

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA  
SISTEMA DE ESTUDIOS DE POSGRADO

“MODELO PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO FINANCIERO  
DE LA C.N.F.L. DESDE LA PERSPECTIVA REGULATORIA”

Trabajo final de graduación sometido a la consideración de la Comisión del  
Programa de Estudios de Posgrado en Administración y Dirección de  
Empresas para optar al grado y título de Maestría Profesional en  
***Administración y dirección de empresas con énfasis en finanzas***

Eduardo Andrade Garnier

Ciudad Universitaria “Rodrigo Facio”, Costa Rica

2013

## Dedicatoria

A Dios que me ha permitido vivir a plenitud junto a gente maravillosa, con salud y en armonía, gracias por todo lo que me has dado.

A mis padres, mis hermanos y mi familia en general que me han brindado todo su apoyo en todas las etapas de mi vida, quiero decirles lo mucho que los quiero.

A mi novia por aparecer en el momento exacto inyectándome esa chispa de amor y felicidad que ocupaba para motivarme a ser yo mismo, a ponerme nuevas metas y a ilusionarme enormemente, de sobra decirte lo mucho que te amo y espero que logres, al igual que yo, alcanzar grandes éxitos en todos los campos de tu vida.

En especial quiero dedicarle este logro a mi madre, que siempre me ha impulsado a ser mejor, dándome el ejemplo de voluntad y optimismo, de luchar por lo que uno quiere, por eso y muchas otras cosas es que eres tú mami la persona más influyente en mi vida, siempre voy a estar orgulloso de ser tu hijo, te amo.

## Agradecimientos

A Dios que me permitió finalizar una nueva etapa en mi vida, gracias a ti Señor por darme ese amor.

A mi familia que me ha apoyado en todo lo que he necesitado, gracias siempre por su cariño y su consejo.

A mi novia que me ha brindado en este corto tiempo, su amor y ayuda.

A mis amigos que siempre han estado ahí para conversar y para hacerme sentir mejor.

A mis profesores guía, tutor y lectores de tesis les agradezco por su consejo, su tiempo y su confianza en mí.

A mis compañeros y profesores de maestría, por haberme enseñado en cada clase, en cada día de esta maestría, algo nuevo que aportará en adelante a mi vida profesional y personal. Específicamente a Tato, Esteban y Fabricio, que más que compañeros fueron grandes amigos, gracias por aguantar mis malos ratos, mis indisposiciones, por ayudarme a superar la etapa final que fue un poco duro para mí debido a esos cambios que estaba pasando en varios aspectos de mi vida, gracias amigos cuenten conmigo siempre.

“Este trabajo final de investigación aplicada fue aceptado por la Comisión del Programa de Estudios de Posgrado en Administración y Dirección de empresas de la Universidad de Costa Rica, como requisito parcial para optar al grado y título de Maestría Profesional en Administración y dirección de empresas con énfasis en finanzas.”

---

M.B.A. Enrique Rovira Ugalde

**Profesor Guía**

---

M.B.A. Ernesto Orlich Dundorf

**Lector (Profesor de Posgrado)**

---

M.B.A. Mike Osejo Villegas

**Lector de Empresa**

---

Dr. Aníbal Barquero Chacón

**Director Programa de Posgrado en Administración y Dirección de Empresas**

---

Eduardo Andrade Garnier

**Sustentante**

## Tabla de contenido

Dedicatoria .....	ii
Agradecimientos .....	iii
Resumen .....	viii
Abstract .....	ix
Lista de cuadros .....	x
Lista de figuras .....	xi
Lista de gráficos.....	xi
Lista de Abreviaturas .....	xii
Glosario .....	xiii
Introducción .....	1
1 Marco teórico y contextual .....	4
1.1 Análisis de estados financieros.....	4
1.1.1. Estado de resultados .....	5
1.1.2. Estado de balance general .....	6
1.1.3. Estado de flujos de caja de efectivo.....	8
1.2 Análisis de tendencias .....	9
1.3 Análisis de razones contables y financieras.....	10
1.3.1 Razones de liquidez .....	10
1.3.2 Razones de actividad .....	11
1.3.3 Razones de deuda .....	12
1.3.4 Razones de rentabilidad .....	13
1.4 Análisis de la solidez de la estructura financiera.....	15
1.5 Concepto de Flujos de efectivo de la empresa .....	20
1.6 Análisis FODA .....	24
2 Contexto del sector de energía .....	25
2.1 Subsector de energía eléctrica .....	26
2.2 Conformación del subsector de energía eléctrica .....	27
2.3 Tipos de servicios del subsector de energía eléctrica: .....	28
2.3.1 Generación eléctrica:.....	29
2.3.2 Transmisión eléctrica:.....	34
2.3.3 Distribución eléctrica:.....	37
2.4 Cobertura del sistema.....	40

2.4.1	Cobertura por empresa.....	42
2.5	Marco jurídico regulatorio del subsector de energía eléctrica .....	43
2.6	Evolución del sector de energía eléctrica.....	47
2.7	La CNFL y su contexto sectorial .....	50
2.7.1	Reseña histórica de la CNFL .....	50
2.7.2	Perfil de la CNFL .....	51
2.7.3	Contexto de la CNFL en el subsector de energía eléctrica .....	53
2.7.4	Perspectiva regulatoria de ARESEP .....	55
3	Análisis del modelo regulatorio actual en el sector de energía eléctrica.....	58
3.1	Análisis del marco regulatorio aplicable al Sector de energía .....	58
3.2	Análisis del modelo tarifario actual en el sector de energía eléctrica .....	62
3.2.1	¿Cómo se aplica la metodología tarifaria? .....	62
3.2.2	Caso de aplicación de la metodología: estudio tarifario en CNFL .....	63
3.3	Indicadores financieros aplicados a estudios tarifarios en sector de energía eléctrica.....	79
3.4	Análisis FODA del modelo actual.....	80
3.5	Metodologías e indicadores financieros en entes reguladores de Latinoamérica	83
3.6	Indicadores financieros de otros sectores.....	83
3.6.1	Indicadores financieros encontrados en el sector de aguas.....	84
3.7	Indicadores financieros aplicados por calificadoros de riesgo a empresas prestadoras de servicios de electricidad.....	88
3.8	Limitantes del estudio .....	90
4	Propuesta del modelo financiero para evaluar el desempeño de la CNFL .....	91
4.1	Estandarización de criterios contables.....	92
4.2	Herramienta de apoyo para análisis financiero integral de la empresa .....	94
4.2.1	Análisis de tendencias en el tiempo.....	94
4.2.2	Indicadores de medición del desempeño financiero de la empresa .....	97
4.2.3	Análisis estructurado .....	100
4.2.4	Análisis de solidez financiera.....	101
4.2.5	Análisis del flujo de caja .....	106
5	Conclusiones y recomendaciones .....	110
5.1	Conclusiones finales.....	110
5.2	Recomendaciones.....	112
6	Bibliografía.....	114

7	Anexos .....	116
	Anexo 1: Modelos aplicados para cálculo de tasa de rentabilidad .....	116
	Anexo 2: Procedimiento para el cálculo de activo fijo neto revaluado.....	118
	Anexo 3: Diferencias para el cálculo de Base tarifaria en CNFL.....	119
	Anexo 4: Modelos tarifarios e indicadores en América Latina.....	121
	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Colombia .....	121
	Comisión Nacional de Energía (CNE), Chile .....	122
	Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Argentina .....	123
	Anexo 5: Catálogo de cuentas .....	127
	Anexo 6: Ordenamiento de activos y fuentes de financiamiento .....	131

## Resumen

El presente trabajo se enfoca en desarrollar un modelo para evaluar el desempeño financiero desde la perspectiva regulatoria, donde se va a estudiar la aplicación concreta sobre un operador de servicios, como lo es la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), parte del Grupo ICE.

Para desarrollar esto que se explicó, primero se analiza la metodología financiera actual de fijación tarifaria que aplica el ente regulador nacional, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ARESEP. Para ello, se toman como base estudios tarifarios más recientes del 2012-2013 del sector de energía, realizados ante peticiones de ajuste tarifario de la CNFL.

Seguidamente se realiza una investigación exploratoria para estudiar las metodologías de fijación tarifaria y los principales indicadores financieros que se utilizan en otras instituciones reguladoras o de análisis de riesgo en Latinoamérica, todo con el fin de establecer referencias de mejores prácticas y medidas para comparar la metodología empleada en ARESEP. Con este análisis se determinan las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (FODA) que conlleva esta metodología de fijación tarifaria, así como el impacto esperado en el equilibrio financiero de las empresas operadoras; que es una de las funciones que tiene la ARESEP según lo establecido en la Ley 7593.

Dado lo anterior se determina que no hay un modelo estándar de análisis financiero integral que pueda diagnosticar efectivamente el impacto de las fijaciones tarifarias en el desempeño de las empresas operadoras, tal como es el caso de estudio de la CNFL. Ante esto, se procede a diseñar un modelo de análisis del desempeño financiero haciendo énfasis en la solidez financiera, herramienta que serviría para evaluar el impacto de cambios en las tarifas de los servicios que prestan las empresas, y que además brinda la posibilidad de verificar si se cumple un equilibrio financiero o más bien se produce desbalance que pueda afectar negativamente el desempeño en el servicio prestado.

Para evaluar la solidez financiera, se procede desarrollando una estandarización de las cuentas que se presentan en los estados financieros de la CNFL del 2010 al 2012. Con base en estos estados financieros, se obtienen análisis de tendencias sobre razones financieras en términos de estabilidad, gestión y rentabilidad, análisis de la estructura aplicando la técnica Dupont, análisis de solidez desde la perspectiva de liquidez y exigibilidad de las fuentes y empleos, y se finaliza con análisis de cobertura del flujo de efectivo a partir de la utilidad antes de impuestos, intereses, depreciación y amortización conocida como EBITDA.

Finalmente según la aplicación del modelo diseñado, se concluye que la CNFL se ha visto debilitada financieramente en términos de solidez, ya que ha venido perdiendo liquidez, se ha endeudado en mayor proporción y sus índices de cobertura dejan prever un riesgo sensible que puede desbalancear el equilibrio financiero de la empresa. Esto no solo se traduce en un riesgo financiero para la CNFL sino que puede llegar a afectar la calidad y continuidad del servicio de electricidad que presta la misma.

## Abstract

This paper focuses on developing a model to evaluate the financial performance from the regulatory perspective, where it will study the practical implementation of a service operator, such as the “Compañía Nacional de Fuerza y Luz” known as CNFL, part of the ICE Group.

To achieve the last point explained, the first step is to analyze the current financial tariff setting methodology applied by the “Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos” known as ARESEP. To this end, the study focuses on the most recent studies from 2012 to 2013 applied on the energy sector, made upon rate adjustment requests submitted by the CNFL.

Following this, an exploratory investigation is performed to study the rate-setting methodologies and key financial indicators used in other regulatory or risk analysis institutions in Latin America, all with the purpose of establishing the best practices and reference measurements to be compared with the methodology applied by the ARESEP.

With this analysis, the strengths, opportunities, weaknesses and threats (SOWT) are determined based on the application of the current rate-setting methodology as well as the the expected impact on the financial balance of the operating companies, which is one of the functions to be accomplish by ARESEP in accordance to the Law 7593.

Given the above it is determined that there's no standard model of comprehensive financial analysis that can effectively diagnose the impact of price-setting in the performance of the operating companies, as it's seen on the study case of CNFL. Because of this reason, it's decided to proceed on the design of a model for financial performance analysis, specifically on financial strength; a tool that would help assess the impact of changes in rates of services provided by the operator companies, bringing also the possibility to check if financial balance is satisfied, or rather imbalance is produced affecting adversely the performance in the service provided.

To evaluate the financial strength, we proceed to develop a standardization of the accounts presented in the financial statements from 2010 to 2012 of the CNFL. Based on these financial statements, the model performs a trend analysis on financial ratios are obtained in terms of stability, management and profitability, then analysis of the structure using the Dupont technique, strength analysis from the perspective of liquidity and enforceability of the sources and uses, ending with coverage analysis of cash flow from earnings before interest, taxes, depreciation and amortization, known as EBITDA.

Finally, the results obtained from the designed model, concluded that the CNFL has been weakened financially in terms of strength, as it has been losing liquidity, has borrowed at higher rates, and their coverage ratios show a sensitive risk that can unbalance the financial equilibrium of the company. This not only means a financial threat to CNFL but also may affect the quality and continuity of the electricity service provided in the future.

## Lista de cuadros

Cuadro 1: Estructura general del estado de resultados.....	6
Cuadro 2: Estructura del Balance general.....	7
Cuadro 3: Estructura general del estado de flujo de caja de efectivo .....	8
Cuadro 4: Categorías del flujo de caja a partir de su cobertura.....	21
Cuadro 5: Índices para EBITDA.....	22
Cuadro 6: FODA.....	25
Cuadro 7: Clasificación del Sector de Energía y sus tipos de servicios.....	26
Cuadro 8: Generación de energía por tipo de fuente, según empresa por año, 2012 .....	31
Cuadro 9: Capacidad instalada del SEN por tipo de fuente, según empresa (2012) .....	32
Cuadro 10: Sistema de Transmisión ICE, Ventas reales y estimadas de energía en unidades físicas y monetarias por empresa 2012-2013 .....	35
Cuadro 11: Zonas de cobertura del servicio eléctrico por empresa.....	38
Cuadro 12: Porcentaje de cobertura eléctrica por provincia .....	40
Cuadro 13: Porcentaje de cobertura eléctrica por empresas.....	42
Cuadro 14: Principales leyes para el sector de energía eléctrica .....	45
Cuadro 15: CNFL: Consumo acumulado por sector , GWh (2005-2012).....	54
Cuadro 16: CNFL: Consumo promedio por mes, KWh/ clientes (2005-2012) .....	55
Cuadro 17: Programa de calidad vigente y resultados obtenidos a la fecha .....	56
Cuadro 18: Síntesis de la Ley 7593 aplicables a la CNFL.....	59
Cuadro 19: Estructura general de los estados financieros solicitados.....	64
Cuadro 20: Detalle de cuentas incluidas en otros gastos.....	70
Cuadro 21: Resumen de tasas de costo de capital de empresa para CNFL 2012 .....	77
Cuadro 22: Resumen de los indicadores financieros analizados para CNFL .....	79
Cuadro 23: Análisis FODA de la metodología tarifaria actual.....	81
Cuadro 24: Indicadores principales de calificador de riesgo Fitch Ratings en ICE y CNFL .....	88
Cuadro 25: Propuestas de mejora a incorporar en el modelo financiero .....	91
Cuadro 26: Ejemplo para el catálogo de cuentas.....	93
Cuadro 27: Ejemplo de formato para estandarizar cuentas de información financiera .....	93
Cuadro 28: Ejemplo de análisis horizontal 3 años, CNFL .....	95
Cuadro 29: Ejemplo de análisis vertical 2 años, CNFL.....	96
Cuadro 30: Resumen de los indicadores financieros .....	98
Cuadro 31: Estructura de fuentes y empleos .....	105
Cuadro 32: Niveles de cobertura del EBITDA para CNFL 2010-2012 .....	109
Cuadro 33: Estructura de tarifas eléctricas, ENRE.....	124

## Lista de figuras

Figura 1: Conformación del subsector eléctrico .....	27
Figura 2: Porcentaje de cobertura de Costa Rica por provincia .....	41
Figura 3: Porcentaje de cobertura eléctrica por empresa distribuidora.....	43
Figura 4: Organigrama de la CNFL, 2013 .....	53
Figura 5: Esquema de la metodología de fijación tarifaria ordinaria para Sector de energía eléctrica .....	63
Figura 6: Estado de Resultados, CNFL 2011 .....	65
Figura 7: Contribución interna a la expansión y rendimiento sobre el capital, CNFL 2011	66
Figura 8: Ventas y compras de energía, CNFL división de alumbrado público.....	68
Figura 9 : Gastos de operación, división de alumbrado público, CNFL 2011 .....	69
Figura 10: Desglose de gasto por salarios, CNFL.....	72
Figura 11 : Cálculo de Depreciación reevaluada.....	73
Figura 12: Resumen de inversiones proyectadas, CNFL .....	74
Figura 13: Estado de resultados con tarifa propuesta, CNFL .....	76
Figura 14 : Indicadores financieros aplicados a Edelnor S.A. por Class y Asociados S.A.	89
Figura 15: Análisis estructural Dupont, CNFL .....	101
Figura 16: Clasificación de activos y fuentes de financiamiento, aplicado a CNFL.....	102
Figura 17: Determinación de tarifas (costo del servicio) en CREG.....	121

## Lista de gráficos

Gráfico 1: Costa Rica, SEN: Generación eléctrica por tipo de fuente, 2012. ....	30
Gráfico 2: Costa Rica, SEN: Generación eléctrica por empresa, 2001-2012.....	30
Gráfico 3: Costa Rica, SEN: Capacidad instalada, 2000-2012.....	31
Gráfico 4: Ventas de generación de energía por empresa .....	34
Gráfico 5: SEN: Cantidad de abonados por empresa distribuidora, 2012.....	39
Gráfico 6: Ventas por sector de consumo en MWh. (SEN) 2012.....	39
Gráfico 7: Consumo de energía eléctrica vs. Producción de energía eléctrica (2001-2011) .....	49
Gráfico 8: Porcentaje de crecimiento en el consumo de energía eléctrica vs. porcentaje de crecimiento en la producción de energía eléctrica .....	49
Gráfico 9: Indicadores de estabilidad .....	98
Gráfico 10: Indicadores de gestión.....	99
Gráfico 11: Indicadores de rentabilidad.....	100
Gráfico 12: Diagramas de estructura financiera, CNFL 2010-2011 .....	103
Gráfico 13: Análisis de flujos de efectivo, CNFL.....	107
Gráfico 14: Análisis de actividades de inversión .....	108

## Lista de Abreviaturas

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia

GAM: Gran Área Metropolitana

GWh: Giga watt horas

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

IPC: Índice de Precios al consumidor

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago

KWh: Kilo watts hora

MER: Mercado Eléctrico Regional

MINAET: Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones

MVA: Mega vatio amperio

MWh: Mega watts hora

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SETENA: Secretaría Técnica Nacional Ambiental

## Glosario

**Activo fijo:** es aquel activo que no está destinado para ser comercializado, sino para ser utilizado y ser explotado por la empresa. Por lo general, es el que forma parte de la propiedad, planta y equipo, como son los automóviles, maquinaria, edificios, muebles, terrenos, etc. (NIC 16).

**Activo Fijo Revaluado:** La NIC 16 establece: “Es una práctica contable que permite incrementar el valor en libros de los activos fijos a valores de mercado, a través de un informe técnico realizado por tasadores independientes a la empresa”.

La NIC 16 menciona también que la frecuencia de las revaluaciones dependerá de los cambios que experimenten los valores razonables (valor de mercado) de los elementos de propiedades, planta y equipo que se estén revaluando.

**Autárquico:** Política o condición de un Estado, ente u organismo que intenta bastarse con sus propios recursos.

**Benchmarking:** Es el proceso mediante el cual se recopila información y se obtienen nuevas ideas, mediante la comparación de aspectos de la propia empresa con los líderes o los competidores más fuertes del mercado.

**EBITDA:** Es el valor que refleja las utilidades antes de impuestos que tiene la empresa incluyendo los montos de depreciación y amortización de activos intangibles. Representa el Flujo de caja operativo antes de cargas financieras y tributarias, cuyo destino es atender el pago de las deudas y obligaciones de la empresa.

**GAM:** La GAM o Gran Área Metropolitana, es una región multi-nuclear en donde las ciudades de San José, Alajuela, Cartago y Heredia concentran el 60% de la población nacional.

**GWh:** es una unidad de medida de energía que representa un billón (1,000,000,000) de vatios por hora. Es frecuentemente la medida que se utiliza para medir la salida de energía de las grandes plantas de electricidad. (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>, 2013).

**Modelo tarifario:** Es la abstracción y simulación de la realidad económica y financiera en la que se desenvuelve una industria de servicio público, incluyendo formulaciones matemáticas y criterios que permitan establecer un precio o tarifa sostenible por sectores que reciben el servicio.

**MVA:** Mega voltio amperio, unidad de potencia eléctrica utilizada para grandes instalaciones de generación de energía eléctrica. Equivale = 1 voltio x 1 amperio x 10<sup>6</sup>.

**OPEX:** Costos y gastos operativos

**Servicio al costo:** Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para

prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31, Ley 7593.

**Servicio público:** El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de la ley 7593.

**Tasa de retorno:** metodología donde se igualan los ingresos de la empresa con sus costos económicos, que incluyen una rentabilidad justa y razonable por el capital invertido.

**Valor en libros:** Corresponde al valor de adquisición del activo, más adiciones y mejoras y revaluación (cuando exista), menos la depreciación acumulada.

## Introducción

Los servicios públicos son aquellos que debido a su importancia en el desarrollo social, se vuelven necesarios e imprescindibles para la vida diaria de los pobladores de un país, zona o región.

En nuestro país existen servicios públicos agrupados en forma primaria en los sectores de energía, transporte, agua, y telecomunicaciones. Estos, a su vez, se subdividen por subsectores según la fuente; por ejemplo, en energía están los subsectores de energía eléctrica y energía por hidrocarburos o combustibles, los cuales al mismo tiempo se subdividen por tipo de servicio. Éstos son prestados por entidades gubernamentales o públicas o por sujetos privados que por concesión o permiso (por ley) se encuentran facultados para prestarlos.

Por otra parte, la prestación de los servicios públicos mencionados debe responder según el marco legal de nuestra nación a ciertos principios de calidad, oportunidad, confiabilidad, cantidad u otros que dicta el ente regulador designado por el Poder Legislativo.

En nuestro país, desde 1996 le corresponde esa tarea a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), la cual fue creada mediante la Ley 7593 (9 de agosto de 1996) y continúa ejerciendo con las reformas de la ley 8660 (8 de agosto 2008). Así el Gobierno designa a ARESEP como la entidad encargada de regular los servicios públicos en materia de energía, agua y transporte público; luego el sector de telecomunicaciones estaría bajo la regulación de la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).

Con la creación de ARESEP se busca el aseguramiento de los servicios públicos al costo; esto se refiere a los costos necesarios para prestar el servicio que permitan una retribución competitiva y garanticen el desarrollo adecuado de la actividad.<sup>1</sup> Por lo tanto, a este ente público corresponde el fijar los precios y las tarifas de los servicios públicos, para hacer cumplir como ya se mencionó anteriormente las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, entre otras.

Asimismo, dentro de las obligaciones que dicta la Ley 7593, Art. 6 inciso a., está el regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos,

---

<sup>1</sup> Tomado de Ley 7593: Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo de los servicios, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos o gastos efectuados y la rentabilidad o utilidad obtenida.

Dado lo anterior, se vuelve necesario determinar la situación financiera actual de las empresas reguladas desde la perspectiva de ARESEP; es decir, bajo la figura del ente regulador, el cual le corresponde velar porque la empresa pueda mantener y cumplir en el futuro con los requisitos anteriormente mencionados. Asimismo, por esta razón se pretende diseñar un modelo de evaluación del desempeño financiero que permita determinar la situación financiera integral de una empresa prestadora de servicios públicos.

Para comprobar la aplicación del modelo se aplicará en una empresa regulada del sector de energía eléctrica, concretamente en la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), parte del Grupo ICE. Se escoge esta empresa pues resulta una de las más representativas del sector, es la segunda entidad en número de abonados (34%) y la segunda en ventas (39%), solamente detrás del ICE.

Cabe destacar que la selección de la CNFL del grupo ICE, no es coincidencia y se debe más a un tema de organización y representatividad en cuanto a empresas del sector de energía. Además, se puede mencionar que el grupo ICE es el más importante en el Sector de energía eléctrica, al agrupar toda la gama de servicios desde generación, transmisión, distribución, comercialización y alumbrado público que brindan los servicios de las entidades que conforman el grupo.

De este modo y amparado en lo anterior, el modelo efectúa un análisis financiero de la CNFL aplicando las técnicas de evaluación de los flujos y estados financieros de la compañía, con el propósito de medir su grado de eficiencia, solidez y apalancamiento, para ello se utilizan herramientas como las razones financieras de eficiencia, liquidez, rentabilidad u otras clásicas que permitan, posteriormente, hacer un análisis de solidez financiera para medir el desempeño de la empresa en este sentido.

Uno de los principales objetivos de este modelo es identificar debilidades financieras u operativas que puedan ser riesgosas para la empresa, así como fortalecer el proceso de toma de decisiones estratégico u operativo de la misma.

