellos aspectos que son de mayor interés para el estudio.

Además, se especificó la razón de ser de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), y se explicó la metodología que utiliza esta entidad para estimar las tarifas de electricidad. Asimismo, se describió el principio de convergencia tarifaria que se ha dado a través de los años.

En la investigación también prevaleció el enfoque exploratorio porque se desarrolló un tema poco estudiado y la organización interesada carecía de modelos similares que diera fundamento al estudio.

3.2. INFORMACIÓN

En el Cuadro 2 se resume las fuentes, sujetos y descripción de la información que se recopiló y consultó para la elaboración de la investigación.

Cuadro 2: Información

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	SUJETO	FUENTE
Primaria	Brindó información acerca políticas, metodología usada para calcular las tarifas de energía, principio de convergencia tarifaria, estructura tarifaria y el proceso de petición ordinario y ajuste extraordinario de tarifas.	Master Eduardo Ramírez, especialista en estructura tarifaria, ARESEP.	Entrevista
Secundaria	<p>Información consultada en los Pliegos Tarifarios: Historial de las tarifas de energía eléctrica desde 1997 al 2012.</p> <p>Información consultada en los Estudios Tarifarios: Estadísticas de gastos, recursos externos, compras de energía, consumo y compras evitadas de COOPELESCA R.L. del 2006 al 2011.</p>	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP),	
Secundaria	Documentación relacionada con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), específicamente del Sector Distribución y situación energética actual.	Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) y la Dirección Sectorial de	

		Energía (DSE).	
Secundaria	Información que respalda teóricamente la investigación.	Libros, medios electrónicos, leyes.	
Secundaria	Información complementaria para la investigación como explicaciones del proceso de fijación de tarifas e identificación y análisis de las variables más influyentes en el proceso.	Asistente del Departamento de Gerencia de Edificadora Beta S.A, el MAE. Fabricio Ugalde.	
Secundaria	Información acerca de los modelos matemáticos, software utilizado para procesar los datos y la aplicación de los mismos.	El MAE. Rony Rodríguez, Profesor e Investigador del Instituto Tecnológico de Costa Rica.	
Secundaria	Información relacionada con la interpretación y análisis de los resultados del modelo de regresión lineal múltiple, principalmente información que concierne al campo estadístico.	El MAE. Oscar Córdoba Profesor e Investigador del Instituto Tecnológico de Costa Rica.	

Fuente: Elaboración Propia

3.3. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

La principal técnica de investigación que se empleó para la elaboración del proyecto fue la entrevista, que se caracterizó por ser semi estructurada dirigida al

Master Eduardo Ramírez, experto y analista de la estructura tarifaria de la ARESEP. A través de la entrevista se obtuvo información relacionada con la estructura y el principio de convergencia tarifaria, asimismo se recabaron datos acerca de las principales variables macroeconómicas consideradas por la ARESEP que infieren en el comportamiento de las tarifas de electricidad.

El instrumento que se utilizó en la entrevista como guía de la misma, fue elaborado por la estudiante a cargo de la investigación, consistió en una serie de preguntas que tenían como objetivo recabar la información necesaria para la elaboración de la investigación.

En el Apéndice 1 se puede apreciar la guía que se utilizó durante la entrevista.

Asimismo, se hizo una investigación empírica de los diferentes modelos de predicción y análisis de variables que se pueden ajustar a la temática en estudio. Se examinó en fuentes bibliográficas, donde se encuentran modelos matemáticos, teorías, y resolución de casos. Además se consultó la opinión de expertos, entre ellos están: el MAE. Oscar Córdoba quien colaboró en el análisis e interpretación de los datos del modelo estadístico; MAE. Rony Rodríguez brindó información de los modelos que existen y su aplicación y el MAE. Fabricio Ugalde en el análisis propiamente de las variables que se eligieron para el modelo de regresión.

3.4. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS DATOS

El proceso metodológico que se utilizó en la investigación se explica a continuación:

3.4.1. Introducción y Reconocimiento General de la Empresa

En este punto, lo esencial fue conocer el quehacer de Edificadora Beta, los principales servicios que ofrece a los clientes y la relación que existe entre estos y la temática de estudio.

3.4.2. Formulación del Plan de Trabajo

En esta etapa, el objetivo fue crear el plan de trabajo a seguir durante el espacio cronológico en que se sitúa la investigación. Permitted delimitar el alcance del proyecto, formulando objetivos claros y concisos, instrumentos y distribución temporal en el cronograma de actividades. En el Apéndice 2 se puede acceder al cronograma de actividades.

3.4.3. Elaboración del Marco Teórico

Para la elaboración del marco teórico se consultaron referencias bibliográficas existentes. Asimismo se tomó como base las resoluciones tarifarias emitidas por la ARESEP, y la ley de la Autoridad Reguladora No. 7593, que abarca toda la temática de regulación del servicio de energía en el país y otras leyes o documentación específica en la temática energética del país.

3.4.4. Recolección de la Información

La recolección de la información se hizo mediante una entrevista semi estructurada dirigida al Master Eduardo Ramírez. Este método sirve como guía y referencia de los datos obtenidos. Para lo cual se siguió el siguiente procedimiento:

- ✓ Se identificó la unidad responsable del sector energía.
- ✓ Se contactó el director de la unidad y solicitó la autorización para acceder a los archivos y consultar los pliegos tarifarios.
- ✓ Posteriormente, se localizó a la persona responsable de custodiar los pliegos tarifarios y coordinó una cita para la entrevista y consulta de las tarifas.

- ✓ Se realizó la visita a la ARESEP donde se desarrolló la entrevista durante un periodo aproximado de cuatro horas, específicamente en la Dirección de Servicios de Energía.

3.4.5. Realización del Trabajo de Campo

En lo que concierne al trabajo de campo consistió al desarrollo de las siguientes actividades:

A. Descripción del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y Metodología Tarifaria

Esta etapa consistió en describir el Sistema Eléctrico Nacional, priorizar las características más importantes del mismo, abarcando a las ocho entidades distribuidoras del servicio eléctrico. Igualmente, se puntualizó la metodología que utiliza la ARESEP para definir las tarifas del sector energía, mediante la información recopilada en la entrevista.

B. Diseño de la Base de Datos

El primer paso, en esta etapa, consistió en escoger el programa apropiado para elaborar la base de datos. El programa elegido fue WampServer, es gratuito y se puede instalar en cualquier equipo de cómputo; fue seleccionado porque es flexible, fácil de usar, no requiere de internet para su funcionamiento, además de ser una herramienta útil y accesible para el usuario, lo que indica que no se requiere de conocimientos avanzados en informática para su uso.

El siguiente paso fue estructurar la base de datos; para ello se requirió revisar la estructura tarifaria de las distribuidoras de energía a fin de identificar el tipo de información que se debía incluir en la base de datos. En total se crearon siete tablas: Empresas, Bloques de Consumo, Mínimos, Servicios, Temporada, Tarifas y Tipos de Tarifas.

Es importante mencionar que se creó un prototipo de la estructura que llevaría la base de datos, que posteriormente fue revisada por el Asistente de Gerencia Fabricio Ugalde, Posterior a la revisión, se realizaron las modificaciones sugeridas y se definió la estructura definitiva.

El sistema WampServer asigna una codificación para cada uno de los datos que es registrado. De esta manera, el sistema permite realizar búsquedas de alguna tarifa en específico, se puede ejecutar por medio del Id de la empresa, por fecha de vigencia, tipo de tarifa, u cualquier otra opción disponible.

WampServer permite al usuario ajustar la base de datos de acuerdo a las necesidades o los cambios que se presenten en un determinado momento, lo que indica que se pueden realizar modificaciones en la estructura cuando se requiera, agregando o eliminando contenido de las tablas.

Por otra parte, ofrece al usuario la facilidad de exportar los datos que se requieren a un documento Excel o bien importar datos desde otro documento, mediante la opción Exportar o Importar Datos.

C. Organización y Registro de las Tarifas de Electricidad

Se organizó las tarifas de electricidad por empresa distribuidora y por año con el objeto de facilitar el procesamiento. Luego, haciendo uso de la base de datos diseñada se registró cada una de las tarifas de energía en colones para los años comprendidos desde 1997 a agosto del 2012.

D. Identificación de las Variables

En este paso se procedió a identificar las variables que prevalecen en la investigación y que se estudiaron a fin de explicar el comportamiento de las tarifas del sector distribución.

1. Gastos

Se consideran como gastos aquellos que la Autoridad Reguladora reconoce y cree precisos para la prestación del servicio regulado. Este rubro incluye un promedio simple mensual de los costos de generación, distribución, comercialización, administrativos y generales, Canon ARESEP, véase el Apéndice 7, depreciación y los gastos financieros, pueden consultarse en los Apéndice 5 y Apéndice 4 respectivamente.

Es indispensable aclarar que dentro del rubro de gastos que la ARESEP analiza se encuentra el gasto por compras de energía a terceros. Sin embargo, para efectos de la investigación se trabaja por separado, se excluye del total de los gastos principalmente por ser el egreso más representativo.

El total de gastos se obtuvieron anuales, de los expedientes tarifarios de la ARESEP, por lo tanto, se calculó un gasto promedio mensual a partir del 2006 al 2011.

2. Recursos Externos

Para efectos de la investigación se consideran como recursos externos el capital adicional que requiere la distribuidora del servicio regulado para solventar una necesidad de la empresa, llámese gastos, inversión, capital de trabajo, entre otros; y que es solicitado a una entidad financiera.

Para determinar esta variable, se consideró con un estimador los desembolsos realizados por las entidades bancarias o prestamistas tomando como referencia la cantidad y fecha en que se realizó la operación, el desglose de estos recursos se puede visualizar en el Apéndice 8.

La información anterior se consultó en los anexos del expediente tarifario ET-117-2011, específicamente en servicio de la deuda para los meses comprendidos entre enero 2006 a diciembre del 2011.

3. Compras de Energía

Corresponde al total de las compras mensuales de energía a terceros que las empresas distribuidoras realizan, a fin de cumplir con el abastecimiento de la demanda, incluye las compras en energía (KWh) y potencia (KW), al ICE y CONELECTRICAS en colones.

El total de unidades requeridas al mes se le aplica la tarifa T-SD que es el precio de la energía que vende el ICE al sector distribución, excluyendo la CNFL; y se repite el mismo procedimiento con la cantidad de unidades que CONELECTRICAS R.L. le vende a la cooperativa, pero para este caso se usa la tarifa que le corresponde al consorcio.

De este modo se obtiene el total en colones a pagar por mes por el concepto de compra de energía. Para efectos del estudio se trabaja un solo monto en colones llamado compra de energía a terceros, véase en el Apéndice 9.

Esta variable se dividió en las estadísticas de compras de energía de COOPELESCA R.L. adjunto en el expediente tarifario ET-117-2011 para enero 2006 a diciembre del 2011.

4. Compras Evitadas

Las compras evitadas son sinónimo de la capacidad de producción o generación propia que la cooperativa puede realizar mensualmente, es decir, es el porcentaje de consumo demandado que se puede cubrir con recursos propios. Es también un sinónimo de ahorro, porque se evita comprar una parte de la energía demandada a generadores externos.

Para la investigación se tomó la cantidad de unidades en energía y potencia producidas y se aplicó la tarifa T-SD que rigieron en cada mes de estudio, y posteriormente se sumaron, obteniendo un monto total en colones, que se

asemeja a las compras evitadas de energía. El equivalente de ahorro por este concepto se puede observar en el Apéndice 10.

Esta variable se tomó de las estadísticas de generación propia de COOPELESCA R.L. adjunto en el expediente tarifario ET-117-2011 para enero del 2006 al mes de diciembre del 2011.

5. Consumo

Esta variable hace referencia a la demanda mensual en unidades de energía (KWh) por parte de los abonados que son servidos por la Cooperativa.

Para calcular el total de unidades de energía demandadas mensualmente, se sumaron los consumos de los sectores residencial, general y media tensión (todos en KWh). El consumo total demandado por los abonados servidos por la Cooperativa se encuentra en el Apéndice 11.

Las estadísticas de consumo fueron tomadas del expediente tarifario ET.117-2011, de COOPELESCA R.L. para enero del 2006 al mes de diciembre del 2011.

6. Tarifa Promedio

Es una tarifa promedio para los tres sectores (Residencial, General y Media Tensión) mensual por cada unidad de energía KWh de COOPELESCA R.L.

Para calcular el precio promedio, se dividieron los ingresos totales por venta de energía entre el consumo o demanda (energía) total de cada mes a partir de enero del 2006 a diciembre del 2011.

Es importante mencionar que la tarifa promedio que se calculó solo se estimó a partir de los consumos de unidades de energía, sin embargo algunos sectores pueden tener incluido unidades de potencia. Para más detalle véase página 19.

En el Apéndice 12 se desglosa la tarifa promedio calculada para los tres sectores. Y en el Apéndice 13 detalle de los ingresos para cada sector.

E. Análisis y Presentación de los Resultados

En el momento en que se dispuso de la información necesaria para el estudio, se procedió a realizar el respectivo análisis. El procedimiento que se siguió en este apartado fue el siguiente:

- ✓ Primero, se determinó la variable dependiente y las variables independientes.
- ✓ Luego, se usó la herramienta de Análisis de Datos Excel 2013 para calcular el coeficiente de correlación de cada una de las variables independientes con respecto a la dependiente.
- ✓ Posteriormente, se usó la herramienta la herramienta de Análisis de Datos Excel 2013 para procesar los datos del modelo de regresión lineal múltiple.
- ✓ Se identificó la ecuación general del modelo de regresión lineal múltiple y se probó a fin de comprobar si se adapta para el pronóstico de las tarifas.
- ✓ Se analizaron los datos obtenidos.

3.4.6. Planteamiento de Conclusiones y Recomendaciones

Después de obtener los resultados de la investigación, se plantearon las conclusiones y recomendaciones tomando como guía los objetivos específicos, establecidos al inicio de la investigación.

CAPÍTULO IV. SITUACIÓN ACTUAL

El Capítulo Situación Actual comprende los resultados obtenidos de la investigación efectuada y el análisis correspondiente de los resultados. Es el apartado con mayor contenido puesto que es donde se concentra la información más relevante del estudio y donde se revela el cumplimiento de los objetivos específicos.

Además, se ofrece un marco de referencia, donde se aclara términos relacionados con la temática de la investigación.

4.1. MARCO DE REFERENCIA

Los siguientes conceptos se encuentran explícitos en la Ley N° 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, que fue establecido mediante el decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC y la Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, aprobada el 25 de marzo del 2003.

4.1.1. Conceptos Básicos del Servicio de Generación, Transmisión y Distribución

A. Servicio Eléctrico

Consiste en la disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como las disposiciones para la comercialización.

B. Sistema Nacional Interconectado (SIN)

Sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos interconectados: plantas de generación, las subestaciones, la red de transmisión y de transporte, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

C. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Sistema eléctrico constituido por las empresas del Sistema Nacional Interconectado (SIN) y los sistemas aislados, con sus respectivas instalaciones, establecidos en el territorio nacional y destinados al servicio público o para transferencias de energía internacionales.

D. Servicio Público

Un servicio público es aquel que representa un valor significativo o por su importancia para el desarrollo sostenible del país, el cual sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el afán de ser regulado por medio de las disposiciones que se establecen en la Ley N° 7593.

E. Servicio al Costo

Es el principio que determina la forma de fijar las tarifas del servicio de energía eléctrica, principio que aplica para otros servicios públicos regulados. Establece que las tarifas que se otorguen solamente deben de contemplar los costos necesarios para prestar el servicio y una retribución competitiva que garantice el adecuado desarrollo de la actividad.

F. Prestador del Servicio Público

Hace referencia al sujeto público o privado que presta servicios públicos mediante una concesión, también conocido como un permiso o ley.

Es la entidad encargada de prestar el servicio de energía en Costa Rica, para lo cual requiere de un permiso otorgado por el ente responsable para operar en un área establecida y permitida.

G. Concesión

Termino que hace referencia al derecho que el Estado otorga a un ente interesado, que haya realizado el trámite y cumplido con todas las disposiciones que este demanda mediante una licitación pública, para explotar comercialmente un área del territorio nacional, para la distribución del servicio de energía.

También, entiéndase se puede definir como “la autorización que el Estado otorga a los particulares, para operar, explotar, suministrar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica, estableciéndose el ámbito de competencia del prestador” (MINAE-MEIC, 2001, pág. 2).

H. Área de Concesión

Área territorial asignada por ley o por concesión administrativa para la generación y distribución de la energía eléctrica.

I. Área Geográfica de Cobertura

También denominada como área de operación, es el área territorial ubicada dentro del área de concesión donde las empresas tienen sus instalaciones y equipos para la operación.

J. Cooperativa de Electrificación Rural

Asociación cooperativa creada para solucionar primordialmente un problema social común, que respecta al acceso del servicio de energía principalmente en las áreas rurales del país, así como su distribución.

K. Empresa de Servicios Públicos Municipales

Organización creada para dar solución a problemas presentados en los servicios públicos, incluyendo el sector energía. Estas organizaciones no están sujetas a límites presupuestarios, ni a regulaciones de ningún tipo en materia de endeudamiento y de inversiones públicas.

L. Distribuidor

Empresa dedicada a brindar servicios eléctricos de distribución y que suministra los productos eléctricos a los clientes dentro de su área de cobertura. Puede también, realizar actividad de generación para atender su propio mercado y participa como comprador en los procesos de contratación multilateral del mercado eléctrico mayorista.

M. Generador

Hace referencia a personas físicas o jurídicas dedicada a la producción de energía eléctrica con el fin de vender productos eléctricos que se integran al Sistema Eléctrico Nacional.

N. Transmisión

Se comprende como transmisión a un sistema integrado capaz de transportar la energía eléctrica de un punto a otro, y que esta sea retirada en otro destino, es utilizado para llevar la energía eléctrica hasta el sistema de distribución, para tal labor los usuarios deben cancelar una tarifa por dicho concepto.

O. Usuario

Se entiende como usuario aquella persona física o jurídica que hace utiliza el servicio eléctrico en un determinado establecimiento, casa o propiedad.

P. Regulación Técnica del Servicio

Son un conjunto de normas en materia técnica, bajo las cuales se establecen los parámetros físicos del servicio eléctrico.

Q. Regulación Económica del Servicio

Comprende el conjunto de normas en materia económica, que afectan las tarifas del servicio eléctrico.

R. Calidad Eléctrica

Característica de la electricidad referida a su disponibilidad y al cumplimiento de requisitos técnicos de voltaje y frecuencia.

S. Canon de Energía

Monto proporcional que deberán cancelar los agentes del sector energía a la ARESEP, de acuerdo a la actividad que realicen y la infraestructura con que cuenten.

T. Demanda Eléctrica Nacional

Suma de los consumos de los productos y servicios eléctricos de los usuarios de las empresas distribuidoras y de los grandes consumidores.

U. Fuentes Energéticas NO Renovables

Recurso de la naturaleza cuya transformación produce energía útil y aprovechable para la sociedad y cuya disponibilidad se agota en una escala humana. Entre estas fuentes están el carbón, la turba, el petróleo, el gas natural y el material radiactivo.

V. Fuentes Energéticas Renovables

Recurso de la naturaleza cuya transformación produce energía aprovechable para la sociedad y cuya disponibilidad no se agota en un escala humana. Entre estas fuentes están las fuerzas del agua, el sol, el viento, el calor de la tierra y el material biomásico.

W. Generación Propia

Es la generación que pueden desarrollar las empresas de distribución con el objeto de satisfacer la demanda eléctrica de sus clientes.

X. Red Eléctrica

Constituye el sistema de potencia, por medio del cual se distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios del territorio nacional, cumpliendo con las características técnicas apropiadas para su utilización.

Y. Pliego Tarifario

Es el conjunto de tarifas para el sector eléctrico establecidas por la ARESEP para los diferentes tipos de servicios, además incluye el detalle de las características de cada una de ellas y su aplicación.

Z. Tarifa

Es el precio que fija la Autoridad Reguladora por la prestación del servicio eléctrico.

4.1.2. Tipos de Tarifas de Electricidad

En la actualidad existen trece tipos de tarifas diferentes, que rigen para las ocho empresas prestadoras del servicio de energía. Sin embargo, cada distribuidora posee su propio pliego tarifario.

Los pliegos tarifarios están compuestos por tarifas para el sector generación, transmisión y distribución, además incluye la tarifa por el servicio de alumbrado público.

Las siguientes tarifas rigen para el sector generación, es fundamental aclarar que este tipo de tarifa solo le compete al Instituto Costarricense de Electricidad.

A. T-CB Ventas a ICE distribución y a la CNFL

Tarifa por concepto de venta de energía al sector distribución específicamente del Instituto Costarricense de Electricidad y a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

B. T-SD Ventas al Servicio de Distribución

Tarifa establecida para la venta de energía al sector distribución de las siguientes prestadoras: las empresas municipales JASEC y ESPH; y las Cooperativas de Electrificación Rural.

C. T-UD Usuarios Directos del Servicio de Generación

Aplicable para todos los clientes directos del servicio de generación del ICE, cuyo punto de entrega de energía es estrictamente de 138 000 mil voltios o más.

A continuación se menciona los tipos de tarifas que rigen para el sector transmisión y su aplicación, solo le es competente al Instituto Costarricense de Electricidad.

D. T-TE Transmisión

Tarifa por concepto de transporte de energía al sistema de distribución del ICE, empresas distribuidoras y cliente directos del servicio de generación del ICE que retiren energía del sistema de transmisión.

E. T-TEb Transmisión

Aplica para el transporte de electricidad para los clientes directos del servicio de generación del ICE. Esta tarifa también podrá ser aplicada para los otros usuarios del Sistema de Generación, si así lo convienen las partes, por periodos de la menos un año.

Por último se enlista los tipos de tarifas que presiden para el sector distribución y su aplicación, estas tarifas aplican para todas las empresas que son prestadoras del servicio de energía.

F. T-RE Residencial

Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente y áreas comunes de condominios estrictamente residenciales. Excluyendo las áreas de recreo, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (residencia- negocio), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas. Para la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la tarifa que hace referencia al consumo residencial se identifica por T1 Residencial en su pliego tarifario.

G. T-GE General

Este tipo de tarifa incluye todos los servicios no especificados en ninguna otra tarifa. La tarifa T2 General de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) es la que aplica para este concepto.

H. T-CS Preferencial

Esta tarifa aplica para todos aquellos clientes que pertenecen a alguno de los siguientes sectores: bombeo de agua potable, centros de enseñanzas públicos estatales, templos de iglesias, hogares y asilo de ancianos y personas discapacitadas, guarderías infantiles, hogares públicos para niños, instituciones de

asistencia y socorro. Además para personas con soporte ventilado domiciliar por discapacidad respiratoria transitoria o permanente. La tarifa T5 Preferencial de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) es la que aplica para este concepto.

I. T-MT Media Tensión

Esta tarifa es aplicable, como una opcional para aquellos clientes que se comprometan a consumir una cantidad ¹considerable de energía (KWh) al año.

J. T-MTb Media Tensión

Clientes servidos en media tensión (1000 a 34500 voltios. Además esta tarifa es aplicable solamente a aquellas empresas que cumplan con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante tres meses un 90% de factor de carga, comportamiento por medio del cual tendrán derecho a ingresar en esta nueva tarifa (B). Una vez que ingresen a esta tarifa B, si durante los últimos doce meses no alcanzan al menos diez veces ese nivel requerido de factor de carga, pierden la categoría y regresan a la tarifa del resto de las otras empresas (tarifa A) de ese mismo nivel de suministro de energía. En la actualidad, este tipo de tarifa solo le concierne al Instituto Costarricense de Electricidad.

K. T-ReH Residencial Horaria

La tarifa residencial horaria es exclusiva para los clientes residenciales servidos en baja tensión y que pertenecen a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

L. Industrial A

Esta tarifa fue utilizada hace algunos años, y era exclusivamente para consumos industriales. Aplicaba para todas aquellas empresas industriales que producen bienes y no a las que prestan servicios.

¹ Esta cantidad de consumo está dada por un mínimo de consumo de energía, y varía de una empresa distribuidora a otra.

M. Industrial B

Esta tarifa aplicaba años atrás, y consistía en una tarifa especial para los pequeños comercios que utilizaban equipo de refrigeración y expedían primordialmente los productos a la canasta básica. Además, presentaban consumos hasta 2 000 KWh incluyendo a las pequeñas industrias con igual consumo.

Posteriormente, producto del proceso de convergencia tarifaria las tarifas Industrial A e Industrial B desaparecieron, y fueron sustituidas por la tarifa T-GE General.

Por otra parte, es importante mencionar que el nombre de Industrial A e Industrial B fue asignado por la persona a cargo de la investigación, con el afán de facilitar la identificación de esta tarifa en el pliego tarifario.

4.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Seguidamente se hace referencia a los resultados obtenidos en la investigación y sigue el siguiente orden: descripción del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de la Regulación del Servicio Eléctrico.

4.2.1. Descripción Del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Este apartado comprende las características e historia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), además se describe de manera general la forma de operar del SEN, asimismo contempla la cantidad de empresas que abastecen el SEN en cuanto a generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, cobertura nacional y abastecimiento de la demanda nacional. También se brindará una breve descripción de la entidad que regula el servicio eléctrico en el país.

A. Antecedentes Históricos Del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Hace más de 100 años que los pobladores costarricenses tuvieron acceso al servicio eléctrico, si bien es cierto para esos tiempos la generación era en menor escala y estaba monopolizada por quienes tenían más poder adquisitivo, ya que estos podían comprar los equipos y producir su propia energía para autoconsumo; asimismo utilizaban la energía para alguna actividad económica.

El servicio eléctrico llegó a San José justo dos años después de ser iluminada la ciudad de Nueva York, en 1884. Convirtiéndose en una de las primeras ciudades que contaban con el servicio eléctrico.