Finalmente, luego de aplicar el modelo se hace una síntesis general del panorama financiero de la empresa, con el cual se formulan conclusiones y recomendaciones para mejorar la situación actual o prever posibles riesgos en el mediano plazo.

## **1 Marco teórico y contextual**

Para abordar el tema de análisis financiero en una empresa es necesario establecer previamente los conceptos claves que se van a utilizar.

En el presente proyecto se combina una serie de herramientas en el desarrollo de un modelo financiero que permitirá diagnosticar el estado de solidez financiera, el nivel de riesgo y el panorama general de la empresa desde la perspectiva estratégica financiera.

Desde la perspectiva regulatoria, es importante evaluar el costo de los servicios, pero también es vital conocer la salud financiera de las empresas prestadoras de estos servicios, con el objetivo de verificar si la misma puede o no brindar un servicio adecuado en términos de calidad, cantidad, oportunidad y los demás requerimientos que norme la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

A continuación se elabora un marco conceptual que presenta las herramientas principales que se utilizarán en el modelo para evaluar el desempeño financiero de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), desde la perspectiva regulatoria. Finalmente, el último apartado, contextualiza el sector donde se desenvuelve la empresa, que es el sector de generación y distribución de energía eléctrica, con ello se deja claro el panorama para analizar la empresa.

### **1.1 Análisis de estados financieros**

El modelo que se diseñará estará basado en la información que se obtiene a partir del análisis de los estados financieros de la empresa en cuestión, la CNFL. Con esta información se podrá calcular posteriormente las razones financieras, así como utilizar las series históricas de los datos para analizar tendencias que puedan prever comportamientos futuros, los cuales evidentemente no dejan de ser claves en el planeamiento estratégico de la empresa.

En términos puros del análisis financiero, en lo que se refiere al estudio de flujos de efectivo, es posible encontrar un gran número de autores que tratan la teoría de forma similar. Es común para todos partir del análisis de los tres principales estados financieros que son: el estado del balance, el estado de resultados y el estado de flujos de efectivo.

Estos estados no son más que “registros e informes estandarizados de sus actividades financieras” Gitman, (2007, p. 40). Por lo general, toda empresa debe elaborarlos

periódicamente para informar la situación financiera y contable a los entes reguladores, acreedores o prestamistas, propietarios y la propia administración. Además, estos estados corresponden a información de carácter público que por Ley las empresas deben brindar y, por ende, no son preparados de forma singular o como la empresa lo desee, sino que normalmente están elaborados bajo normas o principios de contabilidad ya establecidos según las prácticas internacionales contables que rijan en el país o región en donde se desempeña la empresa.

Los estados financieros, como reflejo de la gestión empresarial, serán el punto de partida del análisis de la empresa CNFL, pues proporcionan la historia contable y financiera de la empresa en los periodos anteriores que serán objeto de estudio, lo cual posteriormente se vuelve valioso para realizar un análisis de mayor profundidad, el cual permita diagnosticar la situación financiera de la empresa, a la vez que posibilita analizar el panorama actual, suponer posibles riesgos o proyecciones futuras que deriven en oportunidades de mejora para la administración o regulación de la empresa.

Es importante rescatar lo que comprende cada uno de estos estados financieros, los cuales son la base del estudio para obtener la información financiera necesaria para evaluar el desempeño de la CNFL, en este sentido Gitman (2007, p. 41-45) rescata los siguientes aspectos:

#### **1.1.1. Estado de resultados**

El estado de pérdidas y ganancias o estado de resultados, *“proporciona un resumen financiero de los resultados operativos de la empresa durante un periodo específico. Los más comunes son aquellos estados de pérdidas y ganancias que cubren un periodo de un año que termina en una fecha específica, generalmente el 31 de diciembre del año calendario”* Gitman (2007, p. 41). Sin embargo, se sabe que hay empresas que utilizan un ciclo financiero distinto y por ende sus estados financieros terminan en una fecha diferente. Otro aspecto que se tiene en cuenta, es que los estados mensuales de pérdidas y ganancias se elaboran por lo general para uso de la administración, los estados trimestrales se entregan a los accionistas de corporaciones de participación pública; es decir, las que cotizan en bolsa.

La estructura general del estado de resultados no varía mucho entre empresas gracias a lo explicado anteriormente, pero a manera de ilustración se puede mencionar que siguen un orden tal como el que se muestra en la siguiente tabla:

**Cuadro 1: Estructura general del estado de resultados**

(+) Ingreso por ventas
(-) Costo de bienes vendidos
= Utilidad Bruta
(-) Gastos Operativos (incluye el desglose en Gasto de ventas, administrativos, de arrendamiento, depreciación, etc.)
Total de Gastos Operativos
=Utilidad Operativa
(-) Gastos por intereses
=Utilidad Neta antes de impuestos
(-) Impuestos
= Utilidad neta después de impuestos

Fuente: Gitman (2007, p. 42).

Este estado es esencial para analizar tanto los ingresos que reporta la CNFL por ventas como sus gastos operativos, con el afán de poder determinar también sus márgenes de operación y neto a partir de impuestos. Con ello se quiere también establecer medidas comparativas con el resto de la industria que se analizarían posteriormente en el modelo.

### **1.1.2. Estado de balance general**

Luego está el estado conocido como balance general, que según nos dice Gitman (2007, p.42) es un estado resumido de la situación financiera de la empresa en un momento determinado, el cual básicamente equilibra los activos frente a su financiamiento, que puede ser deuda o patrimonio proporcionado por los propietarios.

La estructura básica de este estado es la siguiente:

Cuadro 2: Estructura del balance general

<b>Activos</b>
(+) Activos corrientes: efectivo, valores negociables, cuentas por cobrar e inventarios = Total de activos corrientes
(+) Activos fijos: terrenos y edificios, maquinaria y equipo, mobiliario, vehículos, otros. (-) depreciación acumulada = Total de activo fijo neto
= Total de activos
<b>Pasivos y patrimonio de los accionistas</b>
Pasivos corrientes: cuentas por pagar, documentos por pagar, deudas acumuladas = Total de pasivos corrientes
Pasivos de largo plazo: incluye arrendamientos financieros = Total de pasivo a largo plazo
= Total de pasivos
Patrimonio de los accionistas (+) Acciones preferentes (cantidad de acciones en circulación x precio de la acción nominal) (+) Acciones comunes (cantidad de acciones x precio de la acción nominal) (+) Capital pagado adicional sobre acciones comunes (+) Ganancias retenidas
= Total del patrimonio de los accionistas
= Total de pasivos y patrimonio de accionistas

Fuente: Gitman, 2007.

Es clave la distinción entre activos y pasivos de corto plazo o corrientes con los de largo plazo; pues esta diferencia nos indica que los activos de corto plazo se espera que se conviertan en efectivo a mayor velocidad y los pasivos corrientes se paguen en un plazo no mayor a un año. Asimismo, los activos fijos o de largo plazo se podrían convertir en efectivo en tiempos mayores; mientras que los pasivos de largo plazo son los que corresponden a la deuda a pagar en períodos mayores a un año. Finalmente, respecto al balance, se presenta el patrimonio de los accionistas que no es otra cosa que el monto total del aporte (derechos) de parte de los socios en la empresa.

El detalle y las distinciones del balance general resulta primordial para el análisis posterior de solidez financiera que se va a efectuar para la CNFL, con el fin de establecer niveles de riesgo en el futuro.

### 1.1.3. Estado de flujos de caja de efectivo

Finalmente, el último estado a analizar sería el estado de flujos de efectivo, que proporciona un resumen de los flujos de efectivo de un período específico, partiendo de los flujos operativos, flujos de inversión, flujos de financiamiento de la empresa y la reconciliación con los cambios de su efectivo y valores negociables durante el período (Gitman, 2007).

El estado de flujos sigue en general la siguiente estructura:

**Cuadro 3: Estructura general del estado de flujo de caja de efectivo**

<b>Flujo de efectivo de actividades operativas:</b>
Utilidad neta después de impuestos
Depreciación
Aumento en cuentas por cobrar
Disminución en inventarios
Aumento en cuentas por pagar
Aumento de las deudas acumuladas
=Efectivo proveniente de las actividades operativas
<b>Flujo de efectivo de las actividades de inversión</b>
Aumento de los activos fijos brutos
Cambio en los intereses empresariales
=Efectivo proveniente de las actividades de inversión
<b>Flujo de las actividades de financiamiento</b>
Disminución de los documentos por pagar
Aumento de las deudas a largo plazo
Cambios en el patrimonio de los accionistas
Dividendos pagados
=Efectivo proveniente de las actividades de financiamiento
Aumento neto del efectivo y los valores negociables

Fuente: Gitman, 2007.

Este estado se vuelve indispensable en el análisis de las actividades de la empresa, ya que nos permite visualizar como se consume o se genera el flujo de efectivo dentro de la misma. La combinación de estos detalles de datos históricos de la empresa con las herramientas posteriores es lo que nos permite obtener un claro panorama del comportamiento de la empresa en la industria durante el pasado, lo cual lógicamente es la base para determinar tendencias y comportamientos posibles en el futuro, que es lo que se requiere para evaluar el riesgo financiero en el modelo.

## 1.2 Análisis de tendencias

A partir de la información histórica recopilada en los tres estados financieros de la empresa, es posible realizar un análisis de tendencias que se efectuará mediante un análisis horizontal y vertical de los estados financieros.

El análisis vertical parte del valor de ventas como base y las demás cuentas como porcentaje de este valor, para observar la proporción que se tiene de estas en los demás rubros. Es importante pues con este análisis nos podemos dar cuenta de si hay una cierta inclinación de la empresa a invertir en medida respecto a ventas o si por otro lado hay gastos significativos que la empresa no está previendo.

Por otra parte, el análisis horizontal nos permite determinar tendencias en el comportamiento de las variables financieras, ya sea de crecimiento o decrecimiento en una serie histórica tal como menciona Ross (2010, p. 90). Con este análisis es que nos damos cuenta que ha hecho la empresa en las distintas áreas y también nos sirve para visualizar un posible comportamiento futuro en las cuentas o variables que vayamos a analizar en el modelo.

Como ya se mencionó, estos dos análisis son esenciales para analizar riesgos y poder construir escenarios probables en el estudio de variables críticas que afecten el desempeño de la empresa.

El analizar las tendencias de datos históricos mediante razones combinadas con análisis vertical y horizontal, es esencial para luego realizar proyecciones en cuentas claves y ver el comportamiento futuro de la empresa. En este caso, se valora que para la CNFL se

puede observar si hubiese algún cambio significativo o indicativo de riesgo, lo cual también es sumamente importante desde la perspectiva regulatoria en el estudio. El riesgo como lo describe Gitman (2007, p. 196) es el grado de variación de los rendimientos relacionados con un activo específico. Interpretando que el rendimiento es la ganancia o pérdida total experimentada sobre una inversión durante un período específico.

### **1.3 Análisis de razones contables y financieras**

Como paso siguiente, se realiza un análisis integral al partir de las razones financieras tradicionales de liquidez, actividad, rentabilidad y deuda. El análisis de razones o ratios es común entre muchos autores, quienes señalan como este tipo de herramienta lo utilizan muchos directivos, acreedores, reguladores e inversores. La técnica -como señala Higgins (2004, p. 46)- utilizada con prudencia e imaginación, puede revelar mucho de una compañía. Un ratio es nada más un número dividido por otro, por lo que el cálculo mecánico carece de sentido; sin embargo, al unir y relacionar varios de ellos e interpretar el comportamiento de estos en el tiempo se pueden llegar a obtener valiosas conclusiones. A continuación se explican los principales tipos de razones financieras.

Las razones financieras se pueden dividir, tal como menciona Gitman (2007), en cinco categorías básicas: razones de liquidez, actividad, endeudamiento, rentabilidad y mercado. Para efectos de este modelo se visualiza utilizar las cuatro primeras categorías que se exponen a continuación.

Evidentemente la aplicación de las razones financieras es útil en la medida en que se comparen los valores obtenidos con otros valores de la industria, competencia, presupuesto de la empresa, metas u objetivos, que permitan definir una realidad para contrastar y generar oportunidades de mejora a nivel financiero.

#### **1.3.1 Razones de liquidez**

Las razones de liquidez miden la capacidad de la empresa de cumplir con sus obligaciones de corto plazo a medida que éstas llegan a su vencimiento (Gitman, 2007).

Se utilizan principalmente las siguientes:

- **Índice de solvencia o liquidez corriente:** Mide la capacidad de la empresa de cubrir sus obligaciones del corto plazo. Entre más alto (mayor a 1) sea el resultado, más solvente es la empresa. Su fórmula es:

$$\frac{\textit{Activo corriente}}{\textit{pasivo corriente}}$$

- **Prueba ácida:** Es un índice de solvencia más exigente en la medida en que se excluyen los inventarios del activo corriente. Su fórmula es:

$$\frac{(\textit{Activo corriente} - \textit{inventarios})}{\textit{pasivo corriente}}$$

### 1.3.2 Razones de actividad

Los índices de actividad miden cuán rápido diversas cuentas se convierten en ventas o efectivo; es decir, entradas o salidas. Con respecto a las cuentas corrientes, las medidas de liquidez son consideradas inadecuadas; ya que la diferencia de la composición de los activos y pasivos corrientes de una empresa pueden afectar de manera significativa su liquidez real; por lo tanto, es conveniente verificar más allá de las medidas de liquidez generales y evaluar si no la actividad de las cuentas corrientes específicas (Gitman, 2007). De este modo se tienen las siguientes:

- **Rotación de inventarios:** Indicador que mide la cantidad de veces que se utilizan los inventarios de una empresa. Recordemos que los inventarios son recursos que la empresa tiene inmovilizados y representan un costo de oportunidad. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{\textit{Costos de bienes vendidos}}{\textit{Inventario neto}}$$

- **Periodo medio de cobro:** Conocido también como la edad promedio de las cuentas por cobrar, es útil para evaluar las políticas de crédito y cobro. Se calcula de la siguiente forma:

$$\frac{\textit{Cuentas por cobrar}}{\textit{Ventas diarias promedio}}$$

- **Periodo medio de pago:** Conocido igualmente como edad promedio de las cuentas por pagar, se calcula muy similar al anterior:

$$\frac{\text{Cuentas por pagar}}{\text{Compras diarias promedio}}$$

Las compras no son un dato que venga en los estados; por lo que generalmente se calculan como un porcentaje promedio del costo de los bienes vendidos.

Hay que tener en cuenta que el uso de las compras promedio o cualquier dato promedio, trae sesgo al cálculo; pues es un dato que se trata de ajustar a partir del costo de los bienes vendidos, por lo general, al usar valores promedio se prorratea una porción importante entre el número de días, lo cual no necesariamente refleja el comportamiento real de la cuenta sino más bien un estimado muy generalizado y hasta inexacto que solo nos servirá de aproximación.

- **Rotación de activos totales:** Este índice nos dice la eficiencia con la que la empresa utiliza los activos para generar sus ventas. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Ventas}}{\text{Total de activos}}$$

Generalmente, a mayor rotación mayor eficiencia, ya que indica si las operaciones con esos activos están generando más o menos nivel de ventas. Todas las razones de actividad se vuelven significativas solo comparando su resultado con el de otras empresas de la misma industria.

### 1.3.3 Razones de deuda

Las razones de deuda o endeudamiento permiten identificar el nivel de apalancamiento que tiene la empresa y su capacidad para asumir sus obligaciones. Además, se sabe que cuanto mayor sea la deuda mayor el riesgo (Gitman, 2007). Entre los indicadores que se utilizan se encuentran:

- **Razón de endeudamiento.** Mide la proporción de los activos que están financiados por terceros. Recordemos que los activos de una empresa son

financiados o bien, por los socios o por terceros (proveedores o acreedores). Se determina mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Total de pasivos}}{\text{Total de activos}}$$

- **Razón pasivo capital.** Mide la relación o proporción que hay entre los activos financiados por los socios y los financiados por terceros y se determina dividiendo el pasivo a largo plazo entre el capital contable.

$$\frac{\text{Pasivo a largo plazo}}{\text{Patrimonio}}$$

Estas razones se combinarían con los índices de cobertura para determinar la capacidad de la empresa para pagar sus deudas. Es parte del análisis de solidez que se efectuará en el modelo.

#### 1.3.4 Razones de rentabilidad

Las razones de rentabilidad permiten evaluar las utilidades de la empresa con respecto a un nivel determinado de ventas, cierto nivel de activos o la inversión de los mismos propietarios u accionistas (Gitman, 2007). Entre las más comunes se observan las siguientes:

- **Margen de utilidad bruta:** Mide el porcentaje de cada dólar o unidad monetaria de venta que sobra después de que la empresa pagó sus bienes o la mercancía vendida. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Ventas} - \text{costo de bienes vendidos}}{\text{Ventas}}$$

- **Margen de utilidad operativa:** Mide el porcentaje de cada dólar o unidad monetaria de venta que sobra después de que se deducen todos los costos y gastos excluyendo los intereses, impuestos y dividendos de acciones preferentes. Es decir son las utilidades puras; pues mide la utilidad generada por medio de las ventas ignorando los otros rubros. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Utilidad operativa}}{\text{Ventas}}$$

- **Margen de utilidad neta:** Mide el porcentaje de cada dólar o unidad monetaria de venta que sobra después de que se deducen todos los costos y gastos, incluyendo los intereses, impuestos y dividendos de acciones preferentes. Es decir, son las utilidades puras; ya que mide la utilidad generada por medio de las ventas e ignora los otros rubros. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Ganancia disponible para accionistas comunes}}{\text{Ventas}}$$

Lógicamente para los tres márgenes vistos, a mayor valor mejor. Sin embargo, este valor solo tiene sentido a medida que se compara con los demás de la industria.

- **Rendimiento sobre activos totales (ROA):** Mide la eficacia general de la administración para generar utilidades con sus activos disponibles. A mayor valor mejor; pues es un mayor rendimiento. Se calcula así:

$$\frac{\text{Ganancia disponible para accionistas comunes}}{\text{Total de activos}}$$

El valor obtenido indica cuánto dinero se obtiene por cada unidad monetaria invertida en los activos de la empresa.

- **Retorno sobre el patrimonio (ROE):** Mide el rendimiento sobre la inversión de los accionistas comunes en la empresa. Igualmente que el anterior, entre mayor sea mejor. Se calcula de la siguiente forma:

$$\frac{\text{Ganancia disponible para accionistas comunes}}{\text{Capital en acciones comunes}}$$

Evidentemente, las razones financieras son una base para evaluar el rendimiento o desempeño de la empresa pero ocupan -como bien lo señalan varios autores- de interpretación y análisis comparativo, para determinar con mayor fundamento si realmente la empresa está con un nivel de desempeño adecuado o si podría mejorar en ciertas áreas, cambiar sus estrategias, etc.

El establecer las razones financieras para la empresa, es importante para definir una base de análisis. El siguiente paso en el modelo consistiría en un análisis de solidez de la estructura financiera, donde se realiza un estudio más a fondo de la estructura actual de la empresa en términos de eficiencia en el uso de efectivo, su liquidez, la exigibilidad de las cuentas del pasivo, el empleo de fuentes o fondos, la cobertura y la puntualidad, para terminar con un análisis más estratégico desde la perspectiva de flujo de efectivo en relación con el EBITDA, que es como ya veremos la utilidad antes de pagar intereses, impuestos y gastos por depreciación.

*“El propósito del EBITDA es medir la generación del flujo remanente de la operación del negocio y evaluar si su magnitud ofrece un nivel adecuado de liquidez para la cobertura y respaldo de los compromisos financieros y deudas de la empresa, lo cual impacta en su riesgo”* (Salas, 2012) . Por esta razón se contrastará, como ya veremos, con el análisis de flujo de caja de CNFL y así averiguar su nivel de solidez financiera.

Ahora bien, es conocido que el flujo de efectivo es el eje principal para medir el desempeño de la empresa, ya que sin este no se ejecutarían las actividades de operación, inversión, financiamiento y pago a socios si lo hubiera. *“Son los flujos de caja reales y no las utilidades contables los que pagan los gastos (salarios, cuotas patronales, pagos a proveedores, servicios, suministros, etc.). También son los flujos de caja los que permiten pagar la adquisición de nuevos activos y atender el pago puntual de préstamos, créditos y otras obligaciones, e incluso el pago de dividendos a los accionistas”* (Salas, 2012). Con ello lo que se quiere es verificar el nivel de desempeño financiero de la CNFL con respecto a las otras empresas de la industria de distribución eléctrica.

#### **1.4 Análisis de la solidez de la estructura financiera**

Luego de analizar tendencias y razones financieras para determinar el desempeño histórico de la CNFL, lo que el modelo evaluará es la solidez y el equilibrio de su estructura financiera, tal como lo señala Salas,T (2012), en un análisis que se orienta en examinar la relación y correspondencia entre los grados de liquidez del activo y los niveles de exigibilidad de las cuentas de pasivo y patrimonio.

Para empezar a verificar la solidez financiera, el modelo plantea analizar en conjunto el grado de liquidez de los activos contra el grado de exigibilidad del pasivo.

En cuanto a la liquidez del activo, según el mismo Salas, T. (2012 p. 170) es el grado en que los activos de una empresa se pueden convertir fácilmente en dinero; es decir, generar flujo entrante a la empresa. Esto se va a analizar a partir de la clasificación inicial de los activos según su grado de liquidez, que según su naturaleza es su capacidad de convertirse en efectivo.

Para este análisis de liquidez, se utiliza el estudio del ciclo del activo circulante, que muestra la transformación de partidas poco líquidas a partidas muy líquidas hasta lograr generar efectivo. Este ciclo es vital para la empresa; pues de tornarse lento, la empresa correría el riesgo de no generar suficiente efectivo para confrontar sus deudas u obligaciones de forma puntual (Salas, 2012).

Posteriormente, la evaluación de liquidez se complementa con el análisis del grado de exigibilidad de los pasivos, tal como lo indica Salas, T. (2012 p. 174) es la medición de la tendencia de urgencia de cobertura de las fuentes compuestas de financiamiento tanto por deudas como por partidas patrimoniales.

Es posible señalar entonces que la exigibilidad del pasivo, se refiere al grado de obligatoriedad por principio jurídico, dado la obligación contractual y legal de cumplir con el pago de las fuentes de financiamiento, compuestas por deuda del corto plazo, largo plazo y del patrimonio de la empresa. Las deudas se vuelven exigibles en el momento de su vencimiento; por lo tanto, una deuda de corto plazo es claramente más exigible que una del largo plazo (Salas, 2012).

El grado de exigibilidad será producto de tres variables que se analizarán en el modelo, que son:

- a) El nivel de endeudamiento a medirse con las razones de deuda mencionadas en el apartado anterior.
- b) Plazos de vencimiento del pasivo, que se refiere al tiempo y la cercanía para el vencimiento de la deuda. Para ello se analizarán las razones de deuda a corto plazo y largo plazo, con el fin de determinar la proporción de un tipo contra el otro en la estructura de la empresa. Sobre este aspecto la recomendación es que la deuda a corto plazo, por su carácter altamente exigible solo debe

financiar activos circulantes con buena capacidad de generar liquidez (Salas, 2012).

- c) Naturaleza del pasivo; según Salas, T. (2012), se refiere a si los pasivos son espontáneos, que son las deudas de naturaleza cíclica que se renuevan constantemente y, por lo general, no incurren en ningún costo financiero, o el otro tipo de deuda que es la expresa, la cual se refiere a los pasivos que no nacen de una relación comercial u operativa, más bien se origina de una necesidad de financiamiento temporal o extraordinario.

Sobre este apartado, cabe mencionar que el análisis se enfoca en determinar si los activos menos líquidos son financiados con las fuentes poco exigibles. Además, los activos de gran liquidez podrían financiarse en su mayoría con fuentes de alta exigibilidad, aunque siempre recomendable financiar una parte de los activos líquidos con fuentes de menor exigibilidad para tener cobertura y garantía razonable a los pasivos más exigibles (Salas, 2012).

Esto último es de suma importancia para determinar si la CNFL está haciendo un uso eficiente de sus activos en relación con los pasivos, lo cual permitirá determinar si la empresa es capaz de asumir sus obligaciones y, eventualmente, medir cuán eficiente es la empresa para manejar sus fuentes de financiamiento de cara a la inversión en nuevos proyectos, aspecto que sin duda es primordial desde la perspectiva regulatoria.

Además, con el fin de efectuar un análisis más completo de este tema, se profundiza en el modelo al revisar luego las fuentes de financiamiento que *“involucran la generación o captación de nuevos recursos para apoyar las operaciones de la empresa”* (Salas, T. 2012 p. 197). En este sentido se aplicará una metodología para medir la evolución de la solidez que se divide en cinco etapas secuenciales:

1. Evaluación del equilibrio y grado de solidez de la estructura financiera inicial.
2. Análisis de las fuentes de financiamiento utilizadas por la empresa.
3. Análisis de los empleos y aplicación de fondos de la empresa.
4. Análisis comparativo de fuentes y empleos de fondos para medir su equilibrio.
5. Comparación del nivel de solidez de las estructuras financieras inicial y final, con el propósito de calificar el grado de fortalecimiento o debilidad experimentado.

Sobre este proceso es importante rescatar que las fuentes de financiamiento corresponden a partidas cuyos movimientos le aportan fondos a la empresa para financiar

sus inversiones y cumplir sus obligaciones, generados a partir de movimientos financieros tales como: aumentos de pasivos o patrimonio, disminución de activos y por depreciación. Por otra parte, los empleos de fondos son los que muestran como la empresa ha canalizado y aplicado las fuentes de financiamiento durante un periodo, siendo así a tres grandes grupos que se destinan los fondos: aumentos de activos, disminución de pasivos o disminución del patrimonio (Salas, 2012).

De este modo, se quiere revisar en el modelo los cambios que experimenta la estructura financiera a través del tiempo, al verificar básicamente su solidez inicial, el equilibrio entre fuentes y empleos de fondos, para luego corroborar su solidez final. Esto permite que el modelo sirva de diagnóstico una vez que se evalúa si con ello la empresa CNFL fortalece o debilita su solidez financiera en el periodo de cinco años a evaluar. Es por esto que esta herramienta de solidez y análisis de su evolución puede servir además de instrumento de diagnóstico y medición de niveles de riesgo, asociado a la estructura financiera de la empresa, como un instrumento que permitiría además a la empresa preparar planes estratégicos operativos para corregir sus debilidades en el futuro.

Este apartado sin duda nos otorga un resultado importante desde la perspectiva de regulación; pues dice que tan posicionada está la empresa para producir flujos de efectivo y para cumplir con el pago de sus fuentes de financiamiento.

A partir de lo anterior, el modelo plantea el análisis del circulante, que se realiza para verificar y confirmar el equilibrio entre liquidez y la exigibilidad en el corto plazo, que es básicamente el periodo que puede generar mayor riesgo, según la capacidad de concebir flujo de efectivo de la empresa. Tal como menciona Salas. T. (2012), la naturaleza y la composición del activo y pasivo circulante impacta directamente en la capacidad de pago de la empresa. En la medida que exista una adecuada cobertura del activo circulante al pasivo de corto plazo, se ofrece una buena garantía y respaldo a los acreedores de la empresa.

Con la cobertura Salas, T. (2012 p. 226) menciona que es una evaluación que se orienta a medir la capacidad que tiene la empresa, para cubrir y respaldar a las deudas de corto plazo con los bienes líquidos de transformación corriente, algo que desde la perspectiva de regulación es importante verificar en los proveedores de servicios.

Para evaluar la cobertura será necesario incluir en el modelo el movimiento y la transformación del activo circulante en efectivo, que se denomina como ciclo total del

activo circulante, que comprende el periodo de abastecimiento de materia prima, periodo de producción, plazo de venta del producto terminado y periodo de cobro.

Esta situación es singular y hay que evaluarla para CNFL al ser parte del Grupo ICE, el cual se vuelve a grandes rasgos en un proveedor de materia prima (generación de electricidad) para que la empresa se dedique solamente a la distribución del producto; por lo tanto, su ciclo efectivo se resuelve fácilmente a tiempo de distribución para convertir electricidad en luz que pagan los usuarios del sistema. Este y otros aspectos son parte de lo que se analizará en el segundo capítulo.

Resulta importante considerar el hecho de que la empresa pueda cubrir sus obligaciones, no necesariamente asegura que sea en forma oportuna: por ello se plantea complementar el análisis de cobertura con el análisis de puntualidad que *“se orienta a medir si la liquidez que generan los activos circulantes es suficiente y oportuna, para cumplir con todos los compromisos y vencimientos de corto plazo. La puntualidad examina el equilibrio que existe entre la liquidez de los activos circulantes y la exigibilidad de los pasivos a corto plazo”* (Salas, T. 2012 p. 233) . De esta forma, el modelo concluye entonces el análisis de solidez de la estructura financiera para dar paso al último elemento a analizar que es el flujo de caja que tiene la empresa.

Para facilitar el análisis financiero en el modelo, se incluye el análisis estructurado Dupont, se utiliza para estudiar los estados financieros de la empresa y evaluar su condición financiera. Este sistema reúne el estado de resultados con el balance en dos medidas de rentabilidad: el rendimiento sobre los activos totales (ROA) y el retorno sobre el patrimonio (ROE) (Gitman, 2007).

El modelo Dupont descompone la rentabilidad sobre el patrimonio en tres factores que son la rotación del activo total (RAT) por el Margen de Utilidad Neta que, a su vez, multiplica por el índice de apalancamiento (IAP), tal como lo expresa la ecuación que expusimos en el capítulo 1:

$$RSP = RAT \times MUN \times IAP$$

Visto en fórmulas de cada uno sería:

$$\frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Patrimonio}} = \frac{\text{Ventas netas}}{\text{Activo total}} \times \frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Ventas Netas}} \times \frac{\text{Activo total}}{\text{Patrimonio}}$$

La estructura que compone el modelo Dupont permite verificar cómo se comportan las principales razones financieras y cómo afectan los distintos elementos a la rentabilidad de las empresas, lo cual para el caso de aplicación en ARESEP es de gran ayuda si consideramos que hace falta definir una estructura inicial de análisis financiero.

### 1.5 Concepto de Flujos de efectivo de la empresa

El análisis del flujo de caja no es más que *“el movimiento de dinero que entra y sale de una cuenta durante un período de tiempo”* Robert C. Higgins (2004, p 16.). Este aspecto es necesario si se quiere verificar la rentabilidad, donde específicamente se analizaría el flujo de caja libre que es como menciona Higgins (2004, p.17), *“el flujo total disponible para su distribución a propietarios y acreedores tras financiar todas las actividades de inversión creadoras de valor”*, por ende este flujo es determinante para estimar la capacidad de inversión de la empresa y ver su rentabilidad.

Ahora se vuelve necesario no solamente evaluar el flujo sino hacerlo con una visión estratégica, la cual permita prever riesgos y obtener posibles oportunidades de mejora para la CNFL o cualquier proveedor de servicios al que eventualmente se le aplicará el modelo.

Por la razón anterior, es que se incluye el siguiente apartado del modelo para cerrar el análisis y diagnóstico financiero de la empresa, mediante un modelo gerencial para evaluar el flujo de caja, sus riesgos y su relación con el EBITDA (utilidad neta antes de intereses e impuestos) que como los señala Salas, T (2012, p. 253) es el flujo de caja operativo con sus indicadores de cobertura de obligaciones del negocio, que propician e impactan niveles de riesgo.

Para este apartado del modelo lo que se pretende es calificar y cuantificar el flujo de efectivo, para determinar cómo se van consumiendo los fondos en las operaciones e inversiones de corto y largo plazo de la empresa, así como el pago de fuentes de financiamiento. De esta manera poder determinar si hay superávit (flujo cubre y sobra) o déficit (flujo no cubre), a la vez que se definen en esos estados categorías de riesgo asociado a partir del total de obligaciones e inversiones que se cubran con el flujo.

Según la capacidad que tenga la empresa para que su flujo primario de operación pueda ir cubriendo gradualmente, con estrechez o con holgura, sus inversiones netas de corto plazo, su pago a fuentes de financiamiento y sus inversiones de largo plazo, así será su

ubicación en alguna de las categorías de flujo, lo cual impacta su riesgo y afecta su crecimiento futuro. El flujo de la empresa se clasificaría de acuerdo con cuatro categorías sugeridas, según el nivel de riesgo asociado a la posición de liquidez, lo que constituye un marco valioso dentro de la planeación y control financiero estratégico de la empresa (Salas, 2012). Las categorías serían las siguientes:

**Cuadro 4: Categorías del flujo de caja a partir de su cobertura**

Categoría 1	<p><b>Flujo de caja autosuficiente:</b></p> <p>En esta categoría el Flujo de las operaciones cubre el aumento en el circulante neto, el pago a las fuentes de deuda y capital propio, las inversiones en activo fijo y de largo plazo y, además, se nutre el flujo neto de caja final. Es un nivel que denota una muy alta capacidad para generar liquidez y un robusto y fuerte flujo de caja de la empresa, lo que implica un riesgo nulo o muy bajo.</p>
Categoría 2	<p><b>Flujo de corto plazo y pago a fuentes:</b></p> <p>El Flujo de las operaciones es suficiente para cubrir todas las inversiones de corto plazo y el pago completo a las fuentes de financiamiento, pero no alcanza para financiar las inversiones LP. Constituye un flujo de caja importante, que requiere sólo apoyo para el crecimiento a LP, y se asocia con un riesgo discreto y bajo.</p>
Categoría 3	<p><b>Flujo para operación de corto plazo:</b></p> <p>En esta tercera categoría el Flujo de las operaciones sólo cubre las inversiones en el activo neto de corto plazo, y requiere nuevo financiamiento con pasivos o aumento de patrimonio para el pago a las fuentes de financiamiento y para cubrir las inversiones en activos LP. Lo anterior denota un nivel de riesgo significativo por su dependencia a nuevas fuentes para financiar todo su crecimiento a largo plazo.</p>
Categoría 4	<p><b>Flujo de caja insuficiente:</b></p> <p>En este escenario, el Flujo de las operaciones es débil y bajo (pérdidas o utilidades muy bajas) que no permiten financiar totalmente los aumentos en el circulante neto.</p>

**Fuente:** (Salas, 2012)

El esquema anterior, presentado bajo este análisis integral del flujo de caja, permite identificar la capacidad exacta de la empresa para atender los requerimientos vitales de efectivo, que impone su operación y crecimiento y, al mismo tiempo, para evaluar el comportamiento y tendencias de periodos pasados y recién terminados, e incluso para años futuros, a partir de los estados financieros proyectados. Este análisis proporciona una base técnica para evaluar la posición de flujo de caja por parte del negocio, con el fin de evaluar su capacidad para cubrir y atender sus diferentes compromisos e inversiones, y determinar si la generación de flujo de caja calza con los planes y los objetivos estratégicos de crecimiento futuro, con su impacto en el nivel de riesgo (Salas, 2012).

La evaluación del flujo de caja es un componente esencial para monitorear desde la perspectiva de la regulación de los servicios públicos, ya que así se verifica si la empresa CNFL cubre sus inversiones y obligaciones financieras, determinando además en que nivel lo logra hacer, lo cual es evidentemente clave para el objetivo del proyecto.

Como segunda parte del análisis se calcularía el EBITDA -como se mencionó-, es el flujo de caja antes de intereses, impuesto, depreciación y amortización de activos intangibles. Este índice lo queremos para medir el nivel de cobertura del flujo de caja operativo de las deudas u obligaciones de la empresa, lo que le daría al modelo la capacidad de identificar el grado de riesgo referido a valores y resultados de los siguientes índices:

**Cuadro 5: Índices para EBITDA**

<p>Cobertura EBITDA carga financiera</p> $\frac{EBITDA}{Gasto\ financiero\ total}$	<p>Este índice mide la capacidad con que el flujo de la operación cubre las cargas financieras derivadas del financiamiento con deudas que ha adquirido la empresa. Esta cobertura mide el respaldo y holgura que ofrece el flujo de caja para la atención de los cargos financieros. Debe cubrir varias veces y, a mayor cobertura, menos riesgo.</p>
--	--

<p>Cobertura EBITDA a servicio de deuda</p> $\frac{EBITDA}{\text{Gasto financiero mas deuda financiera a corto plazo}}$	<p>Mide la capacidad con que el flujo de la operación cubre las obligaciones financieras de corto plazo.</p> <p>Muestra el respaldo y proporción con que el flujo de caja puede cubrir las obligaciones financieras, lo que afecta su posición de liquidez y riesgo hacia el futuro. Debe ser mayor a uno y, a mayor cobertura, menor riesgo.</p>
<p>Cobertura EBITDA a obligaciones de CP</p> $\frac{EBITDA}{\text{Pasivo circulante + gasto financiero}}$	<p>Mide la capacidad con que el flujo de la operación cubre las obligaciones totales de corto plazo. Muestra la proporción que el flujo de caja puede cubrir de las obligaciones que vencen a corto plazo, lo que afecta su riesgo y compromete su posición de liquidez a futuro. El valor debe estar cerca de uno para una cobertura aceptable.</p>
<p>Cobertura de deuda financiera a EBITDA</p> $\frac{\text{Deuda financiera total}}{EBITDA}$	<p>Indicador que mide el número de veces que la deuda financiera total, corto y largo plazo, cubre la generación del flujo propio de la operación del negocio (relación deuda bancaria a flujo de caja).</p> <p>Altas coberturas (mayor a 3) expresan un alto volumen de deudas en relación con el flujo de caja o una generación baja de flujo de caja, lo que compromete su operación, limita su crecimiento y aumenta su riesgo.</p> <p>Bajas coberturas (inferiores a dos), denotan un bajo grado de deudas financieras o un alto nivel de flujo de lo que ofrece una posición favorable para la operación y crecimiento futuro, con bajo riesgo.</p>

Fuente: (Salas, 2012)

De este modo y con la aplicación de los índices anteriores, el modelo permite medir la cobertura según el flujo de caja de la empresa CNFL a partir del EBITDA, así se evalúa la seguridad, estabilidad y el nivel de riesgo que presenta la empresa, lo cual no deja de ser importante desde el punto de vista de la regulación.

## 1.6 Análisis FODA

El análisis FODA es una herramienta que permite conformar un cuadro de situación actual del objeto de estudio, en el caso concreto de Aresep con la CNFL, sería analizar la metodología de fijación tarifaria, de esta manera permite obtener un diagnóstico preciso y, en función de ello, se pueden tomar decisiones acordes con los objetivos y las políticas formulados dentro de la institución (Matriz FODA, 2013).

Luego de realizado el primer análisis FODA, se aconseja efectuar sucesivos análisis de forma periódica teniendo como referencia el primero, con el propósito de conocer si se cumple con los objetivos planteados en nuestra formulación estratégica. Esto es aconsejable dado que las condiciones externas e internas son dinámicas y algunos factores cambian con el paso del tiempo, mientras otros sufren modificaciones mínimas (Matriz FODA, 2013).

El objetivo primario del análisis FODA consiste en obtener conclusiones sobre la forma en que el objeto estudiado será capaz de afrontar los cambios y las turbulencias en el contexto, (oportunidades y amenazas) a partir de sus fortalezas y debilidades internas.

Ese constituye el primer paso esencial para realizar un correcto análisis FODA. Cumplido el mismo, el siguiente consiste en determinar las estrategias a seguir.

Para comenzar un análisis FODA se debe hacer una distinción crucial entre las cuatro variables por separado y determinar cuáles elementos corresponden a cada una.

Tanto las fortalezas como las debilidades son internas de la organización, por lo que es posible actuar directamente sobre ellas. En cambio las oportunidades y las amenazas son externas y solo se puede tener injerencia sobre ellas modificando los aspectos internos.

### Cuadro 6: FODA

<p><b>Fortalezas:</b> son las capacidades especiales con que cuenta la empresa y las cuales le permite tener una posición privilegiada frente a la competencia. Recursos que se controlan, capacidades y habilidades que se poseen, actividades que se desarrollan positivamente, etc.</p>
<p><b>Oportunidades:</b> son factores que resultan positivos, favorables, explotables, que se deben descubrir en el entorno en donde actúa la empresa, y los cuales le permiten obtener ventajas competitivas.</p>
<p><b>Debilidades:</b> son factores que provocan una posición desfavorable frente a la competencia, recursos de los que se carece, habilidades que no se poseen, actividades que no se desarrollan positivamente, etc.</p>
<p><b>Amenazas:</b> son situaciones que provienen del entorno y pueden llegar a atentar incluso contra la permanencia de la organización.</p>

Fuente: (Matriz FODA, 2013)

## 2 Contexto del sector de energía

Si delimitamos los factores que inciden en la economía de un país o región, podemos observar como el manejo de energías es uno de los elementos claves para lograr su desarrollo. Los procesos productivos y el bienestar social dependen en gran parte de la eficiencia con que se administre la energía y, en consecuencia, es necesario saber cómo afecta su uso a la sociedad.

La energía, como insumo vital para los procesos productivos y de consumo, impone costos significativos. Así por ejemplo, dentro de la canasta de bienes que compone el Índice de Precios al Consumidor (IPC), la electricidad representa un 3,37% y los combustibles el 6,52%, de tal forma que los energéticos representan casi un 10% de esa canasta; sin tomar en cuenta el efecto que los energéticos tienen en otros bienes servicios. (ARESEP, 2012)

El sector de energía en Costa Rica se encuentra dividido en dos subsectores: electricidad e hidrocarburos. Estos subsectores, se dividen a la vez por tipos de servicios que se prestan tal como lo describe el siguiente cuadro.

**Cuadro 7: Clasificación del sector de energía y sus tipos de servicios**

<b>Subsector</b>	<b>Tipo de Servicio</b>
<b>Electricidad</b>	Generación Transmisión Distribución Alumbrado público
<b>Hidrocarburos</b>	Importación y refinación Distribución a granel Transporte combustible limpio Transporte combustible sucio Estaciones de servicio

Fuente: (ARESEP, 2012)

Para efectos de este proyecto se va a delimitar el enfoque al subsector de energía eléctrica, el cual se caracteriza en nuestro país por poseer un modelo no competitivo de mercado con la presencia de un actor estatal dominante: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en todos los segmentos (generación, transmisión, distribución y alumbrado público) (Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A., 2010). Estos tres segmentos son regulados de acuerdo con la Ley 7593 por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

## **2.1 Subsector de energía eléctrica**

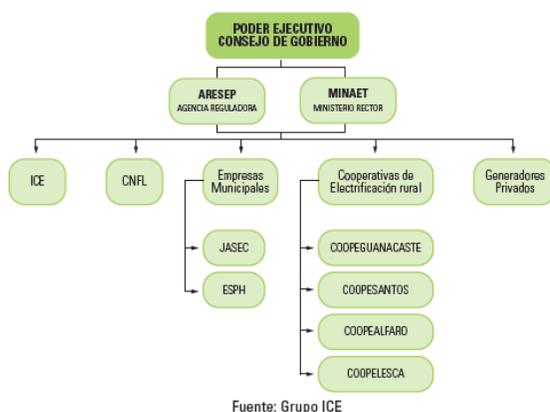
Con una electrificación que supera el 98,6%, Costa Rica puede considerarse un mercado maduro; es decir, que sería de esperar una expansión de ciertos sectores productivos o de la población en el tanto tengan acceso a nuevas tecnologías, incrementen la producción o bien se incrementen los ingresos monetarios autónomos por hogar (ARESEP, 2012).

Como se mencionó anteriormente el subsector de electricidad comprende cuatro tipos de servicios: generación, transmisión, distribución y alumbrado público. Estos servicios están regulados por la Autoridad Reguladora de los servicios públicos, que se encarga de regular las tarifas previstas para estos servicios -como se explicará más adelante-, se debe brindar un servicio al costo y de calidad. A continuación se describe el subsector de energía eléctrica en términos de su conformación, los servicios que se dan y finalmente complementar con un análisis de la cobertura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

## 2.2 Conformación del subsector de energía eléctrica

Es importante revisar la conformación del subsector eléctrico de Costa Rica, donde se puede vislumbrar mejor las principales funciones de los actores que intervienen en este importante sector, tal como se describe en la siguiente figura.

Figura 1: Conformación del subsector eléctrico



Entre los principales actores del subsector cuyo rol es fundamental para el funcionamiento del mismo, se tienen los siguientes (Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A., 2010):

- El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET): es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado y programas relativos al subsector eléctrico. Así como también, tramitar y otorgar los permisos y concesiones referentes a la materia de competencia.
- La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): Funciona como el ente regulador del sector eléctrico, regulando los tres segmentos principales desde la generación hasta la distribución así como el alumbrado público. Su principal

labor se enfoca en fijar las tarifas de los servicios para los proveedores y los usuarios de los mismos.

- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): por medio de la gerencia de electricidad, el ICE participa en el mercado a través de seis Unidades Estratégicas de Negocios: Producción de Electricidad, Transporte de Electricidad, Servicio al Cliente (distribución), Proyecto y Servicios Asociados, Centro Nacional Control de Energía (CENCE) y Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE).
- Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA): es el órgano de desconcentración máxima del MINAET, cuyo propósito fundamental es armonizar el impacto ambiental con los procesos productivos; así como analizar y resolver las evaluaciones de impacto ambiental.
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL): La CNFL es una empresa pública parte del Grupo ICE, la cual participa en la generación eléctrica pero que es la principal empresa distribuidora de electricidad en Costa Rica al ser la responsable de alimentar al GAM con el servicio eléctrico.
- Empresas Municipales: Principalmente la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) que brindan los servicios de generación en conjunto con las cooperativas de electrificación rural de la figura 3, para cubrir el resto del territorio nacional que no abarca el ICE o la CNFL.

Además, es importante rescatar el papel de los generadores privados; pues son parte del sistema y conforman un elemento vital para garantizar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes alternas que brinden la posibilidad de obtener suministros suficientes cuando escasean los principales provenientes de los generadores públicos, los cuales se enfocan principalmente en fuentes hidroeléctricas.

### **2.3 Tipos de servicios del subsector de energía eléctrica:**

Actualmente, el país ha alcanzado un nivel de cobertura eléctrica superior al 99.1%. Ha logrado incrementar la capacidad instalada y mantener una proporción alta de generación a base de fuentes renovables, donde se rescata la energía geotérmica y eólica en la generación desde los años 90. (Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A., 2010).

Lo anterior se ha logrado gracias a un buen manejo y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), conformado a la vez por los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Seguidamente, se describen las principales características de los servicios del subsector de energía eléctrica en contexto con el (SEN), como eje del subsector de energía eléctrica a nivel nacional.

### **2.3.1 Generación eléctrica:**

La generación eléctrica comprende el utilizar o transformar los recursos energéticos naturales para la producción de electricidad de alto voltaje. La generación eléctrica es muy intensiva en capital y la recuperación de los recursos invertidos se produce a lo largo de amplios períodos de tiempo (Gómez, Tesis : Análisis del proceso de formulación de políticas para la reforma del sector eléctrico y su potencial incidencia en el marco institucional y la producción con fuentes renovables., 2009).

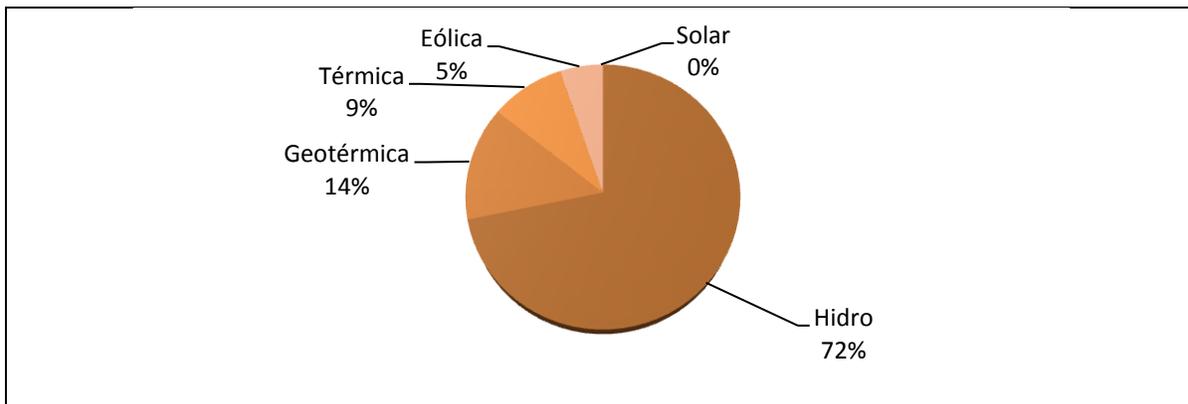
Durante el 2012, el sistema eléctrico nacional (SEN) generó 10 043 GWh<sup>2</sup>, lo cual representa un incremento del 3% con respecto a la producción del 2011. Para ese año la principal fuente de generación de energía del país es la hídrica, la cual generó 7 204 GWh, representa cerca de tres cuartas partes de toda la producción nacional. El restante 28% es producido por fuentes geotérmicas 1 403 GWh, térmica 911 GWh y eólica 522 GWh. Para el 2012 se introduce la fuente solar como productora de energía eléctrica, su participación relativa es mínima, ya que la planta entró en operación en fechas cercanas a la finalización del año y alcanzó a producir 0,3 GWh (ARESEP, 2012).