El primer empresario que introdujo el servicio eléctrico en Costa Rica, fue Luis Batres García-Granados de nacionalidad Guatemalteca, que junto a Manuel Víctor Dengo emprenden una de las más simbólicas obras en cuanto a materia eléctrica se refiere, la fundación de la primera Compañía Eléctrica en Costa Rica, que construye la primer planta hidroeléctrica en la zona de San José.

Años más tarde, el país identifica una necesidad que cada vez era más visible, la población nacional necesitaba la energía eléctrica para satisfacer una serie de necesidades tanto básicas, económicas, sociales, entre otras. Además era imprescindible para desarrollo económico y social del país.

La empresa distribuidora del servicio eléctrico en Costa Rica más antigua es la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, que se fundó para el año de 1941 y nació con el fin de generar y distribuir la energía.

Posteriormente, se crea el Plan General de Electrificación de Costa Rica, que dio paso a la apertura en 1949, al Instituto Costarricense de Electricidad y quien compró gran parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz en 1968.

En octubre de 1964 producto de la iniciativa de los vecinos de Cartago, nace la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC). En 1976 se funda como una entidad estatal la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

(ESPH S.A.) la cual sufre una transformación en el año 1998 pasando a ser un ente privado.

Con la fundación de las cuatro entidades anteriores, el país proveía el servicio eléctrico a los costarricenses que se encontraban en la capital o bien en los alrededores; sin embargo, se comienza a dar un fenómeno en los sectores rurales de ese entonces, los pobladores comenzaron a agruparse y se organizaron para idear la manera de poder disponer de energía eléctrica, ya que consideran que las zonas donde habitaban, era un sitio de gran potencial para el desarrollo social y económico. Fue de esta manera que nacieron las Cooperativas de Electrificación Rural.

La primera cooperativa que se formó, fue la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (COOPEGUANACASTE R.L.) en el año de 1965. En el mismo año se funda La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.) con un total de 365 asociados.

Cuatro años más tarde, se crea Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.), en la actualidad suministra la energía eléctrica en la Región de los Santos y Carraigres, que comprende los cantones de Dota, Tarrazú, León, Acosta y parte sur de los cantones de El Guarco, Cartago, Desamparados, Aserrí y Mora.

La Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (COOPEALFARO RUIZ R.L.) fue la última que se creó en el año de 1972, por una necesidad de los vecinos del cantón de Alfaro Ruíz, de contar con el suministro de energía eléctrica, la zona solo contaba con una planta eléctrica, la cual no abastecía las necesidades de la población.

Las cuatro Cooperativas de Electrificación Rural, vieron la necesidad de crear una nueva cooperativa, llamada Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (Coneléctricas R.L.). Esta cooperativa ha buscado desde entonces, representar y defender conjuntamente, asimismo contribuir con la

producción de la energía eléctrica, adquirir bienes y servicios en forma conjunta y la transferencia de tecnología para las Cooperativas de Electrificación Rural.

B. Estructura Del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional está compuesto por el Sector Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

1. Sistema de Generación

De acuerdo al Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024 al 31 de diciembre del 2011, la generación de electricidad en Costa Rica, la efectúan cinco empresas de carácter público y 32 generadores privados.

El Cuadro 3 resume las entidades prestadoras del servicio de energía eléctrica que también participan en la producción de energía.

Cuadro 3. Empresas Distribuidoras que Generan Energía

GENERADORES DE SERVICIOS PÚBLICOS	
1.	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)
2.	Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)
3.	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC)
4.	Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)
5.	Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.)
6.	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE R.L.)
7.	Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.)

Fuente: Elaboración Propia

El Sistema Eléctrico Nacional al mes de diciembre del 2011, presentó una capacidad instalada efectiva, es decir en operación comercial, de 2 590 MW. La capacidad instalada se distribuye de la siguiente manera: el 65% está

representado por las plantas hidroeléctricas, el 21% corresponde a las plantas térmicas, un 8% lo produce las plantas geotérmicas, un 5% a las plantas eólicas y un 1% a biomasa.

De acuerdo a la capacidad instalada, el ICE opera un 77% por medio de plantas propias y un 14% con plantas que contrata por medio de generadores privados. El restante 9% lo operan las plantas de las empresas distribuidoras.

Es importante mencionar que la mayor demanda de energía eléctrica presentada en el país, se dio en el mes de marzo, la cual fue de 1 545 MW.

Para el 2011, el Sistema Eléctrico Nacional, generó 9 760 GWh, lo cual presenta un incremento del 2.7% con respecto al año anterior. Del cual, el ICE generó un 75%, los generadores privados un 16% y un 9% lo generó las empresas distribuidoras. Mientras que el consumo nacional fue 9 723 GWh, presentando un aumento del 2% con relación al 2010.

En Costa Rica, la generación de energía eléctrica se desarrolla por medio de diferentes fuentes, donde prevalece la térmica, biomasa, geotérmica e hidroeléctrica.

En la Ilustración 4 se puede observar el porcentaje que corresponde a capacidad instalada y la generación de energía para el año 2011, para cada fuente de producción.

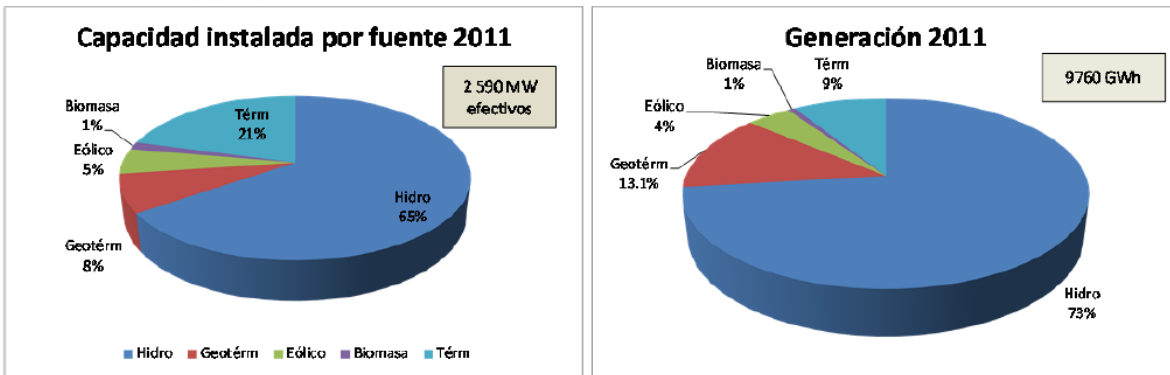


Ilustración 4: Capacidad Instalada y Generación de Energía al 2011

Fuente: Tomado del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024

En Costa Rica, la fuente más utilizada para la generación de energía ha sido la hidroeléctrica, seguido de la geotérmica, la fuente térmica ha cobrado cierta participación, igual que la eólica y finalmente la fuente que menos contribuye con la generación de energía es la de Biomasa, ya que solo es utilidad por aquellas empresas agroindustriales o industriales que la generan para autoconsumo.

En la Ilustración 5 muestra que para la década de los 80's, el país pudo abastecer su demanda de energía, mediante la fuente Hidroeléctrica, este hecho constituye a la construcción del complejo Arenal, donde prácticamente no se utilizó la generación térmica para ese periodo en específico, sin embargo para el año 1994 la generación térmica llegó alcanzar un máximo de 17.4%, producto de una fuerte sequía. De acuerdo al Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, el auge en el uso de la generación geotérmica y en menos medida la eólica, así como condiciones hidrológicas relativamente favorables, ha sido posible disminuir a niveles mínimos el uso de la generación térmica. Para el año 2011, la producción térmica representó apenas un 9% de la producción nacional.

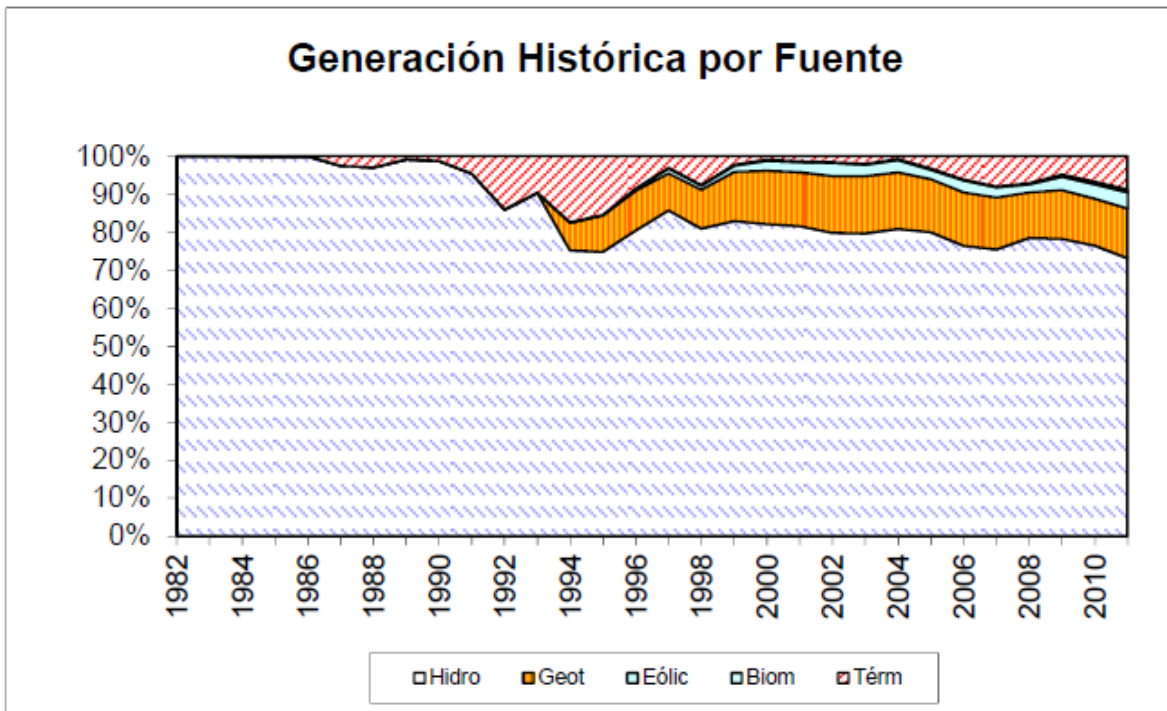


Ilustración 5: Generación Histórica por Fuente

Fuente: Tomado del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024

El sistema de generación de energía de Costa Rica, está compuesto por las siguientes plantas generadoras, cuyas principales características se pueden detallar en el Apéndice 3.

2. Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (Frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Atlántico hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. En la actualidad, dispone de un total de 1 083 Km de líneas de transmisión de 230 kV y 727 km de 138 kV.

En el año 1982 se interconectó por primera vez con el país vecino, Nicaragua, y para el año 1986 con Panamá. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad.

Al 2009, en el país existían 41 subestaciones, la capacidad total del sistema de transformación en ese entonces, ascendía a 7 606 MVA, con 2 633 MVA de capacidad elevadora, 3 494 MVA de capacidad reductora, 1 399 MVA de auto transformación y 80 MVA en reactores.

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) desde el año 1996, abarca el 100% del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y desaparecieron los sistemas de distribución aislados.

Las subestaciones y el sistema de transmisión son cada vez más indispensables en el medio en el que se desenvuelve la sociedad. El aumento de las subestaciones y la red de transmisión, le ha permitido al país llevar el servicio eléctrico hasta las regiones que presentan dificultades para adquirir el servicio.

Además, ha mejorado la calidad del servicio eléctrico en hogares, instituciones, comercios, industrias y general, todas las regiones del país.

Igualmente, al existir las subestaciones y un sistema eficiente de transmisión, genera una facilidad para aquellas empresas que generan energía lejos de la central propia, por lo cual pueden integrarse al sistema y luego retirar la energía en un punto más cercano y distribuirla a los consumidores.

Otra ventaja del sistema, es que crea enlaces adicionales entre los centros de producción y los centros de consumo para garantizar la continuidad del suministro del servicio eléctrico, en caso de cualquier tipo de emergencia provocada por fenómenos naturales u otras causas.

En la Ilustración 6 se observa la ubicación de las subestaciones y líneas de Transmisión que existen en Costa Rica, al año 2009.

Líneas de Transmisión y Subestaciones existentes en Costa Rica - 2009

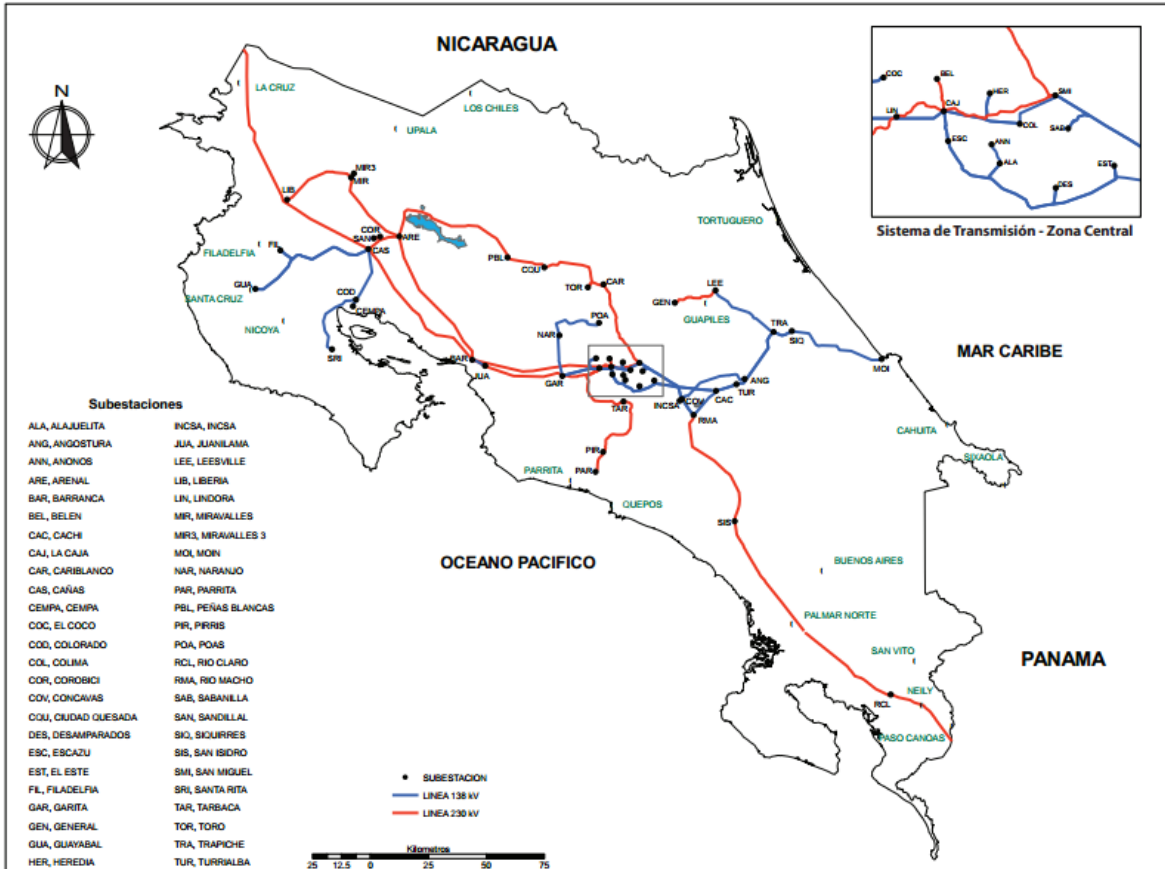


Ilustración 6: Líneas de Transmisión y Subestaciones en Costa Rica 2009

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

3. Sistema de Distribución

La labor de distribuir la energía eléctrica a nivel nacional, está a cargo de ocho empresas, tanto del sector público como distribuidores privados; las cuales tienen la responsabilidad de brindar un servicio público de calidad a los consumidores, además de contribuir con el desarrollo de los sectores regionales donde tienen su mayor impacto. En el Cuadro 4 se ofrece un listado de las empresas que componen el sistema de distribución nacional.

Cuadro 4. Distribuidores de Energía Eléctrica en Costa Rica

DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COSTA RICA	
1.	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)
2.	Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)
3.	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC)
4.	Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)
5.	Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.)
6.	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE R.L.)
7.	Cooperativa de Electrificación Rural Alfaro Ruiz (COOPEALFARO R.L.)
8.	Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.)

Fuente: Elaboración Propia

La Ilustración 7 muestra la participación que tuvo para el año 2010, cada una de las empresas distribuidoras:

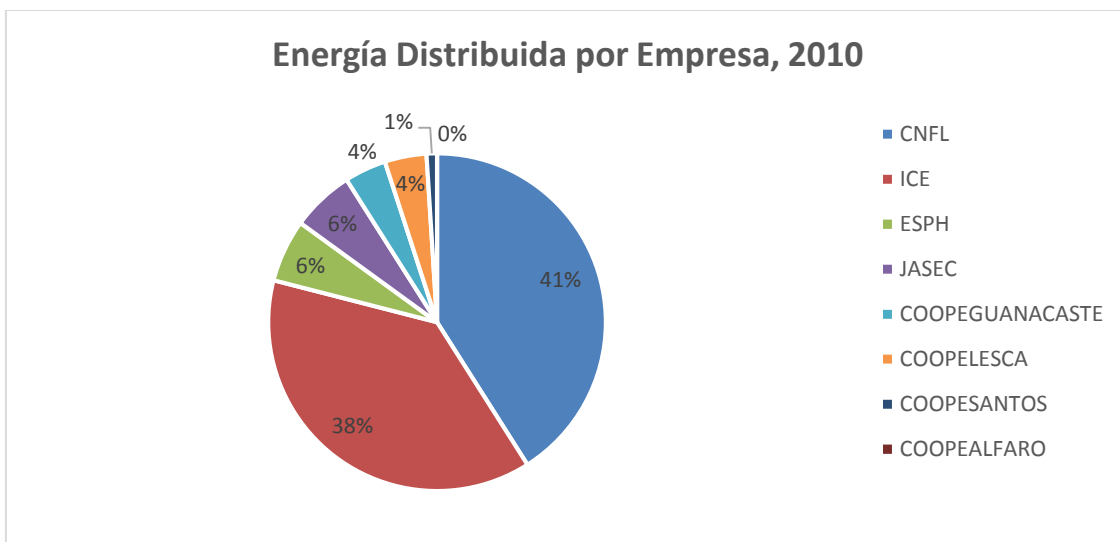


Ilustración 7. Energía Distribuida por Empresa-2010-

Fuente: Tomado del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024

La distribución de energía eléctrica, se maneja mediante una concesión que será otorgada, después de realizar el trámite correspondiente por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP).

En la Ilustración 8 que se presenta a continuación, se puede apreciar la distribución de las áreas de concesión que ha otorgado la ARESEP a las ocho instituciones que se encargan de distribuir la el energía eléctrica.

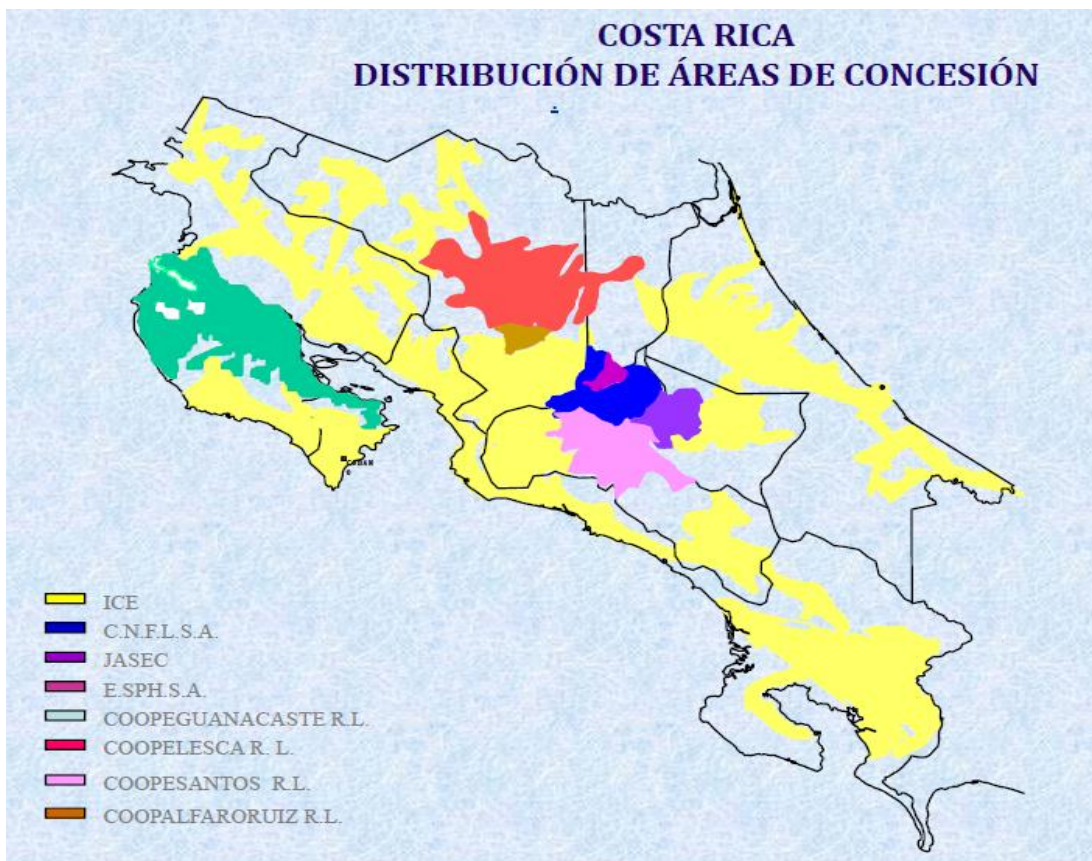


Ilustración 8. Distribución de Áreas de Concesión, Costa Rica.

Fuente: Tomado de la Autoridad de Reguladora de los Servicios Públicos, Setiembre 2010.

C. COBERTURA NACIONAL

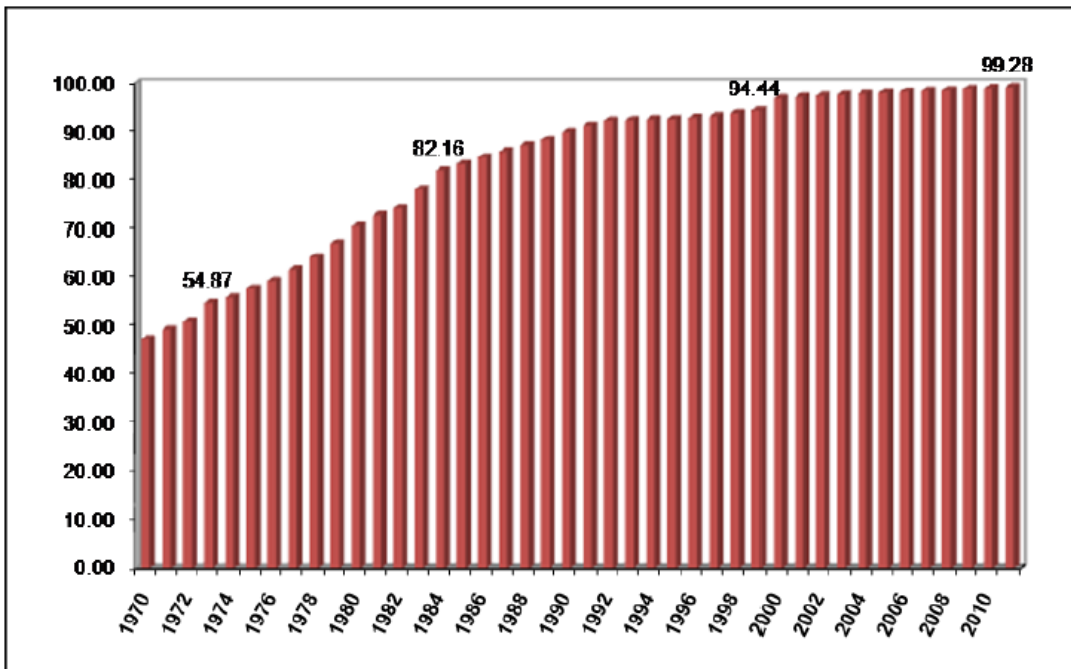
Las entidades encargadas de distribuir el servicio eléctrico en Costa Rica, se han preocupado por llegar hasta los sectores más remotos del territorio nacional; implementando tecnologías que permiten una llevar el servicio eléctrico a aquellos

pobladores que se ubican en las áreas de difícil acceso, o bien lugares marginados.

El grado de cobertura, se mide mediante un índice que muestra el acceso de la población al servicio eléctrico. Se calcula como el cociente de las viviendas con acceso a redes eléctricas entre el total de viviendas.

El porcentaje de cobertura eléctrica nacional, ha ido evolucionando hasta llegar a alcanzar el 99.28%, según las estimaciones mostradas en el Plan de Extensión de la Generación Eléctrica 2012-2024.

Seguidamente, se puede observar la evolución de la cobertura eléctrica que se ha presentado en el país resumido en la Ilustración 9. Esta evolución ha sido posible a la integración de nuevos entes distribuidores que junto con el Instituto Nacional de



Electricidad, han fortalecido el Sistema Eléctrico Nacional.

Ilustración 9. Evolución de la Cobertura Eléctrica.

Fuente: Tomado del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024

El Cuadro 5 hace referencia a la cobertura eléctrica nacional, correspondiente a cada una de las provincias del país. Cabe rescatar que sobresalen tres provincias con índices inferiores, siendo la provincia de Limón la que se encuentra con menor acceso al servicio eléctrico, con un porcentaje de 96,74% aproximadamente al año 2009; seguido de las provincias Puntarenas y Guanacaste.

Cuadro 5. Distribución del Servicio Eléctrico por Provincia, Año 2009

DISTRIBUCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO POR PROVINCIA, AÑO 2009	
Provincia	% Cobertura
Alajuela	99,04%
San José	99,82%
Heredia	99,70%
Limón	96,74%
Cartago	99,64%
Guanacaste	97,98%
Puntarenas	97,17%

Fuente: Tomado de la Dirección Sectorial de Energía, 2009

Según el Sindicato de Ingenieros y Profesionales del ICE, RACSA y CNFL; actualmente, Costa Rica ocupa el primer lugar de mayor Cobertura de Eléctrica en Latinoamérica, siendo superado a nivel mundial, por países desarrollados como Estados Unidos, Noruega y Canadá.