El siguiente gráfico detalla los porcentajes de producción eléctrica por fuente.

---

<sup>2</sup> Ver glosario GWh.

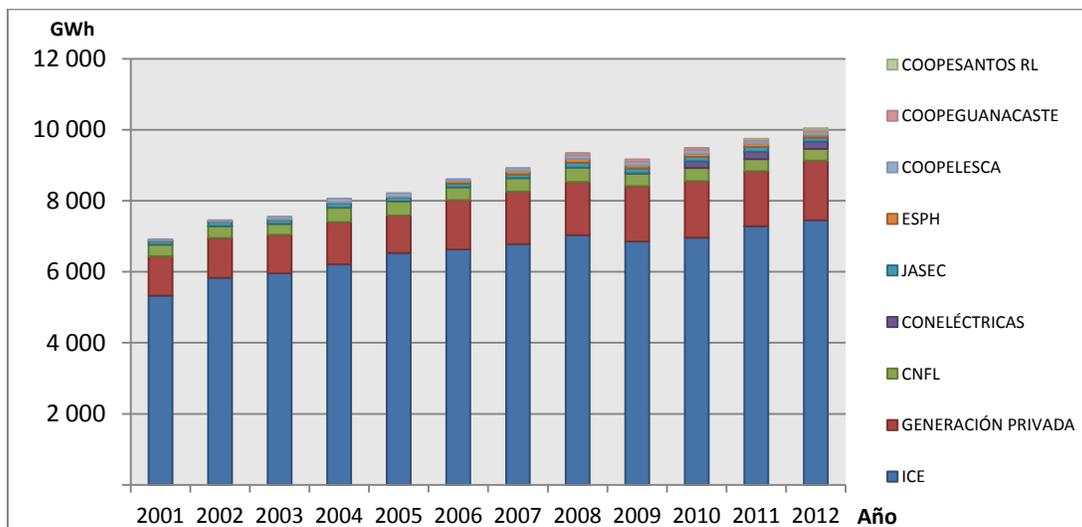
**Gráfico 1: Costa Rica, SEN: Generación eléctrica por tipo de fuente, 2012.**



Fuente: (ARESEP, 2012)

Respecto a la producción del sistema eléctrico nacional pero desagregado por empresa responsable, el ICE se mantiene como el principal productor de energía eléctrica, con una intervención porcentual del 74%, misma proporción que los dos años anteriores (2010 y 2011). En segunda instancia se encuentran los generadores privados, quienes para el 2012 produjeron el 16% de la producción total del sistema eléctrico nacional, este porcentaje que alcanzan los generadores privados se ha mantenido estable desde el año 2006. El gráfico siguiente muestra la producción de energía eléctrica de la última década, según empresa (ARESEP, 2012).

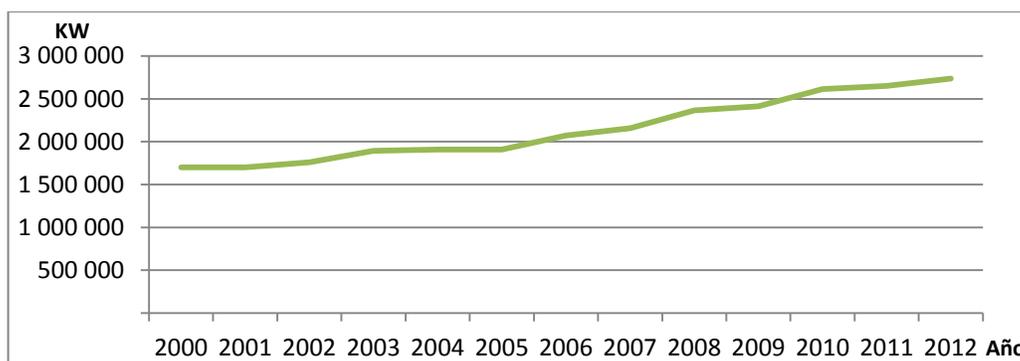
**Gráfico 2: Costa Rica, SEN: Generación eléctrica por empresa, 2001-2012.**



Fuente: (ARESEP, 2012)

De este modo la capacidad instalada del SEN para el 2012 alcanza los 2 735 574 KW, lo que representa un incremento del 3,2% con respecto a la capacidad lograda a diciembre del año anterior. En este caso el término de capacidad instalada se refiere al potencial de producción o volumen máximo de producción que una empresa en particular, unidad, departamento o sección, puede lograr durante un período determinado, teniendo en cuenta todos los recursos disponibles, sea los equipos de producción, instalaciones, recursos humanos, tecnología, experiencia/conocimientos, etc. (ARESEP, 2012).

**Gráfico 3: Costa Rica, SEN: Capacidad instalada, 2000-2012.**



Fuente: (ARESEP, 2012)

A partir del gráfico anterior se observa cómo se mantiene la tendencia al crecimiento que el sistema eléctrico nacional tiene desde el año 2000.

En cuanto a la capacidad instalada por tipo de fuente, esta mantiene una desagregación porcentual muy similar a la de producción eléctrica y es la hídrica la de mayor frecuencia con el 63%. En los siguientes cuadros se presenta la generación real y la capacidad instalada del país durante el 2012, tanto por fuente como por empresas.

**Cuadro 8: Generación de energía por tipo de fuente, según empresa por año, 2012**

EMPRESA	-MWh-
<b>TOTAL</b>	<b>10 043 263</b>
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	<b>7 204 909</b>
ICE	5 349 734
CNFL	327 947
JASEC	118 660
ESPH	82 027
COOPELESCA	75 316
GENERACIÓN PRIVADA	982 750
COOPEGUANACASTE	61 299

CONELÉCTRICAS	207 175
<b>GEOTÉRMICA</b>	<b>1 403 197</b>
ICE GEOTÉRMICO	1 190 398
GENERACIÓN PRIVADA	212 799
<b>TÉRMICA</b>	<b>911 898</b>
ICE TÉRMICO	830 284
GENERACIÓN PRIVADA	81 615
<b>EÓLICO</b>	<b>522 992</b>
GENERACIÓN PRIVADA	400 458
ICE	79 804
COOPESANTOS RL	38 806
CNFL	3 924
<b>Solar</b>	<b>267</b>
ICE	267

Fuente: (ARESEP, 2012)

Como se puede apreciar el sector hidroeléctrico es el más importante en generación con un 72% del total de energía que se produce, seguido muy de lejos por el desarrollo de energía geotérmica con un 14%. El ICE es el principal generador de energías; por lo tanto, de nuevo se refuerza el hecho mencionado de que el subsector de energía eléctrica tiene prácticamente un actor principal con muchos otros secundarios.

Por otra parte, en términos de capacidad instalada del subsector por tipo de fuente según la empresa, la situación es la que se describe en el siguiente cuadro.

**Cuadro 9: Capacidad instalada del SEN por tipo de fuente, según empresa (2012)**

FUENTE Y EMPRESA	Año 2012 kW a diciembre
<b>TOTAL</b>	<b>2 735 574</b>
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	<b>1 730 565</b>
ICE	1 301 680
CNFL	79 622
JASEC	27 885
ESPH	19 000
COOPELESCA	47 600
GENERACIÓN PRIVADA	196 278
COOPEGUANACASTE	17 500
CONELÉCTRICAS	41 000

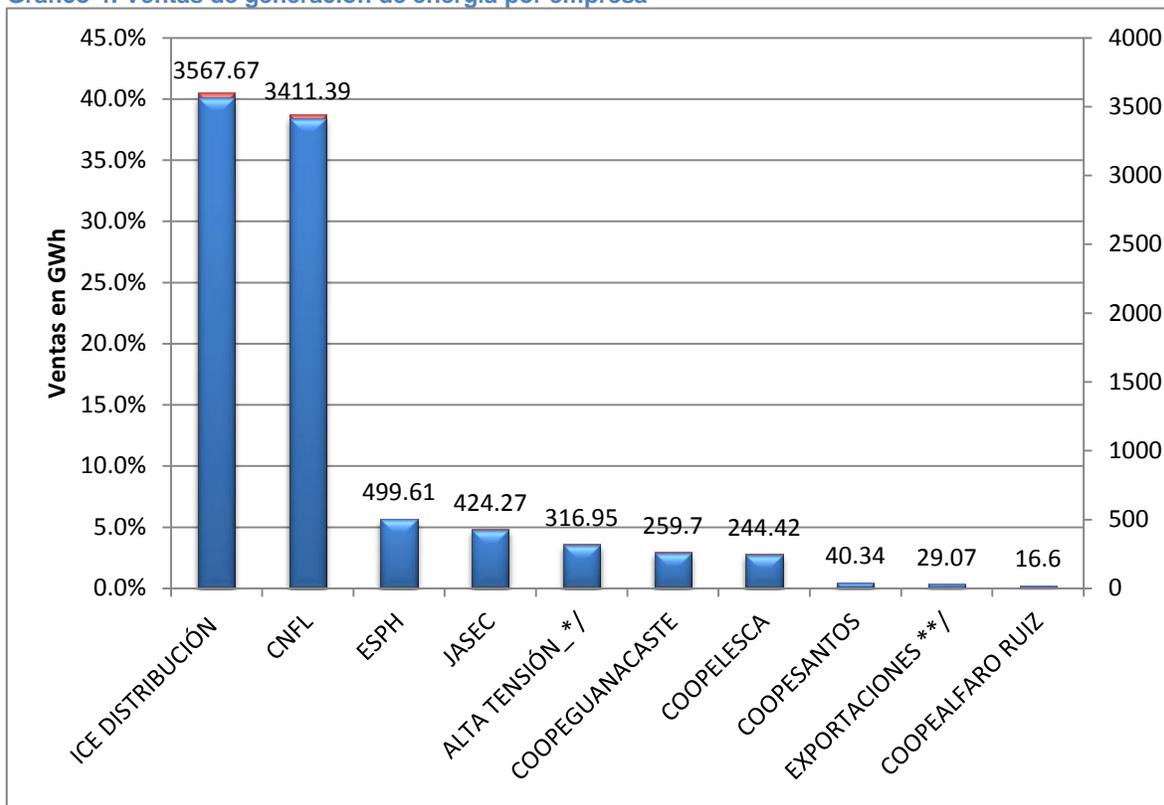
<b>GEOTÉRMICA</b>	<b>208 660</b>
ICE	181 160
GENERACIÓN PRIVADA	27 500
<b>TÉRMICA</b>	<b>651 789</b>
ICE TÉRMICO	621 789
GENERACIÓN PRIVADA	30 000
CNFL	
<b>EÓLICO</b>	<b>143 550</b>
GENERACIÓN PRIVADA	95 700
CNFL	15 300
COOPESANTOS RL	12 750
ICE	19 800
<b>SOLAR</b>	<b>1 010</b>
ICE	1 010

Fuente : (ARESEP, 2012)

Es importante recalcar como menciona (Gómez, 2009) que la electricidad es imposible almacenarla. Esto solo es viable cuando se trata de cantidades muy pequeñas y existe la posibilidad de compensar en el futuro el costo que ello supone. Esta circunstancia es la causa de que en todo momento la producción deba ser ajustada a la demanda, la cual fluctúa constantemente de acuerdo con unas pautas horarias, diarias, semanales, mensuales y anuales. Es por lo anterior que las compañías de generación de electricidad deben mantener un exceso de capacidad que les permita asegurar permanentemente el suministro, en el caso de Costa Rica por lo general este respaldo se da con plantas térmicas, el embalse de Arenal y las plantas geotérmicas.

En el siguiente cuadro se logra visualizar el consumo o las ventas de la generación de electricidad a las empresas distribuidoras del servicio eléctrico.

Gráfico 4: Ventas de generación de energía por empresa



Fuente: (ARESEP, 2012)

El gráfico anterior muestra a las distintas empresas distribuidoras que consumen energía eléctrica de la generación del ICE, de las cuales forma parte el mismo ICE y una de sus empresas la CNFL como principales consumidoras, entre ambas empresas consumen un 79% de la energía generada por el ICE, lo cual es un claro reflejo del dominio de este grupo en el mercado energético eléctrico.

### 2.3.2 Transmisión eléctrica:

La transmisión es el servicio que consiste en transportar la electricidad desde la planta generadora hasta las redes locales a través de unos cables que permiten la circulación a alto voltaje. (Gómez, 2009)

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. Actualmente dispone de un total de 1 083 km de líneas de transmisión de 230 kw y 727 km de 138 kw. El sistema se interconectó por

primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad.

El ICE es el único gestor y responsable de la transmisión de electricidad y tiene las funciones de planificación, operación, mantenimiento y comercialización del sistema. La transmisión es un servicio público regulado por la ARESEP; por lo tanto, también debe cumplir con la normativa y las leyes que el ente regulador dicte para este servicio (Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A., 2010).

En este punto es importante mencionar que el Sistema de Transmisión del ICE cobra un peaje a las empresas distribuidoras y de Alta Tensión por la energía trasegada por sus líneas de transmisión.

Durante el 2012 se trasegaron 9 013 GWh de energía, lo que corresponde a un monto de ¢76 683 millones. Cabe mencionar que este monto no incluye la cantidad correspondiente a los ingresos por transmisión del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) que ascienden a ¢42 millones tal como lo muestra el siguiente cuadro (ARESEP, 2012).

**Cuadro 10: Sistema de Transmisión ICE, Ventas reales y estimadas de energía en unidades físicas y monetarias por empresa 2012-2013**

EMPRESA		Año 2012
<b>ICE DISTRIBUCIÓN _*/</b>	GWh	3 358.48
	MILLONES DE COLONES	28 370.87
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.45
<b>ALTA TENSIÓN _**/</b>	GWh	310.11
	MILLONES DE COLONES	2 648.99
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.54
<b>OTRAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS</b>	GWh	<b>5 344.56</b>
	MILLONES DE COLONES	<b>45 663.55</b>
	¢/kWh (Tarifa vigente)	<b>8.54</b>
<b>CNFL</b>	GWh	3 565.29
	MILLONES DE COLONES	30 460.2

<b>EMPRESA</b>		<b>Año 2012</b>
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.54
<i>JASEC</i>	GWh	437.5
	MILLONES DE COLONES	3 740.14
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.55
<i>ESPH</i>	GWh	583.29
	MILLONES DE COLONES	4 983.4
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.54
<i>COOPELESCA</i>	GWh	289.28
	MILLONES DE COLONES	2 473.95
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.55
<i>COOPEGUANACASTE</i>	GWh	370.2
	MILLONES DE COLONES	3 159.18
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.53
<i>COOPESANTOS</i>	GWh	74.24
	MILLONES DE COLONES	635.11
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.56
<i>COOPEALFARO RUIZ</i>	GWh	24.76
	MILLONES DE COLONES	211.58
	¢/kWh (Tarifa vigente)	8.54
<i>TRANSMISIÓN MER***/</i>	GWh	201.27
	MILLONES DE COLONES	42.74
	¢/kWh (Tarifa vigente)	0.21
<b>TOTAL</b>	<b>GWh</b>	<b>9 214.41</b>
	<b>MILLONES DE COLONES</b>	<b>76 726.15</b>
	<b>¢/KWh</b>	<b>8.33</b>

EMPRESA		Año 2012
<i>_*/ Se utiliza un porcentaje de pérdida del 6,8%</i>		
<i>**/ CEMEX, ALUNASA, HOLCIM, INTEL, Ingenio El Viejo y Eólico Guanacaste</i>		
<i>***/ Ingresos por peaje del Mercado Eléctrico Regional estimado en colones al tipo de cambio proyectado por ARESEP.</i>		
<i>Datos reales de trasiego por las redes a octubre 2012.</i>		

Fuente: (ARESEP, 2012)

La capacidad total de transformación de las 41 subestaciones del sistema asciende a 7606 MVA<sup>3</sup>, con 2633 MVA de capacidad elevadora, 3494 MW de capacidad reductora, 1399 MVA de auto transformación y 80 MVA en reactores. Desde 1996 el Sistema Nacional Interconectado (SNI) abarca el 100% del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y desaparecieron los sistemas de distribución aislados (ICE, 2012).

### 2.3.3 Distribución eléctrica:

La distribución es una actividad similar a la transmisión o transporte de electricidad. La distribución de electricidad consiste en el transporte de electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere de la utilización de un transformador que reduzca el voltaje, colocándolo a los niveles requeridos por el usuario (normalmente, 220 voltios) (Gómez, 2009).

En la distribución participan mayoritariamente el ICE y su subsidiaria la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), aunque también tienen una menor participación dos empresas municipales: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) y cuatro cooperativas de electrificación rural (Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopesantos y Coope-Alfaro Ruiz); todas las anteriores con áreas de concesión establecidas y reguladas por la ARESEP. Si bien en términos porcentuales el papel de estas últimas es reducido, han tenido un impacto muy importante en lograr un alto grado de electrificación en la zona rural (Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A., 2010).

<sup>3</sup> Ver Glosario MVA.

Dos de las empresas son entes del Estado (ICE y CNFL), otras dos son municipales (JASEC y ESPH) y existen cuatro cooperativas de electrificación rural. Este mercado conforma el ya mencionado Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

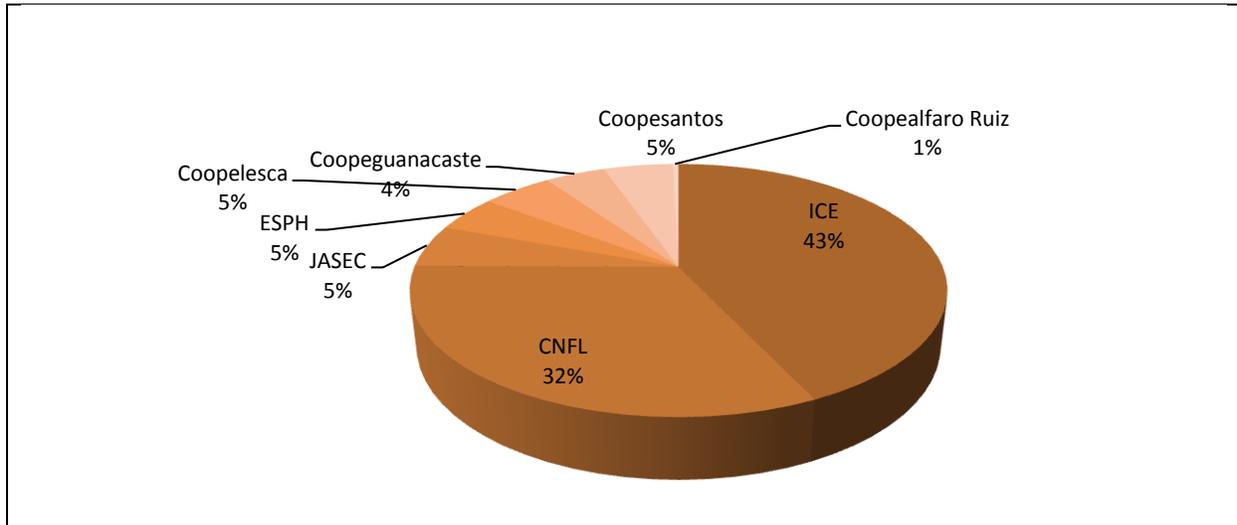
Cada empresa cubre un área específica del país, que se visualiza en el siguiente cuadro, así como la cantidad de abonados y ventas en unidades físicas y relativas:

**Cuadro 11: Zonas de cobertura del servicio eléctrico por empresa**

<b>Empresa</b>	<b>Zona de cobertura</b>	<b>Cantidad de abonados</b>	<b>Ventas (MWh)_*/</b>	<b>Distribución % ventas</b>
<b>ICE</b>	Todo el país (**)	674.507	3.630.365	41.1
<b>CNFL</b>	Área metropolitana	506.285	3.374.368	38.2
<b>JASEC</b>	Cartago	84.825	414.469	4.7
<b>ESPH</b>	Heredia	72.718	547.123	6.2
<b>Coopesca</b>	San Carlos	79.794	382.587	4.3
<b>Coopeganacaste</b>	Guanacaste	67.939	356.661	4.0
<b>Coopesantos</b>	Zona de Los Santos	78.393	101.977	1.2
<b>Coopealfaro Ruiz</b>	Alfaro Ruiz	6.425	22.917	0.3
<b>TOTAL</b>		1.570.885	8.830.467	100%
<i>*/ Ventas incluye Alumbrado Público.</i>				
<i>**/ Su área de concesión abarca el resto del país que no es cubierto por las otras empresas distribuidoras. Datos preliminares de usuarios, ventas y producción a diciembre 2012.</i>				
Fuente: (ARESEP, 2012)				

Cerca del 80% de las ventas recaen sobre el ICE y la CNFL, 11% en las empresas municipales y 9% sobre las Cooperativas de electrificación rural. Además, como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la cantidad de abonados por empresa distribuidora están concentrados principalmente en las empresas del Grupo ICE (ICE y CNFL) con un 75%, las Cooperativas representan un 15% y las empresas municipales un 10%.

**Gráfico 5: SEN: Cantidad de abonados por empresa distribuidora, 2012**

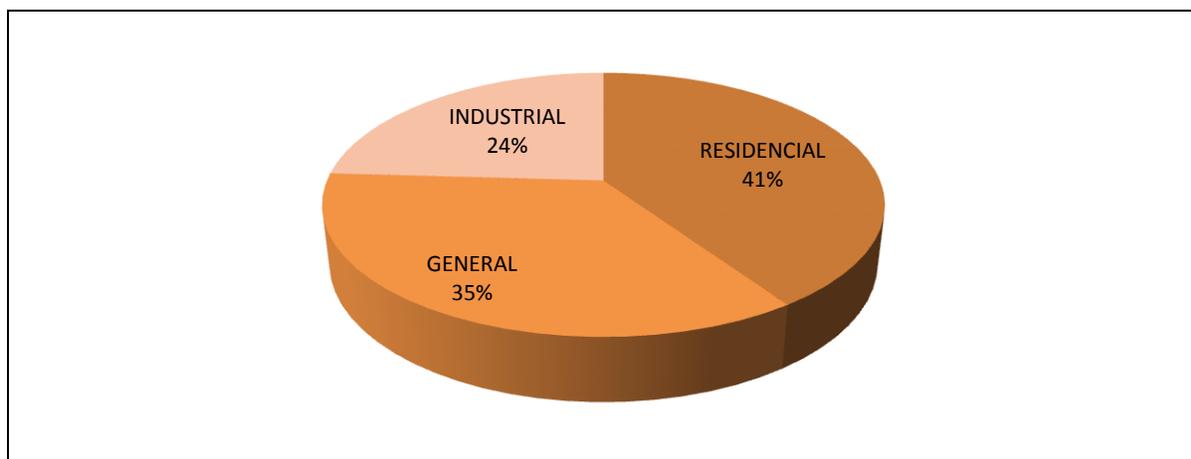


*Datos preliminares de usuarios a diciembre 2012.*

Fuente: (ARESEP, 2012)

Otro aspecto importante del mercado eléctrico nacional, son las ventas distribuidas por sector de consumo. Esto se puede observar en el siguiente gráfico donde se denota que el sector con mayor cantidad de ventas es el residencial, con un 41% de las ventas totales, seguido por el sector General (o comercial) con un 35% y, por último, el industrial con un 24%.

**Gráfico 6: Ventas por sector de consumo en MWh. (SEN) 2012.**



*Datos preliminares de ventas a diciembre 2012.*

Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Finalmente, con respecto al año 2011, se puede decir que la cantidad de abonados del periodo 2012 aumentó en 73 896 medidores, lo cual representa un crecimiento del 5%. Las ventas en unidades físicas fueron de 300 868 MWh más, lo cual representa un 3,6% (ARESEP, 2012).

## 2.4 Cobertura del sistema

Otra característica importante del sistema de electrificación se refiere al índice o porcentaje de cobertura eléctrica, el cual se define como *“la relación entre el número de viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico y el número total de viviendas ocupadas”* (Grupo ICE, 2013).