El acceso a la energía eléctrica, es un factor indispensable para el desarrollo de una región, ciudad o país; es por esta razón que el país como tal, vela porque la población en su mayoría pueda acceder a este servicio.

Las áreas remotas que carecen del suministro del servicio eléctrico, son víctima de una problemática de orden social: pobreza extrema, falta de oportunidades, salud deficiente y falta de educación.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) son instituciones que se preocupan por llevar el servicio de energía eléctrica hasta aquellos pobladores que se encuentran en desventaja o desigualdad socioeconómica con los habitantes de la zona urbana.

El ICE, particularmente tiene un Programa de Electrificación Rural ICE/PNUD, que se encarga de llevar el servicio eléctrico a las poblaciones que habitan en zonas rurales, aisladas y geográficamente dispersas y principalmente que no pueden ser conectados a la red convencional, donde la topografía del terreno y la densidad de población hace sus costos exorbitantes; para lo cual ha instalado sistemas fotovoltaicos residenciales, pese al alto costo de esta tecnología; sin embargo la Institución mantiene esta iniciativa, ya que en algunas ocasiones es la única alternativa de esperanza para los pobladores. El ICE tiene como prioridad la instalación de los sistemas fotovoltaicos para fines comunales que estén relacionados con la salud, educación y la producción. Las poblaciones o comunidades que se encuentran beneficiadas con la estos sistemas, prevalecen los territorios y reservas indígenas, telesecundarias, centros comunales, teléfonos públicos, servicios de internet, albergues de áreas protegidas, puestos fronterizos y parques nacionales.

Cuadro 6. Distribución de la Población Beneficiada

TIPO DE CLIENTE	NO. CLIENTES	CANTIDAD DE PANELES	POTENCIA INSTALADA (W)	INVERSIÓN (MILLONES \$)
Residencial	1.066	1.078	101.990	811.45
Comunales	147	362	33.195	194.22
Áreas Silvestres Protegidas	32	84	8.760	54.96
Total	1.245	1.524	143.945	1.060.64

Fuente: Dirección Sectorial de Energía

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) por su parte distribuye energía eléctrica en zonas densamente pobladas del área metropolitana, incluyendo precarios donde brinda generalmente el servicio a través de medidores colectivos.

También, es importante rescatar la labor que ejercen las demás entidades encargadas de distribuir el servicio eléctrico, que junto al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAET) trabajan en una estrategia nacional, basada en el compromiso del gobierno hacia el desarrollo sostenible. Esta iniciativa busca proveer electricidad con energía renovable a las 7 273 hogares identificados por la Dirección Sectorial de Energía (DSE) al 2009 que se encuentran privados del servicio. Con la introducción y uso de estas tecnologías, el programa permitirá a estas comunidades disfrutar de una fuente energética confiable y costo-eficiente.

Con el desarrollo del programa de electrificación rural, se espera que la calidad de vida de la población aumente y le permita un desarrollo humano sostenible. Dentro de los beneficios que obtendrá la población, se encuentra mejores servicios de salud, un proceso de enseñanza para los niños más integrado y apoyado en herramientas tecnológicas que faciliten el traslado de conocimiento. Asimismo, el servicio de energía eléctrica proporcionará al sector productivo un desarrollo continuo, incrementándose las fuentes de empleo, que garantizan un ingreso para los pobladores y a su vez activa el dinamismo de la económica del país.

4.2.2. Descripción De Los Distribuidores Del Servicio De Energía Eléctrica

El sector distribuidor está integrado por ocho empresas que brindan el servicio a la población costarricense. Dos de las entidades pertenecen al sector público, otras dos municipales y las últimas cuatro forman parte del sector cooperativo de electrificación rural.

Las cooperativas de electrificación rural han contribuido significativamente en el desarrollo de servicio eléctrico nacional, distribuyendo eficientemente el suministro eléctrico y aumentado la producción de la energía a fin de disminuir las compras al

Ice y tener su propia fuente de energía para abastecer a sus clientes. Las cooperativas que participan en la producción de energía son COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEGUANACASTE.



Ilustración 10. Distribuidores de Energía Eléctrica

Fuente: Elaboración Propia

A. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el principal y más grande distribuidor de energía eléctrica del país. Además, su trayectoria le ha conferido una amplia experiencia en la actividad. Igualmente, es la entidad que posee más plantas generadoras de energía eléctrica.

1. Antecedentes

Para el año 1948, un grupo de ingenieros eléctricos y civiles liderados por Jorge Manuel Dengo Obregón, presenta a la Junta Directiva del Banco Nacional un documento titulado “Plan General de Electrificación de Costa Rica”. La propuesta

tuvo una trascendencia muy emotiva, tanto así que el Banco Nacional lo remite al Gobierno de la República para que fuese analizado, ya que el documento trataba una temática de interés nacional.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) fue creado por el Decreto- Ley No. 449 del 8 de abril de 1949, como una Institución Estatal Autónoma. Se fundó con el propósito de dar respuesta a las largas luchas que se presentaron en varias generaciones de costarricenses. Al fundar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) se procuró solucionar definitivamente, la problemática que se manifestada en el país: la escasez de energía eléctrica.

La institución, se le fue encomendada la labor del desarrollo racional de las fuentes productoras de energía eléctrica para el país, predominado la explotación de los recursos hídricos, siendo estos el motor de la mayoría de las plantas generadoras de esta organización gubernamental.

Los objetivos primarios el ICE debe desarrollar, de manera eficiente y sostenible, las fuentes productoras de energía existentes en el país y prestar el servicio de electricidad.

Esta Institución fue la responsable de dar esperanza a miles de costarricenses, haciendo crecer las expectativas para una mejor calidad de vida. El ICE, se centró en dirigir el desarrollo eléctrico del país de acuerdo con las necesidades sociales y económicas de los costarricenses.

El ICE, no solo buscó electrificar al territorio nacional, sino procuró un desarrollo en mutuo con la sociedad, para ello, comienza a defender y conservar los recursos hídricos del país, mediante programas preestablecidos para la protección de las cuencas, las fuentes, los cauces de los Ríos y corrientes de agua.

En un principio, esta entidad, se centraba en la generación y distribución de la energía eléctrica, pero con los años, el país fue requiriendo otros servicios como fue la necesidad de estar comunicados, de ahí nace en 1963, el nuevo objetivo que se le asignó al ICE: el establecimiento, mejoramiento, extensión y operación

de los servicios de comunicaciones telefónicas, radiotelegráficas y radiotelefónicas en el territorio nacional. Tres años más tarde, instaló las primeras centrales telefónicas automáticas; este acontecimiento, marcó el inicio del desarrollo de las comunicaciones en Costa Rica.

El Instituto Costarricense de Electricidad, ha ido evolucionando como un grupo de empresas estatales que se encargan de administrar y llevar los diferentes servicios que se le otorgaron con el paso de los años. Las empresas que lo integran, son:

- ✓ ICE (Se encarga de los Sectores de Electricidad, Sector Telecomunicaciones y Sector Gestión Administrativa)
- ✓ Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA)
- ✓ Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica S.A. (CRICRSA)
- ✓ Compañía Nacional de Fuerza y Luz S. (CNFL), en su condición de accionista mayoritaria.

La globalización de los mercados y la revolución tecnológica llevan al conjunto de empresas del Grupo ICE, a orientar sus esfuerzos en busca de la mejora continua, tratando de orientar los recursos disponibles hacia el trato al cliente.

2. Área de Concesión

El Instituto Costarricense de Electricidad, es quien posee un área de concesión para distribuir el servicio eléctrico mayor a los demás distribuidoras, que comprende 39629.7 km² aproximadamente del territorio nacional.

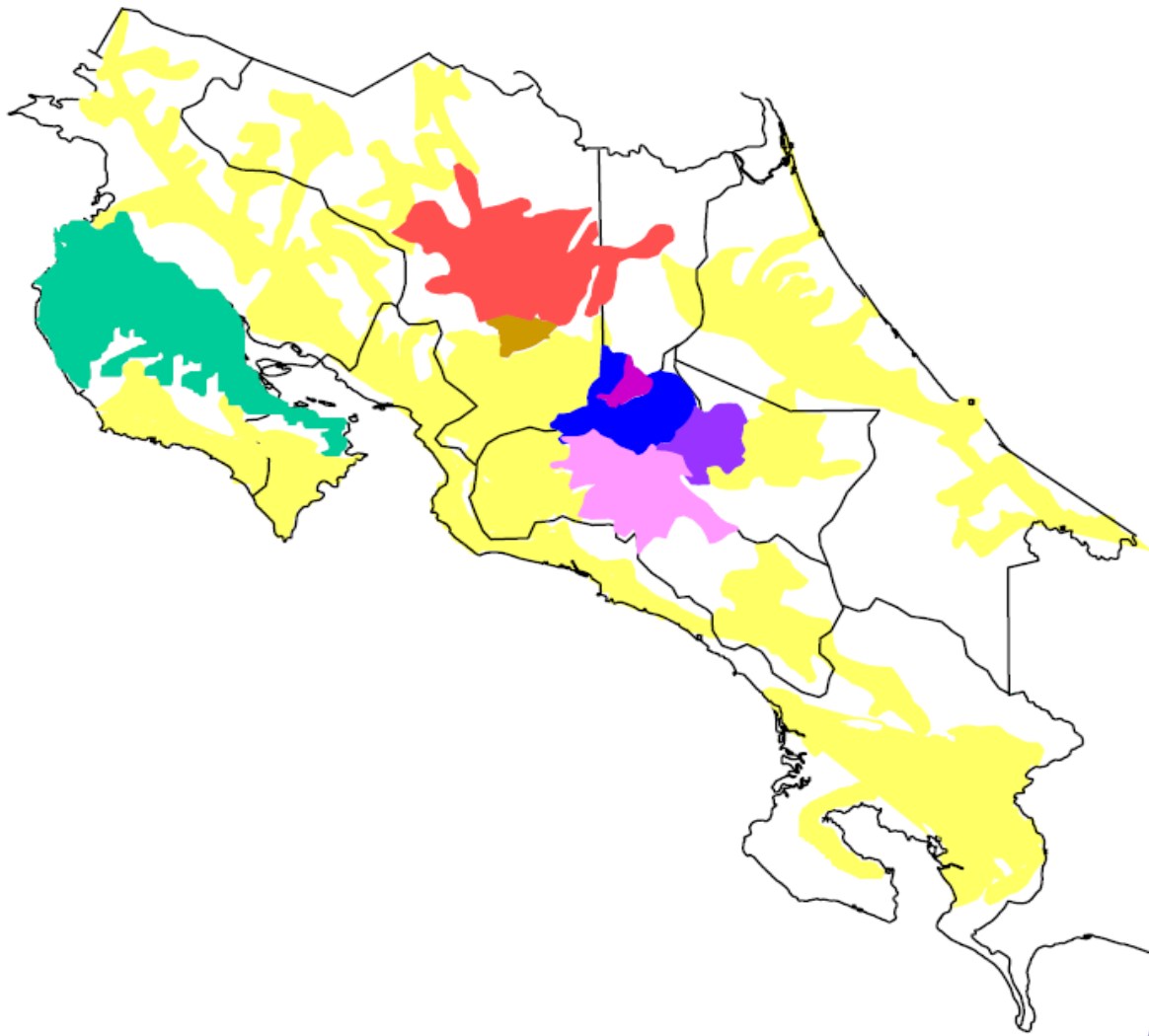


Ilustración 11. Distribución del Área de Cobertura, ICE

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, ICE

B. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

La compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), es la segunda empresa distribuidora que atiende a una cantidad numerosa de clientes, ubicada en la gran área metropolitana, denominada como la zona de cobertura.

Esta empresa nació como resultado de un esfuerzo político por nacionalizar los servicios eléctricos a la ciudadanía, además el gobierno buscaba dejar atrás la

propiedad privada y con esto garantizar la cobertura total, llegando hasta los grupos sociales menos favorecidos económicamente.

1. Situación Actual

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) fue creada el 8 de abril de 1941; para el año 1968, el ICE adquirió el 98,6% de las acciones de sus acciones, dejando la diferencia en manos de empresarios costarricenses.

Actualmente, está legalmente constituida como una Sociedad Anónima, inscrita en el Registro de la Propiedad y su vigencia está garantizada hasta el año 2107, según (Ley 8660, Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector de Telecomunicaciones, Artículo 54, Alcance 31 de la Gaceta 156 de agosto del 2008).

La CNFL, cuenta con un sistema de distribución formado por 35 subestaciones, 5 804 kilómetros de líneas de operación, y tiene 1 499 MVA de capacidad instalada en transformadores de distribución; asimismo cubre el 99% de la zona servida. El área de concesión atribuida a esta entidad para distribuir el servicio eléctrico es del 903 km² del Gran Área Metropolitana, ubicación favorable ya que se concentra la mayor parte de la población, vida institucional y principales actividades comerciales y productivas del país.

Este distribuidor, cuenta con alrededor de 480 mil clientes, que representa aproximadamente el 37% del total de clientes del país. Su área de servicio abarca el 1.8% del territorio nacional.

Para abastecer adecuadamente la demanda, la entidad cuenta con una capacidad instalada de 88,1 MW en nueve plantas hidroeléctricas, las cuales generan alrededor del 11% de la energía que se comercializa y el restante, se tiene que adquirir mediante compras al ICE.

2. Distribución del Área de Cobertura, CNFL

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, abastece la Gran Área Metropolitana, donde la concentración poblacional es elevada, la agrupación de comercios, industrias e instituciones son cada vez mayor; por lo cual el esfuerzo, dedicación, calidad en el servicio, el buen funcionamiento del sistema de distribución son claves para una prestación óptima del servicio eléctrico, ya que un avería producto de la negligencia puede ocasionar pérdidas económicas considerables.

La Ilustración 12 señala las áreas que abastece la Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

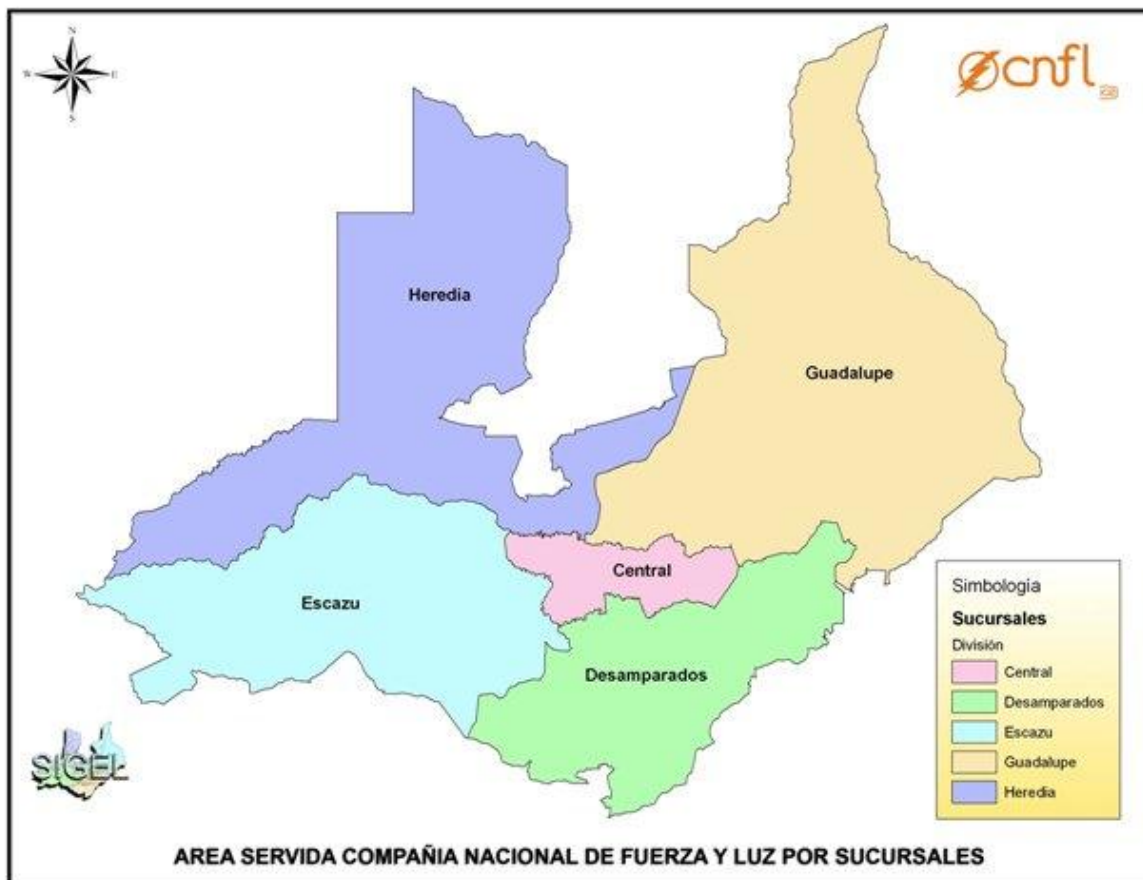


Ilustración 12. Distribución del Área de Cobertura, CNFL

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.

C. Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC)

La Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), se fundó el 12 de octubre de 1964, como secuela de una serie de acontecimientos que económicos y sociales que marcaron la historia de la provincia de Cartago.

1. Antecedentes

Para el año de 1961, se dio un aumento de tarifas de electrificación, además el país sumaba la aplicación del Factor Térmico ² con la finalidad de mejorar las instalaciones eléctricas en diferentes puntos de la provincia de Cartago, de aquí se originó la primera “huelga de pagos eléctricos”, debido a la inconformidad de los habitantes.

El movimiento de huelga, se extendió hasta 1964; la iniciativa fue apoyada por vecinos y abonados cartagineses que luchaban por frenar los aumentos injustificados de las tarifas de electricidad.

Los pobladores buscaron la ayuda de emisoras locales y medios de comunicación para que difundieran los hechos y presionaran a las autoridades competentes, para que dieran una solución aceptable a la situación que se estaba viviendo en ese entonces.

Para mediados de 1964, la población cartaginesa mostró una compostura civilizada y un alto apoyo por parte de los comités de otras cabeceras de cantón como Turrialba, Oreamuno, entre otros; contribuyó decididamente a que la Asamblea Legislativa agilizará el Proyecto de Ley para una Junta Eléctrica en la Provincia de Cartago.

² Reforma de Ley Cálculo del Factor Térmico, Ley No. 3077, consultada en http://www.pgr.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_repartidor.asp?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=33356&nValor3=35180&strTipM=TC

2. Situación Actual

JASEC, tiene un área de cobertura bien definida, comprendida por cinco cantones: Cantón Central, Oreamuno, El Guarco, Paraíso y Alvarado.

El área total de la Provincia de Cartago es de 3 120 kilómetros cuadrados, de los cuales JASEC, tiene 309 kilómetros cuadrados en concesión, lo que representa un 10% de cobertura por parte de la Institución.

La Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago, brinda el servicio eléctrico a un 5.6% del total de los clientes del país (aproximadamente 1 266 700 habitantes distribuidos en los cinco cantones), para un total del territorio servido del 2.4%.

Según los registros del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), el Cantón Central y Paraíso, cantones servidos por esta Institución distribuidora, han presentado un índice de crecimiento poblacional importante, en este caso, el número de habitantes servidos de acuerdo al registro de 1993 se ha duplicado al 2010. Los datos estadísticos, revelan que desde 1993, JASEC ha tenido una importante progresión de acuerdo al aumento de la población en el área servida.

Para el año 2003, el Instituto Costarricense de Electricidad y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago, firmaron un acuerdo, que consiste en una Carta de Entendimiento, que tiene como finalidad desarrollar el Proyecto Hidroeléctrico Toro III. Este acontecimiento, refuerza el Convenio de Cooperación suscrito el 4 de noviembre de 1999, para el desarrollo conjunto de proyectos hidroeléctricos.

Actualmente, JASEC, mantiene un alto compromiso con el mejoramiento continuo; la Institución ha emprendido la dirección de incursionar en un proceso dinámico de modernización, sin dejar de lado la importancia de un mejor servicio a las áreas con las que mantiene el compromiso de proveer el servicio de energía eléctrica.

Dentro de los progresos que se han realizado, está el mejoramiento de la plataforma tecnológica, ahora los clientes pueden realizar toda clase de trámite por medio de la página de internet. Además de la asistencia inmediata, que se le brinda al abonado por medio del call center.

La apertura de las cajas recaudadoras ha sido un servicio que ha llegado a facilitar los pagos de los recibos, brindando un mayor acceso a los usuarios.

Además, JASEC, está realizando mejoras en materia de medición, ya se ha realizado un cambio de tecnología con la cual los usuarios tendrán medidores electrónicos, lo que permite un importante avance en el sistema de medición y facturación de clientes de máxima demanda.

3. Distribución del Área de Cobertura, JASEC

La Ilustración 13 indica los sectores que corresponden al área de concesión de la Junta Administradora de Servicios Eléctricos de Cartago.



Ilustración 13. Distribución del Área de Cobertura, JASEC

Fuente: Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago, JASEC

D. Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), es otra de las empresas que forma parte del sector distribución, y que se formó como producto de una lucha constante de los pobladores heredianos, que ha marcado un desarrollo social y económico de la provincia de Heredia.

1. Antecedentes

En sus primeros años, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, estaba constituida como una Junta que se encargaba solamente de administrar el servicio de energía eléctrica, denominada Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia (JASEMH), propiedad de la Municipalidad del Cantón Central, fundada en 1949.

JASEMH, estaba encargada de procurar la conservación de las instalaciones de generación hidráulica, transmisión y distribución de energía, al mismo tiempo de mejorar los servicios eléctricos.

A principios de los años setenta, la provincia de Heredia pasaba por una problemática que llegó a convertirse en una verdadera crisis económica y social, en donde se pretendía traspasar el acueducto de la ciudad de Heredia que estaba en manos de la Municipalidad, al Servicio Nacional de Acueductos y Alcantarillados (SNAA), hoy Instituto de Acueductos y Alcantarillados AYA, lo que desató una verdadera revolución.

El sistema de Acueductos de Heredia se encontraba en malas condiciones, el servicio de agua era deficiente y las instalaciones deterioradas, además no se contaban con los recursos económicos suficientes para darle mejoras al sistema, lo que cada día provocaba una mayor disconformidad en la población.

Tras varios acontecimientos presentados, las autoridades concordaban que el acueducto debía de ser administrado por una entidad seria y responsable, asimismo que contara con el presupuesto debido para garantizar una prestación

del servicio adecuada. Al evaluar estos aspectos, se da la intervención de la Municipalidad de Heredia, el gobierno de la época a manos del Licenciado Daniel Oduber Quirós, la Universidad Nacional y otros interesados, lograron convertir a la JASEMH en la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) el 8 de marzo de 1976.

En la década de los noventa, la Asamblea Legislativa aprobó la transformación de la ESPH, en una Sociedad Anónima, mediante la Ley No. 7789³ del 28 de abril de 1998. Este acontecimiento tuvo una razón de ser, la cual consistía en que la empresa buscaba desligarse del régimen restrictivo que no le permitía un pleno desarrollo. Dado estas condiciones, la Empresa de Servicios Eléctricos de Heredia, se convierte en una Institución enfocada en la responsabilidad social y la conservación de los recursos naturales.

2. Situación Actual

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia, nace para resolver un problema de carácter social, en beneficio de todos los vecinos y pobladores de la provincia de Heredia.

Al presente, se encarga de proveer los servicios de energía eléctrica y suministro de agua potable, también alcantarillado sanitario y alumbrado público, caracterizados por ser servicios prestados sin fines de lucro; uno de los logros más relucientes, es la solidaridad mediante el cual los servicios públicos en el área servida por la Institución se desenvuelven con un criterio de unidad.

Esta Institución mantiene un compromiso muy plasmado con el desarrollo de social y económico del área de cobertura que le pertenece, siendo así, que presta los servicios no tomando la cantidad de clientes que tiene el cantón sino las verdaderas necesidades que estos presentan, sin excluir grupos sociales.

³ Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia
<http://www.dse.go.cr/es/02ServiciosInfo/Legislacion/PDF/Electricidad/Empresas%20Municipales/Ley7789TrasformacionESPH.pdf>

La entidad distribuidora, presta los servicios de distribución del servicio eléctrico en más siete cantones de la provincia de Heredia: San Rafael, San Isidro, Heredia, Belén, Flores, Barva y San Pablo.

La Institución abastece aproximadamente el 4.7% del total de clientes a nivel nacional, lo cual corresponde a un 0.2% del territorio servido.

La Organización, suministra el servicio eléctrico aproximadamente a 69 000 mil habitantes distribuidos en los siete cantones que le corresponde al área de concesión. El tipo de cliente predominante es el Residencial, albergando la mayor cantidad (60 800), seguidos del General (7300), industrial (260) y el cliente preferencial (580), los datos anteriores corresponden a las estimaciones realizadas por la Unidad Estratégica de Negocios (UEN) Comercial, a Marzo del 2011.

E. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.)

La Cooperativa de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA R.L.), es parte del movimiento actual de cooperativas rurales del país que ejercen una ardua labor, prestando un servicio de calidad y forjando el desarrollo de los sectores menos favorecidos, por encontrarse en zonas alejadas, en ocasiones infraestructura deficiente, clientes dispersos y donde la población crece a un ritmo menos acelerado que en la gran área metropolitana.

1. Antecedentes

La cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, COOPELESCA R.L., inició sus operaciones el 24 de enero de 1965, con un total de 365 asociados y un capital inicial de 45.750 colones. Para el año de 1969, dio inicio a la distribución de energía eléctrica abarcado un área 259 kilómetros.

Para la década de los 80's asumió, mediante un convenio otorgado por la Municipalidades de los diferentes cantones de la Región Norte, el alumbrado

público. Asimismo, fundó el medio de comunicación televisivo conocido como TV Norte Canales 14-16, el cual abarcaba únicamente la Región Norte.