De este modo, se entiende que una vivienda tiene acceso al servicio eléctrico cuando la red pública está lo suficientemente próxima para permitir su conexión sin necesidad de extensiones de líneas.

Se debe notar que el concepto de acceso es distinto al de conexión. Una vivienda tiene acceso al servicio eléctrico si está cerca de la red pública y es independiente de si tiene efectivamente una conexión o no. Una vivienda con acceso podría no estar conectada por razones económicas o por decisión de su propietario. También es útil resaltar que el acceso se refiere a la red pública de distribución. Bajo esta definición, las viviendas aisladas que tienen electricidad gracias a soluciones locales, tales como sistemas fotovoltaicos, a pesar de contar con corriente eléctrica, no tienen acceso al servicio eléctrico (Grupo ICE, 2013).

El siguiente cuadro muestra el estado actual de cobertura a nivel nacional por provincia.

**Cuadro 12: Porcentaje de cobertura eléctrica por provincia**

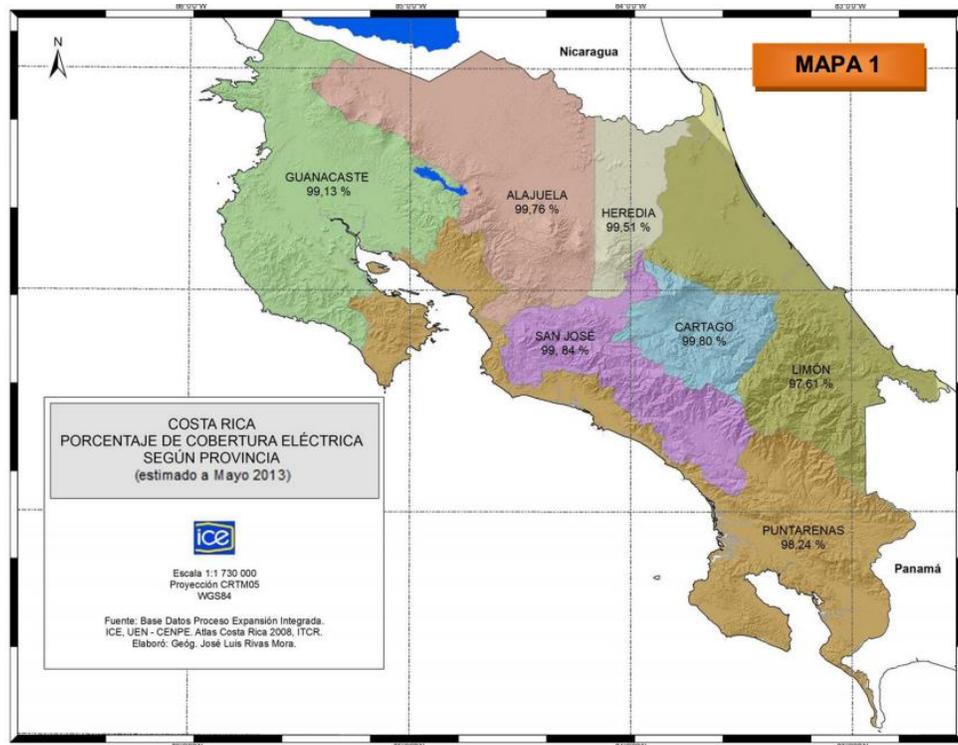
Provincia	Habitantes	Viviendas ocupadas	hab / vivienda	Área (km <sup>2</sup> )	Densidad de población	% cobertura eléctrica
San José	1517228	434424	3,5	4966	306	99,84%
Alajuela	939275	262344	3,6	9758	96	99,76%
Cartago	536789	142690	3,8	3125	172	99,80%
Heredia	474647	134007	3,5	2657	179	99,75%

Guanacaste	372932	105854	3,5	10141	37	99,13%
Puntarenas	457334	132816	3,4	11266	41	98,24%
Limón	414947	117166	3,5	9189	45	97,61%
<b>Costa Rica</b>	<b>4713152</b>	<b>1329301</b>	<b>3,5</b>	<b>51102</b>	<b>92</b>	<b>99,38%</b>

Fuente: (Grupo ICE, 2013)

El cuadro anterior se puede observar con mayor detalle representado en la siguiente figura del mapa del territorio nacional.

Figura 2: Porcentaje de cobertura de Costa Rica por provincia



Fuente: (Grupo ICE, 2013)

Importante notar que los datos son a mayo del presente año 2013, por lo que reflejan prácticamente la realidad en términos de cobertura actual por cada provincia, de donde se rescata que todas están por encima del 97,5% lo cual es un promedio muy alto no solo a nivel regional sino latinoamericano (Grupo ICE, 2013).

### 2.4.1 Cobertura por empresa

Respecto a la cobertura que tiene cada empresa geográficamente en el país, se puede señalar que el centro del país o GAM<sup>4</sup> lo sirve la CNFL y las empresas municipales ESPH y JASEC. Cuatro cooperativas de electrificación rural, COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPEALFARO y COOPESANTOS se encargan del 20% del territorio nacional. El ICE sirve al resto del país.

En cuanto a las empresas que brindan el servicio de electricidad se encuentran tal como lo resume el siguiente cuadro y figura la distribución por empresa encargada de brindar los servicios de electrificación repartidos a lo largo y ancho del territorio nacional.

**Cuadro 13: Porcentaje de cobertura eléctrica por empresas**

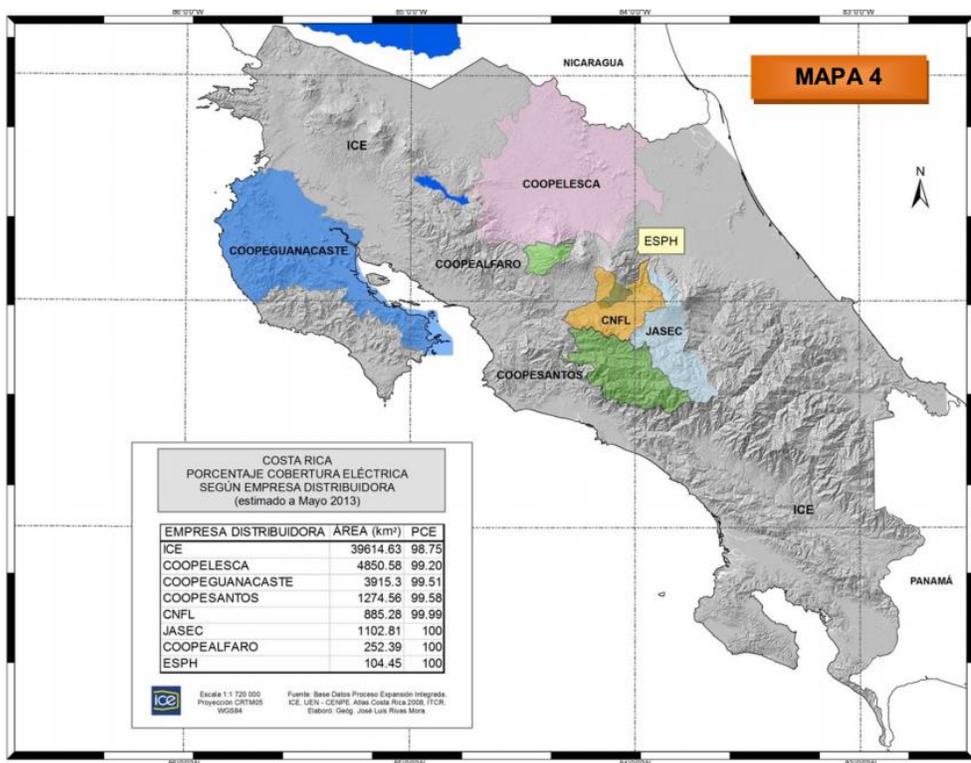
<i>EMPRESA</i>	<i>Área km<sup>2</sup></i>	<i>Viviendas con acceso electricidad</i>	<i>Viviendas sin acceso electricidad</i>	<i>Clientes residenciales</i>	<i>Clientes residenciales/km<sup>2</sup></i>	<i>Viviendas totales</i>	<i>% viviendas</i>	<i>% cobertura eléctrica</i>
ICE	38 715	567 709	7 168	602 295	16	574 877	43.28	98.75
CNFL	885	397 452	20	445 632	503	397 472	29.92	99.99
ESPH	104	44 163	0	65 692	629	44 163	3.32	100
JASEC	1 103	66 642	0	77 277	70	66 642	5.02	100
COOPEGUANACASTE	3 915	47 204	234	59 548	15	47 438	3.57	99.51
COOPELESCA	4 851	48 983	395	71 476	15	49 378	3.72	99.2
COOPESANTOS	1 275	36 648	156	36 352	29	36 804	0.35	99.58
COOPEALFARO	252	4 705	0	5 010	20	4 705	8.04	100

Fuente: (Grupo ICE, 2013)

Lo anterior resalta al observar la siguiente figura que muestra como las empresas se distribuyen en el territorio nacional para cubrirlo:

<sup>4</sup> Ver glosario.

Figura 3: Porcentaje de cobertura eléctrica por empresa distribuidora



Fuente: (Grupo ICE, 2013)

## 2.5 Marco jurídico regulatorio del subsector de energía eléctrica

Según Gómez, 2009, el marco jurídico se establece a partir del Acta Constitutiva del Instituto Costarricense de Electricidad Ley 449 (abril, 1949), donde establece como objetivo fundamental del Instituto, el encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar de los costarricenses. Durante su existencia, el ICE ha promovido el desarrollo nacional a través de la producción eléctrica, fundamentalmente con fuentes renovables y la ampliación sostenida de la cobertura del servicio eléctrico. Con ello ha contribuido a la creación de condiciones para el desarrollo económico de las diferentes regiones del país y el mejoramiento de la calidad de vida de la población. Por otra parte, el Acta Constitutiva establece en el artículo 2 inciso d, lo siguiente: *“Procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdicios de los mismos.”* (Gómez, Tesis : Análisis del proceso de formulación de políticas para la reforma del sector eléctrico y su potencial incidencia en el marco institucional y la producción con fuentes renovables., 2009).

En la Ley de Planificación Nacional publicada el 2 de mayo de 1974 se establece el Sistema Nacional de Planificación. Las actividades de planificación energética integral se inician a principios de 1979 a cargo del Ministerio de Economía, Industria y Comercio (MEIC). Hacia finales de ese mismo año y por reestructuración del MEIC, las actividades pasan a cargo del ICE.

El 19 de enero de 1983 se establece por decreto No. 14183 el subsistema de Dirección y Planificación Sectorial. Por otra parte, el 25 de abril de 1983 en el decreto ejecutivo No. 14434-MIEN-PLAN se establece el Subsector Energía, integrado por las siguientes instituciones: Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (MIRENEM) y luego Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MPE), ICE, Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), Servicio Nacional de Electricidad (SNE) y Consejo Nacional de Investigación Científica y Tecnológica (CONICIT).

En ese mismo decreto se establece el Consejo Sectorial de Energía integrado por el presidente del ICE y de RECOPE, el Ministro del Ambiente y Energía, el Regulador General del (SNE), hoy en día, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y los ministros de Planificación y Ciencia y Tecnología.

Como secretaría técnica de este Consejo se crea la Dirección Sectorial de Energía (DSE). Dentro de las funciones de esta última se destacan, la elaboración del Plan Nacional de Energía, la coordinación interinstitucional y el apoyo técnico a las empresas de instituciones del Sector.

Las empresas públicas ligadas al sector eléctrico están reguladas por las diferentes leyes y reglamentos que existen en Costa Rica, tales como: la Ley de Administración Financiera, ley de contratación administrativa, más el conjunto de decretos y políticas definidas por el gobierno central en las diferentes áreas.

Por su parte, las empresas eléctricas, tales como: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), cuentan con un marco legal especial para cada una de ellas, recientemente modificado, el cual les permite desarrollar cualquier tipo de proyecto mediante las alianzas estratégicas que consideren convenientes. No obstante, mantienen un carácter público.

Las empresas cooperativas eléctricas por su parte, son entidades privadas con fines públicos, están reguladas por la ley de asociaciones cooperativas y algunas leyes y reglamentos específicos existentes para su operación en el sector eléctrico.

Asimismo la ARESEP, creado con la Ley 7593 (antiguo SNE), tiene dentro de sus atribuciones, definir las tarifas de servicios públicos regulados y asegurar al consumidor que los servicios sean de la calidad requerida.

Tal como se observa hay una cantidad de leyes que intervienen en forma directa o indirecta en el sector de energía eléctrica. A continuación se presenta un resumen de las principales leyes que se deben considerar.

**Cuadro 14: Principales leyes para el sector de energía eléctrica**

<b>Ley</b>	<b>Descripción</b>
<b>Ley 449 (Abril 1949)</b>	Crea al ICE y lo faculta para investigar, explorar y explotar los recursos naturales del país para generar electricidad. Con base en ello el ICE ha desarrollado proyectos, realizado inventarios y potencial de las diferentes fuentes energéticas, ha realizado contratos de compra de energía a generadores privados de fuentes renovables.
<b>Ley cooperativas electrificación 1963</b>	Se crea el marco legal para la participación de cooperativas de electrificación rural en diferentes zonas del país.
<b>Ley 7200 (28-09-1990) y 7508 (31-05-1995)</b>	Establece el marco legal para contratar energía producida por generadores o cogeneradores privados. Autoriza al ICE para comprar electricidad definiéndole ciertas disposiciones, de dos formas por contrato de compra (7200) y por BOT (7508).
<b>Ley 3300: JASEC (16-07-1964) y Ley 5889 (8-03-1976) ESPH (05-1998)</b>	Crea empresas municipales para distribución y producción de electricidad en su jurisdicción.
<b>7593 (5-09-1996) ARESEP</b>	Establece servicios eléctricos, como un servicio público, por ello debe solicitar a ARESEP fijar tarifas al costo, así como calidad.
<b>Leyes generales</b>	Contratación administrativa, Administración financiera, Ley Contraloría, Autoridad presupuestaria, entre otras.

<b>Ley</b>	<b>Descripción</b>
<b>Plan Nacional de desarrollo (PND)</b>	Define orientación y da prioridad en los procesos de aprobación ante diferentes entes del Gobierno, es un mecanismo indirecto pero relevante, guía asignación de recursos.
<b>Plan Nacional de Energía (PNE)</b>	Establece promoción y metas específicas en fuentes renovables, complemento del PND. No define fuentes de financiamiento; ICE responsable.
<b>Plan de desarrollo eléctrico Nacional (PDEN)</b>	Establece plan fijo a 5 años e indicativo a 15 años con base en modelos de mínimo costo y la máxima seguridad de abastecimiento. Incluye proyectos eléctricos a desarrollar, su orden el tiempo y las políticas del sector.

Fuente: (Gómez, Tesis : Análisis del proceso de formulación de políticas para la reforma del sector eléctrico y su potencial incidencia en el marco institucional y la producción con fuentes renovables., 2009)

Sobre el marco regulatorio podemos mencionar que la generación de electricidad no constituye un monopolio en la práctica, aunque estén reservados al ICE los proyectos geotérmicos y los hidroeléctricos de mayor escala. Las leyes No. 7200 y No. 7508 permiten la generación eléctrica privada y la compra de la misma por parte del ICE y la CNFL, S.A. mediante contratos que están próximos a vencer sin que exista una certeza de qué pasará después (MINAE, 2008). Se asume que cerca del 12% de la generación eléctrica del país corresponda a productores privados amparados a esta legislación. La ejecución de estas acciones estuvo influenciada por sectores empresariales ligados estrechamente a figuras políticas de relevante presencia. Por otra parte, se ha criticado en forma severa los altos precios que tiene que pagar el ICE por la energía eléctrica a las empresas generadoras privadas (Gómez, 2009).

En efecto, en los últimos años, la fijación de tarifas a los generadores privados estuvo entrabada, lo mismo el refrendo de los contratos, debido a que persisten grandes cuestionamientos acerca de su legalidad; pues en algunos casos se han señalado altos precios de venta al ICE, no obstante debe reconocerse el gran respaldo para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que significa el conjunto de generadores privados.

Pero también, el ICE y la CNFL, S.A. han sufrido la subejecución de su gasto y sus inversiones en años recientes, a raíz de la delicada situación fiscal, la cual llevó a las

autoridades económicas a limitar las erogaciones del sector público, comprometiendo la entrada en operaciones de ciertos proyectos de generación que han comprometido la estabilidad del sistema, lo cual se refleja en el aumento del factor de carga.

Actualmente, el gobierno ha enviado un nuevo proyecto a la Asamblea Legislativa denominado de “Fortalecimiento del ICE”, pero mientras se aprueba éste, el gobierno emitió el Decreto No. 33401-MP-MINAE-H-MIDEPLAN en octubre de 2006 donde se libera al ICE y sus subsidiarias de acudir al CONAFIN con sus proyectos de inversión, lo cual permite una mejor disposición del recurso humano al otorgarle la potestad de disponer conforme a las leyes, así como le eleva la capacidad de endeudamiento para los siguientes períodos (MINAE, 2008).

No obstante lo anterior, muchos estudios de preinversión se vieron abandonados o atrasados en años anteriores, esto complicó la ejecución a corto o mediano plazo de muchos de ellos. Debe destacarse el papel cada vez más consciente y organizado de grupos ambientalistas y comunitarios que cuestionan y formulan objeciones y oposición al desarrollo de algunos proyectos, en ocasiones con argumentos válidos y en otras no.

En algunos casos, han logrado atrasar proyectos hidroeléctricos como caso del P.H. Pacuare o bien han propiciado una reformulación (reducción de la potencia) como el caso del proyecto hidroeléctrico Boruca (ahora denominado El Diquís) (MINAE, 2008).

## **2.6 Evolución del sector de energía eléctrica**

En 1990, varios años antes de que se iniciaran las reformas del sector eléctrico en los demás países de Centroamérica, se promulgó la Ley No. 7200 que permitió la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Sin embargo, el alcance de esta legislación fue muy reducido. En un inicio, limitó la participación privada a una proporción no mayor del 15% de la potencia del sistema eléctrico nacional y con plantas no mayores de 20 MW. Mediante la Ley No. 7508, que reformó en 1995 la Ley No. 7200, se amplió el espacio a la iniciativa privada y permitió su participación en proyectos de hasta 50 MW bajo la modalidad de “Build, Operate and Transfer” (BOT, por sus siglas en inglés. En español: construir, operar y transferir). Nuevamente circunscribe su ámbito de participación a la energía renovable y hasta un límite de 15% más de la potencia del sistema eléctrico nacional. Aunque en teoría, el sector privado podría representar hasta un 30% de la capacidad total instalada, diferentes obstáculos de índole legal han limitado su participación. Al respecto, en 1998 se da la

problemática de la falta de competencia legal del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) para otorgar concesiones de aprovechamiento de agua para el desarrollo de fuerzas hidráulicas e hidroeléctricas, por el vacío legal producido con la derogatoria de la Ley No. 258 del SNE por parte de la Ley No. 7593 de la ARESEP (Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A., 2010).

Adicionalmente, a partir de finales de los años noventa, surgieron cuestionamientos por parte de la Procuraduría General de la República y la Contraloría General de la República respecto a algunos elementos de la fijación de tarifas y sus fórmulas de ajuste para el caso de algunos proyectos de generación privada. Esto aumentó la complejidad del panorama para este tipo de proyectos, en particular en el caso de los proyectos hidroeléctricos, en torno a los cuales surgieron diversas expresiones de oposición por parte de algunos grupos ambientalistas y otras organizaciones locales, particularmente en zonas del país donde se concentraban varios proyectos.

En mayo de 2009 se promulgó la Ley No. 8723 (Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica), lo cual permitió contar nuevamente con una Ley Marco que autorizara a la Dirección de Recursos Hídricos del MINAET a otorgar concesiones de fuerza hidráulica para generación eléctrica, revirtiendo en algún grado la incertidumbre que habían venido enfrentando los desarrolladores privados. En la actualidad y en consecuencia de lo mencionado anteriormente, la generación privada no sobrepasa el 21% del total de la energía del país.

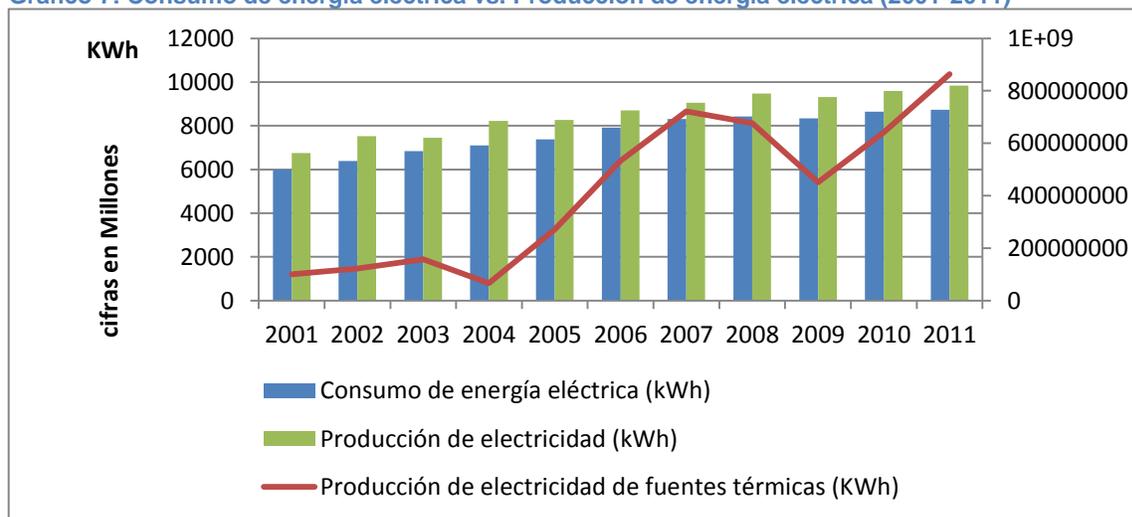
En el PND se visualiza la realización de acciones tendientes a asegurar el suministro de energía eléctrica necesario para el desarrollo del país en las próximas décadas, a partir de fuentes de energía limpia y renovable. Como ya se indicó anteriormente, se impulsarán proyectos relacionados con la construcción de plantas hidroeléctricas y geotérmicas (ARESEP, 2012).

El equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad es una de las principales preocupaciones de todo sistema eléctrico, dadas las particulares características de este tipo de mercado, donde el producto es imposible de almacenar y debe en todo momento empatar una demanda entre el sistema de generación hacia el sistema de distribución.

En el país este equilibrio ha sido de constante preocupación en los últimos años, debido al atraso en la construcción de proyectos importantes por parte del ICE y al desplazamiento

de otros. Durante el 2010, el equilibrio entre oferta y demanda se mantuvo, gracias a que la demanda creció a un ritmo menos acelerado y a una mayor producción térmica, algo que no necesariamente es buena noticia si pensamos que las principales fuentes térmicas como el carbón, petróleo y otros combustibles fósiles son contaminantes y caros.

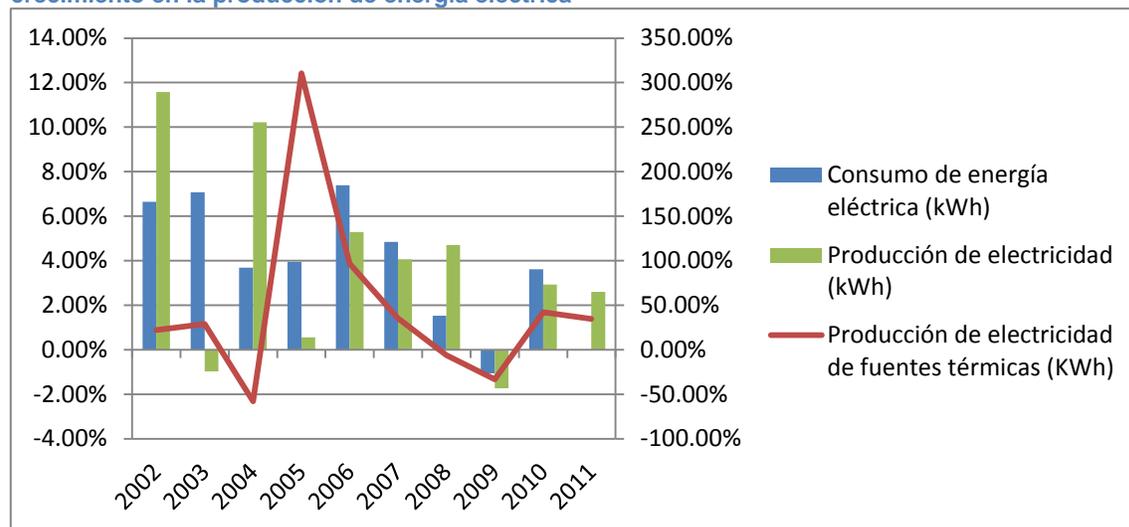
**Gráfico 7: Consumo de energía eléctrica vs. Producción de energía eléctrica (2001-2011)**



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (Mundial, 2013)

Visto porcentualmente podemos verificar como el crecimiento de producción térmica fue importante para sostener la demanda en el año 2010, situación que ha disminuido levemente hacia el 2011.