Una década más tarde, incursionó exitosamente en el área de generación eléctrica, específicamente en el año 1997 a través de Coneléctricas, mediante el desarrollo de la Central Hidroeléctrica San Lorenzo, donde el 45% es propiedad de la Cooperativa. Más tarde, COOPELESCA R.L. crea el complejo Chocosuela I, II y III, 100% propiedad de la Cooperativa.

Para el año 2007, la Cooperativa da inicio al proyecto de Infocomunicaciones con la finalidad de disminuir la brecha digital en la Región Norte. A finales del mismo año, COOPELESCA R.L. abre en Ciudad Quesada, el Almacén de Materiales Eléctricos y Electrodomésticos como una alternativa de bajo costo al servicio de los asociados.

Un año más tarde, la Cooperativa inicia la venta de seguros a sus asociados, principalmente el seguro popular de Incendio.

Durante el 2009, se concluye la construcción de la I etapa de la línea de 69KV, desde San Isidro de Peñas Blancas a Muelle de San Carlos, mediante un crédito de INFOCOOP; este proyecto busca asegurar la capacidad, calidad y confiabilidad de servicio eléctrico por los próximos 30 años.

Para el 2010, COOPELESCA R.L., inició con el plan piloto del proyecto conocido como “Seguridad Ciudadana” el cual consiste en un sistema integrado de seguridad regional, liderada por la Fuerza Pública y con el respaldo de técnico y de interconexión de COOPELESCA R.L. a través de sus sistemas de infocomunicaciones.

Durante el año anterior, 2011, la Cooperativa inició la construcción de la Central Hidroeléctrica Cubujuquí. Además se inauguró la nueva oficina de COOPELESCA R.L. en la Fortuna de San Carlos. Asimismo, se logró concluir el año con un 96% en el desarrollo del proyecto de 69KV.

2. Situación Actual

COOPELESCA R.L. se basa en una doctrina socio-económica (Cooperativismo) que promueve la organización de las personas para satisfacer de manera conjunta sus necesidades, impulsar el desarrollo económico de las zonas donde le compete realizar sus operaciones.

La red de distribución eléctrica está conformada por 13 circuitos con una distancia total de 6 580 kilómetros de líneas. El área de concesión de la cooperativa es de 4 956 kilómetros cuadrados, según datos del IV Congreso Nacional de Energía, celebrado en Febrero del 2012.

La cooperativa, abastece aproximadamente a un 4.8% del total de clientes del país, con una zona servida equivalente al 9.2% del territorio nacional.

La red de distribución de COOPELESCA R.L. es alimentada de las Subestaciones ICE. En el caso de la Subestación Ciudad Quesada, alimenta cuatro circuitos de la red: Circuito San Francisco, Quesada, Florencia y la Marina.

La Subestación de Peñas Blancas alimenta los circuitos San Isidro y la Fortuna; la Subestación Toro, alimenta el circuito Toro.

Para el año 2011, entraron a trabajar dos subestaciones más, las cuales mejoraron considerablemente el servicio La primera Subestación es Cariblanco, que alimenta La Virgen y Venecia; también inició operaciones la Subestación de Muelle, que alimenta el circuito Ranchón, Platanar, Monterrey y Santa Rosa.

La colaboración que brinda la entrada de las nuevas subestaciones, permite disminuir las interrupciones en gran medida, ya que al ser los circuitos más cortos

menor es la cantidad de asociados afectados en averías o suspensiones de corriente eléctrica.

Debido al constante aumento de la demanda en los circuitos de distribución de COOPELESCA R.L. y su longitud, el voltaje de suministro actual es de 24,9 KV, lo cual no es suficiente para satisfacer las necesidades a medio plazo.

Por ende, para asegurar a todos los asociados un servicio eléctrico de calidad, está trabajando en un proyecto de expansión y mejoramiento de la red; la Cooperativa inició con la construcción de un anillo de distribución en 69 KV del cual se derivarán, a través de subestaciones reductoras, circuitos en 24,9 KV más cortos.

Para enero del 2010, COOPELESCA R.L.L inauguró la Subestación eléctrica en Muelle de San Carlos, que corresponde a la primer subestación de este proyecto de 69 KV

Actualmente la cooperativa, aparte de incursionar en la generación de energía eléctrica, con la finalidad de reducir las compras de energía al ICE y suministrar la energía cada vez a más lugares alejados del área de concentración poblacional; también ha introducido otros servicios adicionales para suprimir la brecha que existía en cuanto a servicios como el internet, televisión por cable, entre el área metropolitana y la Zona Norte del país.

3. Distribución del Área de Cobertura, COOPELESCA R.L.

La Ilustración 14 que se presenta posteriormente, indica el límite territorial del área concesionada de la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, COOPELESCA R.L.

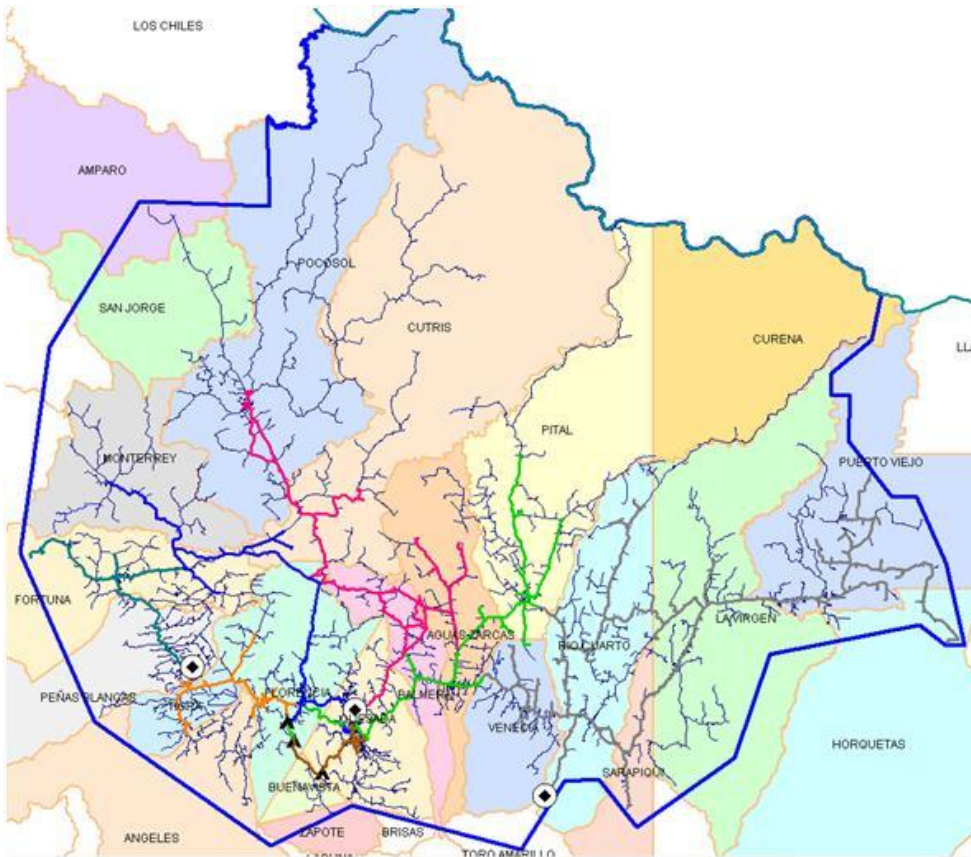


Ilustración 14. Distribución del Área de Cobertura, COOPELESCA R.L.

Fuente: Departamento de Planificación, COOPELESCA R.L.

F. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE R.L.)

La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE R.L.), ubicada en la provincia que le dio su nombre, contribuye significativamente con el desarrollo local de la región, e igualmente es parte fundamental del Sistema Eléctrico Nacional.

1. Antecedentes

La cooperativa, nació como todas las organizaciones cooperativistas, resultado del interés de un grupo de personas desconformes con el mal servicio de energía eléctrica donde preveía y la escasez absoluta en otros sectores.

Fue así como los vecinos, dirigentes comunales e interesados en general de los cantones de Carrillo y Santa Cruz, se vieron motivados para comenzar una lucha justa para constituir una organización que perteneciera a todos y así permitiera solucionar el problema de la falta de energía eléctrica adecuada. Sin embargo, la lucha no fue fácil, quienes estaban liderando el movimiento, se dieron a la tarea de buscar el apoyo de las instituciones con experiencia en el campo, y con recursos económicos, humanos y materiales que pudieran hacer una realidad la obra.

Instituciones como el Banco Nacional, el Instituto Costarricense de Electricidad y la Agencia Internacional para el Desarrollo (A.I.D.) suministraron el apoyo económico, técnico y administrativo para que la obra comenzara a ejecutarse. El día 10 de enero de 1965, se constituye la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. con 229 asociados, con domicilio para efectos legales en la ciudad de Santa Cruz, de la Provincia de Guanacaste.

Durante el periodo de 1965 a 1968 se lleva cabo la implementación administrativa y técnica de la cooperativa, siendo en este último año que la entidad comienza la prestación del servicio de energía eléctrica las comunidades de los cantones de Carrillo y Santa Cruz. Posteriormente el servicio se extendió a los cantones de Nicoya, Hojancha, Nandayure y luego dio cobertura al cono sur de la Península de Nicoya, Jicaral, Lepanto y Paquera.

La cooperativa, en sus primeros años, contaba con un personal muy reducido y por mucho tiempo mantuvo pocos empleados y alquilando locales para realizar las gestiones administrativas, sin embargo, conforme la cooperativa se fue consolidando y adquiriendo fuerza y crecimiento, tuvo los recursos suficientes para contratar más colaboradores y solucionar las adversidades que se le han presentado y le han dado mayor solidez.

2. Situación Actual

COOPEGUANACASTE R.L. suministra el servicio eléctrico en un área de concesión de 4 800 kilómetros cuadrados. La cooperativa ha contribuido

progresivamente con el desarrollo y dinamismo de la economía de la provincia; atiende un grupo considerable del sector turismo. El crecimiento de la cooperativa ha permitido a su vez, que las comunidades tengan acceso digno a la energía, volviéndolas atractivas ante los posibles inversionistas que deciden instalarse en esta región.

La cooperativa concentra alrededor de 4.3% del total de los clientes del país, además posee un territorio servido del 6.2% de la nación.

La distribución del servicio eléctrico es la razón de ser de la cooperativa, y lleva este servicio a través de las líneas de distribución a más de 44 933 asociados activos. La cooperativa tiene nueve diferentes oficinas o sucursales ubicadas en las principales ciudades de los cantones que abastece, dedicadas a atender consultas y trámites relacionados con el servicio de afiliación, instalación de servicios nuevos, cambios y traslados de medidor, cambios de medidor, en fin, toda aquella actividad relacionada con el servicio eléctrico.

En adicción, la cooperativa mantiene una estrecha relación con sus asociados, como parte de la filosofía del cooperativismo, es mejorar la calidad de vida de sus asociados brindando mejores oportunidades e igualdad de condiciones. De igual manera, mantiene un compromiso firme con el medio ambiente, máxime si se considera el servicio que presta, lo cual la obliga a operar conscientemente y de manera sostenible.

Para poder obtener ingresos que permitan suplir las necesidades de la cooperativa, solventar las diferencias sociales mediante las ayudas que brinda el comité de educación y otras carencias; la cooperativa ofrece otros servicios adicionales, como el alquiler de paneles solares, este servicio está dirigido especialmente para aquellas personas que viven en lugares demasiado alejados de las líneas eléctricas y que por su ubicación es difícil ofrecerles el servicio eléctrico convencional, en la actualidad la cooperativa cuenta con cerca de 148 clientes que utilizan este sistema.

3. Distribución del Área de Cobertura, COOPEGUANACASTE R.L.

La cooperativa, le brinda servicio eléctrico a un área que va desde la comunidad de Guardia del Cantón de Liberia hasta la comunidad de San Rafael de Paquera e Isla Cedros.



Ilustración 15. Distribución del Área de Cobertura, COOPEGUANACASTE R.L.

Fuente: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, COOPEGUANACASTE R.L.

G. Cooperativa de Electrificación Rural Alfaro Ruiz (COOPEALFARORUIZ R.L.)

La Cooperativa de Electrificación Rural Alfaro Ruiz (COOPEALFARORUIZ R.L.), está ubicada en el cantón de Zarcero. Fue fundada el 30 de noviembre de 1972, producto del movimiento de cooperativas de electrificación rural que buscaban solucionar un problema social: el acceso al servicio eléctrico para la población que reside en zonas rurales, principalmente.

COOPEALFARORUIZ R.L. ha impulsado el desarrollo del cantón de Zarcero durante años, el servicio eléctrico en esta región fue y sigue siendo significativo,

tanto para sus pobladores como para las industrias lecheras y procesadoras de productos oriundos de la zona.

La energía eléctrica, ha permitido que los productores sean más competitivos, agregando valor a sus productos mediante una manipulación mecanizada y dinámica. También, ha favorecido a los productores de leche que han introducido máquinas especializadas para el ordeño, agilizando dicho proceso.

Por otra parte, la cooperativa ofrece a sus clientes otros servicios, como el servicio de internet, televisión por cable y Tele-POS (Software para micro, pequeñas y medianas empresas (MIPYME), principalmente del sector comercio o servicios).

Actualmente, la cooperativa forma parte del Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (CONELECTRICAS R.L.) y del Consorcio Privado Cubujuquí con COOPELESCA. Para cumplir con el abastecimiento de la demanda eléctrica, realiza compras significativas al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la otra parte del porcentaje que le corresponde de la producción de CONELECTRICAS R.L.

H. Cooperativa de Electrificación Rural los Santos (COOPESANTOS R.L.)

La Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.), está ubicada en la Zona de los Santos y Carraigres. Esta Cooperativa ha forjado el desarrollo socioeconómico de la zona que el compete, velando por la calidad del servicio e incursionando en nuevos servicios para disfrute del asociado.

1. Antecedentes

La Cooperativa fue creada el 17 de enero de 1965, en San Cristóbal Norte de Desamparados, para el mismo año que el resto del país, unía sus fuerzas para constituir las demás Cooperativas de electrificación rural, y con ello garantizar una igualdad de condiciones para los habitantes que poblaban regiones retiradas del centro urbano nacional.

2. Situación Actual

Desde su fundación, ha estado enmarcada en brindar el servicio eléctrico a toda la zona de los Santos y Carraigres y propiciar el desarrollo social y económico de los asociados y clientes en general.

La Cooperativa, está conformada por más de 32 mil asociados y ha logrado extender las líneas primarias, hasta los lugares más alejados dentro del área que le corresponde de cobertura, garantizando así el servicio eléctrico a todos los habitantes en igualdad de condiciones. El área de concesión es de 1500 kilómetros cuadrados.

En este momento, los cantones que se encuentran electrificados en su totalidad, son los siguientes: Dota, Tarrazú, León Cortés y Acosta y la parte Sur y Oeste de los Cantones de Aserri, Mora, Desamparados, El Guarco y el Cantón Central ambos de la provincia de Cartago.

Esta entidad, se ha mantenido en la vanguardia, en el desarrollo de la distribución de la energía eléctrica, mediante la innovación constante, un servicio eficiente y un sólido crecimiento.

La Cooperativa incursionó en la producción de energía renovable, apostándole a la creación del Parque Eólico Los Santos (PELS); con este parque, la entidad prevé abastecer alrededor del 32% de la energía eléctrica que suministra eficientemente desde hace más de 45 años. El proyecto estuvo a cargo de la empresa de capital nacional Edificadora Beta S.A.

3. Distribución del Área de Cobertura, COOPESANTOS R.L.

La Ilustración 16 hace referencia al área concesionada de la Cooperativa.



Ilustración 16. Distribución del Área de Cobertura, COOPESANTOS R.L.

Fuente: Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, COOPESANTOS R.L.

4.2.3. Regulación Del Servicio Eléctrico Nacional

En Costa Rica la fijación de las tarifas del servicio eléctrico está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Esta entidad, es de carácter público y vela porque los servicios públicos se presten en condiciones óptimas de acceso, costo, calidad y variedad. Sin embargo esta actividad ha sido regulada desde al año 1928, por medio del Servicio Nacional de Electricidad entidad anterior a la ARESEP.

La Ley No. 7593, transforma el Servicio Nacional de Electricidad en una Institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Esta entidad tiene personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa. La entidad se rige por las disposiciones establecidas en esta Ley, sus Reglamentos y las leyes que la competen.

La Autoridad Reguladora no está sujeta a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley, sin embargo, está sujeta al Plan Nacional de Desarrollo.

La ARESEP tiene un conjunto de objetivos claramente definidos donde prevalecen los siguientes:

- ✓ Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos definidos en esta Ley y lo que se definan en el futuro.
- ✓ Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.
- ✓ Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de la Ley No. 7593
- ✓ Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad.
- ✓ Contribuir con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.
- ✓ Ejercer, conforme lo dispuesto en la Ley No. 7593, la regulación de los servicios públicos definidos en ella.

Actualmente, la ARESEP, ejerce la competencia que la Ley No. 7200 y sus reformas, del año 1990, le otorgan al Sistema Nacional de Electricidad.

El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), es el ente encargado de otorgar la autorización para prestar el servicio de Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transformación y distribución.

El artículo 10 de la Ley No. 7593, establece que el ente encargado de establecer el ámbito de cobertura territorial o competencia del prestador, es el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), mediante una concesión que

le garantiza al distribuidor o prestador del servicio eléctrico que es el único autorizado para suministrar la energía en un sector determinado.

Además, dicha Ley establece que ningún prestador de servicio de energía, podrá suministrar el servicio si no cuenta con la tarifa o precio previamente fijado por la ARESEP.

La Autoridad Reguladora es la encargada de solucionar los conflictos que se presenten entre los prestatarios del servicio de energía, en materia de competencia por razón de territorios.

A. Obligaciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

Las siguientes son las obligaciones que le competen a la ARESEP de acuerdo a lo estipulado en el artículo 6, de la Ley No. 7593.

- ✓ Regular, fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicio, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio.
- ✓ Realizar inspecciones técnicas de las propiedades, plantas y equipos destinados a prestar el servicio público, cuando lo estime conveniente para verificar la calidad, confiabilidad, continuidad, los costos, precios y tarifas del servicio público.
- ✓ Velar por el cumplimiento por parte de las empresas reguladas, de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales, y el cumplimiento de las leyes laborales.
- ✓ Fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos.
- ✓ Investigar las quejas y resolver lo que corresponda dentro del ámbito de su competencia.
- ✓ Cumplir cualquier otra obligación que las leyes le asignen.

B. Obligaciones de los Prestadores del Servicio de Energía (Distribuidores)

Las siguientes son las obligaciones que le competen a los prestatarios del servicio de energía, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 14, de la Ley No. 7593.

- ✓ Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos.
- ✓ Mantener instalaciones y equipos en buen estado, de manera que no constituyan peligro para personas ni propiedades, y no causen interrupción del servicio.
- ✓ Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.
- ✓ Presentar cuando la Autoridad Reguladora lo requiera, los registros contables de sus operaciones, conforme lo disponen la Ley No. 7593 y sus reglamentos.
- ✓ Proteger, conservar, recuperar y utilizar racionalmente los recursos naturales relacionados con la explotación del servicio público, según la legislación vigente.
- ✓ Permitir a la Autoridad Reguladora el acceso a sus instalaciones y equipos, así como la comunicación con el personal, para cumplir con la Ley y su reglamento.
- ✓ Realizar actividades o inversiones no rentables por sí mismas, en los ámbitos territorial y material de su competencia; sin embargo el costo de la actividad inversión debe estar cubierto por los ingresos globales del servicio de energía que suministra.
- ✓ Admitir sin discriminación, el acceso al servicio a quienes lo soliciten dentro de su campo.
- ✓ Estar preparados para asegurar, en el corto plazo, la prestación del servicio ante el incremento de la demanda.

- ✓ Brindar el servicio en condiciones adecuadas y con regularidad y seguridad que su naturaleza, la concesión o el permiso indiquen.
- ✓ Prestar el servicio a sus clientes en condiciones de igualdad y cobrarles un precio justo y razonable por el servicio prestado.

C. Trámite de Petición Ordinaria de las Tarifas de Energía Eléctrica

De acuerdo a la Ley No. 7593, en el artículo 29, indica que la Autoridad Reguladora formulará y promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de las tarifas de la energía eléctrica.

Asimismo, las solicitudes para la fijación de las tarifas o cambios en las mismas, deben ser presentadas por parte de los prestadores del servicio a la Autoridad Reguladora, la cual está obligada a recibir y tramitar estas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas cumplan con todos los requisitos formales que el Reglamento establece. La Autoridad Reguladora, podrá modificar, aprobar o rechazar estas peticiones.

De no cumplir con todos los requisitos solicitados por la Autoridad Reguladora, la misma, como máximo, extenderá una notificación al ente interesado, donde explica los puntos que deben ser corregidos o la documentación adicional que deberá presentar para continuar con el proceso.

El artículo 31, estipula los conceptos básicos que se consideran para fijar las tarifas de energía. La Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo del servicio, la tecnología empleada, las posibilidades del servicio y el tamaño de las empresas prestadoras. Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan Nacional de Desarrollo, deberán ser considerados como elementos claves para fijar las tarifas.

No obstante, la Autoridad Reguladora no fijará ninguna tarifa que atente contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio. También, deberá

aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación o variación de las externas a la administración de las empresas prestadoras del servicio, tales como la inflación, tasas de interés, tipos de cambio, precio de los hidrocarburos, entre otras.

Es importante mencionar, que la Autoridad Reguladora, deberá contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando sea necesario considerarlos:

- ✓ Garantizar el equilibrio financiero de las organizaciones.
- ✓ El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas de pago y sus costos efectivos.
- ✓ La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.

De la misma manera, los prestadores del servicio eléctrico, deberán de justificar cada una de las peticiones de tarifas que realicen, y haber cumplido con las condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones que se encuentran explícitas en las recomendaciones que se extienden al final de la resolución.

La Autoridad Reguladora deberá de convocar a una audiencia pública, después de ser admitida la petición de las tarifas o bien cuando se amerite la revisión o formulación de los modelos de fijación de precios y tarifas. Para efectos de la audiencia pública, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, considerando los 20 días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia.

La Autoridad Reguladora resolverá en definitiva toda solicitud de fijación o cambio ordinario de las tarifas, en un plazo no mayor a 30 días naturales, posterior a la fecha de la celebración de la audiencia, según lo indica el artículo 37 de la Ley No. 7593.

Las tarifas que establezca la Autoridad Reguladora, así como las modificaciones a las mismas, regirán a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta o a

partir del momento en que lo indique la resolución correspondiente; y por ningún motivo podrán tener efecto retroactivo.

Es importante rescatar que la Autoridad Reguladora, realizará los ajustes o aumentos extraordinarios correspondientes a las distribuidoras de energía eléctrica, cada vez que se modifican las tarifas de Generación y Transmisión del ICE y que éstas afectan directamente los gastos por compras de energía al Ice o por el concepto de transmisión de la energía.

La fórmula de ajuste extraordinario que se aplicará a las empresas distribuidoras de electricidad es la siguiente:

$$X = [((C_p - C_a) / I_v) * (1 + (n/365))] * 100$$

Donde:

X: Ajuste porcentual promedio de los precios de las tarifas del servicio de distribución, producto de la variación en las compras de electricidad o del servicio de transmisión.

C_p: Costo estimado en colones de la energía comprada para el servicio de distribución con la variación tarifaria aprobada para el periodo de cálculo (12 meses).

C_a: Costo estimado en colones de la energía comprada para el servicio de distribución con la tarifa anterior para el periodo de cálculo (12 meses).

I_v: Ingresos estimados en colones, para el servicio de distribución por las ventas de energía con tarifas vigentes, para el periodo de cálculo de 12 meses.

N: Es el número de días aproximado que la Autoridad Reguladora estima que tardará el proceso de consulta básica, incluyendo el plazo requerido para aprobar las tarifas y el de su publicación en La Gaceta.

La ARESEP, incluyó el factor de ajuste expresado en la fórmula $(1+(n/365))$ a fin de resarcir el rezago que conlleva el proceso de fijación de tarifas por ajuste extraordinario, que también debe cumplir con el procedimiento de participación ciudadana, a través de la audiencia pública.

D. Descripción del Modelo de Fijación de Tarifas Eléctricas Ordinarias

La Ley No. 7593, establece en el artículo 3 inciso b. que las tarifas que fije la ARESEP, se basará en el principio del Servicio al Costo, el cual hace referencia a que las tarifas de los servicios públicos (donde se incluye la energía eléctrica), deben de ser determinadas considerando únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, incluyendo una retribución al capital (rédito) invertido que garantice el adecuado desarrollo de la actividad y que permita realizar inversiones.

La metodología que utiliza la Autoridad Reguladora, se basa en un modelo general que se puede aplicar a los demás servicios públicos. El procedimiento se fundamenta en calcular un costo promedio contable, que se le adiciona un monto de excedentes, al cual se le puede llamar rédito para el desarrollo, tasa de rentabilidad o margen excedente, este varía dependiendo del servicio público del que se trate. Esta metodología también recibe el nombre o se le conoce como “Tasa de Retorno”.

Esta metodología, en términos económicos, lo que busca es igualar los ingresos totales con los costos totales, donde a los últimos se le incluye un pago adecuado al factor capital, que en este caso corresponde al excedente.

Dentro de los costos totales, se comprenden los costos de operación y mantenimiento, el gasto por depreciación y los gastos administrativos y cualquier otro gasto que esté estrictamente relacionado con la prestación del servicio.

La fórmula que utiliza la Autoridad Reguladora para calcular las tarifas, se exprese de la siguiente manera:

$$I = GOMA + R^* (AFNORP + KT)$$

Donde,

I= Ingresos

GOMA= Gastos de Operación, Mantenimiento y Administración

AFNORP: Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio

KT= Capital de Trabajo

R= Tasa de Rentabilidad

Sí

BT= Base Tarifaria = (AFNORP + KT)

INO= Ingreso Neto de Operación = I – GOMA

Entonces:

$R = INO/BT$

Para estimar los ingresos la Autoridad Reguladora realiza todo un proceso metodológico. El primer paso es proyectar los ingresos de los diferentes sectores con base en las variables económicas que afectan el crecimiento de la demanda de electricidad: se efectúa un análisis tendencial con los datos históricos del crecimiento de los abonados por sector (residencial, general e industrial) y el consumo también por sector; el precio promedio de cada sector o tarifa permite valorar las estimaciones realizadas y obtener los ingresos por servicio, a los que se le agregan otros ingresos que las empresas eléctricas reciben por el suministro del servicio de energía como los cargos por reconexión, multas y otros para completar los ingresos totales de operación.

Posteriormente, a los ingresos totales se le deducen los gastos, los cuales se estiman considerando una serie de criterios. El gasto por compras de energía al ICE incluyendo el sistema de distribución del ICE, este cálculo se realiza de

acuerdo con la tarifa del Sistema de Generación establecida por el ICE para la venta al sector distribución. Los demás gastos se proyectan tomando como referencia el total de gastos del año base (año anterior al de la fecha de presentación de la petición tarifaria).

El gasto por depreciación, está relacionado a las inversiones propias de la actividad, al proceso de revaluación de activos, el cual se calcula con base en los índices de inflación internos y externos y devaluación de la moneda.

Los gastos de operación de cada empresa distribuidora se efectúa mediante un análisis minucioso de cada una de las cuentas, considerando el comportamiento de los años anteriores al año base. Asimismo, se estudia el efecto de la inflación y devaluación sobre cada rubro, los incrementos salariales, las necesidades de crecimiento de la empresa.

Los ingresos totales menos todos los gastos correspondientes a la prestación del servicio dan como resultado la rentabilidad o utilidad de operación, que al dividirse entre la Base Tarifaria se obtiene el rédito porcentual.

La Base Tarifaria que utiliza la Autoridad Reguladora, varía según la prestadora en estudio. Por ejemplo, para estimar la base tarifaria del Instituto Costarricense de Electricidad se calcula como el activo fijo neto promedio revaluado más el capital de explotación que está constituido por 2/12 del ingreso por facturación por suministro de energía eléctrica y otros ingresos menores como los servicios de reconexión. Este cálculo fue determinado en el contrato de Préstamo 535/OC-CR con el BID (Programa de Desarrollo Eléctrico).

Sin embargo, para estimar la base tarifaria de las cooperativas de electrificación rural, se utiliza un procedimiento diferente, que fue acordado por la Junta Directiva de la anterior entidad reguladora, el Sistema Nacional de Electricidad. El procedimiento responde a la siguiente operación: activo fijo neto en operación más capital de trabajo menos las deudas a largo plazo. Siendo el activo fijo neto la diferencia entre el activo fijo bruto en operación y la depreciación acumulada de este mismo activo, mientras que el capital de trabajo es la suma reconocida a la

distribuidora por parte de la Autoridad Reguladora por la aplicación de recursos financieros que debe mantener a disposición para cubrir los egresos de operación desde que se entrega la energía eléctrica, hasta que el consumidor cancela el recibo por el servicio prestado. Este monto se debe estimar dividiendo el total de gastos anuales entre 360 días, multiplicando el cociente por el período medio de cobro, lapso que normalmente está entre 45 y 60 días, dependiendo de casa caso.

En síntesis, la metodología que utiliza la ARESEP para estimar el activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR) es la siguiente:

- ✓ Primero los analistas obtienen los saldos de las diferentes partidas de activo (plantas de generación, postes, líneas de distribución, transformadores, activos generales o administrativos, entre otros.), separados en cuatro componentes básicos acumulados: activo al costo, activo revaluado, depreciación acumulada al costo y depreciación acumulada revaluada. Todo esto a diciembre del año inmediato anterior a la fijación tarifaria.
- ✓ Luego se eliminan de los respectivos saldos, los retiros del período.
- ✓ Posteriormente, se procede al cálculo de los índices de revaluación compuestos para cada partida de activo. Para esto se calculan las proporciones internas y externas que componen cada clase de activos que tienen las empresas eléctricas, al componente interno (porcentual) se utiliza como ponderador de la inflación interna (IPC) y el componente externo se utiliza como ponderador de devaluación del colón con respecto al U.S. dólar, ajustada por el índice de inflación externa (de los Estados Unidos de América).
- ✓ Se aplica este índice compuesto a cada partida y cuenta, según su naturaleza.
- ✓ Se calcula la depreciación del período, según los porcentajes aprobados por la ARESEP previamente para cada tipo de activo.
- ✓ Se estiman las adiciones de activo del período, las adiciones generalmente se obtienen del plan de inversiones del periodo de referencia que es

analizado por aparte, determinando cuales son las obras que las empresas esperan construir durante el periodo de análisis.

- ✓ Se obtienen los saldos finales de cada partida y cuenta de activo y depreciación, al costo y revaluado y se determina el activo neto.
- ✓ Se cuantifica el promedio anual de cada cuenta y el saldo final total que se incorpora a la base tarifaria.

Actualmente, el equipo de analistas toma el rédito para desarrollo y lo compara con una rentabilidad obtenida a través del modelo CAMP (Cost Asset Price o Modelo de Valoración del costo de Capital), según este modelo de valoración establece un nivel de rentabilidad justo para la actividad del servicio eléctrico.

E. Convergencia Tarifaria

Los analistas de la Autoridad Reguladora, buscan en la medida de lo posible que los análisis financieros y económicos de las peticiones tarifarias contribuyan cada vez con una estructura tarifaria menos compleja, más simplificada y con menos subsidios lo que se resume en un proceso conocido como convergencia tarifaria.

El proceso de convergencia tarifaria radica en acercar las tarifas de los diferentes sectores (residencial, industrial, comercial, entre otros) a sus verdaderos costos de suministro, lo que implica una racionalización de los subsidios existentes en estas tarifas, lo que no es necesariamente una eliminación completa de los mismos.

La racionalización de los subsidios requiere de tiempo y estrategia, ya que erradicarlos por completo significa una serie de implicaciones sociales como producto del incremento en las tarifas que deberán los consumidores. En vista de lo anterior, la Autoridad Reguladora ha ido reduciendo paulatinamente los subsidios en las fijaciones tarifarias.

Los principales criterios de convergencia tarifaria de mayor utilización son las siguientes:

- ✓ En promedio, las tarifas de cada sistema (generación, transmisión, distribución y alumbrado público) cubren sus propios costos y generan una rentabilidad adecuada.
- ✓ Se ha disminuido el número de tarifas existentes.
- ✓ De ha disminuido el número de bloques de consumo en cada una de estas tarifas.
- ✓ Se ha procurado que las tarifas de distribución cubra como mínimo los costos de compra de energía en bloque al sistema de generación.
- ✓ Se han creado tarifas por nivel de tensión (alta, media y baja tensión).

Sin embargo, el proceso de convergencia tarifaria se ha dado desde hace muchos años y no solo en el último periodo. Algunos de los acontecimientos más importantes se mencionan a continuación, según datos fidedignos de la ARESEP.

Para el año 1963, la estructura tarifaria del servicio eléctrico nacional presentaba las siguientes características:

- ✓ En el primer bloque sólo se cobra energía, mientras que en los otros dos bloques, se cobra tanto energía como potencia, aunque en proporciones diferentes.
- ✓ Las tarifas unitarias son decrecientes al aumentar el consumo.
- ✓ En todas las tarifas existe un mínimo a facturar.
- ✓ El cobro es mensual.

En años posteriores se incorporaron algunos cambios a fin de reorganizar la estructura del pliego tarifario.

- ✓ Se crearon tarifas por sectores de consumo (residencial, industrial, comercial, etc.).
- ✓ Las tarifas unitarias pasaron de ser decrecientes conforme aumenta el consumo, a ser crecientes (tarifa promedio creciente).
- ✓ En general, se aumentó el número de tarifas y el número de bloques de consumo, sobre todo en la tarifa del sector residencial.

- ✓ Se establecieron subsidios a las tarifas que le cobra el ICE a las cooperativas de electrificación rural y a las empresas municipales por venta de energía en bloque.

No obstante, las modificaciones que el ente regulador emitió en su momento, provocaron distorsiones en las tarifas, que se reflejaban en tarifas para el sector distribución que no cubrían el costo de generación, al mismo tiempo, se incorporaron subsidios entre sectores de consumo que se incrementaron con el paso del tiempo.

En vista de lo anterior, se dio un proceso de simplificación del pliego tarifario a fin de reducir al máximo el número de tarifas y a su vez mejorar la señal económica a los usuarios del servicio eléctrico.

Cuando se crea la Ley No. 7593, le otorga a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos la función de regular el servicio eléctrico separando cada actividad, de esta manera se crean tarifas diferentes para los sectores de: distribución, generación y transmisión, asimismo se estableció como principio tarifario el servicio al costo para fijar las tarifas.

Dividir los sectores permitió definir el costo de generación de la energía eléctrica, a su vez ayudó a cuantificar los costos por compras de energía al Ice, lo que representa un porcentaje elevado para las empresas distribuidoras. También ayudó a analizar la participación de los entes distribuidoras en la generación propia de la energía.

Se eliminó el cobro del factor térmico, que era un costo de generación propiamente del ICE que se atribuía en el consumo de los usuarios directos de las distribuidoras, provocando una distorsión en los precios.

En síntesis, a través de las distintas transformaciones que se han presenciado en la estructura tarifaria, se han obtenido reestructuraciones importantes como las siguientes:

- ✓ Separación tarifaria del ICE en generación, transmisión y distribución.

- ✓ Creación de una tarifa horario estacional para venta en bloque del ICE a las distribuidoras.
- ✓ Creación del peaje de transmisión.
- ✓ Creación de tarifas horario estacionales para consumidores en alta y media tensión.
- ✓ Disminución de los subsidios cruzados.
- ✓ Simplificación de la tarifa residencial.
- ✓ Disminución de las tarifas.
- ✓ Simplificación de las tarifas con cargo de máxima demanda de potencia.

4.3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Este apartado reúne los resultados obtenidos por medio del modelo de regresión lineal múltiple, y contienen el análisis correspondiente de cada uno de ellos, enfatizando la utilidad del modelo para pronosticar las tarifas de energía eléctrica.

Para efectos del análisis de las tarifas de electricidad del sector distribución se tomó como referencia la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L.), para lo cual se eligieron como variables independientes las estadísticas de consumo de energía, compras de energía a terceros, compras evitadas (suma en colones equivalente a lo producido mensualmente por las centrales hidroeléctricas propiedad de la Cooperativa), gastos y recursos externos solicitados por la empresa. Todo lo anterior, para un total de 72 meses, comprendidos desde enero del 2006 a diciembre del 2011.

Para efectos del estudio, se empleó un modelo de regresión lineal múltiple, con la finalidad de explicar el comportamiento de las tarifas del sector de distribución (que comprende los sectores residencial, general y media tensión), utilizando la información de un conjunto de variables explicativas o independientes.

4.3.1. Identificación de las Variables

En primera instancia es necesario definir la variable dependiente o endógena y las independientes o exógenas que se consideraron para correr el modelo y obtener los resultados que indiquen el nivel de correlación entre las variables estudiadas.

La variable dependiente en el estudio está representada por la tarifa, ya que constituye el punto de interés de la investigación, y la que se busca predecir y se asocia o simboliza con la letra “Y”. Las variables independientes estudiadas son: gastos, recursos externos, compras de energía a terceros, compras de energía evitadas y consumo. Se identifican con la letra “X₁, X₂, X₃, X₄, X₅” respectivamente.

La Ilustración 17 esquematiza lo citado anteriormente:

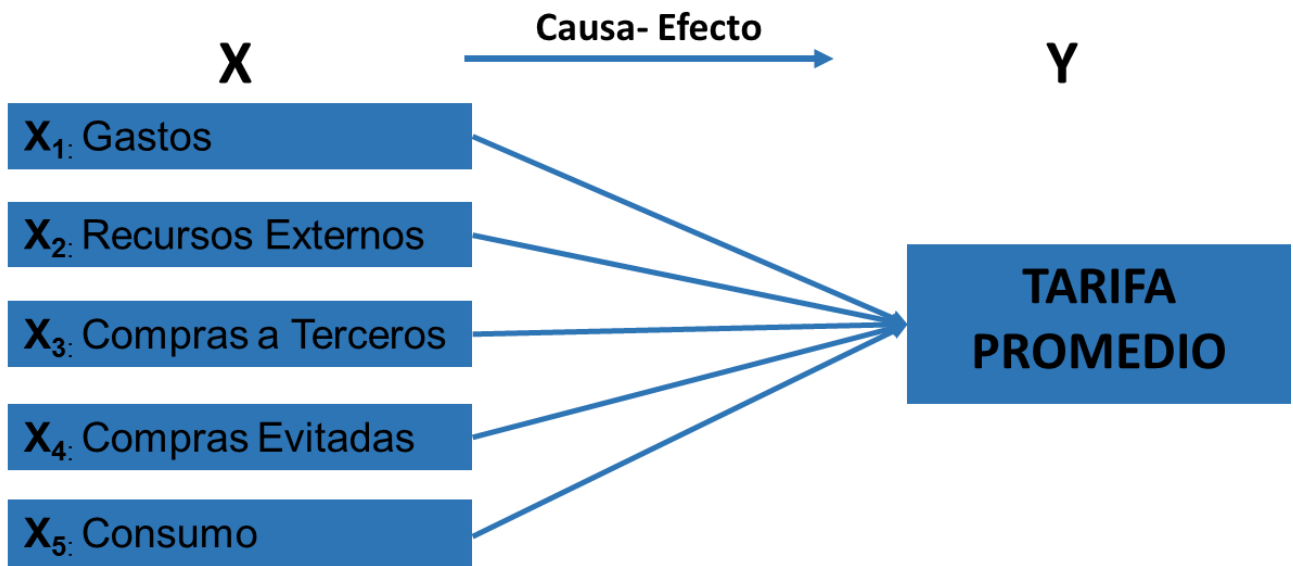


Ilustración 17: Esquema de Variables

Fuente: Elaboración Propia

En vista de lo anterior, el modelo de regresión múltiple tiene como objetivo explicar el comportamiento de Y “tarifa promedio” a través de cinco variables independientes X₁, X₂, X₃, X₄, X₅ citadas anteriormente. Sin embargo, hay que

aclarar que se excluyen del estudio otras variables que podrían estar asociadas con alguna de las variables exógenas y una variación importante en esta podría causar un efecto en X , que a su vez altera el comportamiento de las tarifas de energía, según el nivel de correlación existente entre cada una de las variables independientes con respecto a la tarifa.

Las variables independientes estudiadas son determinantes para la fijación de tarifas, cada vez que una distribuidora realiza una petición tarifaria, la Autoridad Reguladora revisa cada una de ellas, debido que las variaciones tarifarias que apruebe deben cubrir los gastos y necesidades que se derivan de la atención de la demanda del servicio eléctrico. Por otra parte, los recursos externos cumplen una función importante en el proceso, estos son solicitados para solventar una situación en específico, cubrir gastos, inversión principalmente.

En la Ilustración 18 se puede observar la integración de las variables estudiadas en función a la variable dependiente. Las exógenas están ordenadas de tal manera que expresan la interacción entre ellas.

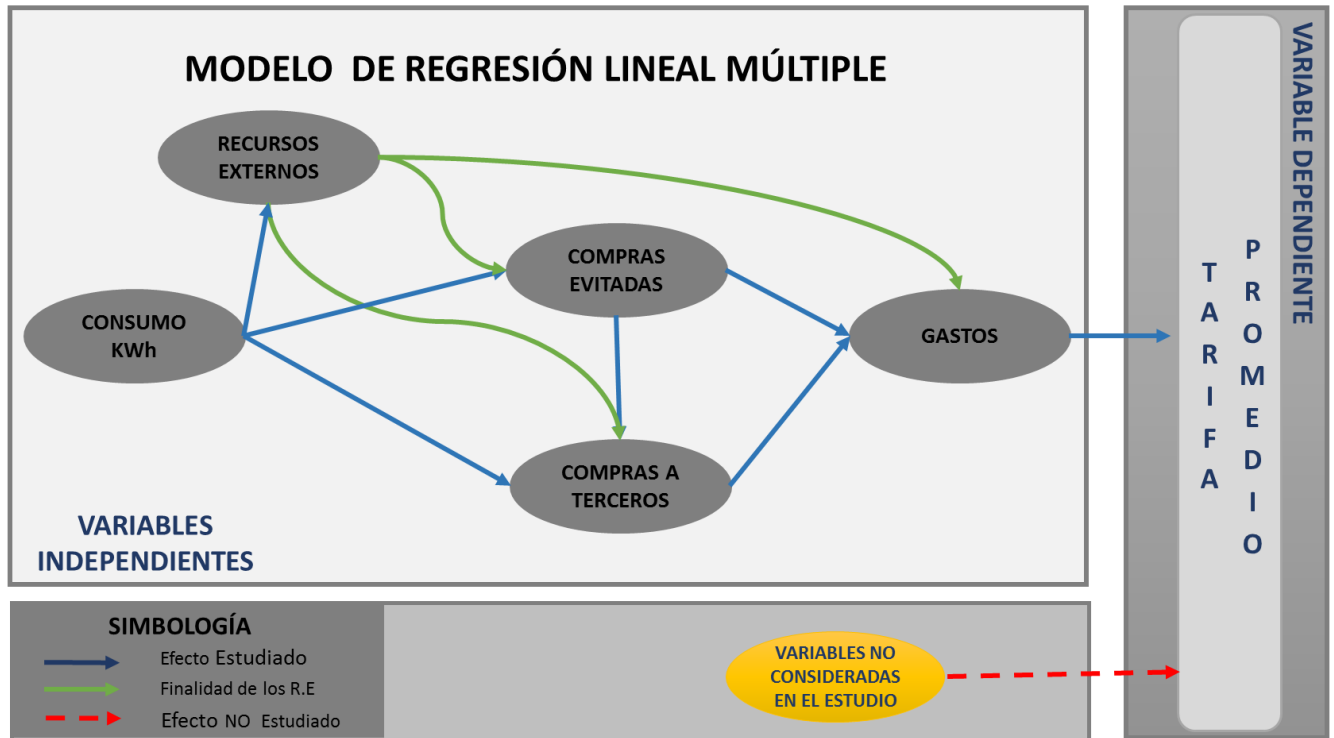


Ilustración 18: Esquema Modelo de Regresión Lineal Múltiple

Fuente: Elaboración propia

En vista de lo anterior, se parte de una demanda del servicio o consumo, que está dada por las unidades de KWh (Kilovatios-hora) que consumen mensualmente los clientes que son servidos por la distribuidora. De esta manera, la empresa estima la cantidad de unidades de energía y potencia que se requiere para abastecer la demanda, lo que se soluciona de dos maneras: producción propia y compras a terceros (se considera como tercero suplidores como el Instituto Costarricense de Electricidad y el consorcio CONELECTRICAS R.L).

La primera consiste en analizar cuanta energía se puede producir por cuenta propia, lo que equivale a las compras evitadas. Después que se tiene la capacidad de producción se traduce a colones, es decir, es el nivel de ahorro que tiene la cooperativa por generar un porcentaje de la energía demandada y no adquirirla por medio de terceros.

La segunda alternativa, son las compras a terceros, que es la cantidad en unidades de energía y potencia que se debe de adquirir por medio de otros generadores para satisfacer la demanda de energía. Una parte de las compras a terceros se valoran a la tarifa T-SD y otra a la tarifa que le aprobó la ARESEP a CONÉCTRICAS R.L. para venta de energía a las Cooperativas afiliadas.

Las compras de energía a terceros es parte de los gastos del servicio, sin embargo para efectos del análisis es preciso extraerlo y considerarlo como otra variable, tomando en cuenta que es una de los gastos más representativos. De esta manera, prevalece la importancia de conocer cuál es el nivel de correlación que existe entre esta variable y la tarifa promedio.

Por otra parte, los gastos por concepto de distribución, comercialización, administrativos y generales, financieros, depreciación y canon, representan una salida de dinero importante, por lo cual el nivel de tarifa debe abarcarlo.

Por último, los recursos externos son una alternativa a la que se puede recurrir con el objeto de tener mayor liquidez, que permita cubrir gastos y realizar proyectos de inversión. La necesidad de acudir a esta fuente, puede estar vinculada con un aumento en el consumo o la demanda.

En vista de lo anterior, un aumento en el consumo de energía obliga a la distribuidora del servicio a realizar más compras de energía a terceros o aumentar su producción, lo que implica crear nuevos proyectos de generación. Por lo tanto, los recursos externos facilitados por entidades financieras ayudan a cubrir estas necesidades.

No obstante, el ingreso de capital externo afecta directamente los gastos financieros, debido a la tasa de interés que se debe pagar a las entidades financieras. Sin embargo, el ingreso de capital externo puede disminuir otras partidas, como por ejemplo si se hace inversión en la parte de generación de energía, si disminuye paulatinamente los gastos por compras de energía una vez que el proyecto entre en operación.

Es relevante citar que estas variables mencionadas pueden verse afectadas por factores externos no considerados en el estudio. Se pueden mencionar la inflación, la devaluación de la moneda, el crecimiento de la economía, situaciones imprevistas como cierre temporal de una planta de generación lo que aumentaría los gastos por compras de energía, desastres naturales, una disminución en el caudal de los ríos, entre otras situaciones, aumento acelerado en la tarifa T-SD, lo que evidentemente impactaría las compras de energía al ICE. Sin embargo pese a esto el modelo de regresión lineal múltiple explica en un 80% la tarifa promedio y se considera aceptable.

Es importante indicar cuál es la relación de cada una de las variables independientes que integran el modelo de regresión lineal múltiple con respecto a los gastos.

La primera variable a explicar es el consumo, que está dado por la cantidad de unidades en energía que demandan los abonados, lo que incita a generar mediante recursos propios una cantidad mayor de energía o comprarla a terceros.

Desde el punto de vista de la generación propia, lo que equivale a compras evitadas, se dan varias situaciones importantes, la primera de ellas es que la visión de ser independientes energéticamente conlleva a una inversión considerable en plantas de generación, lo que a su vez requiere una adición de capital externo para financiar el proyecto. Por consiguiente, se incrementan los gastos financieros, los gastos por depreciación de activos y los gastos de generación. Sin embargo, paulatinamente se reducen las compras a terceros, conforme el proyecto entre en operación y se mantenga activo.

En segunda instancia, la capacidad de generación propia determina el nivel de las compras a terceros: entre más fuerte y estable sea la producción de energía por parte de una distribuidora, esta tendrá menos dependencia de la energía que producen los generadores externos.

Por otro lado, un aumento en las compras realizadas a terceros podría eventualmente disminuir los gastos financieros porque no habría necesidad de realizar inversiones cuantiosas en plantas generadoras de energía con lo cual la solicitud de recursos externos sería mínimo. También podría estar asociada con una disminución en los costos propios de generación.

Sin embargo, cuando una empresa distribuidora tiene una dependencia fuerte de los generadores externos, está sujeta a la tarifa T-SD de venta de energía por parte del ICE al sector distribución o, bien, a la tarifa aprobada a CONÉLECTRICAS R.L. para venta de energía a sus Cooperativas asociadas, por lo que un aumento repentino y considerable en estas tarifas incrementa sus gastos por compras y puede atentar contra la estabilidad financiera si no se realiza un ajuste extraordinario y oportuno en sus tarifas de distribución.

En vista de lo anterior, es significativo aludir a la importancia de la inversión en proyectos de generación que conduzcan a una autonomía energética, y de esta manera retribuirle a los clientes servidos mejores beneficios, los que se ven reflejados en tarifas más accesibles para los abonados, puesto que en el medio plazo el servicio a la deuda se verá reducido, así como las compras de energía a terceros y a su vez se refleja en las ganancias de la empresa.

Con respecto a los gastos que se refieren a distribución, comercialización, administración y generales, están directamente asociados con la evolución o crecimiento que tenga la empresa distribuidora. Tomando como referencia las características de la cooperativa en estudio, sobresale lo siguiente: tiene un área de concesión de más de 4 mil kilómetros cuadrados, sin embargo sus clientes están distribuidos en áreas relativamente pobladas y con un desarrollo económico importante, como Ciudad Quesada, Fortuna, Aguas Zarcas; sin embargo existen otros poblados ubicados en distritos de bajo índice de desarrollo social y económico, como por ejemplo Pocosol, Cutris, Monterrey de San Carlos, San Jorge de los Chiles, Puerto Viejo de Sarapiquí, los Ángeles de San Ramón, y sin dejar de lado aquellos poblados que se concentran en zonas fronterizas.

Por consiguiente, uno de los principios que debe acatar la cooperativa es igualar en condiciones de acceso al servicio público a estos pobladores con sus semejantes de los distritos más activos y poblados, por lo tanto el esfuerzo que hace la distribuidora en llevar la energía hasta estas zonas, repercute en un incremento en los gastos de distribución. Considerando que la adicción de consumo por parte de los nuevos abonados por esta labor es bajo, debido a las condiciones socioeconómicas de los pobladores, además, se debe recordar que en su mayoría estas zonas son electrificadas mediante programas de solidaridad que desarrolla la cooperativa en conjunto con otras instituciones, por ejemplo el Instituto de Desarrollo Agrario y el Ministerio de Bienestar Social y Familia.

La expansión y crecimiento de la cooperativa demanda más personal capacitado, nuevas plazas, tecnología, equipo y herramientas de trabajo, lo que incrementa partidas de gastos.

Los rubros depreciaciones y gastos financieros, se ven afectados por cada decisión estratégica que contemple la cooperativa en cuanto a expansión, crecimiento, desarrollo y autonomía energética se refiera, ya que aumenta la entrada de capital externo y se suman más activos a la organización.

En síntesis, se busca explicar el comportamiento de la tarifa promedio de distribución con relación a un conjunto de variables independientes, mediante la aplicación de un modelo estadístico.