**Gráfico 8: Porcentaje de crecimiento en el consumo de energía eléctrica vs. Porcentaje de crecimiento en la producción de energía eléctrica**



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (Mundial, 2013)

El hecho de que las fuentes térmicas estén balanceando la demanda del servicio muchos expertos lo ven como preocupante; pues significa no solo mayor contaminación como ya se mencionó, sino un mayor gasto en la generación de electricidad mediante estas fuentes, algo que desde el punto de vista financiero puede comprometer la estructura de capital de la empresa generadora al traer mayores costos de producción.

## **2.7 La CNFL y su contexto sectorial**

Para entender mejor el panorama que se va a desarrollar, se explica brevemente el contexto de la compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) como empresa guía para aplicar el modelo y su relación con la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

### **2.7.1 Reseña histórica de la CNFL**

Para contextualizar la CNFL, se puede empezar por mencionar que su base jurídica es el Contrato Eléctrico del 8 de abril de 1941 (modificado luego por la Ley No. 4197 del 20 de setiembre de 1968 y la Ley No. 4977 del 19 de mayo de 1972) y la escritura constitutiva del 15 de mayo de 1941.

Con el fin de marcar sus ámbitos de acción y establecer una política de coordinación de esfuerzos, en 1970 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la CNFL suscribieron el Convenio para la Prestación Mutua de Servicios. Entró en vigencia el 1 de julio de 1971, con el aval de la Contraloría General de la República.

Resulta interesante destacar que la realidad imperante en el entorno nacional cuando se crea el ICE y, posteriormente, cuando este adquiere la CNFL, es que tanto el Gobierno como la mayoría de los costarricenses abogaban por la estatalización del sector eléctrico, por cuanto las empresas eléctricas en manos privadas habían descuidado el enfoque social y ponderaban el ánimo de lucro.

A partir de su creación en 1949, el ICE toma la batuta como el desarrollador de los proyectos de generación de energía eléctrica en Costa Rica. Durante este período, la CNFL, S.A. se dedica a consolidar su función primordial de distribuir, comercializar la energía eléctrica y operar las ocho plantas de generación que le son dadas en propiedad de acuerdo con el artículo 9 del Contrato Eléctrico, según el cual su área de concesión consta de 907 Km<sup>2</sup> dentro del área metropolitana:

- Provincia de San José: cantones: Alajuelita, Aserrí, Coronado, Curridabat, Desamparados, Escazú, Goicoechea, Montes de Oca, Mora, Moravia, San José, Santa Ana y Tibás.
- Provincia de Alajuela: distrito Santiago del Este (Río Segundo) en el cantón de Alajuela.
- Provincia de Heredia: distritos de San Francisco y Barreal en el cantón de Heredia; cantones Barba, Belén, Flores, Santa Bárbara y Santo Domingo.
- Provincia de Cartago: cantón de La Unión.

En 1990 se promulga en Costa Rica la Ley 7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y en 1995 se aprueba la Ley 7508 que reforma a la primera. Con este marco legal, se vuelve a dar una participación limitada al sector privado en la generación de energía eléctrica; es decir, se vuelve de forma incipiente al estado imperante a finales del siglo XIX y principios del siglo XX (Jara, 2011).

Precisamente, este retorno a la participación privada en el sector eléctrico coincide con las políticas promulgadas por el Consenso de Washington, que más tarde algunos llaman neoliberalismo y se convierte para sus adeptos en un nuevo paradigma, como el mejor programa económico que los países latinoamericanos debían aplicar para impulsar el crecimiento general. En varios países de Latinoamérica y de otras partes del mundo, este programa originó cambios profundos en el modelo del sector eléctrico; conllevó a la privatización de empresas eléctricas estatales, a la formalización y participación bajo un mercado en competencia de distintos agentes de mercado, entre ellos grandes consumidores de energía eléctrica con libertad para escoger su proveedor de electricidad. A la fecha, este modelo sigue vigente en varios países de Latinoamérica y de otras partes del mundo (Jara, 2011).

### 2.7.2 Perfil de la CNFL

La CNFL es parte de las empresas del Grupo ICE, y es la principal empresa encargada del servicio de transmisión y alumbrado público en el GAM. A continuación sus principales pilares estratégicos (CNFL, 2013).

#### **Su visión**

*"Ser una empresa modelo en la prestación de servicios eléctricos y afines, logrando la satisfacción del cliente basados en el desarrollo tecnológico, socio ambiental y la calidad técnica y humana de nuestro personal".*

### **Su misión**

*"Somos una empresa del sector eléctrico que brinda servicios públicos en el mercado nacional y que, comprometidos con la satisfacción del cliente, desarrollamos nuestras competencias esenciales y utilizamos los recursos de forma óptima, para contribuir con el crecimiento económico y social, y con el desarrollo ambiental del país".*

### **Sus valores empresariales**

Trabajo en equipo: Unir esfuerzos, conocimientos y experiencias que nos permiten alcanzar los objetivos. Para lograrlo es necesario el compañerismo, como vínculo de armonía, comprensión, respaldo, trato digno y confianza entre las personas; la cooperación y trabajar en conjunto para un mismo fin.

Brindar un buen servicio mediante la correcta comunicación e intercambio de conocimientos, y tener un espíritu de colaboración para contribuir con los demás y forjar una mejor empresa.

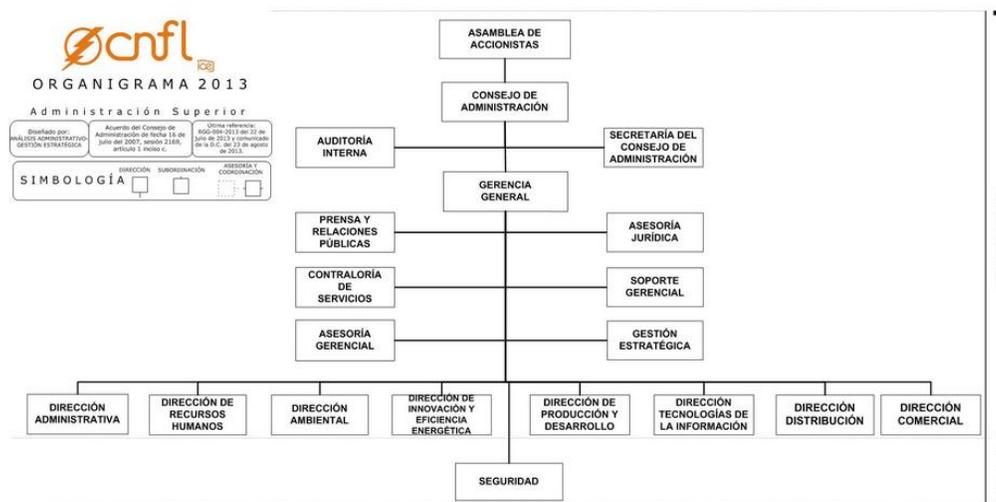
Cultura de servicio: Se percibe y se transmite en el comportamiento de las personas. Por ello, debemos trabajar juntos sirviendo a la sociedad con buen trato, atendiendo las necesidades de una forma óptima y brindando un servicio de calidad.

Excelencia: Es trabajar en equipo y alcanzar resultados beneficiosos. Se logra mediante: el compromiso para conseguir la meta, la perseverancia para lograr la mejora continua en el desempeño, la eficacia para obtener los resultados deseados en el menor tiempo y la eficiencia para lograr un resultado y optimizar los recursos.

Transparencia: Es el deber de actuar con apego a la legalidad y a la ética mediante la rendición de cuentas. Para ser transparentes necesitamos proceder con integridad, ser personas completas, cabales y correctas en todo momento y lugar, actuar con honradez y respeto a la dignidad propia y no por una imposición.

Además de lo anterior, actualmente la CNFL se organiza mediante una estructura claramente distribuida verticalmente como se observa en la siguiente figura.

Figura 4: Organigrama de la CNFL, 2013



Fuente: (CNFL, 2013)

### 2.7.3 Contexto de la CNFL en el subsector de energía eléctrica

La CNFL es como ya se describió en el apartado de conformación del subsector de energía eléctrica, una empresa de las más importantes del SEN, ya que si bien es cierto tiene moderada injerencia en la generación eléctrica, participa altamente en el sistema de distribución, donde es en la actualidad la segunda empresa distribuidora de electricidad con 32% de los abonados totales del sistema y un 38% de las ventas totales, solo superada en cantidad de abonados y ventas por el ICE que tienen un 11% más de abonados<sup>5</sup> y un 3% más de las ventas en la distribución. Cabe mencionar que el ICE abarca una mayor parte del territorio nacional, pero posee por esta misma razón un menor porcentaje de cobertura 98.75% contra el 99.99% de la CNFL<sup>6</sup>.

Para garantizar esa función cuenta con un sistema de distribución formado por 35 subestaciones, 5.804 kilómetros de líneas en operación y 1.499 MVA de capacidad instalada en transformadores de distribución, con una cobertura del 99% de la zona servida. Sus redes de distribución cubren 903 Km<sup>2</sup> del Gran Área Metropolitana, que es donde se concentra la mayor parte de la población, la vida institucional y las principales actividades comerciales y productivas del país (CNFL, 2013).

<sup>5</sup> Ver Gráfico 5: SEN: Cantidad de abonados por empresa distribuidora, 2012

<sup>6</sup> Ver Cuadro 13: Porcentaje de cobertura eléctrica por empresas

La CNFL tiene aparte de la distribución de electricidad, la tarea de comercializar y brindar el alumbrado público para la zona metropolitana. El cuadro siguiente muestra el consumo acumulado por sector desde el 2005.

**Cuadro 15: CNFL: Consumo acumulado por sector, GWh (2005-2012)**

AÑO	SECTOR			ALUMBRADO PUBLICO	TOTAL POR MES
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL		
2005	1.277,98	702,63	979,51	79,51	3.039,63
2006	1.307,72	704,72	1.059,77	81,11	3.153,32
2007	1.319,18	686,03	1.163,30	82,68	3.251,19
2008	1.331,18	671,16	1.237,81	84,22	3.324,37
2009	1.308,48	600,70	1.271,13	85,47	3.265,78
2010	1.316,46	578,60	1.344,55	86,86	3.326,47
2011	1.321,57	543,37	1.365,02	88,23	3.318,19
2012	1.337,71	508,69	1.439,26	89,45	3.375,11

Fuente: (CNFL, 2013)

Se puede observar un crecimiento constante en los sectores residencial y comercial; mientras una caída en el sector industrial que básicamente es un reflejo de la emigración de empresas a otros países con mejores condiciones para abaratar costos de operación.

Si es claro también como en siete años el consumo de alumbrado público ha crecido en un 11% aproximadamente, lo cual es lógico al pensar como el GAM se ha ido expandiendo y cómo ha mejorado la cobertura del sistema de alumbrado público.

A continuación, el cuadro diez muestra el consumo por clientes que presenta la CNFL de nuevo a partir de la división de sectores.

Cuadro 16: CNFL: Consumo promedio por mes, KWh/ clientes (2005-2012)

AÑO	SECTOR			TOTAL
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	
2005	281,00	22.548,09	1.511,68	578,35
2006	281,24	26.437,05	1.586,98	590,36
2007	279,56	38.754,70	1.638,02	591,02
2008	272,07	37.788,61	1.626,01	572,53
2009	264,21	38.312,03	1.705,32	572,24
2010	261,45	43.468,38	1.634,50	550,29
2011	259,03	41.215,86	1.733,20	548,39
2012	263,98	39.193,31	1.882,74	569,64

Fuente: (CNFL, 2013)

Del cuadro anterior observamos de nuevo como el consumo por clientes del sector industrial y residencial ha decrecido en contraste con el sector comercial que si ha mostrado aumento de consumo. Este punto es clave para valorar por sector si los efectos de estas bajas en los sectores en cuanto a márgenes y costos que será parte del análisis en el siguiente capítulo.

#### 2.7.4 Perspectiva regulatoria de ARESEP

Desde la perspectiva regulatoria, ARESEP aplica metodologías para la fijación tarifaria en todos los servicios de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Como la ley 7593 le confiere, ARESEP debe velar porque las empresas proveedoras de servicios como la CNFL, presten dichos servicios al costo y con un nivel de calidad definido según normas establecidas. Dice esta Ley en su artículo 4 que uno de los objetivos fundamentales de ARESEP es *“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”*, dentro de los cuales se ubican como ya se mencionó el *“Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización”* (inciso a, art. 5 de la Ley 7593).

De esta forma ARESEP puede intervenir como ente regulador en el proceso de fiscalización de la calidad eléctrica; pero también en la fiscalización financiera de los prestadores de servicios de energía eléctrica en caso de que el proveedor solicitará un

ajuste tarifario sobre el servicio que brinda, ya que no es obligación por Ley fiscalizar las finanzas de las empresas prestadoras de servicios, sino solamente verificar en casos de solicitudes tarifarias el balance entre costos tarifarios (medibles) contra los ingresos que se reportan en los estados financieros, que se piden ya debidamente auditados.

En el proceso de la fiscalización de la calidad, se laboró la recolección y análisis de los indicadores relacionados con las normas de calidad actuales, tal como se observa en el siguiente cuadro:

**Cuadro 17: Programa de calidad vigente y resultados obtenidos a la fecha**

<b>Norma eléctrica</b>	<b>Resultado obtenido</b>
Calidad del voltaje de suministro.	A diciembre 2012 se contaba con información de mediciones de voltaje de la CNFL (I semestre) y del ICE (año completo), las cuales cumplieron con un 100% de las mediciones programadas, de ellas se determinó que un 26% estaban fuera de lo indicado por la norma, pero se logró corregir durante ese año el 74% de esas mediciones.
Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas.	A diciembre de 2012 se evaluaron 564 acometidas, de la evaluación se concluye que en promedio un 61,17% resultaron conforme a la norma técnica, las empresas que durante ese año no cumplieron con la normativa al 100% son: ICE, CNFL y Coopeguanacaste.
Calidad de la continuidad del suministro.	A diciembre 2012 se contaba con información del número de interrupciones y duración de las mismas de la CNFL, Coopelesca (I semestre), ESPH (I semestre) e ICE. De la información obtenida se desprende que Coopelesca es la empresa distribuidora que más interrupciones del servicio (12,61) y por mayor tiempo (14,23 horas) presenta y el ICE por el contrario es el que presenta menos (3,8 interrupciones en 3,58 horas).
Uso, funcionamiento y control de contadores	A diciembre 2012 se inscribió un tipo de medidor trifásico, siguiendo esta norma técnica.

Fuente: (ARESEP, 2012)

Estos son los principales aspectos que en el ejercicio de la regulación se deben cumplir por parte de los proveedores de servicios en términos de calidad técnica del servicio.

Ahora, en cuanto a la información financiera que se verifica desde la perspectiva regulatoria a partir de peticiones tarifarias para ser tramitadas por la ARESEP, se

establece como necesario desde la perspectiva financiera el aportar una justificación técnica que incluya antecedentes, estudio de mercado, costos y gastos de operación reales y proyectados al último nivel de subcuenta, cargas tributarias, costos y beneficios ajenos a la actividad, activo fijo neto al costo y revaluado, programa de inversiones, servicio de la deuda, análisis económico-financiero de la empresa con las tarifas vigentes y con las propuestas y la estructura de precios que se propone. Esta justificación deberá cumplir con los requisitos establecidos por la ARESEP en anteriores intervenciones.

Con base en lo anterior, el modelo actual que se utiliza en ARESEP, hace el análisis financiero pertinente para valorar si la empresa prestadora de servicios está en el debido equilibrio financiero, donde se justifiquen a partir de un estudio de mercado, sus ingresos reales o proyectados, para luego compararlo contra sus costos reales o proyectados, incluyendo costos de planillas, gastos de depreciación y otros gastos operativos que se le puedan asignar al ajuste tarifario.

Posteriormente se realiza un estudio de los activos fijos que se le van a reconocer valorados o reevaluados a la fecha para no solamente verificar los gastos por depreciación; sino para identificar gastos de inversión que realiza la empresa. Se contrasta lo anterior con el nivel de endeudamiento que posea para medir el costo de capital y así lograr obtener una tasa de rentabilidad adecuada para justificar los ajustes de tarifas.

### **3 Análisis del modelo regulatorio actual en el sector de energía eléctrica**

Con la finalidad de establecer parámetros y una base de referencia para el modelo regulatorio actual de la ARESEP, se analizan los factores que influyen en este modelo, el cual abarca desde el marco legal hasta la metodología que se utiliza para la fijación tarifaria y el equilibrio financiero. Asimismo, se establecen comparaciones genéricas con otros modelos e indicadores utilizados, tanto en otros sectores de servicios como en otros países por otras entidades regulatorias.

Importante sí recalcar el hecho de que las comparaciones con otros modelos tarifarios extranjeros y de otros sectores se tiene que manejar de forma muy objetiva, ya que es muy distinta la realidad económica de Costa Rica respecto a la de otros países e igualmente la diferencia de características propias de un sector, industria u empresa en contraste con los demás.

#### **3.1 Análisis del marco regulatorio aplicable al Sector de energía**

Para comenzar el análisis de la situación actual que vive ARESEP en su papel de ente regulador de los servicios públicos<sup>7</sup>, es necesario hacer un estudio concreto y sintetizado del marco regulatorio que se aplica a la hora de fijar las tarifas de estos servicios.

Para este estudio, se delimita el marco regulatorio a la normativa aplicable para el caso en consideración de empresa prestadora de servicios que ya fue descrita en el capítulo anterior, la CNFL, la cual pertenece al sector de energía eléctrica y aplica como empresa generadora de electricidad y distribuidora del servicio eléctrico.

Al recapitular brevemente, tenemos que la Ley que rige el marco de la regulación es la misma de la creación de ARESEP, Ley 7593. Dentro de este marco se establecen las principales funciones y objetivos que debe perseguir la regulación según esta ley, las cuales se resumen en el siguiente cuadro.

---

<sup>7</sup> Ver glosario.

Cuadro 18: Síntesis de la Ley 7593 aplicables a la CNFL

Artículo	¿Qué define?
Artículo 3	<p>- Definiciones.</p> <p>Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:</p> <p>a) Servicio público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.</p> <p>b) Servicio al costo. Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.</p>
Artículo 4	<p>- Objetivos.</p> <p>Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:</p> <p>a) Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos definidos en esta ley y los que se definan en el futuro.</p> <p>b) Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.</p> <p>c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley.</p>
Artículo 5	<p>- Funciones:</p> <p>La Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley.</p>
Artículo 6	<p>- Obligaciones de la Autoridad Reguladora:</p> <p>Corresponden a la Autoridad Reguladora las siguientes obligaciones:</p> <p>a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida.</p>

Artículo	¿Qué define?
Artículo 31	<p>- Fijación de tarifas y precios</p> <p>Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa.</p> <p>Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.</p> <p>La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.</p> <p>De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Garantizar el equilibrio financiero.</li> <li>b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.</li> <li>c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.</li> </ol>
Artículo 32	<p>- Costos sin considerar.</p> <p>No se aceptarán como costos de las empresas reguladas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.</li> <li>b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.</li> <li>c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.</li> <li>d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.</li> <li>e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.</li> <li>f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.</li> </ol>

Artículo	¿Qué define?
Artículo 33	<p>- Justificación de las peticiones. Toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada. Además, los solicitantes tendrán que haber cumplido con las condiciones establecidas, por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición.</p>

Fuente: Elaboración propia extraída de la Ley 7593

Con esta descripción del marco legal vigente, se puede destacar el hecho de que ARESEP por Ley tiene la función no solo de fijar las tarifas de los servicios regulatorios, sino también tiene la potestad legal de velar por la continuidad y la calidad del servicio como lo menciona el artículo 5; además dentro de sus obligaciones debe fiscalizar contable y financieramente a los prestadores de servicios para corroborar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, tal como lo establece la Ley en su artículo 6.

Esto visto en otras palabras, sugiere que ARESEP podría hacer un papel más eficiente y protagónico como regulador, si se quisiera que funcione como un regulador-asesor estratégico para estas entidades. La interpretación de la ley es todo un tema, pero definitivamente da espacio para que se haga una intervención mayor a la realizada hasta el momento.

El paradigma surge ante la disyuntiva de qué es una regulación eficiente y qué no lo es. Al margen de la ley podemos ver que la sombrilla es muy amplia para abordar la regulación de los servicios desde las perspectivas técnicas de calidad y las perspectivas financieras o contables; por lo tanto, la eficiencia en el ejercicio regulatorio queda precisamente definida según el ente ejecutor de la regulación, donde ya depende de su direccionamiento el utilizar de la mejor forma sus recursos para hacer cumplir los objetivos que le asigna la Ley, eso sí garantizando modelos que resulten en el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios y la sociedad en su conjunto.

Del marco legal se puede entonces concluir que ARESEP tiene la potestad de ser un ente regulador con capacidad para intervenir en el direccionamiento de los operadores o prestadores de servicio, tanto en materia de calidad como en materia contable-financiera, todo con el fin de monitorear el desempeño del operador para velar por un mejor servicio para los usuarios finales.

### **3.2 Análisis del modelo tarifario actual en el sector de energía eléctrica**

Para el sector de energía eléctrica, el modelo de fijación de precios de carácter ordinario para las empresas de propiedad pública, en las etapas de generación, transmisión y distribución<sup>8</sup>, se basa en el mecanismo de regulación Tasa de Retorno. Este mecanismo lo que busca es igualar los ingresos de la empresa operadora de servicios con sus costos económicos derivados de dicho servicio, a partir de una rentabilidad justa y razonable por el capital invertido o tasa de retorno.

Cabe mencionar que el modelo de tasa de retorno se utiliza prácticamente para todos los sectores regulados por la ARESEP, ya sea sector de agua, transporte público o energía, por lo que la aplicación del modelo trasciende el sector y de ahí la importancia de su análisis.

Además, se debe considerar que según el tipo de empresa, el tipo de servicio y el tipo de movimientos financieros que ejecute así será o no justificable esa tasa de rentabilidad sobre el servicio.

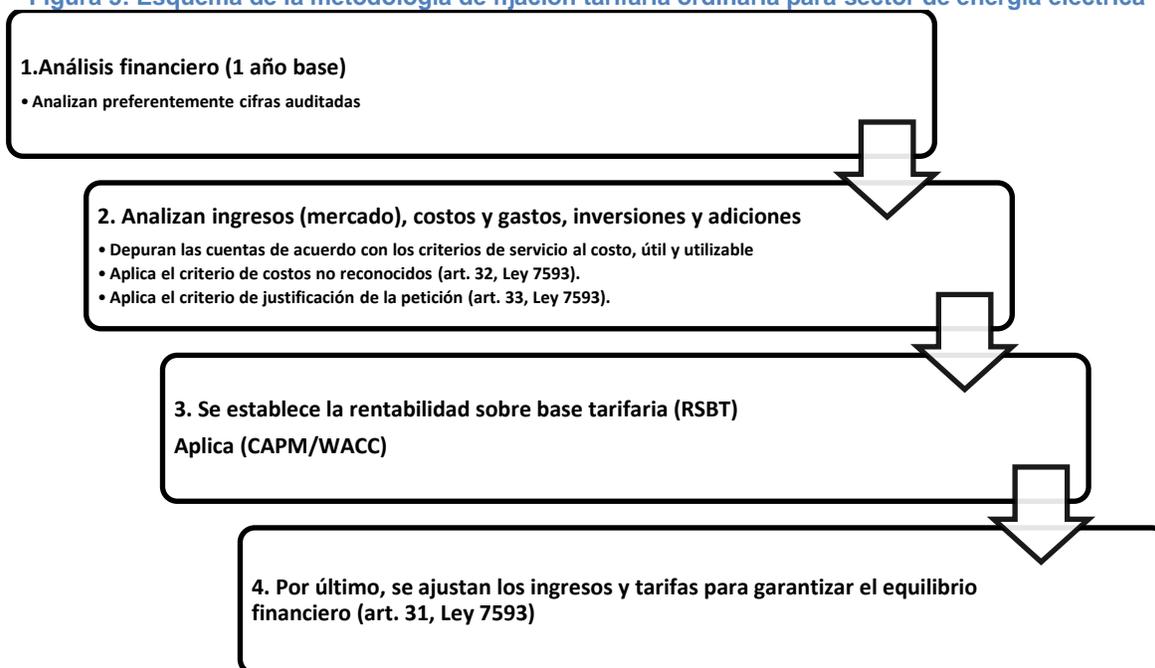
#### **3.2.1 ¿Cómo se aplica la metodología tarifaria?**

Para cada estudio tarifario que se realiza en ARESEP, el proceso que se sigue es en esencia similar. Sin embargo, tal como lo dice la Ley 7593, cada sector, cada empresa es regulada de acuerdo con su estructura productiva y sus características propias; pero según un esquema semejante como el que se describe a continuación.