4.3.2. Desarrollo del Modelo de Regresión Lineal Múltiple

A continuación se detalla los componentes del modelo de regresión lineal múltiple y los resultados que se obtuvieron.

A. Coeficiente de Correlación: Variable Independiente-Dependiente

El coeficiente de correlación determina el nivel de asociación que existe entre la variable dependiente en función a cada una de las variables exógenas o independientes.

Este procedimiento fue necesario a fin de calcular el coeficiente de correlación de cada una de las variables independientes a través de las cuales se busca explicar el comportamiento de la tarifa promedio que tiene COOPELESCA R.L., lo anterior con la intención de validar la aplicación del modelo de regresión múltiple.

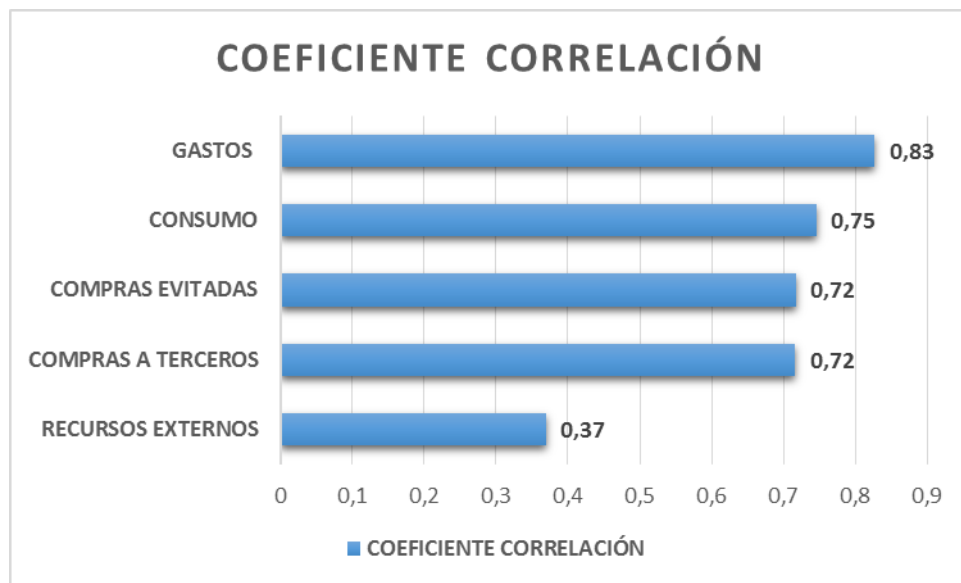


Ilustración 19: Coeficiente de Correlación

Fuente: Elaboración Propia

En la Ilustración 19 indica el nivel de correlación que existe entre cada una de las variables independientes en relación a la variable endógena o dependiente: tarifa promedio.

La tarifa promedio y la variable gastos son las que demuestran un nivel de dependencia más fuerte, de 0,83 que de acuerdo con la variación que se puede

dar en el coeficiente de “r” de Pearson, un valor como el que se obtuvo representa una correlación positiva considerable.

Lo anterior, puede ser producto del incremento en el gasto por financiamiento que ha tenido la cooperativa en el periodo de estudio, puesto que en los años 2009, 2010 y 2011, adquirió deudas para financiar el proyecto 69 KV y la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Cubujuquí y compra de terreno principalmente.

Por otra parte, las variables consumo, compras evitadas y compras a terceros obtuvieron coeficientes superiores a 0,70, lo que indica un grado de correlación positiva media, no siendo así para la variable recursos externos, que obtuvo un coeficiente inferior a 0,70 pero hay que rescatar que se encuentra por encima de cero, lo que justifica un ajuste por regresión múltiple.

Lo que respecta a las variables compras a terceros y evitadas, se puede decir que mantienen un comportamiento de absoluta dependencia entre ellos, ya que en la medida que la generación aumenta disminuye las compras de energía y viceversa; por lo cual ambas mantienen un nivel de correlación positiva media con la dependiente. De esta manera, si la cooperativa decide depender en mayor medida de las compras de energía se necesitaría un nivel de tarifa superior para cubrir con este gasto; pero, si considera la opción de producir su propia energía o un porcentaje significativo de esta, puede impactar durante unos años el gasto financiero, viéndose reflejado en tarifas más caras, que posteriormente se verán reducidas o bien la solicitud de aumentos en los pliegos tarifarios no serán tan frecuentes.

Una razón explicativa que se puede atribuir al nivel de correlación tan bajo que presenta la variable recursos externos en relación con las demás independientes, es porque se tomaron los valores de los desembolsos que la entidades financieras le otorgaron a la cooperativa durante los seis años, y durante todo el 2006 no se identificó ningún desembolso, siendo hasta el 2007 cuando se presentan los

primeros, los cuales fueron aumentando progresivamente. En el 2011 fue el año que hubo más desembolsos registrados.

B. Resultados del Modelo de Regresión Lineal Múltiple

Una vez identificadas las variables y ordenadas se procedió a analizar los datos mediante el modelo de regresión lineal múltiple, el cual se estimó por medio de la herramienta de análisis de datos (Regresión) de Excel 2013. Además, se realizó el cálculo a través del Simulador de Riesgo, Risk Simulator.

Las estadísticas de regresión obtenidas por medio de esta herramienta se pueden apreciar en el Cuadro 7.

Cuadro 7: Estadísticas de Regresión Múltiple

Estadísticas de Regresión	
R-Cuadrado (Coeficiente de Determinación)	0,8036
R-Cuadrado Ajustado	0,7887
R-Múltiple (Coeficiente de Correlación Múltiple)	0,8964
Error Estándar Estimado (EEy*)	5,2281
Observaciones n	72

Fuente: Elaboración propia

En vista de lo anterior, el R-Cuadrado o Coeficiente de Determinación Múltiple, indica que el 80,36% de la variación de las tarifas promedio puede explicarse y calcularse mediante las variables independientes que fueron integradas al modelo de regresión.

En este sentido, las variables independientes (gastos, recursos externos, compras a terceros, compras evitadas y consumo) explican un 80,36% la variación de la tarifa promedio de la Cooperativa. En otras palabras, un 19,64% de la variación en las tarifas de energía de COOPELESCA R.L. se debe a otras fuentes no contempladas en el modelo, como el error de estimación múltiple o variables no incluidas en el análisis.

Dada esta situación, el R-Cuadrado Ajustado mide el porcentaje de variación de la variable dependiente que puede ser explicado por medio de las variables independientes o exógenas cuando se introduce una variable adicional al modelo.

De acuerdo a los datos obtenidos, solamente un 78,87% de la variabilidad de la tarifa promedio puede ser explicado mediante el consumo, compras a terceros, compras evitadas, gastos y recursos externos cuando se incluye en el modelo de regresión una nueva variable.

En vista de lo anterior, las variables independientes mantienen un nivel explicativo alto con respecto al comportamiento de la tarifa promedio de energía de la Cooperativa, cuando se incluye una variable adicional al modelo, siendo solo un 1,49% de variación que se dejaría de percibir por estas variables.

Por otra parte, el R-Múltiple o Coeficiente de Correlación Múltiple, determina la correlación que existe entre la variable dependiente, es decir, la tarifa promedio y la variable ajustada o estimación de esta, basado en la ecuación de regresión. Por medio de este procedimiento, se establece un grado de asociación lineal entre la tarifa promedio y la tarifa promedio estimada, también se puede interpretar como la similitud entre la variable dependiente y la recta de regresión estimada.

De esta manera, el modelo de regresión muestra un R-Múltiple de 89,64% siendo un nivel bastante alto, lo que refleja que existe un grado correlación alto entre la tarifa promedio y su estimada. El comportamiento que sigue según el pronóstico que estableció el Simulador de Riesgo se puede apreciar en la Ilustración 20.

Dentro del Cuadro 7 se puede encontrar el valor del Error Estándar Estimado, que equivale a 5,2281, este error indica la dispersión que presenta el conjunto de datos por encima y debajo de la línea de regresión lineal. El Error Estándar Estimado es utilizado como parte del cálculo para obtener el intervalo de confianza de las estimaciones que se realizarán posteriormente. El error estándar múltiple indica que tan adecuada es la ecuación de regresión para predecir las tarifas de energía de la cooperativa.

El modelo de regresión múltiple provee un error de estándar estimado de 5,2281, lo que indica que los datos reales se encuentran relativamente cercano a la recta de regresión, por consiguiente se puede predecir las tarifas de energía por medio de la ecuación de regresión múltiple con poco error.

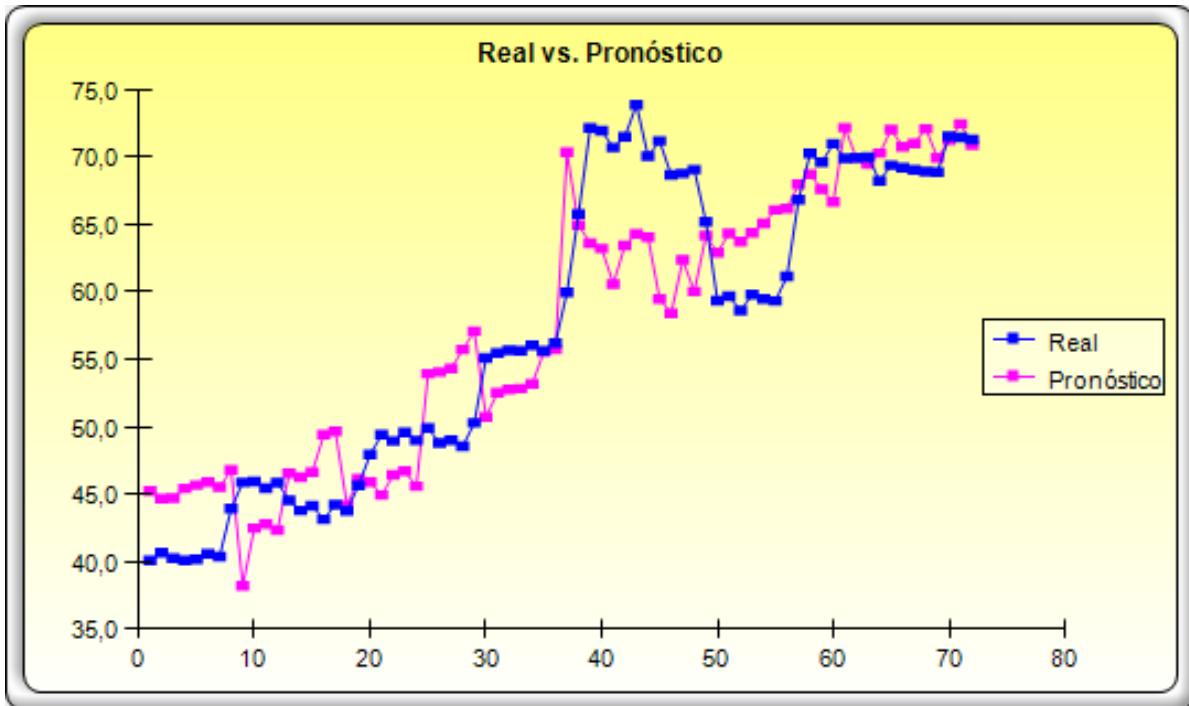


Ilustración 20: Tarifa Promedio y Tarifa Estimada

Fuente: Elaboración Propia, por medio de Risk Simulator

C. Estimación de la Tarifa Promedio

La finalidad de utilizar un modelo de regresión es precisamente explicar por medio de predictores el comportamiento de las tarifas de energía y estimar con mejor precisión las tarifas de electricidad de una empresa distribuidora, partiendo del valor conocido de las variables que demuestra una relación fuerte con la dependiente.

Para estimar las tarifas de electricidad se puede utilizar la ecuación de regresión múltiple, la cual está dada por

$$\hat{Y} = a + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 \dots b_k X_k$$

Donde:

\hat{Y} = Variable Estimada

a = es la intercepción o constante, es el valor de Y cuando todas las X son cero.

b_j = es la cantidad en que la variable dependiente Y cambia cuando X_j en particular aumenta una unidad, cuando los valores de todas las demás variables independientes se mantienen constantes. Es importante recalcar que el subíndice j es solo para identificar cada variable independiente.

Asimismo, el subíndice k se utiliza para representar el número de variables independientes que existen en el modelo.

Por consiguiente, la ecuación de regresión permite estimar el nivel tarifario promedio que se requiere para cubrir una posible variación que ocurra en gastos, compras de energía o inversión.

Según los resultados del modelo de regresión múltiple, las tarifas promedio de COOPELESCA R.L. se pueden explicar un 80,36% las cinco variables que integran el modelo. Por lo tanto, si se le da un valor a cada una de las variables independientes se obtiene la tarifa estimada.

Para interpretar mejor los resultados obtenidos en el modelo, se procede a desarrollar un ejemplo aplicado a una situación simulada para la empresa COOPELESCA R.L.

D. Ejemplo de Estimación Mediante la Ecuación de Regresión Múltiple

Para efectos demostrativos se ofrece un ejemplo práctico que explica lo que se requiere para estimar las tarifas y la interpretación de cada uno de los valores que fueron considerados.

Para desarrollar la ecuación de regresión múltiple es preciso tener a mano los valores de las variables que la integran. En la Ilustración 21 se aprecia los componentes claves de la ecuación.

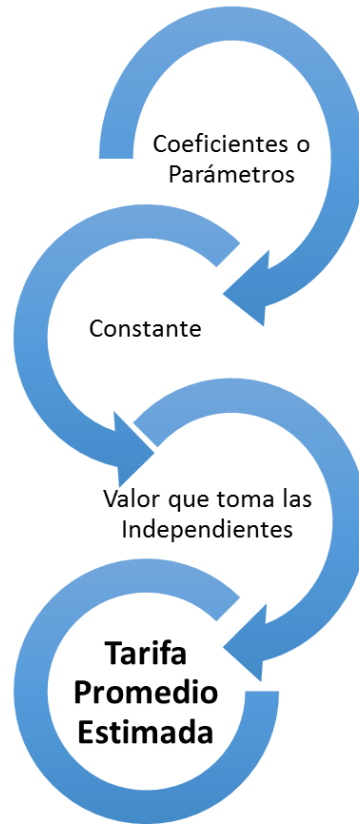


Ilustración 21: Coeficientes de la Ecuación de Regresión Múltiple

Fuente: Elaboración Propia

El primer paso es calcular los coeficientes de la ecuación de regresión múltiple para cada una de las variables y la intercepción o constante: en este caso estos valores se tomaron de los resultados de la aplicación del modelo. En el Cuadro 8 se encuentran los coeficientes de las independientes y la constante o intercepción.

Cuadro 8: Coeficientes de la Ecuación de Regresión Múltiple

Coeficientes De la Ecuación de Regresión Múltiple

Intercepción	7,232917115
GASTOS	3,42676E-08

RECURSOS EXTERNOS	-5,07094E-10
COMPRAS ENERGÍA A TERCEROS	7,28897E-09
COMPRAS EVITADAS	3,27722E-08
CONSUMO	4,70221E-07

Fuente: Elaboración Propia, Modelo de Regresión Lineal Múltiple

Una constante de 7,23 indica que la ecuación de regresión múltiple intersecta la variable dependiente, en este caso la tarifa promedio en 7,232917115 cuando las variables independientes (gastos, recursos externos, compras de energía a terceros, compras evitadas y consumo) toman valor de cero.

Los coeficientes de la ecuación de regresión múltiple proporcionan información acerca de sus relaciones individuales con el valor que posee la tarifa promedio de COOPELESCA R.L. para un lapso de tiempo específico. Además, revela información relacionada con el tipo de relación que poseen las variables independientes con la dependiente, por ejemplo, un coeficiente negativo indica una relación inversa, mientras que un signo positivo es señal de una relación directa.

Los gastos presentan una relación directa con un coeficiente positivo de 3,42676E-08, lo que revela que, por cada colon adicional en esta variable, se espera que el costo de las tarifas aumentan en 3,42676E-08 colones por cada KWh, siempre que los valores de las demás variables se mantengan constantes.

Igualmente, los coeficientes de las variables compras a terceros, compras evitadas y el consumo presentan relación directa con el costo de las tarifas de electricidad del sector distribución, conforme se incrementa una unidad en la variable independiente, se espera que el valor de la tarifa promedio aumente.

Por otra parte, la variable recursos externos tiene coeficiente negativo por lo cual presenta una relación inversa entre la cantidad de recursos externos solicitados y el costo de la tarifa, para este caso, es de -5,07094E-10, conforme los recursos externos aumentan disminuye el precio de la tarifa.

Los valores de las variables independientes que conforman el modelo son cifras cuantiosas (ciento de millones y miles de millones de colones en algunos casos, excluyendo la variable consumo que se trabaja por unidades de KWh). En este sentido, se explica los valores tan pequeños de los coeficientes de la ecuación de regresión múltiple.

En vista de lo anterior, una variación de una unidad en alguna de las variables independientes, provoca un efecto muy pequeño en la tarifa, por lo contrario si se da una variación significativa, por ejemplo, en lugar de aumentar un colón en los gastos se incrementan en un millón de colones o más. De esta manera, el efecto sería más notorio.

Según los coeficientes, la ecuación de regresión se expresa de la siguiente manera:

$$\hat{Y} = 7,232917115 + 3,42676E - 08 X_1 + (-5,07094E - 10)X_2 + 7,28897E - 09 X_3 + 3,27722E - 08X_4 + 4,70221E - 07X_5$$

Posteriormente, se debe asignar un valor a las variables independientes. Este valor es un aproximado que se establece de acuerdo al comportamiento que han tenido en los últimos periodos o, en su defecto, al comportamiento que se espera tengan por situaciones determinadas.

En el Cuadro 9 se resume el valor de las variables independientes que se estimó por medio de ARIMA con el fin de sustituir la ecuación de regresión múltiple y obtener la tarifa estimada.

Cuadro 9: Valor Aproximado de la Variable Independiente

VALOR APROXIMADO DE LAS VARIABLES	
GASTOS	¢872.362.670,41
RECURSOS EXTERNOS	¢2.018.644.827,47
COMPRAS A TERCEROS	¢792.618.574,57
COMPRAS EVITADAS	¢470.893.932,64

CONSUMO (KWh)

27.807.840,92 (KWh)

Fuente: Elaboración Propia, valores estimados por ARIMA.

Ahora se puede estimar o predecir el valor de la tarifa promedio para un mes determinado, ya que se conocen los valores de las variables explicativas o independientes. Al sustituir los valores en la ecuación se obtiene lo siguiente:

$$\hat{Y} = 7,232917115 + (3,42676E - 08)(872.362.670,41) + (-5,07094E - 10)(2.018.644.827,47) + (7,28897E - 09)(792.618.574,57) + (3,27722E - 08)(470.893.932,64) + (4,70221E - 07)(27.807.840,92)$$

La tarifa promedio mensual para el sector distribución (residencial, general y media tensión) es de **₡70,38** por cada unidad de KWh.

Por consiguiente, para calcular el nivel de ingresos por venta de energía que la empresa tendría con una tarifa promedio mensual de **₡70,38** por cada KWh, solo se multiplica la tarifa obtenida por el consumo estimado. Para el ejemplo anterior, se obtendría un nivel de ingresos mensuales aproximados de **₡1.957.351.658,49**.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, un aumento o disminución en los gastos, consumo, compras evitadas y compras a terceros provoca una variación en la tarifa promedio en el mismo sentido, debido a que las variables independientes poseen un coeficiente positivo en la ecuación de regresión, lo que indica que tienen una relación directa con la variable dependiente.

No obstante, una variación en los recursos externos provoca un efecto a la inversa en la tarifa promedio. Tomando como referencia el ejemplo desarrollado anteriormente, con un incremento del 15% (manteniendo constante las demás variables) se obtiene una tarifa promedio de **₡70,23** inferior a la calculada anteriormente, mientras que si se disminuye en la misma proporción, la tarifa promedio será de **₡70,54**, estas variaciones obedecen a la relación que presenta la variable independiente con la tarifa promedio, que está dada por el coeficiente (negativo) de la ecuación de regresión múltiple.

Se podría suponer que el incremento anterior será utilizado en un proyecto de generación, para lo cual se requiere de un nivel tarifario que cubra con las responsabilidades financieras que la Cooperativa debe de acatar durante un periodo de tiempo dado. Sin embargo, la inversión realizada aumenta la capacidad de generación de la empresa cuando el proyecto inicie operaciones, lo que disminuye las compras de energía a terceros.

En este sentido, el costo de la energía es menor, ya que no se adquiere a terceros y la Cooperativa podría tener un mejor control sobre los costos de generación, lo cual podría explicar el comportamiento de la tarifa promedio cuando se da una variación en los recursos externos.

4.3.3. Principales Resultados Obtenidos en el Modelo de Regresión Lineal Múltiple

El modelo de regresión lineal múltiple permitió obtener datos concretos que explican en un 80% aproximadamente la tarifa promedio de los tres sectores (sector residencial, general y media tensión) de la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos.

En la Ilustración 22 se define los tres propósitos o finalidades del modelo de regresión múltiple que se estableció.



Ilustración 22: Fines de la Propuesta

Fuente: Elaboración Propia

Por medio del modelo de regresión lineal múltiple se obtuvieron cinco variables independientes que explican en un 80,36% el comportamiento de la tarifa promedio de la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos. De las cinco variables, cuatro de ellas (consumo, gastos, compras a terceros y compras evitadas) presentan una relación positiva directa, es decir, conforme aumenta o disminuye alguna de estas variables la tarifa promedio varía en el mismo sentido. Mientras que la variable recursos externos presenta una relación inversa, si se incrementa una unidad en esta variable la tarifa promedio disminuye y viceversa.

El segundo resultado que se obtuvo a través del modelo de regresión lineal múltiple fue la ecuación de predicción o estimación, que permite predecir la tarifa promedio a partir de los valores conocidos de las variables independientes.

Los resultados obtenidos con el modelo de regresión brindan una alternativa diferente de predicción de las tarifas de energía eléctrica, información que podría ser útil en la toma de decisiones.

Para la empresa Edificadora Beta S.A. disponer de la información explicativa que ofrece el modelo en cuanto a las tarifas de energía eléctrica del sector distribución, es un paso importante para el departamento de gerencia general, ya que sus

funciones están enfocadas a orientar estratégicamente a la organización, atraer potenciales inversores en el campo energético y mantener una relación exitosa con sus actuales clientes.

En este sentido, el departamento de gerencia general posee una base explicativa por medio de un conjunto de variables exógenas de la tarifa promedio del sector distribución, con lo cual puede predecir el comportamiento del precio de la energía de los próximos años.

En vista de lo anterior, la organización puede crear una estrategia orientada al sector distribución y que tenga como objetivo incentivar a estas entidades a generar un porcentaje considerable de la energía demandada por los clientes. Con esto resaltar la importancia de contar con proyectos de generación propios, que conlleva a la independencia energética y los beneficios que a mediano o largo plazo le genera a la empresa distribuidora y a los abonados.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El capítulo conclusiones y recomendaciones resume como su nombre lo indica las conclusiones de la investigación, las mismas responden a los objetivos específicos del estudio, por lo tanto se procura que sean congruentes con lo planteado al inicio de la investigación.

También, comprende un conjunto de recomendaciones para los interesados en el proyecto, a fin que los resultados obtenidos contribuyan significativamente en la toma de decisiones y sea de utilidad el contenido del proyecto.

CONCLUSIONES

Las conclusiones de la investigación de acuerdo a cada objetivo específico previamente establecido son las siguientes:

1. Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

1.1. El Sistema Eléctrico Nacional está compuesto por tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector generación integrado por 32 generadores privados y siete de las empresas proveedoras de energía eléctrica. El servicio de transmisión por el Instituto Costarricense de Electricidad y el de distribución por dos empresas estatales, dos municipales y cuatro cooperativas de electrificación rural.

2. Metodología Tarifaria:

2.1. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos es la encargada de recibir, analizar, procesar y dar una resolución a las solicitudes tarifarias de energía eléctrica que presenten las distribuidoras del servicio eléctrico.

2.2. La metodología utilizada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos se basa en el principio del Servicio al Costo.

2.3. Las fijaciones de tarifas se puede dar por medio de dos procesos: petición ordinaria o por ajustes o aumentos extraordinarios.

2.4. El principio de convergencia tarifaria busca reducir al máximo el pliego tarifario, acortar el número de tarifas y disminuir gradualmente los subsidios en las tarifas de electricidad.

3. Registro de Tarifas:

- 3.1. La empresa Edificadora Beta S.A. no dispone de un registro histórico de las tarifas de energía eléctrica del sector generación, transmisión y distribución.
- 3.2. Se diseñó y creó una base de datos que permita registrar y almacenar las tarifas de energía eléctrica de los tres sectores que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.
- 3.3. Se hizo el registro histórico de las tarifas de energía eléctrica de los tres sectores del Sistema Eléctrico Nacional desde 1997 hasta el mes de agosto del 2012.

4. Descripción de las variables exógenas:

- 4.1. Se identificó y describió cada una de las variables exógenas que compone el modelo de regresión lineal múltiple.
- 4.2. Las variables exógenas o independientes están dadas por: gastos, recursos externos, compras de energía a terceros, compras de energía evitadas y consumo.

5. Modelo de regresión lineal múltiple:

- 5.1. El modelo de regresión lineal múltiple está integrado por cinco variables independientes o exógenas (gastos, recursos externos, compras de energía a terceros, compras de energía evitadas y consumo) y una variable dependiente (tarifa promedio).
- 5.2. El modelo permitió estudiar el comportamiento de la tarifa promedio de energía. del sector distribución de COOPELESCA R.L.