---

<sup>8</sup> Incluye la comercialización

**Figura 5: Esquema de la metodología de fijación tarifaria ordinaria para sector de energía eléctrica**



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP

Para el presente estudio, es necesario enfocarse en el sector de energía eléctrica, los operadores de servicios de este sector son evaluados en estudios tarifarios que siguen el esquema anterior; sin embargo, hay situaciones especiales que se aplican según el tipo de empresa que se regule, para las cuales se consideran otros factores debido a sus características singulares. Por ejemplo, el caso del ICE en transmisión eléctrica, que es prácticamente el único del mercado (monopolio por ley), por lo que muchos aspectos de mercado no pueden ser compensados de igual forma como en otros que si existe competencia.

Para ilustrar un poco la metodología aplicada actualmente en ARESEP, se muestra datos del último estudio tarifario que se le realizó a la CNFL, la empresa de prueba para el presente proyecto.

### 3.2.2 Caso de aplicación de la metodología: estudio tarifario en CNFL

El estudio tarifario que se analiza, corresponde al ET-170-2012, un estudio realizado al servicio de alumbrado público de la CNFL durante el año 2012.

El propósito de verificar este caso es sintetizar y analizar la metodología e información que se recolecta actualmente, así como el tipo de indicadores financieros que se están evaluando al realizar las mediciones en ARESEP, para luego así poder compararlo con otros entes, al revisar otros indicadores utilizados por empresas reguladoras de servicios públicos en la región Latinoamericana así como analistas de riesgo financiero que también operan calificando dichas empresas.

De nuevo se va seguir el esquema planteado anteriormente para discernir mejor las etapas del estudio.

### 1. Análisis financiero

En este apartado lo que se realiza es un análisis comparativo de un año base, según la información que brinda la empresa, que preferentemente son estados financieros auditados, donde la empresa adjunta esos estados según los formatos que establece el estudio tarifario de ARESEP ya publicados en La Gaceta.

Básicamente lo que se solicita es lo siguiente:

**Cuadro 19: Estructura general de los estados financieros solicitados**

<b><u>Estado de resultados</u></b>	<b><u>Balance general</u></b>
<b>+ Ingresos de operación</b>	<b>+ Activo fijo al costo</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingresos por servicios</li> <li>• Otros ingresos de operación</li> </ul>	<b>+ Activo fijo revaluado</b>
<b>- Gastos de operación</b>	<b>- Depreciación acumulada al costo</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compras de energía</li> <li>• Depreciación</li> <li>• Gastos operación y mantenimiento</li> <li>• Salarios y cargas sociales</li> <li>• Materiales y suministros</li> <li>• Investigación y desarrollo</li> </ul>	- Depreciación acumulada revaluada
= Utilidad de operación	= Activo fijo neto en operación revaluado (Promedio)
	<b>+ Capital de trabajo</b>
	= Base tarifaria

Fuente: Elaboración propia

El cuadro anterior muestra los estados que normalmente se solicitan; sin embargo, la realidad como lo veremos en la información suministrada por la CNFL en el último estudio tarifario ET-170-2012 es un tanto distinta y más bien se observa como los operadores presentan información según sus intereses, aspecto que constituye un factor a considerar en cuanto al manejo y solicitud de la información.

Para el estudio tarifario que se presentó de la CNFL, por parte de su División de Alumbrado Público, se adjuntó la información financiera respectiva con año base 2011, en donde se solicitó un incremento del 9,90% en la tarifa, lo cual según la CNFL obedece a **mejorar su rentabilidad, su liquidez y solidez óptimas** para el desarrollo de las actividades.

Como primer punto, se observa que los estados financieros se presentan según el formato que desee la empresa operadora, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 6: Estado de resultados, CNFL 2011

COMPANIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. DIVISIÓN ALUMBRADO PUBLICO ESTADO DE RESULTADOS A TARIFFAS VIGENTES (Miles de Colones)				
Cuadro 3-1				
	2011	2012	2013	2014
M.W.H. Vendidos	88.231	89.466	89.586	89.867
Precio Promedio K.W.H.	93,01	93,11	94,70	95,78
Ingresos Ventas de Energía	8.206.481	8.330.078	8.484.143	8.607.142
Otros Ingresos de Operación	18.324	19.205	20.166	21.166
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>8.224.805</b>	<b>8.349.281</b>	<b>8.504.309</b>	<b>8.628.308</b>
Compras de Energía	4.706.041	4.803.002	4.708.996	4.657.279
Mantenimiento (Cuadro 3-5) <sup>1</sup>	2.401.383	2.524.525	2.658.212	2.798.202
Cánon por Regulación	12.483	7.680	8.049	8.452
Gastos de Depreciación	670.354	927.575	1.003.951	1.118.404
<b>TOTAL DE GASTOS</b>	<b>7.790.261</b>	<b>8.262.781</b>	<b>8.379.208</b>	<b>8.582.337</b>
<b>INGRESO NETO DE OPERACION</b>	<b>434.544</b>	<b>86.500</b>	<b>125.101</b>	<b>45.971</b>
<b>UTILIDAD O PERDIDA NETA</b>	<b>434.544</b>	<b>86.500</b>	<b>125.101</b>	<b>45.971</b>

1: Incluye Gasto Administrativo

Fuente: Extracto del estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

La CNFL proyecta con base en el 2011 los niveles de utilidad o pérdida, de acuerdo con sus ingresos por ventas, sus compras de energía, sus gastos de operación y sus gastos financieros, según estudio de mercado que se adjunta al final de cada estudio tarifario,

donde las empresas usualmente proyectan la oferta y la demanda del servicio para justificar sus ingresos.

En este caso, la División de alumbrado público muestra resultados con las tarifas vigentes. De ahí se observa que aunque son positivos a nivel de ingresos netos y utilidad neta, hace prever a la ARESEP que sus tarifas van a cubrir sus costos, más un margen que aporte al desarrollo de inversiones; por el contrario, cubren menor proporción según lo proyectado con la tarifa vigente, algo que CNFL argumenta que atenta contra su equilibrio financiero y la continuidad de su nivel de servicio.

Para justificar el alza propuesta, la CNFL adjunta los siguientes indicadores proyectados según la tarifa vigente:

**Figura 7: Contribución interna a la expansión y rendimiento sobre el capital, CNFL 2011**

COMPANIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A RESUMEN PROYECCIONES DIVISION ALUMBRADO PUBLICO 2012-2014 (Miles de colones)				
<i>Escenario: Considerando Tarifas Vigentes</i>				
	2011	2012	2013	2014
<b>Contribución Interna a la Expansión</b>	204,46%	151,44%	57,44%	49,66%
<b>Rendimiento sobre el Capital</b>	3,23%	0,59%	0,80%	0,27%

Fuente: Extracto del estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

La información de CNFL, muestra dos de los indicadores financieros que se les revisa a los operadores; el primero de contribución interna a la expansión; no es otra cosa más que el porcentaje de las obras de inversión que se cubren con recursos propios (internos), por ejemplo en el 2013 un 57% sería lo que le alcanzaría financiar con recursos propios o patrimonio a la división de alumbrado público de la CNFL. El restante 43% de las obras a realizarse en el 2013 deberían financiarse con endeudamiento.

Posteriormente, el indicador de rendimiento sobre el capital si es conocido y señala cuánto gana la CNFL por colón invertido de su capital. Se realiza mediante la división de utilidad neta entre el promedio de capital neto invertido. Si este indicador decae como lo muestra el cuadro anterior, significa que el rendimiento de su capital baja y genera cada vez menor utilidad.

Es importante ahora el papel del analista, ya que en este caso ARESEP debe comparar estos indicadores con las cifras que ellos depuran sobre ingresos y costos relacionados al servicio para constatar si los resultados son adecuados o no, determinando si puede o no justificar el alza propuesta en la tarifa.

## 2. Análisis de ingresos (mercado), costos y gastos, inversiones y adiciones

En esta etapa, se conoce que los costos y los gastos corresponden a operación y mantenimiento, el gasto por depreciación (activos al costo y revaluados)<sup>9</sup>, los gastos administrativos o institucionales y cualquier otro gasto asociado con el suministro efectivo del servicio público, bajo el principio de que todo gasto incluido en el cálculo de tarifas debe ser útil y utilizado; es decir, necesario para el suministro efectivo del servicio público de que se trata y relacionarse con un gasto efectivamente realizado.

Para este punto es importante tener en cuenta que para fijar, con carácter ordinario, las tarifas de las actividades de generación, transmisión y distribución, se aplica la fórmula general que se muestra seguidamente:

$$T \times Q = OPEX + G.D. \pm Otros + RSBT \quad (\text{ecuación \#1})$$

Lo anterior se traduce en una tarifa (T) por una cantidad (Q) de ventas que constituye un nivel de ingresos para la empresa debe igualar a la suma total de los gastos operativos (OPEX), más gastos de depreciación de los activos (G.D.) que se aplican a la tarifa, más otros gastos, más una rentabilidad sobre la base tarifaria (RSBT).

El análisis de ingresos y gastos se concentra por lo tanto en lo expuesto con esta ecuación, que se utiliza posteriormente para definir la tarifa del servicio en cuestión. De seguido, una breve explicación y ejemplificación de las variables.

**a) Tarifa (T):** Es el precio que se cobra por el servicio brindado, es el valor a determinar a partir de las variables dadas en la ecuación #1, presentada anteriormente. Con el valor que se determine se efectúan posteriormente las proyecciones de ingresos.

$$T = \frac{OPEX + G.D. \pm Otros + RSBT}{Q} \quad (\text{ecuación \#2})$$

---

<sup>9</sup> Ver glosario, activo al costo y activo reevaluado.

- b) **Ventas (Q)** : Importante mencionar que en este caso, el mercado de energía eléctrica posee la característica singular de que no se puede almacenar el producto a vender y, más bien, se vende lo que se demanda de acuerdo con la capacidad del sistema de distribución que se alimenta de las fuentes de generación de energía eléctrica que posee el operador.

Para el caso concreto de este estudio tarifario, la CNFL presenta su nivel de ventas histórico y realiza una proyección según un estudio de mercado, el cual considera también factores como el índice de inflación económica nacional y consideraciones tales como precios de materias primas como derivados del petróleo, cobre, acero, entre otros. La fuente de esos datos es, a discrecionalidad del operador, debilidad puntual, que se observa en este sistema de fijación tarifaria.

**Figura 8: Ventas y compras de energía, CNFL División de Alumbrado Público.**

<b>Cuadro 2-1</b>			
<b>Ventas y Compras de Energía</b>			
<b>(Millones de Colones)</b>			
	<b>2011</b>		
	<b>Real</b>	<b>Proyectado</b>	<b>Diferencia</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	
<b>Ventas de Energía</b>	<b>8 225</b>	<b>8 169</b>	<b>56</b>
<b>Compras</b>	<b>4 706</b>	<b>4 706</b>	<b>0</b>
<b>Diferencia</b>	<b>3 519</b>	<b>3 463</b>	<b>56</b>

**Fuentes: (1) Estados Financieros CNFL, 2011 sin A.P**

**(2) Solicitud de Estudio Tarifario División Energía 2011, a tarifas vigentes.**

Fuente: Extracto del estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

En la proyección de CNFL, se observa que se consideran que las ventas van a descender y las compras a mantenerse, lo cual desde esa perspectiva no favorece al equilibrio financiero. Nuevamente es importante el papel de los analistas financieros de ARESEP, quienes deben corroborar dichas cifras a partir de la otra información adjunta que justifica las ventas y las compras de energía.

- c) **OPEX**: El análisis de los costos y los gastos operativos de las empresas incorpora un análisis general, la proyección general y su tratamiento regulatorio particular, aspectos que se detallan a continuación.

- Gastos generales: Se evalúa si el costo o gasto es recurrente o no. Los costos o gastos que sean no recurrentes se verifica que en realidad lo sean y estén justificados; si la justificación no demuestra su relación con el servicio se excluyen.
- Proyección de gastos: Para la proyección de los gastos propios de operación de cada empresa se realiza un análisis de cada una de las cuentas, considerando el comportamiento de los años anteriores al año base, los efectos que tiene la inflación o la devaluación sobre cada rubro, los posibles incrementos salariales, las necesidades de crecimiento de la empresa, así como también las economías o reducciones por factores tecnológicos, de orden presupuestario o de otro tipo.

Por ejemplo, en la siguiente figura se muestra como la CNFL reporta los gastos de operación que corresponden para ellos a gastos de mantenimiento y administrativos.

**Figura 9 : Gastos de operación, división de alumbrado público, CNFL 2011**

COMPANÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. GASTOS DE OPERACIÓN ALUMBRADO PUBLICO ANEXO No. 2 (Miles de colones)				
	2011	2012	2013	2014
GASTOS DE OPERACIÓN	2.401.383	2.524.525	2.658.212	2.798.202
TOTAL GASTOS MANTENIMIENTO Y ADMINISTRATIVO	2.401.383	2.524.525	2.658.212	2.798.202
TOTAL ALUMBRADO PUBLICO	2.401.383	2.524.525	2.658.212	2.798.202

Fuente: Extracto del Estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

Efectúan un desglose de las cuentas que la CNFL quisiera mostrar, las cuales al criterio de ellos son parte de los gastos de operación, situación que obliga de nuevo a ARESEP a revisar exhaustivamente las subcuentas que conforman dichos gastos, demandando con ello no solo tiempo sino recursos tecnológicos y financieros.

**d) Otros gastos:** Dentro de otros gastos puede o no incluir los siguientes rubros; según sean estos atribuibles a la tarifa tal como lo exige la ley 7593. Se resumen los mismos en el siguiente cuadro:

Cuadro 20: Detalle de cuentas incluidas en otros gastos

Rubro	Detalle
Gasto por salarios	Se ajusta según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa si la misma se encuentra justificada técnica y financieramente.
Gastos compartidos	La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario la ARESEP lo define de forma general para el análisis tarifario respectivo.
Gasto por seguro	Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas.
Gastos por incobrables	No se reconocen tarifariamente, excepto aquellos porcentajes fijados a nivel técnico por la ARESEP, según el artículo 33 de la Ley 7593. En el caso de aquella(s) empresa(s) en las que se haya reconocido con anterioridad, este rubro debe ir disminuyendo un 25% por año consecutivo hasta eliminarlo.
Gasto por diferencias cambiarias	Se debe calcular en relación con los saldos de la deuda y los tipos de cambio al momento de los pagos, el gasto es la diferencia entre esos saldos de la deuda en colones, entre cada fecha de pago

Rubro	Detalle
Gastos financieros	Se debe calcular para cada crédito el gasto por intereses y comisiones, tomando en cuenta las amortizaciones que influyen en ese cálculo, esto con base en las condiciones crediticias pactadas por las empresas, las cuales deben ser aportadas por las mismas.
Canon de regulación	Se incluye por separado en el estado de resultados, el monto autorizado por la CGR, prorrateándolo mensualmente entre los servicios regulados.
Costo de compras de energía	Estimación de compras de energía a generación privada: Se utilizan datos históricos de los últimos cuatro años y se proyecta con base en promedios, en algunos casos con una tasa de crecimiento mínima, ya que, no se debe sobrepasar la capacidad de la planta. Se revisa la vigencia de los contratos y se usan las tarifas vigentes.
Estimación de compras de energía de empresas distribuidoras al ICE	Son las ventas totales estimadas de la empresa distribuidora menos las pérdidas menos la generación propia. Se usan las tarifas vigentes del Sistema de Generación para ventas en bloque del ICE.
Estimación de generación propia	Con base en las estimaciones de las empresas
Porcentaje de pérdidas de energía	Se calcula como el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos dos años.

Fuente: Elaboración propia con información del ET-170-2012, CNFL.

Los demás costos o gastos no son reconocidos tarifariamente, por lo que no se toman en cuenta en el estudio.

Parte de lo que se observa en el estudio tarifario, es que al ser tan variados los rubros y a falta de un estándar para realizar los desgloses respectivos, de nuevo las empresas prestadoras de servicios pueden presentar información de más o de menos.

Para el caso de ejemplo con la CNFL se presentan desgloses como el siguiente:

**Figura 10: Desglose de gasto por salarios, CNFL**

DESGLASE PLANILLA ALUMBRADO PUBLICO TOTAL GASTO				
PUESTO	CANTIDAD	SALARIO BASE	INCENTIVOS	SALARIO TOTAL
ASISTENTE ADMINISTRATIVO 1	2	7.590.503,60	702.772,85	8.293.276,45
ASISTENTE ADMINISTRATIVO 3	1	3.995.281,05	1.461.818,45	5.457.099,50
ASISTENTE ADMINISTRATIVO 4	1	4.262.960,55	1.094.400,45	5.357.361,00
AUXILIAR ADMINISTRATIVO 4	1	3.124.170,87	3.875.743,65	6.999.914,53
COORDINADOR TECNICO ESPECIALIZADO 1	2	8.198.896,27	17.948.568,83	26.147.465,10
COORDINADOR TECNICO ESPECIALIZADO 2	1	5.131.679,05	4.477.509,20	9.609.188,25
JEFE DEPARTAMENTO TECNICO	1	2.992.178,43	5.024.619,87	8.016.798,30
JEFE SECCION ADMINISTRATIVA	1	6.332.225,80	24.301.548,95	30.633.774,75
JEFE SECCION TECNICA	2	14.566.981,58	38.176.251,78	52.743.233,35
PROFESIONAL AREA ADMINISTRATIVA 3	1	3.709.838,07	12.577.584,66	16.287.422,73
PROFESIONAL AREA TECNICA 1	4	18.582.124,35	7.982.089,45	26.564.213,80
PROFESIONAL AREA TECNICA 3	2	13.576.629,65	23.406.280,45	36.982.910,10
PROFESIONAL BACHILLER TECNICO 1	1	6.688.607,30	2.784.574,95	9.473.182,25
PROFESIONAL BACHILLER TECNICO 2	1	71.844,80	71.844,80	-
TECNICO ADMINISTRATIVO 2	1	3.759.317,90	632.392,40	4.391.710,30
TECNICO ANALISTA 2	6	24.807.885,01	23.447.110,71	48.254.995,72
TECNICO ESPECIALIZADO 2	19	65.187.064,58	85.456.988,96	150.644.053,54
TECNICO ESPECIALIZADO 3	20	64.621.327,67	132.189.708,59	196.811.036,25
TRABAJADOR INSTITUCIONAL CALIFICADO 4	2	5.352.037,40	7.714.123,40	13.066.160,80
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>69</b>	<b>262.551.553,92</b>	<b>393.182.242,79</b>	<b>655.733.796,72</b>

Fuente: Estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

De nuevo toma demasiado trabajo verificar qué tipo de cuentas reportan los operadores y revisar, como en este caso, que vayan acorde a una planilla reportada para cada centro de costos de la CNFL y comprobar que efectivamente estos pertenecen a la porción que representa los servicios de Alumbrado Público.

Por otra parte, para los operadores de servicios, el trabajo de estimar estos costos es igualmente ineficiente; pues a falta de un formato o método eficiente deben definir no solo los centros de costos para los servicios, determinar los costos asociados como planilla a través de los centros de servicios y luego proceder a distribuirlos entre los procesos sustantivos que componen cada uno de los servicios que se otorgan.

- e) **Gasto por depreciación (G.D.):** Para efectos tarifarios, se utiliza el método de depreciación lineal (línea recta) que es el más sencillo y más utilizado por las empresas. Consiste en dividir el valor del activo entre la vida útil del mismo, para utilizar este método primero se debe definir la vida útil de cada clase de activos. El Ministerio de Hacienda establece los años de vida útil de cada activo y el porcentaje de depreciación que se utilizará, la tabla vigente fue aprobada en el año 2010.

Ahora bien, la ARESEP incluye la reevaluación de los activos que es una metodología propuesta para determinar el valor de los activos una vez que su vida útil ya ha pasado<sup>10</sup>. En el estudio tarifario presentado por CNFL se incluyen cuadros como el siguiente, donde se muestra el cálculo de dicho rubro de reevaluación según el índice que la CNFL determinó para dicho efecto:

**Figura 11 : Cálculo de depreciación reevaluada**

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A. CALCULO DE LA REVALUACIÓN DE LA DEPRECIACIÓN ACUMULADA-2012 (Miles de colones) ANEXO No. 9					
	Índice de Revaluac.	Saldo al 31-12-11	Depreciación 2012	Retiros	Depreciación Acumul.2012
Alumbrado Público Municipios		604.438	110.054	189.394	525.098
Alumbrado Público Financiado C.N.F.L.		835.728	155.672	0	991.400
Equipo General Alumbrado Público		535.191	251.829	0	787.020
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>1.975.357</b>	<b>517.555</b>	<b>189.394</b>	<b>2.303.518</b>
<b>REVALUACIÓN</b>					
Alumbrado Público Municipios	0,044	4.446.066	200.351	171.371	4.475.046
Alumbrado Público Financiado C.N.F.L.	0,044	1.997.509	131.471	0	2.128.980
Equipo General Alumbrado Público	0,050	230.650	78.197	0	308.847
<b>TOTAL DEPRECIACIÓN REVALUADA</b>		<b>6.674.225</b>	<b>410.019</b>	<b>171.371</b>	<b>6.912.874</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>8.649.582</b>	<b>927.575</b>	<b>360.764</b>	<b>9.216.392</b>

Fuente: Extracto del estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

La CNFL incluye también, por ejemplo, el detalle de obras a capitalizar y el cálculo del retiro de capital o valor de desecho, el cual se obtiene al liquidar un bien y retirarlo de la empresa.

<sup>10</sup> Ver Anexo #2: Procedimiento para el cálculo del valor del activo fijo neto reevaluado

A partir del gasto por depreciación de los activos en uso y reevaluados, lo que corresponde es compararlo contra lo que la empresa CNFL había proyectado invertir en los estudios anteriores, algo que se vuelve difícil con el formato y método actual que solo considera un año base para cada estudio y que las empresas pueden presentar de distintas formas si así la situación lo deja.

#### f) Inversiones

Sobre las inversiones la empresa debe adjuntar los montos de inversión proyectados para el servicio, ahí puede detallar o no estos al nivel que consideren pertinente. La siguiente figura demuestra como para el estudio tarifario ET-170-2012, la CNFL resume su plan de inversiones de cara al año 2014 tomando de base el 2011.

**Figura 12: Resumen de inversiones proyectadas, CNFL**

COMPANÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. ALUMBRADO PÚBLICO INVERSIONES 2012-2014 (Datos en miles de colones)			
Anexo 12			
	2.012	2.013	2.014
<b>ALUMBRADO PÚBLICO C.N.F.L.</b>	<b>232.629</b>	<b>280.470</b>	<b>1.190.392</b>
Programa Ampliación Sistema Alumbrado Público 181	232.629	280.470	1.190.392
<b>ALUMBRADO PÚBLICO MUNICIPIOS</b>	<b>307.802</b>	<b>1.405.366</b>	<b>857.886</b>
Programa Renovación Sistema Alumbrado Público 182	307.802	1.405.366	857.886
<b>EQUIPO GENERAL ALUMBRADO PÚBLICO</b>	<b>129.200</b>	<b>279.700</b>	<b>296.400</b>
<b>TOTAL</b>	<b>669.631</b>	<b>1.965.536</b>	<b>2.344.678</b>

Fuente: Extracto del estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

Es a partir de las inversiones proyectadas que la empresa justifica gran parte de ese rédito o rendimiento esperado con el aumento de tarifa que solicita para los años posteriores, este elemento resulta esencial para determinar si es o no aceptable el aumento.