- 5.3. La tarifa promedio de COOPELESCA R.L del sector distribución se explica en un 80,36% por medio de los gastos, recursos externos, compras de energía a terceros, compras de energía evitada y consumo.
 - 5.4. Se obtuvo un nivel de correlación alto entre la tarifa promedio real y la tarifa promedio estimada de COOPELESCA R.L. por el modelo siendo de un 89,64%.
 - 5.5. El modelo de regresión lineal múltiple provee un error estándar estimado en la predicción de las tarifas de energía del sector distribución de 5,2281 (el error esta dado en la misma unidad que la tarifa promedio, en este caso colones).
 - 5.6. La tarifa promedio de COOPELESCA R.L. se explica en un 78,87% por las cinco variables independientes (gastos, recursos externos, compras evitadas, compras a terceros y consumo) cuando se integra una nueva variable al modelo.
 - 5.7. El modelo de regresión lineal múltiple se creó con el objetivo de explicar el comportamiento de la tarifa promedio de energía eléctrica del sector distribución, en este caso se desarrolló para una empresa en particular. Sin embargo, se desconoce en qué porcentaje se puede explicar la tarifa promedio de distribución de las otras siete distribuidoras del servicio de energía. No obstante, el modelo queda planteado para ser utilizado con los datos de las demás distribuidoras.
-
6. Relación entre las variables exógenas y las tarifas de energía del sector distribución:
 - 6.1. Las variables gastos, compras a terceros, compras evitadas y consumo presentan una relación positiva o directa con respecto a la tarifa promedio, conforme aumente o disminuya una unidad en algunas de estas variables, la tarifa promedio varía en el mismo sentido.

- 6.2. La variable recursos externos muestra una relación inversa con relación a la tarifa promedio, una variación en esta variable provoca el efecto contrario en la variable dependiente (tarifa promedio).
- 6.3. Las cinco variables exógenas o independientes (consumo, gastos, compras a terceros, compras evitadas y recursos externos) tienen una correlación positiva con la tarifa promedio, lo que justificó el desarrollo del modelo de regresión lineal múltiple.
- 6.4. Las variables exógenas que presentan una correlación más fuerte con la tarifa promedio de distribución de COOPELESCA R.L según el orden de importancia son: los gastos, el consumo, las compras evitadas, las compras a terceros y por último los recursos externos.
- 6.5. El efecto de las variables exógenas incluidas en el modelo de regresión lineal múltiple podrían variar con respecto a la tarifa promedio del sector distribución al aplicar el modelo a otra empresa distribuidora de energía eléctrica. Es decir, el orden de influencia de las variables dependientes podría alterarse dependiendo de la importancia que representa cada una de estas variables en la prestadora del servicio eléctrico.

7. Ecuación de regresión múltiple:

- 7.1. La ecuación de regresión múltiple que permite estimar las tarifas para el sector distribución está dada por la siguiente fórmula:

$$\hat{Y} = a + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 \dots b_k X_k$$

- 7.2. La ecuación de regresión múltiple presenta un error de estándar de estimación bajo, lo que indica que la ecuación de predicción es más eficiente.
- 7.3. Se desarrolló un ejemplo de estimación de la tarifa promedio comprobando la adaptación de la ecuación al contexto estudiado.

RECOMENDACIONES

Se recomienda a la empresa Edificadora Beta S.A.:

1. Hacer uso de la información incluida en la base de datos “*Registro Histórico de las Tarifas de Energía Eléctrica*” como complemento en la toma de decisiones.
2. Asignar a un responsable de actualizar y dar continuidad a la base de datos, preferiblemente quien se encuentre más familiarizado con el tema.
3. Actualizar la base de datos cada vez que se publica una modificación en las tarifas del sector energía.
4. Considerar el modelo de regresión lineal múltiple, como una herramienta que permite procesar y analizar los datos y provee información con valor explicativo del comportamiento que sigue la tarifa promedio del sector distribución en Costa Rica.
5. Valorar la ecuación de regresión múltiple como una alternativa que permite predecir las tarifas del sector distribución.
6. Indagar acerca de la posibilidad de adquirir el Software RISK SIMULATOR que contiene herramientas de simulación, análisis, pronóstico y optimización de datos, con el cual se pueda analizar proyectos en situaciones de riesgo, y a través de sus opciones identificar, cuantificar, valorar, cubrir, mitigar y diversificar el riesgo.

7. Considerar un ajuste del modelo de regresión lineal múltiple, incluyendo o extrayendo variables del mismo, esto con el fin de encontrar un mejor ajuste en la predicción de las tarifas de energía eléctrica del sector distribución.

BIBLIOGRAFÍA

- Asamblea Legislativa. (2003). Ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional. *Ley N° 8345*. San José, Costa Rica. Recuperado el 24 de Octubre de 2012, de <http://www.pgr.go.cr/scij/>
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). (2008). Ley N° 7593: Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. *Ley N° 7593 y con Reformas 8660*(Primera Edición). San José, Costa Rica. Recuperado el 23 de Julio de 2012, de <http://www.pgr.go.cr/>
- Berenson, M., Levine, D., & Krenbiel, T. (2006). *Estadística para la Administración*. México: Pearson Educación. Recuperado el 22 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- CEPAL. (2012). *Situación Energética de Centroamérica*. Obtenido de <http://www.eclac.org/>
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (2012). *Antecedentes y Situación Actual*. Obtenido de <http://www.cnfl.go.cr>
- COOPEGUANACASTE R.L. (2012). *Antecedentes y Situación Actual*. Obtenido de <http://www.coopeguanacaste.com/>
- COOPELESCA R.L. (2012). *Antecedentes y Situación Actual* . Obtenido de <http://www.coopelesca.co.cr/>
- COOPESANTOS R.L. (2012). *Antecedentes y Situación Actual*. Obtenido de <http://www.coopesantos.com/contenido/>
- Dalf, R., & Marcic, D. (2006). *Introducción a la Adiministración*. México: Thomson. Recuperado el 22 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- Devore, J. (2008). *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias* (Sétima Edición ed.). Cengage Learning. Recuperado el 08 de Noviembre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- Dirección Sectorial de Eneqía. (2012). *Legislación Energética*. Obtenido de <http://www.dse.go.cr/>
- Empresa de Servicios Públicos de Heredia. (2012). *Antecedentes y Situación Actual*. Obtenido de <http://www.esph-sa.com/>
- Gómez, M. (2006). *Introducción a la Metodología de la Investigación Científica* (Primera Edición ed.). Argentina: Editorial Brujas. Recuperado el 23 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>

- González, M. T., & Pérez, A. (2009). *Estadística aplicada: Una visión instrumental*. España: Días de Santos. Recuperado el 23 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- Hernández, R., Fernandez, C., & Baptista, P. (2010). *Metodología de la Investigación* (Quinta Edición ed.). Mc Graw Hill. Recuperado el 23 de Octubre de 2012
- Instituto Costarricense de Electricidad . (2012). *Antecedentes* . Obtenido de <http://www.grupoice.com>
- Instituto Costarricense de Electricidad. (s.f.). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024*. Recuperado el 25 de julio de 2012, de <http://www.grupoice.com>
- Junta Administradora de los Servicios Públicos de Cartago. (2012). *Antecedentes y Situación Actual de JASEC*. Obtenido de <http://www.jasec.co.cr/>
- Lind, D., Marchal, W., & Watchen, S. (2012). *Estadística Aplicada a los Negocios y la Economía* (Decimoquinta Edición ed.). México: McGraw-Hill.
- Mendenhall, W., Beaver, R., & Beaver, B. (2006). *Introducción a la Probabilidad y Estadística* (Décimo Segunda Edición ed.). México: Cengage Learning. Recuperado el 23 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- MINAE-MEIC. (2001). Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos. *Decreto Nº 29847-MP-MINAE-MEIC*. San José, Costa Rica. Recuperado el 23 de Octubre de 2012, de <http://politicaenergeticacr.files.wordpress.com>
- Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET); Dirección Sectorial de Energía (DSE). (s.f.). *IV Plan Nacional de Energía 2012-2030*. Recuperado el 26 de Julio de 2012, de <http://www.dse.go.cr/>
- R.Anderson , D., & J. Sweeney, D. (2008). *Estadística Para Administración y Economía* (10 ed.). Cengage Learning. Recuperado el Agosto de 2012, de <http://books.google.es>
- Robbins, S. P., & Coulter, M. (2005). *Administración* (Octava ed.). México, México: Pearson Educación. Recuperado el 22 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- Robbins, S., & Decenzo, D. (2002). *Fundamentos de Administración*. México: Pearson Educación. Recuperado el 22 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- Ross, S. M. (2005). *Inrtroducción a la Estadística* (Segunda Edición ed.). España: Editorial Reverté. Recuperado el 23 de Octubre de 2012, de <http://books.google.co.cr>
- Webster, A. (2000). *Estadística Aplicada a los Negocios y a la Economía* (Tercera Edición ed.). Colombia : McGraw-Hill.

APÉNDICES

<i>Apéndice 1: Entrevista</i>	<i>133</i>
<i>Apéndice 2: Cronograma de Actividades</i>	<i>134</i>
<i>Apéndice 3: Características de las Plantas Generadoras del SEN</i>	<i>135</i>
<i>Apéndice 4: Gastos Financieros COOPELSCA R.L.</i>	<i>138</i>
<i>Apéndice 5: Gasto por Depreciación COOPELESCA R.L.</i>	<i>139</i>
<i>Apéndice 6: Coeficiente de Correlación</i>	<i>140</i>
<i>Apéndice 7: Desglose de Gastos COOPELESCA R.L.</i>	<i>141</i>
<i>Apéndice 8: Desglose de los Recursos Externos COOPELESCA R.L.</i>	<i>143</i>
<i>Apéndice 9: Compras de Energía a Terceros COOPELESCA R.L.</i>	<i>146</i>
<i>Apéndice 10: Compras Evitadas COOPELESCA R.L.</i>	<i>148</i>
<i>Apéndice 11: Consumo en KWh COOPELESCA R.L.</i>	<i>150</i>
<i>Apéndice 12: Tarifa Promedio (Residencial, General y Media Tensión)</i>	<i>152</i>
<i>Apéndice 13: Ingresos por Venta de Energía COOPELESCA R.L.</i>	<i>154</i>
<i>Apéndice 14: Resultados del Modelo de Regresión Lineal Múltiple</i>	<i>157</i>
<i>Apéndice 15: Nota Aclaratoria de La Base de Datos</i>	<i>165</i>

Apéndice 1: Entrevista

ESTUDIO: ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS PARA EL SECTOR GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE COSTA RICA GUÍA DE APOYO	
1.	¿Cuándo nace la ARESEP? ¿Quién regulaba las Tarifas de Electricidad antes de surgir la ARESEP?
2.	¿Con que periodicidad las entidades distribuidoras pueden solicitar un incremento en las tarifas?
3.	¿Cuál es el proceso para realizar una petición tarifaria?
4.	¿Cuál es la metodología que utilizan para estimar el rédito o tasa de rentabilidad y el incremento porcentual en las tarifas?
5.	¿Cuáles son las variables que son tomadas como referencia para analizar una solicitud tarifaria?
6.	¿Cuáles han sido los principales cambios que ha presentado la estructura tarifaria a partir del año 1997?
7.	La ARESEP, ¿Realiza aumentos o ajustes en las tarifas de electricidad sin ser solicitadas?
8.	¿Cuáles han sido los acontecimientos más sobresalientes en cuanto a las tarifas de electricidad en los últimos años?
9.	¿Cuál o cuáles situaciones exógenas han impactado al sector energía en las últimas décadas?
10.	En su opinión, ¿considera que el mercado energético del país debe crecer?
Entrevista Dirigida a: Eduardo Ramírez, ARESEP	

Fuente: Elaboración Propia

Apéndice 2: Cronograma de Actividades

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES		
SEMANA	FECHA	ACTIVIDAD
1.	23 al 27 de julio	Inicio del periodo de práctica- Visita del asesor
2.	30 de julio al 03 de agosto	Marco de referencia
3.	06 al 10 de agosto	Marco Teórico
4.	13 al 17 de agosto	Marco Metodológico
5.	27 septiembre al 01 de octubre	Recopilación de la información
6.	03 al 07 de septiembre	Recopilación de la información
7.	10 al 14 de septiembre	Registro de la información
8.	17 al 21 de septiembre	Registro de la información
9.	24 al 28 de septiembre	Análisis de la información
10.	01 al 05 de octubre	Análisis de la información
11.	08 al 12 de octubre	Análisis de la información
12.	15 al 19 de octubre	Elaboración de resultados
13.	22 al 26 de octubre	Elaboración de resultados
14.	29 de octubre al 02 de noviembre	Redacción de conclusiones y recomendaciones
15.	05 al 09 de noviembre	Entrega del informe al asesor y entrega del informe final a la Carrera de Administración

Fuente: Elaboración Propia

Apéndice 3: Características de las Plantas Generadoras del SEN

CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS GENERADORAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO (DIC 2011)				
Nombre	Inicio Oper.	Potencia Efectiva (MW)	Generación 2010 (GWh)	% Potencia Instalada
Plantas Hidroeléctricas				
Angostura	2000	180	902	7%
Arenal	1979	157	727	6%
Cachí	1966	103	593	4%
Canalete	2008	18	66	1%
Cariblanco	2007	84	289	3%
Carrillos	1951	2	19	0%
Chocosuela	Varios	28	98	1%
CNFL Virilla	Varios	56	209	2%
Corobicí	1982	174	840	7%
Cote	2003	7	13	0%
Daniel Gutiérrez	1996	19	88	1%
El Encanto	2009	8	52	0%
Garita	1958	40	201	2%
General	2006	39	195	2%
Gen. Priv Hidro 1	Varios	39	247	2%
Gen. Priv Hidro 2	Varios	41	208	2%
Gen. Priv Hidro 3	Varios	11	42	0%
Doña Julia	1998	16	99	1%
ICE Menores	Varios	5	39	0%
JASEC Menores	Varios	20	126	1%

La Joya	2006	50	258	2%
Los Negros	2006	17	74	1%
Peñas Blancas	2002	37	159	1%
Pirris	2011	140		5%
Pocosol	2010	26	106	1%
Río Macho	1963	134	522	5%
San Lorenzo	1997	15	71	1%
Sandillal	1992	32	144	1%
Toro 1	1995	27	105	1%
Toro 2	1996	66	268	3%
Ventanas-Garita	1987	100	502	4%
Subtotal		1 691		65%
Plantas Termoeléctricas				
Barranca	1974	36	7	1%
Colima	1956	12	8	0%
Garabito	2011	200	25	8%
Guapiles	1008	14	49	1%
Moín 1	1977	20	14	1%
Moín 2	1991	131	191	5%
Moín 3	2003	78	44	3%
Orotina	2008	10	35	0%
San Antonio Gas	1973	37	7	1%
Subtotal		537		21%
Plantas Geotérmicas				
Boca de Pozo 1	1994	5	30	0%

Miravalles 1	1994	55	435	2%
Miravalles 2	1998	55	384	2%
Miravalles 3	2000	26	212	1%
Miravalles 5	2003	18	116	1%
Pailas	2011	36		1%
Subtotal		195		8%
Plantas Eólicas				
Aeroenergía	1998	6	22	0%
Guanacaste	2009	50	151	2%
Los Santos	2011	13		0%
Tejona	2002	20	64	1%
Tierras Morenas	1999	20	57	1%
Tilarán	1996	20	64	1%
Subtotal		129		5%
Plantas Biomasa				
El Viejo	1991	18	29	1%
Rio Azul	2004	2	0.1	0%
Taboga	1998	19	36	1%
Subtotal		39		1%
Total SNI		2 590		100%

Fuente: Tomado del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024

Apéndice 4: Gastos Financieros COPELSCA R.L.

AÑO	GASTOS FINANCIEROS ANUALES	PROMEDIO MENSUAL
2006	¢1.385.164.000,00	¢115.430.333,33
2007	¢927.198.000,00	¢77.266.500,00
2008	¢876.655.000,00	¢73.054.583,33
2009	¢1.094.138.000,00	¢91.178.166,67
2010	¢944.058.000,00	¢78.671.500,00
2011	¢2.311.699.000,00	¢192.641.583,33

Fuente: Elaboración propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 5: Gasto por Depreciación COOPELESCA R.L.

AÑO	GASTO POR DEPRECIACIÓN ANUAL	PROMEDIO MENSUAL
2006	₡1.083.184.000,00	₡90.265.333,33
2007	₡1.180.184.000,00	₡98.348.666,67
2008	₡1.302.185.000,00	₡108.515.416,67
2009	₡1.521.786.000,00	₡126.815.500,00
2010	₡1.750.234.000,00	₡145.852.833,33
2011	₡2.209.011.000,00	₡184.084.250,00

Fuente: Elaboración propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 6: Coeficiente de Correlación

	<i>GASTOS</i>	<i>RECURSOS EXTERNOS</i>	<i>COMPRAS ENERGÍA A TERCEROS</i>	<i>COMPRAS EVITADAS</i>	<i>CONSUMO</i>	<i>TARIFA PROMEDIO</i>
GASTOS	1					
RECURSOS EXTERNOS	0,442450425	1				
COMPRAS ENERGÍA A TERCEROS	0,717831891	0,241939497	1			
COMPRAS EVITADAS	0,579910572	0,359978351	0,413218997	1		
CONSUMO	0,782607488	0,400800474	0,813107645	0,483162865	1	
TARIFA PROMEDIO	0,826966108	0,369156138	0,716403835	0,717276803	0,74578311	1

Fuente: Elaboración Propia

Apéndice 7: Desglose de Gastos COOPELESCA R.L.

AÑO	GASTOS GENERALES	TOTAL POR RUBRO	TOTAL	TOTAL GASTOS ANUALES (INCLUYE DEPRECIACIÓN Y FINANCIEROS)	PROMEDIO MENSUAL
2006	Generación	¢972.848.000,00	¢3.542.325.000,00	¢6.010.673.000,00	¢500.889.416,67
	Distribución	¢1.977.325.000,00			
	Administrativos y Generales	¢569.963.000,00			
	Canon Aresep	¢22.189.000,00			
2007	Generación	¢977.825.000,00	¢3.613.401.000,00	¢5.720.783.000,00	¢476.731.916,67
	Distribución	¢1.554.923.000,00			
	Gasto Comercialización	¢458.408.000,00			
	Administrativos y Generales	¢605.134.000,00			
	Canon Aresep	¢17.111.000,00			
2008	Generación	¢1.085.205.000,00	¢4.259.520.000,00	¢6.438.360.000,00	¢536.530.000,00
	Distribución	¢1.849.190.000,00			
	Gasto Comercialización	¢638.260.000,00			
	Administrativos y Generales	¢661.999.000,00			
	Canon Aresep	¢24.866.000,00			
2009	Generación	¢1.426.531.000,00	¢5.080.365.000,00	¢7.696.289.000,00	¢641.357.416,67
	Distribución	¢2.606.195.000,00			
	Gasto Comercialización	¢296.369.000,00			
	Administrativos y Generales	¢734.792.000,00			
	Canon Aresep	¢16.478.000,00			
2010	Generación	¢1.676.776.000,00	¢5.691.184.000,00	¢8.385.476.000,00	¢698.789.666,67
	Distribución	¢2.722.101.000,00			
	Gasto Comercialización	¢348.812.000,00			

	Administrativos y Generales	¢916.536.000,00			
	Canon Aresep	¢26.959.000,00			
2011	Generación	¢1.366.285.000,00	¢5.882.811.000,00	¢10.403.521.000,00	¢866.960.083,33
	Distribución	¢2.942.409.000,00			
	Gasto Comercialización	¢508.791.000,00			
	Administrativos y Generales	¢1.022.410.000,00			
	Canon Aresep	¢42.916.000,00			

Fuente: Elaboración Propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 8: Desglose de los Recursos Externos COOPELESCA R.L.

PERIODO	DESEMBOLSO	PROYECTO O FINALIDAD	ENTIDAD BANCARIA	TASA DE INTERES	PLAZO
ene-06	¢0,00				
feb-06	¢0,00				
mar-06	¢0,00				
abr-06	¢0,00				
may-06	¢0,00				
jun-06	¢0,00				
jul-06	¢0,00				
ago-06	¢0,00				
sep-06	¢0,00				
oct-06	¢0,00				
nov-06	¢0,00				
dic-06	¢0,00				
ene-07	¢0,00				
feb-07	¢0,00				
mar-07	¢0,00				
abr-07	¢750.000.000,00	Compra de Generador y pago de energía a ICE	BCR	9,25%	11
may-07	¢0,00				
jun-07	¢0,00				
jul-07	¢0,00				
ago-07	¢0,00				
sep-07	¢0,00				
oct-07	¢0,00				

nov-07	¢0,00				
dic-07	¢2.000.000.000,00	Proyecto 69 kv I Etapa	INFOCOOP	9%	20
ene-08	¢0,00				
feb-08	¢0,00				
mar-08	¢0,00				
abr-08	¢0,00				
may-08	¢0,00				
jun-08	¢1.000.000.000,00	Proyecto 69 kv I Etapa	INFOCOOP	9%	20
jul-08	¢0,00				
ago-08	¢0,00				
sep-08	¢0,00				
oct-08	¢560.510.000,00	Coneléctricas R.L.	Coneléctricas R.L.	10,25%	5
nov-08	¢0,00				
dic-08	¢0,00				
ene-09	¢0,00				
feb-09	¢156.510.000,00	Compra de Generador y pago de energía a ICE	BCR	9,25%	11
mar-09	¢0,00				
abr-09	¢175.000.000,00	Pago adicional costos de generación choco I	BCR	9,25%	11
may-09	¢500.000.000,00	Stock de Inventarios distribución 002	BCR	9,25%	11
jun-09	¢0,00				
jul-09	¢300.000.000,00	Proyecto 69 kv I Etapa	INFOCOOP	9%	18
ago-09	¢309.461.000,00	Stock de Inventarios distribución 002	BCR	9,25%	11
sep-09	¢0,00				
oct-09	¢0,00				
nov-09	¢2.700.000.000,00	PH Cubujuquí	BCR	13,50%	10

dic-09	¢0,00				
ene-10	¢937.598.800,00	PH Cubujuquí	BCR	13,50%	10
feb-10	¢0,00				
mar-10	¢0,00				
abr-10	¢1.488.660.000,00	Emisión de Bonos		8%	3
may-10	¢0,00				
jun-10	¢0,00				
jul-10	¢1.660.832.753,34	Leasing Financiero Servidores- Emisión de Bonos		11% - 8%	3 c/u
ago-10	¢1.634.000.000,00	PH Choco-Florencia y PH Santa Clara- Futuro	BCR	11,75%	3
sep-10	¢1.500.000.000,00	Proyecto 69 kv II Etapa	INFOCOOP	9%	20
oct-10	¢100.000.000,00	Proyecto 69 kv II Etapa	INFOCOOP	9%	20
nov-10	¢1.000.549.300,00	Proyecto 69 kv II Etapa- Emisión de Bonos	INFOCOOP	9% - 8%	20 y 3
dic-10	¢0,00				
ene-11	¢413.340.000,00	Emisión de Bonos		8%	3
feb-11	¢0,00				
mar-11	¢394.996.365,75	Terreno Santa Fe I	BCR	11,75%	1,67
abr-11	¢40.000.000,00	Terreno Santa Fe II	BCR	9,25%	3,75
may-11	¢0,00				
jun-11	¢2.555.750.000,00	Capital de Trabajo	BACSJ	5,50%	17
jul-11	¢2.019.350.453,00	Proyecto 69 KV	BNCR	12,50%	20
ago-11	¢546.633.461,10	Proyecto 69 KV	BNCR	12,50%	20
sep-11	¢1.155.430.737,00	Proyecto 69 KV	BNCR	12,50%	20
oct-11	¢933.005.303,00	Proyecto 69 KV	BNCR	12,50%	20
nov-11	¢773.630.459,00	Proyecto 69 KV	BNCR	12,50%	20
dic-11	¢2.182.953.821,00	Proyecto 69 KV - Subestación Toro III	BNCR	12,50%	20

Fuente: Elaboración Propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 9: Compras de Energía a Terceros COOPELESCA R.L.

PERÍODO	COMPRAS ENERGÍA A TERCEROS	PERIODO	COMPRAS ENERGIA A TERCEROS
ene-06	¢346.296.458,15	ene-09	¢951.819.948,55
feb-06	¢356.216.569,05	feb-09	¢844.498.286,20
mar-06	¢431.779.179,50	mar-09	¢1.104.450.155,35
abr-06	¢466.210.721,80	abr-09	¢1.205.055.144,75
may-06	¢611.322.755,75	may-09	¢1.407.608.355,60
jun-06	¢562.358.999,30	jun-09	¢1.200.972.920,55
jul-06	¢525.133.067,95	jul-09	¢1.044.935.150,15
ago-06	¢561.364.605,00	ago-09	¢1.056.641.667,15
sep-06	¢474.576.523,85	sep-09	¢1.018.079.173,70
oct-06	¢343.974.081,15	oct-09	¢1.036.985.363,05
nov-06	¢368.576.356,70	nov-09	¢828.955.252,23
dic-06	¢365.014.299,95	dic-09	¢885.426.947,74
ene-07	¢657.020.342,75	ene-10	¢937.214.575,51
feb-07	¢700.375.851,65	feb-10	¢1.043.365.999,68
mar-07	¢775.362.587,30	mar-10	¢1.209.693.066,10
abr-07	¢751.301.816,40	abr-10	¢1.276.181.368,34
may-07	¢756.780.912,65	may-10	¢1.259.672.974,76
jun-07	¢413.812.113,10	jun-10	¢1.125.083.079,31
jul-07	¢423.454.693,96	jul-10	¢1.012.890.016,76
ago-07	¢421.293.788,10	ago-10	¢984.918.296,30
sep-07	¢428.977.095,60	sep-10	¢843.934.966,89
oct-07	¢398.065.212,90	oct-10	¢899.261.007,03

nov-07	¢379.748.192,05	nov-10	¢813.236.277,35
dic-07	¢387.630.407,10	dic-10	¢775.350.787,55
ene-08	¢713.974.078,00	ene-11	¢767.338.546,30
feb-08	¢819.989.960,20	feb-11	¢1.005.692.328,98
mar-08	¢848.807.590,80	mar-11	¢1.278.066.682,57
abr-08	¢969.804.636,55	abr-11	¢1.335.851.167,94
may-08	¢1.155.828.557,35	may-11	¢1.337.919.679,93
jun-08	¢602.982.491,65	jun-11	¢1.296.257.603,03
jul-08	¢543.242.388,50	jul-11	¢1.219.690.443,91
ago-08	¢519.813.227,15	ago-11	¢1.217.369.936,06
sep-08	¢537.973.097,50	sep-11	¢949.088.552,41
oct-08	¢505.993.700,74	oct-11	¢903.506.663,96
nov-08	¢547.536.476,70	nov-11	¢798.278.119,44
dic-08	¢571.895.818,75	dic-11	¢783.856.307,56

Fuente: Elaboración Propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 10: Compras Evitadas COOPELESCA R.L.

PERÍODO	COMPRAS EVITADAS	PERÍODO	COMPRAS EVITADAS
ene-06	¢259.599.566,73	ene-09	¢687.962.816,55
feb-06	¢241.452.611,54	feb-09	¢533.477.361,28
mar-06	¢207.939.300,12	mar-09	¢440.198.006,49
abr-06	¢195.174.042,82	abr-09	¢374.110.933,49
may-06	¢196.105.011,34	may-09	¢230.691.981,02
jun-06	¢205.423.764,22	jun-09	¢370.080.606,61
jul-06	¢226.781.656,18	jul-09	¢462.740.867,22
ago-06	¢227.496.960,74	ago-09	¢443.999.160,40
sep-06	¢0,00	sep-09	¢321.229.353,35
oct-06	¢150.967.974,07	oct-09	¢298.427.007,83
nov-06	¢138.457.926,25	nov-09	¢492.470.320,67
dic-06	¢143.264.759,35	dic-09	¢396.299.695,11
ene-07	¢231.761.474,31	ene-10	¢443.488.615,67
feb-07	¢210.308.079,35	feb-10	¢342.550.149,90
mar-07	¢195.448.507,18	mar-10	¢358.621.759,00
abr-07	¢241.871.688,13	abr-10	¢306.664.846,01
may-07	¢247.188.739,06	may-10	¢306.403.070,32
jun-07	¢187.011.540,68	jun-10	¢368.375.701,26
jul-07	¢232.559.749,41	jul-10	¢457.939.417,21
ago-07	¢227.725.792,50	ago-10	¢477.879.593,24
sep-07	¢208.969.362,84	sep-10	¢571.222.513,59
oct-07	¢261.977.807,31	oct-10	¢549.748.994,05
nov-07	¢284.884.857,40	nov-10	¢564.944.197,09
dic-07	¢273.269.469,53	dic-10	¢531.689.738,00

ene-08	₡372.899.606,32	ene-11	₡528.664.293,88
feb-08	₡306.202.479,20	feb-11	₡386.625.322,39
mar-08	₡313.959.971,09	mar-11	₡311.064.084,76
abr-08	₡312.929.790,53	abr-11	₡286.827.178,87
may-08	₡328.353.971,94	may-11	₡335.759.408,22
jun-08	₡282.301.769,68	jun-11	₡354.787.532,77
jul-08	₡335.905.024,60	jul-11	₡382.614.280,05
ago-08	₡342.837.731,27	ago-11	₡390.552.591,39
sep-08	₡340.570.139,75	sep-11	₡396.910.763,54
oct-08	₡383.334.375,34	oct-11	₡448.796.061,16
nov-08	₡415.324.603,29	nov-11	₡505.207.823,66
dic-08	₡451.231.639,18	dic-11	₡495.734.938,72

Fuente: Elaboración propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 11: Consumo en KWh COOPELESCA R.L.

PERÍODO	CONSUMO	PERÍODO	CONSUMO
ene-06	20.844.898	ene-09	24.851.477
feb-06	20.740.404	feb-09	25.947.236
mar-06	22.003.732	mar-09	25.419.952
abr-06	23.845.778	abr-09	27.802.027
may-06	22.069.336	may-09	29.407.032
jun-06	22.660.321	jun-09	28.447.131
jul-06	20.930.422	jul-09	26.543.085
ago-06	23.036.332	ago-09	27.148.667
sep-06	21.950.699	sep-09	26.247.052
oct-06	22.563.553	oct-09	25.277.709
nov-06	23.673.752	nov-09	26.291.183
dic-06	22.450.256	dic-09	24.230.437
ene-07	22.475.165	ene-10	25.787.487
feb-07	22.694.896	feb-10	27.488.072
mar-07	23.394.178	mar-10	26.839.612
abr-07	27.240.826	abr-10	29.696.335
may-07	26.538.690	may-10	29.781.711
jun-07	24.368.535	jun-10	29.046.662
jul-07	25.217.315	jul-10	28.443.654
ago-07	25.061.107	ago-10	27.675.910
sep-07	24.196.253	sep-10	27.033.426
oct-07	24.141.663	oct-10	27.784.667

nov-07	23.452.631	nov-10	26.631.610
dic-07	23.889.143	dic-10	26.462.547
ene-08	23.166.497	ene-11	26.705.363
feb-08	26.427.198	feb-11	27.700.725
mar-08	25.987.653	mar-11	28.255.812
abr-08	27.212.670	abr-11	30.343.322
may-08	26.127.217	may-11	30.550.418
jun-08	25.414.869	jun-11	29.944.317
jul-08	25.389.566	jul-11	29.154.389
ago-08	25.773.657	ago-11	29.335.341
sep-08	25.781.158	sep-11	29.099.910
oct-08	24.633.389	oct-11	28.722.334
nov-08	26.240.705	nov-11	28.867.050
dic-08	23.729.600	dic-11	27.933.131

Fuente: Elaboración Propia, Datos tomados del ET-117-2011, este consumo puede incluir potencia

Apéndice 12: Tarifa Promedio (Residencial, General y Media Tensión)

PERÍODO	TARIFA PROMEDIO	PERÍODO	TARIFA PROMEDIO
ene-06	¢40,05	ene-09	¢59,98
feb-06	¢40,63	feb-09	¢65,79
mar-06	¢40,21	mar-09	¢72,19
abr-06	¢40,07	abr-09	¢71,99
may-06	¢40,15	may-09	¢70,73
jun-06	¢40,56	jun-09	¢71,54
jul-06	¢40,36	jul-09	¢73,92
ago-06	¢43,90	ago-09	¢70,09
sep-06	¢45,87	sep-09	¢71,23
oct-06	¢45,93	oct-09	¢68,70
nov-06	¢45,44	nov-09	¢68,82
dic-06	¢45,85	dic-09	¢69,10
ene-07	¢44,54	ene-10	¢65,23
feb-07	¢43,77	feb-10	¢59,35
mar-07	¢44,11	mar-10	¢59,69
abr-07	¢43,11	abr-10	¢58,62
may-07	¢44,21	may-10	¢59,82
jun-07	¢43,76	jun-10	¢59,49
jul-07	¢45,64	jul-10	¢59,35
ago-07	¢47,93	ago-10	¢61,17
sep-07	¢49,40	sep-10	¢66,86
oct-07	¢48,93	oct-10	¢70,32

nov-07	¢49,58	nov-10	¢69,64
dic-07	¢48,98	dic-10	¢71,02
ene-08	¢49,89	ene-11	¢69,93
feb-08	¢48,80	feb-11	¢69,97
mar-08	¢49,00	mar-11	¢70,03
abr-08	¢48,53	abr-11	¢68,27
may-08	¢50,29	may-11	¢69,42
jun-08	¢55,11	jun-11	¢69,25
jul-08	¢55,48	jul-11	¢69,08
ago-08	¢55,67	ago-11	¢68,94
sep-08	¢55,63	sep-11	¢68,92
oct-08	¢56,06	oct-11	¢71,58
nov-08	¢55,64	nov-11	¢71,51
dic-08	¢56,21	dic-11	¢71,34

Fuente: Elaboración Propia

Apéndice 13: Ingresos por Venta de Energía COOPELESCA R.L.

PERIODO	RESIDENCIAL	GENERAL-INDUSTRIAL	T-MT	TOTAL DE INGRESOS
ene-06	₡351.255.824,70	₡483.638.583,75	₡0,00	₡834.894.408,45
feb-06	₡336.297.990,70	₡506.304.444,70	₡0,00	₡842.602.435,40
mar-06	₡335.679.884,50	₡549.175.922,20	₡0,00	₡884.855.806,70
abr-06	₡377.606.385,69	₡577.784.573,27	₡0,00	₡955.390.958,96
may-06	₡327.992.982,30	₡558.080.383,29	₡0,00	₡886.073.365,59
jun-06	₡365.890.504,10	₡553.218.750,28	₡0,00	₡919.109.254,38
jul-06	₡346.952.866,15	₡492.043.577,57	₡5.690.334,00	₡844.686.777,72
ago-06	₡431.802.442,74	₡573.696.738,69	₡5.843.749,86	₡1.011.342.931,29
sep-06	₡429.155.434,89	₡571.937.599,97	₡5.681.717,40	₡1.006.774.752,26
oct-06	₡424.141.089,00	₡605.898.434,20	₡6.229.573,20	₡1.036.269.096,40
nov-06	₡440.511.729,00	₡629.256.717,20	₡6.028.005,60	₡1.075.796.451,80
dic-06	₡425.806.652,00	₡597.486.031,00	₡5.997.696,00	₡1.029.290.379,00
ene-07	₡413.962.673,14	₡578.178.719,85	₡8.876.313,60	₡1.001.017.706,59
feb-07	₡383.873.025,64	₡600.460.946,42	₡9.078.149,40	₡993.412.121,46
mar-07	₡377.405.350,89	₡646.216.474,90	₡8.188.150,20	₡1.031.809.975,99
abr-07	₡426.989.154,05	₡736.245.013,39	₡11.253.056,40	₡1.174.487.223,84
may-07	₡408.939.919,50	₡752.779.517,56	₡11.461.265,88	₡1.173.180.702,94
jun-07	₡390.266.425,46	₡665.335.478,14	₡10.857.414,42	₡1.066.459.318,02
jul-07	₡429.321.232,46	₡711.764.850,40	₡9.932.544,00	₡1.151.018.626,86
ago-07	₡485.376.496,25	₡704.608.592,57	₡11.261.462,40	₡1.201.246.551,22
sep-07	₡490.855.595,60	₡693.959.502,92	₡10.436.616,00	₡1.195.251.714,52
oct-07	₡475.093.172,74	₡694.241.556,14	₡11.949.046,20	₡1.181.283.775,08
nov-07	₡453.534.974,05	₡690.078.415,29	₡19.239.786,00	₡1.162.853.175,34
dic-07	₡469.797.509,10	₡679.623.837,83	₡20.619.564,00	₡1.170.040.910,93

ene-08	¢473.147.789,04	¢657.502.242,02	¢25.224.205,08	¢1.155.874.236,14
feb-08	¢480.585.111,24	¢781.051.821,97	¢27.908.071,20	¢1.289.545.004,41
mar-08	¢459.588.186,18	¢785.812.417,76	¢27.972.079,20	¢1.273.372.683,14
abr-08	¢478.136.223,12	¢813.687.665,88	¢28.894.160,40	¢1.320.718.049,40
may-08	¢470.875.822,15	¢810.949.422,55	¢32.021.715,60	¢1.313.846.960,30
jun-08	¢536.343.530,17	¢834.186.386,93	¢30.124.312,59	¢1.400.654.229,69
jul-08	¢550.535.733,71	¢830.842.107,96	¢27.289.723,20	¢1.408.667.564,87
ago-08	¢574.159.806,92	¢829.230.199,30	¢31.441.648,80	¢1.434.831.655,02
sep-08	¢572.721.500,00	¢830.178.030,07	¢31.303.956,00	¢1.434.203.486,07
oct-08	¢553.568.340,25	¢796.266.839,89	¢30.991.905,60	¢1.380.827.085,74
nov-08	¢584.975.569,16	¢842.778.459,23	¢32.230.497,60	¢1.459.984.525,99
dic-08	¢527.013.683,02	¢775.216.083,00	¢31.557.655,20	¢1.333.787.421,22
ene-09	¢622.164.992,96	¢827.454.604,93	¢41.011.512,56	¢1.490.631.110,45
feb-09	¢642.746.094,65	¢1.013.835.371,87	¢50.537.078,54	¢1.707.118.545,06
mar-09	¢676.016.035,09	¢1.103.923.326,69	¢55.059.576,00	¢1.834.998.937,78
abr-09	¢724.749.098,40	¢1.220.389.912,41	¢56.218.632,00	¢2.001.357.642,81
may-09	¢719.698.055,90	¢1.302.453.801,78	¢57.946.358,40	¢2.080.098.216,08
jun-09	¢729.375.636,25	¢1.251.584.001,57	¢54.163.092,63	¢2.035.122.730,45
jul-09	¢730.945.810,48	¢1.185.211.500,26	¢45.899.946,00	¢1.962.057.256,74
ago-09	¢757.282.560,14	¢1.102.194.761,69	¢43.422.433,20	¢1.902.899.755,03
sep-09	¢749.247.387,44	¢1.077.274.261,25	¢42.979.293,96	¢1.869.500.942,65
oct-09	¢698.879.278,19	¢991.371.829,78	¢46.209.907,20	¢1.736.461.015,17
nov-09	¢722.719.719,17	¢1.038.807.521,82	¢47.711.017,20	¢1.809.238.258,19
dic-09	¢682.208.129,72	¢953.566.078,50	¢38.448.216,00	¢1.674.222.424,22
ene-10	¢692.905.736,93	¢945.775.595,40	¢43.500.508,71	¢1.682.181.841,04
feb-10	¢602.415.308,10	¢982.911.362,59	¢46.217.457,60	¢1.631.544.128,29
mar-10	¢590.849.380,31	¢965.257.679,46	¢46.006.576,80	¢1.602.113.636,57

abr-10	₡615.093.869,27	₡1.076.953.756,47	₡48.732.602,40	₡1.740.780.228,14
may-10	₡649.277.991,43	₡1.078.003.426,24	₡54.408.340,44	₡1.781.689.758,11
jun-10	₡656.313.130,82	₡1.024.940.668,58	₡46.593.321,75	₡1.727.847.121,15
jul-10	₡645.884.768,60	₡1.003.013.557,16	₡39.091.636,80	₡1.687.989.962,56
ago-10	₡645.528.995,90	₡1.008.175.996,70	₡39.363.387,12	₡1.693.068.379,72
sep-10	₡698.137.147,95	₡1.047.772.105,75	₡61.485.022,79	₡1.807.394.276,49
oct-10	₡747.675.677,55	₡1.142.883.391,44	₡63.208.440,00	₡1.953.767.508,99
nov-10	₡711.046.718,30	₡1.017.238.707,43	₡126.328.200,00	₡1.854.613.625,73
dic-10	₡719.592.124,80	₡1.019.927.000,99	₡139.826.147,00	₡1.879.345.272,79
ene-11	₡741.074.435,57	₡952.174.789,72	₡174.265.871,46	₡1.867.515.096,75
feb-11	₡692.136.956,05	₡1.003.606.099,84	₡242.548.200,00	₡1.938.291.255,89
mar-11	₡677.973.023,26	₡1.005.527.271,22	₡295.168.772,82	₡1.978.669.067,30
abr-11	₡693.621.944,55	₡1.064.649.350,50	₡313.347.332,02	₡2.071.618.627,07
may-11	₡721.111.946,02	₡1.144.584.804,24	₡255.204.767,24	₡2.120.901.517,50
jun-11	₡724.556.050,34	₡1.093.879.799,23	₡255.204.767,24	₡2.073.640.616,81
jul-11	₡720.988.145,42	₡1.037.786.222,47	₡255.204.767,24	₡2.013.979.135,14
ago-11	₡741.333.672,09	₡1.025.894.694,55	₡255.204.767,24	₡2.022.433.133,88
sep-11	₡736.430.484,78	₡1.014.071.354,34	₡255.204.767,24	₡2.005.706.606,36
oct-11	₡725.018.938,52	₡1.075.802.573,18	₡255.204.767,24	₡2.056.026.278,94
nov-11	₡737.618.998,02	₡1.071.410.925,14	₡255.204.767,24	₡2.064.234.690,40
dic-11	₡722.217.118,68	₡1.015.356.820,28	₡255.204.767,24	₡1.992.778.706,20

Fuente: Elaboración propia, datos tomados del ET-117-2011

Apéndice 14: Resultados del Modelo de Regresión Lineal Múltiple

ESTADÍSTICAS DE REGRESIÓN

Coefficiente de Correlación Múltiple	0,896431385
Coefficiente de Determinación R²	0,803589228
R² Ajustado	0,788709624
Error Típico	5,228120537
Observaciones	72

Fuente: Elaboración Propia

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	5	7380,808238	1476,161648	54,00608976	5,18807E-22
Residuos	66	1803,994127	27,33324435		
Total	71	9184,802365			

Fuente: Elaboración Propia

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	7,232917115	9,608669772	0,752749058	0,454277311	-11,95141106	26,4172453	-11,95141106	26,4172453
GASTOS	3,42676E-08	8,28953E-09	4,133845751	0,000102817	1,77171E-08	5,08182E-08	1,77171E-08	5,08182E-08
RECURSOS EXTERNOS	-5,07094E-10	1,04578E-09	-0,484893349	0,629357529	-2,59507E-09	1,58088E-09	-2,59507E-09	1,58088E-09
COMPRAS ENERGÍA A TERCEROS	7,28897E-09	3,6486E-09	1,997744145	0,049868666	4,30435E-12	1,45736E-08	4,30435E-12	1,45736E-08
COMPRAS EVITADAS	3,27722E-08	6,17774E-09	5,304872722	1,40926E-06	2,04379E-08	4,51064E-08	2,04379E-08	4,51064E-08
CONSUMO	4,70221E-07	4,98648E-07	0,942991065	0,349124605	-5,25362E-07	1,4658E-06	-5,25362E-07	1,4658E-06

Fuente: Elaboración Propia

ANÁLISIS DE LOS RESIDUALES			
<i>Observación</i>	<i>Pronóstico TARIFA PROMEDIO</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos Estándares</i>
1	45,23069384	-5,177995649	-1,027243249
2	44,65915125	-4,033017095	-0,800095223
3	44,70566416	-4,491767412	-0,891104988
4	45,40445734	-5,339043374	-1,059192907
5	45,6573648	-5,50783943	-1,092679727
6	45,88375838	-5,32346559	-1,056102488
7	45,49892982	-5,142037934	-1,020109732
8	46,77670446	-2,87462268	-0,570285675
9	38,17805748	7,687213241	1,525037571

10	42,46182207	3,464858729	0,687380404
11	42,75320444	2,689379051	0,533535882
12	42,30945807	3,538142906	0,701918978
13	46,52200055	-1,983163564	-0,393432425
14	46,23826551	-2,465774343	-0,489175778
15	46,62667815	-2,521261076	-0,500183584
16	49,40113978	-6,286176207	-1,247091058
17	49,66548974	-5,459061715	-1,083002898
18	44,17301322	-0,409227721	-0,081185162
19	46,13512416	-0,491143061	-0,09743604
20	45,88750237	2,045198236	0,405739252
21	44,92214499	4,476070451	0,887990927
22	46,40836055	2,52297392	0,500523388
23	46,70156467	2,881494403	0,57164893
24	45,5694258	3,408510109	0,676201611
25	53,93675242	-4,042535671	-0,801983578
26	54,05693871	-5,260807483	-1,04367198
27	54,31453633	-5,315395191	-1,054501432
28	55,73874669	-7,205543009	-1,42948081
29	57,0897504	-6,803224668	-1,349666374
30	50,70878906	4,402815896	0,873458228
31	52,52523496	2,956910077	0,586610364
32	52,76226765	2,908205545	0,576948054
33	52,82384794	2,806061209	0,55668402
34	53,16829145	2,886807837	0,572703043
35	55,55950812	0,078650414	0,015603162

36	55,73304024	0,474709036	0,094175756
37	70,38020251	-10,39861273	-2,062942005
38	64,97100062	0,820923195	0,162859892
39	63,64024225	8,547106004	1,69562849
40	63,23909221	8,746941814	1,735273171
41	60,60524931	10,12947311	2,0095484
42	63,46933707	8,071190258	1,60121334
43	64,32120902	9,598506392	1,904211892
44	64,07229131	6,019537564	1,194193612
45	59,50074773	11,72633469	2,326343815
46	58,43546756	10,25987982	2,035419301
47	62,3857621	6,429636147	1,275551541
48	60,04581276	9,050027633	1,795401237
49	64,19454714	1,037937972	0,205912644
50	62,93541183	-3,580790414	-0,710379658
51	64,36954638	-4,677415629	-0,927935046
52	63,73983701	-5,120474566	-1,015831856
53	64,40596506	-4,581003025	-0,908808109
54	65,11028445	-5,62506213	-1,115935101
55	66,10196362	-6,756917256	-1,340479619
56	66,20415893	-5,029354859	-0,997754957
57	68,00142544	-1,143666196	-0,226887672
58	68,76414209	1,554049343	0,308302054
59	67,63623588	2,003326273	0,397432429
60	66,69814531	4,320917672	0,857210745
61	72,20797221	-2,277631585	-0,451850837

62	69,96804471	0,004538285	0,000900333
63	69,53778145	0,489195424	0,097049656
64	70,32628203	-2,053645149	-0,407415003
65	72,0626381	-2,639643095	-0,523668951
66	70,80155061	-1,551661466	-0,307828333
67	71,0559619	-1,976168703	-0,39204474
68	72,13109645	-3,18922981	-0,63269941
69	69,96455154	-1,039713683	-0,206264921
70	71,26794576	0,314895788	0,062471001
71	72,49853942	-0,990203812	-0,196442842
72	70,92916529	0,411878527	0,081711045

Fuente: Elaboración Propia

RESULTADOS DE DATOS DE PROBABILIDAD		
Observación	Percentil	TARIFA PROMEDIO
1	0,694444444	40,05269819
2	2,083333333	40,06541397
3	3,472222222	40,14952537
4	4,861111111	40,21389675
5	6,25	40,35689188
6	7,638888889	40,56029279
7	9,027777778	40,62613416
8	10,41666667	43,11496358
9	11,80555556	43,7637855

10	13,19444444	43,77249116
11	14,58333333	43,90208178
12	15,97222222	44,10541707
13	17,36111111	44,20642802
14	18,75	44,53883699
15	20,13888889	45,44258349
16	21,52777778	45,6439811
17	22,91666667	45,84760098
18	24,30555556	45,86527073
19	25,69444444	45,9266808
20	27,08333333	47,93270061
21	28,47222222	48,53320368
22	29,86111111	48,79613122
23	31,25	48,93133447
24	32,63888889	48,97793591
25	34,02777778	48,99914114
26	35,41666667	49,39821544
27	36,80555556	49,58305907
28	38,19444444	49,89421675
29	39,58333333	50,28652573
30	40,97222222	55,11160496
31	42,36111111	55,48214503
32	43,75	55,62990914
33	45,13888889	55,63815853
34	46,52777778	55,6704732
35	47,91666667	56,05509928

36	49,30555556	56,20774927
37	50,69444444	58,61936244
38	52,08333333	59,34504637
39	53,47222222	59,35462141
40	54,86111111	59,48522232
41	56,25	59,69213075
42	57,63888889	59,82496204
43	59,02777778	59,98158979
44	60,41666667	61,17480407
45	61,80555556	65,23248512
46	63,19444444	65,79192381
47	64,58333333	66,85775925
48	65,97222222	68,27263688
49	67,36111111	68,69534738
50	68,75	68,81539825
51	70,13888889	68,92483786
52	71,52777778	68,94186664
53	72,91666667	69,0797932
54	74,30555556	69,09584039
55	75,69444444	69,24988915
56	77,08333333	69,422995
57	78,47222222	69,63956215
58	79,86111111	69,93034062
59	81,25	69,97258299
60	82,63888889	70,02697687
61	84,02777778	70,09182887

62	85,41666667	70,31819143
63	86,80555556	70,73472242
64	88,19444444	71,01906298
65	89,58333333	71,22708243
66	90,97222222	71,34104382
67	92,36111111	71,50833561
68	93,75	71,54052733
69	95,13888889	71,58284155
70	96,52777778	71,98603402
71	97,91666667	72,18734826
72	99,30555556	73,91971541

Fuente: Elaboración Propia

Apéndice 15: Nota Aclaratoria de La Base de Datos

NOTA ACLARATORIA	
<p>Base de Datos <i>“Registro Histórico de las Tarifas de Energía Eléctrica”</i></p>	<p>La base de datos se adjunta en un archivo de Excel y no en el formato con el cual se diseñó, debido a que el programa WampServer requiere de una cantidad de espacio considerable en el disco, esto por la cantidad de información que almacena. Sin embargo, el producto final (Base de datos) será entregado a la empresa Edificadora Beta S.A. en el software que sé utilizó para crearla.</p> <p>Seguir el siguiente Link para consultar la Base de Datos:</p> <p><u>Base de Datos <i>“Registro Histórico de las Tarifas de Energía Eléctrica”</i></u></p>

Fuente: Elaboración Propia

ANEXOS

Anexo 1: Documentación Consultada..... 167

Anexo 1: Documentación Consultada

DOCUMENTACIÓN DE APOYO	
Ley N° 7593 Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	ACCEDER
Ley N° 8345 Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional	ACCEDER
Ley N° 7200 que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela	ACCEDER
Metodología Regulación del Servicio Público (Aresep)	ACCEDER
Papel del Regulador en el Desarrollo del Sector Energía (Aresep)	ACCEDER
Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (Período 2012-2024)	ACCEDER
Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC (Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos)	ACCEDER
VI Plan Nacional de Energía 2012-2030	ACCEDER
Estudio Tarifario CONELECTRICAS R.L. ET-161-2010	ACCEDER
Estructura Reciente del Pliego Tarifario (Agosto 2012)	ACCEDER
Expediente Tarifario ET-117-2011 COOPELESCA R.L.	ACCEDER

Fuente: Elaboración Propia