ARESEP revisa estas inversiones para determinar cuáles corresponden o se le asignan correctamente al servicio y cuáles no aplican. Todo depende de qué hayan declarado las empresas como plan de inversiones y cuál es el fin que le dan.

Los archivos del estudio tarifario presentado por la CNFL incluyen todo el plan de inversiones para alumbrado público en los próximos dos años. Con este plan de inversiones se compara contra lo presentado por la CNFL anteriormente, para determinar el porcentaje de ejecución de inversiones, que es la relación entre el total de inversiones ejecutadas por CNFL entre el total de inversiones reconocidas por ARESEP durante los períodos analizados.

Posterior a la revisión de inversiones, viene la revisión de la adición y retiro de activos, donde corresponde verificar los inventarios de la empresa para cada servicio, tomando en cuenta cuáles activos serán liquidados o retirados de la empresa y cuáles nuevos activos se consideran para los periodos proyectados.

Finalmente, durante esta etapa se deben verificar el ingreso contra los gastos proyectados, tal como se reportan en los estados financieros según la tarifa propuesta y proyectada. Para el caso de la CNFL ET-170-2012 lo reportado fue lo siguiente:

Figura 13: Estado de resultados con tarifa propuesta, CNFL

COMPANÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. DIVISIÓN ALUMBRADO PUBLICO ESTADO DE RESULTADOS A TARIFAS PROPUESTAS (Miles de Colones)				
Cuadro 4-1				
	2011	2012	2013	2014
M.W.H. Vendidos	88.231	89.466	89.586	89.867
Precio Promedio K.W.H.	93,01	93,11	104,08	105,26
Ingresos Ventas de Energía	8.206.481	8.330.076	9.324.073	9.459.249
Otros Ingresos de Operación	18.324	19.205	20.166	21.166
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>8.224.805</b>	<b>8.349.281</b>	<b>9.344.239</b>	<b>9.480.415</b>
Compras de Energía	4.706.041	4.803.002	4.708.996	4.657.279
Mantenimiento (Cuadro 3-5) <sup>1</sup>	2.401.383	2.524.525	2.658.212	2.798.202
Cánon por Regulación	12.483	7.680	8.049	8.452
Gastos de Depreciación	670.354	927.575	1.003.951	1.118.404
<b>TOTAL DE GASTOS</b>	<b>7.790.261</b>	<b>8.262.781</b>	<b>8.379.208</b>	<b>8.582.337</b>
<b>INGRESO NETO DE OPERACIÓN</b>	<b>434.544</b>	<b>86.500</b>	<b>965.031</b>	<b>898.078</b>
<b>UTILIDAD O PERDIDA NETA</b>	<b>434.544</b>	<b>86.500</b>	<b>965.031</b>	<b>898.078</b>

<sup>1</sup>: Incluye Gasto Administrativo

Fuente: Extracto del estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

A partir de los datos suministrados, la metodología intenta llevar a un equilibrio financiero donde se igualen los ingresos (T X Q) a los gastos antes mencionados. A estos gastos además se le suma una rentabilidad sobre la base tarifaria que será propiamente el porcentaje de aumento que se otorgaría sobre la tarifa vigente.

En la actualidad, ARESEP hace un análisis antes de la tarifa, pero no ejecuta una revisión post tarifa para efectivamente medir el efecto del aumento aprobado o de la rebaja aprobada en ellas y compararlo con indicadores financieros que demuestren como se desempeña la empresa.

### 3. Rentabilidad sobre la base tarifaria (RSBT)

El penúltimo paso, es el cálculo del rendimiento sobre la base tarifaria, que corresponde a los fondos tarifarios que se asignan para que la empresa realice las nuevas inversiones que garanticen la sostenibilidad del servicio. El rendimiento sobre la base tarifaria se determina mediante la siguiente fórmula:

$$RSBT = r \times BT \text{ (ecuación \#3)}$$

- Rentabilidad sobre el capital (r): Para obtener una tasa de rentabilidad sobre el capital o rédito para el desarrollo, se utiliza el Modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés<sup>11</sup>) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés<sup>12</sup>), que son los métodos usados por la ARESEP para otros servicios regulados. Esta tasa de rentabilidad corresponde a la tasa de rédito para el desarrollo que se presentó en la figura 3.
- Base tarifaria (BT)<sup>13</sup>: Es para el caso de CNFL, el activo fijo neto reevaluado más el capital de trabajo para el periodo.

Al aplicar estos modelos financieros, se llega a obtener una tasa de rentabilidad deseada que no es más que la tasa de rédito para desarrollo que argumenta la CNFL. Lo que se quiere determinar es la rentabilidad “r”, la cual se puede despejar de la ecuación #1 reacomodando términos así:

$$r = \frac{(T \times Q) - OPEX \pm Otros - G.D.}{BT} \text{ (ecuación \#4)}$$

En términos teóricos, se considera que la rentabilidad porcentual que se obtiene, es real y no nominal, dado el efecto de reevaluación que se aplica a los activos.

La ARESEP interpreta que el WACC indica la tasa de rentabilidad de la empresa, a partir de la ponderación de las tasas de capital propio y el costo de la deuda, que se puede obtener como un costo marginal del endeudamiento o tasa de interés promedio para los últimos créditos que haya obtenido la empresa. De esta forma, se aplican ambos métodos para cálculo del costo de capital propio y de la empresa.

**Cuadro 21: Resumen de tasas de costo de capital de empresa para CNFL 2012**

Costo de capital Propio (CAPM) según CNFL	Costo de capital de empresa (WACC) según CNFL	Costo de Capital de empresa según ARESEP (tarifa vigente)	Costo de Capital de empresa según ARESEP (tarifa propuesta)	Costo de Capital de empresa según ARESEP (ajustada)
7.70%	5.38%	2.97%	6.21%	5.40%

Fuente: Estudio tarifario ET-170-2012, CNFL

<sup>11</sup> Ver Anexo 1: WACC: Weighted Average Cost of Capital

<sup>12</sup> Ver Anexo 1: CAPM: Capital Assets Pricing Model

<sup>13</sup> Ver Anexo 3: Diferencias para el cálculo de Base tarifaria en CNFL

El cuadro anterior concluye que una tasa de retorno cercana al 5.40% por modelo WACC, puede ser aceptada para regir en las tarifas. Es decir  $r = 5.40\%$ . Luego la base tarifaria se determina con el ajuste sobre el activo neto reevaluado y el capital de trabajo. Esta base ajustada arrojó por parte de ARESEP un valor de ¢349 618.10 millones para el 2012, monto que fue debidamente ajustado por variaciones en adiciones de activos, retiro de activos, reevaluación de activos y, finalmente, el capital de trabajo de la CNFL que según el contrato eléctrico corresponde al 3% del promedio de Activo fijo bruto.<sup>14</sup>

Si bien es cierto para el caso de estudio la tasa de rentabilidad estimada por ARESEP y la CNFL concuerdan dentro de ciertos niveles de aceptación, los montos de adiciones de activos, retiro de activos, reevaluación y capital de trabajo nuevamente vuelven a ser sujeto de discusión; pues no es clara la aplicación de la metodología según los operadores de servicios, ya que depende mucho de la interpretación de las cuentas de activos y sobre que se puede incluir o no en el servicio.

#### **4. Ajustes de ingresos y tarifas para garantizar el equilibrio financiero**

En esta etapa final, el responsable de ARESEP aplica los artículos de la Ley 7593 para determinar si la tarifa propuesta se encuentra justificada según los costos desglosados y justificados para el servicio.

La tasa de retorno que había calculado la CNFL en su documentación si cabía dentro del rango permisible para realizar el aumento; sin embargo, en este caso la ARESEP decidió rechazar el alza en la tarifa debido a que se solicitaron aclaraciones sobre cuentas claves que la CNFL no aportó oportunamente. Se enfatiza el hecho de que no es clara, sistemática y transparente la metodología; puesto que no hay un estándar para establecer distintos aspectos como equilibrio financiero, solidez financiera, capacidad de inversión, entre otras.

Aquí el punto a criticar es que no hay un análisis financiero formalmente definido y adecuado para ver como inciden los gastos y costos en la estructura de capital de la

---

<sup>14</sup> Ver Anexo 3: Diferencias para el cálculo de Base tarifaria en CNFL

empresa, para efectivamente verificar con las cifras que provee la empresa si está en un desequilibrio financiero o si no lo está.

Es evidente en este punto la necesidad de implementar una solución que estandarice un método sencillo de aplicar para ambas partes, tanto el ente regulador como el operador.

Un aspecto importante y que se analiza ahora son los demás indicadores financieros que toman en cuenta para estudios tarifarios en el servicio de energía por parte de ARESEP. Se vuelve vital para la organización comparar estos indicadores, con los que se toman en cuenta en otras entidades regulatorias o evaluadoras de riesgo financiero, para así formar criterio sobre posibles opciones de solución y mejora en el sistema actual.

### 3.3 Indicadores financieros aplicados a estudios tarifarios en sector de energía eléctrica

Al realizar el análisis de la situación financiera en el estudio tarifario de la CNFL, se toman en cuenta para verificar el equilibrio financiero los indicadores descritos en el siguiente cuadro resumen:

**Cuadro 22: Resumen de los indicadores financieros analizados para CNFL**

Indicador encontrado en los estudios tarifarios
• Composición de los gastos de operación
• Variación anual de gastos de operación (3 años)
• Rentabilidad sobre los activos (ROA) (7 años)
• Inversiones realizadas vs. reconocidas por ARESEP (5 años)
• Resultados de operación vs. netos (5 años)
• Capital de trabajo (5 años) (AC-PC)
• Comportamiento del EBITDA (5 años)
• Crecimiento de ventas
• Utilidad neta y rentabilidad sobre el patrimonio (ROE) proyectados
• Utilidad neta y rentabilidad sobre el patrimonio (ROE) con tarifa propuesta
• Capital de trabajo con tarifa actual vs. propuesta
Fuente: Elaboración propia con datos del ET-170-2012 y el ET-168-2012, estudios tarifarios aplicados a CNFL

Tal como se observa del cuadro anterior, en su mayoría los indicadores que se analizan en la actualidad en ARESEP son de carácter contables y básicamente no reflejan aspectos importantes para determinar si de verdad la empresa operadora está o no en condiciones de invertir, endeudarse, si está comprometida su liquidez u otro tipo de análisis que permita evaluar cómo afectan los efectos de aprobación o no de las solicitudes de alza tarifaria.

Por otra parte, hay que indicar que la metodología de tasa de retorno, por si sola, no estimula la eficiencia en las empresas reguladas. Esto ha planteado la disyuntiva de cambiar la metodología actual o complementarla con algunos criterios de eficiencia, lo que implica no incorporar en los cálculos todos los gastos o inversiones realizadas, sino solo las que pasen por un filtro en donde se evalúe la eficiencia de la gestión y se apliquen algunos otros criterios, tales como impacto sobre la tarifa o proporción respecto a la tarifa, entre otros que permitan analizar la razonabilidad, conveniencia y justificación de cada partida.

### **3.4 Análisis FODA del modelo actual**

De acuerdo con lo expuesto para el modelo tarifario de ARESEP, se rescatan los principales elementos a nivel interno en cuanto a fortalezas y debilidades contrapuesto con el nivel externo de oportunidades y amenazas.

Cuadro 23: Análisis FODA de la metodología tarifaria actual

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Existe un nivel alto de apropiación en el manejo del cálculo tarifario por parte de la institución y el personal encargado.</li> <li>✓ Los métodos de cálculo de tasa de retorno WACC y CAPM, son los más conocidos y sencillos de aplicar; ya que se utilizan ampliamente en distintos modelos financieros alrededor del mundo.</li> <li>✓ El modelo actual si contempla en detalle cómo se mueven contablemente los activos al incorporar la variable de activo fijo neto reevaluado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ No hay estandarización de criterios contables y financieros que sean claros para los operadores de servicios regulados.</li> <li>✓ El modelo actual no ha sido complementado con elementos que promuevan la eficiencia económica o financiera de manera que no hay forma de establecer cuando el operador ha sido o no eficiente en el manejo de activos, sus inversiones, su deuda u otros elementos financieros.</li> <li>✓ No se realiza análisis post tarifa, que permitan evaluar si verdaderamente se cumple el equilibrio entre costos e ingresos post tarifa.</li> <li>✓ La metodología y los modelos empleados, velan principalmente por manejar un servicio al costo, que es básicamente a lo que se ha limitado el alcance de ARESEP, quedando cortos en cuanto a verificar si la modificación en las tarifas inciden en la solidez financiera real de las empresas como tales.</li> </ul>

<b>Oportunidades</b>	<b>Amenazas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Es posible establecer un marco de referencia entre indicadores utilizados actualmente en ARESEP, no solo con los utilizados en otras entidades regulatorias sino con otras entidades como evaluadoras de riesgo financiero o similar que puedan servir de estándar de medición.</li> <li>✓ A partir de la incorporación de un método estándar de análisis financiero para la fijación tarifaria es posible facilitar los procesos de cálculo, análisis y seguimiento regulatorio.</li> <li>✓ Es importante definir un proceso de seguimiento al impacto de las tarifas de forma prospectiva, para calibrar el efecto real en la situación financiera de la institución regulada, que además sirva para seguir afinando los modelos tarifarios aplicados por ARESEP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La falta de un análisis comparativo con metodologías similares, no permite establecer parámetros de calidad de las metodologías vigentes, ni verificar si estas son eficientes o no para el campo en que se aplican, por ejemplo el modelo vigente de energía eléctrica tiene de base el modelo creado en la antigua Servicio Nacional de Electricidad (SNE).</li> <li>✓ Dada la fórmula en que se aplica la tasa de rentabilidad, existe el riesgo de que los recursos que genere el rédito para el desarrollo se destinen en parte para gastos de operación y mantenimiento, en perjuicio de las inversiones nuevas que amplíen la capacidad instalada del sistema eléctrico.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

Para complementar el análisis expuesto en el cuadro anterior, se puede decir sin ser muy críticos que no hay un análisis profundo del desempeño financiero real de la empresa. Se tiene de momento una intervención corta y limitada, solamente se verifica en caso de solicitudes de cambio de tarifas o de ajustes tarifarios, o bien que exista un equilibrio entre costos e ingresos aplicables al servicio y haya una tasa de rentabilidad adecuada para conllevar este equilibrio.

Según lo revisado hasta este punto las preguntas claves son: ¿cómo se pretende velar por el cumplimiento óptimo del servicio?, ¿por la calidad de estos?, ¿por su continuidad sin pasar más allá de verificar costos contra ingresos como factor de equilibrio financiero de una empresa? ¿No se debe hacer un análisis financiero que denote la solidez en términos de capacidad de inversión, capacidad de financiamiento, liquidez, solvencia, u otros? En definitiva, luego de haber realizado el análisis de la metodología tarifaria en el sector de energía eléctrica, se vuelve necesario identificar puntos de referencia con otros

sectores, otros entes reguladores y otras empresas que nos sirvan como se rescata en las oportunidades los parámetros de mejora en los análisis efectuados hasta ahora.

### **3.5 Metodologías e indicadores financieros en entes reguladores de Latinoamérica**

Para determinar parámetros de mejora en la metodología tarifaria del sector eléctrico que emplea hoy ARESEP, se evalúa las metodologías e indicadores en materia financiera que se aplican en los principales entes reguladores de la región latinoamericana.

Por ejemplo, para regular la distribución, el sistema de remuneración aplicado en Chile, Perú, Colombia, Brasil, es el modelo de “regulación por incentivos”, o sea fijar ingresos o tarifas con una trayectoria temporal de 4 ó 5 años, lo cual genera a la empresa un incentivo en la reducción de costos para de esta forma obtener beneficios.

La investigación sobre metodologías de fijación tarifaria en latinoamérica es algo relativamente nuevo en ARESEP; por lo tanto, se presenta una breve descripción de lo que se pudo hallar en fuentes de acceso público como páginas de internet o referencias citadas por expertos.<sup>15</sup>

Es importante mencionar que hay ciertas limitantes considerables para lograr comparar modelos tarifarios entre países, ya que cambian elementos, como: las estructuras legales de la regulación para cada país, las estructuras de los servicios según el tamaño, tipo, fuentes de energía, economías de escala de las empresas operadoras, entre otras. Sin embargo, es importante verificar qué tipo de información se toma en cuenta en cada uno de los modelos regulatorios extranjeros que se encuentren; pues así se puede eventualmente establecer esos parámetros de medición o comparación respecto a los modelos aplicados en ARESEP.

### **3.6 Indicadores financieros de otros sectores**

El uso de indicadores de desempeño para comparar la gestión financiera de los prestadores de servicios públicos es una herramienta cada vez más utilizada por los directivos de las entidades prestadoras, los órganos reguladores, las autoridades y los

---

<sup>15</sup> Ver Anexo #4

propios usuarios de los servicios. De esta manera, al comparar cronológicamente la evolución de los indicadores de desempeño de una entidad, se consigue hacer un seguimiento del resultado de las decisiones tomadas por la gerencia, permitiendo tomar medidas hacia su refuerzo o corrección según corresponda (Ducci, 2013).

Además, la comparación de estos indicadores entre entidades ofrece la posibilidad de realizar diagnósticos integrales y comprensibles del estado de la gestión, al tiempo que se identifican sus fortalezas y debilidades para facilitar la toma de decisiones y la asignación de recursos.

Por las condiciones y las características del servicio, se determinó que el servicio de aguas es el que se puede comparar mejor con la estructura del servicio de energía eléctrica, al ser similares en cuanto hay un producto que se debe recaudar y distribuir, muy distinto al sector de transportes públicos que no se caracteriza de esa forma.

Por dicha razón se precedió con un análisis de indicadores financieros para el sector de aguas que se describe en el siguiente apartado.

### **3.6.1 Indicadores financieros encontrados en el sector de aguas**

A partir de un estudio efectuado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se han recopilado los principales indicadores financieros que se miden en las empresas en el sector de aguas en Latinoamérica y el Caribe.

La muestra analizada considera un total de 61 empresas, con indicadores financieros para los años 2009, 2010 y 2011. La base de información incluye el país, estructura jurídica de la entidad, propiedad (pública o privada) y tamaño de la misma (pequeña, mediana, grande). Las 61 empresas analizadas están distribuidas en 19 países de la región, se dividen 48 en empresas públicas y trece empresas de carácter privado y, en relación con su tamaño, 48 son grandes, cinco medianas y ocho pequeñas. Donde el tamaño de empresa que se categorizó fue de acuerdo con la cantidad de conexiones de agua que mantiene la misma siendo así:

- Pequeña (< 15.000 conexiones de agua),
- Mediana (> 15.000 conexiones de agua y < 40.000 conexiones de agua)
- Grande (> 40.000 conexiones de agua).

Como aclaración, los datos del estudio han sido obtenidos a través de una serie de fuentes, entre las que se incluye información publicada por los organismos reguladores de los países, análisis financiero de entidades en las que el Banco ha financiado recientemente proyectos de agua y saneamiento, e información publicada por las propias empresas en sus sitios web. Del estudio -como los principales indicadores financieros para evaluar en el sector de aguas- se definieron los siguientes:

- **Índice de cobertura de costos operativos:**

El índice de cobertura de costos operativos es el indicador básico y elemental de cumplimiento cuando se quiere analizar el desempeño operativo de una empresa, ya que representa el cociente entre la facturación total por los servicios prestados (ingresos procedentes de los servicios de operación de la entidad), en relación con los costos operativos totales, donde se incluyen los costos de operación, mantenimiento y administrativos, sin incluir los costes de depreciación de los activos en el periodo anual considerado. Este último punto es discutible; ya que para la contabilidad normal y regulatoria el gasto de depreciación corresponde a una “salida” de fuente de dinero por el uso de instalaciones, equipo u otros elementos que si se utilizan directa o indirectamente en la prestación del servicio. Por ello, habría que considerar incluir este gasto más bien dentro de los gastos operativos para así mantener un estándar con las prácticas contables mundiales.

Este es un indicador clave que muestra el margen en el resultado de explotación de una entidad, de manera que si la facturación no alcanza a cubrir sus costos operativos, se produce un déficit en las actividades operativas de la empresa, que debe ser financiado mediante recursos provenientes de otras fuentes externas. Por el contrario, un alto excedente en este indicador de cobertura de costos operativos marcaría una buena disponibilidad para acometer inversiones relacionadas con el servicio (Ducci, 2013).

Por ello es que este indicador pretende medir el excedente (> 100%) o faltante (< 100%) financiero, una vez cubiertos los costos de operación. Resulta interesante analizar este indicador para cada prestador a lo largo del tiempo, para obtener un

panorama de la evolución de la capacidad de cada servicio de generar fondos (Ducci, 2013).

De acuerdo con el sector se recomienda que el excedente no debe ser menor a un 30%, por lo tanto, este índice debe procurar mantenerse sobre el 130% para garantizar que las empresas cubren sus costos operativos con su ingreso operativo.

- **Índice de endeudamiento:**

El índice de endeudamiento es otro indicador financiero cuyo objetivo es medir el grado total de apalancamiento de las empresas, mediante financiación externa o ajena. Es decir, este indicador mide la relación existente entre el importe de los fondos propios (patrimonio neto) de una empresa en relación con las deudas que mantiene tanto en el largo como en el corto plazo (Ducci, 2013).

El uso apropiado del endeudamiento es una vía para conseguir mejorar la rentabilidad sobre los recursos propios de la empresa y, en consecuencia, generar valor para el accionista. Como en tantas otras actividades, la clave está en gestionar con acierto la cantidad de deuda asumida, para lo cual es esencial mantener una actitud proactiva que se base en el conocimiento del negocio y en las perspectivas sobre su evolución futura. Para lograr esta adecuada gestión, todo equipo directivo debe analizar y tomar decisiones sobre aspectos tales como: coste real de la deuda, naturaleza del tipo de interés (fijo o variable), naturaleza del endeudamiento (moneda nacional o extranjera), actitud ante el riesgo, etc.

Por norma general, se suele recomendar que este indicador no debe alcanzar valores superiores al 100%, los cuales indicarían que las deudas del largo y corto plazo estarían por encima de los capitales propios y, por lo tanto, la estructura financiera de una empresa pudiera ser inestable, aunque habría que considerar el cúmulo de factores señalados anteriormente (Ducci, 2013).

Los bajos niveles de endeudamiento externo pueden representar una oportunidad para muchas empresas prestadoras de servicios de acceder a los mercados de capitales<sup>16</sup> y, de esta forma, reducir la dependencia de recursos entre entidades

---

<sup>16</sup> Ver Glosario

prestadoras. Pero hay que tener en cuenta que para acceder a los mercados de capitales, los inversores exigen, entre otros factores, regulaciones claras y estables, robustez financiera de las entidades prestadoras, regímenes de información pública que den transparencia a la gestión financiera y marcos de gobernanza que minimicen la interferencia de la política de las empresas operadoras del servicio.

- **Índice de rentabilidad sobre patrimonio:**

Este índice mide el grado de rentabilidad de las empresas mediante la relación entre el resultado neto del período sobre su patrimonio neto. Es decir, mide la capacidad de generación de utilidad por parte de una empresa, en relación con el capital aportado por los inversionistas (Ducci, 2013).

No existe un valor de referencia de este indicador, pero como el objetivo de toda empresa debería ser la obtención de beneficios finales, cuanto mayor sea su valor será más positivo, sobre todo para los accionistas de la empresa que verán mejor remunerado el capital que han invertido en la misma. Por el contrario, un valor bajo implicaría una escasa rentabilidad de la empresa; puede afirmarse que valores más bajos o próximos a los intereses de la renta fija suponen un dato negativo sobre la evolución del negocio.

Es importante analizar que estos indicadores empleados en el sector de aguas, se aplican sobre empresas distintas de países distintos. Resulta evidente por lo tanto, que los valores obtenidos para cada indicador se ven y se verán afectados por muchos factores de economía del país, estructura de capital de la empresa, tipo de servicio prestado, entre otros. Sin embargo, este indicador se puede aplicar para nuestro país en el Sector de energía eléctrica, ya que los indicadores son la base para luego poder forjar medidas con empresas del sector, de tal manera se puede establecer puntos de comparación y se fomente la eficiencia.

### 3.7 Indicadores financieros aplicados por calificadoros de riesgo a empresas prestadoras de servicios de electricidad

#### Fitch Ratings

En un caso muy concreto, la empresa calificadora de riesgos financieros Fitch Ratings, ha evaluado recientemente, en setiembre del 2013, a los prestadores de servicios de energía eléctrica como el ICE y la CNFL en escala internacional y mundial.

En concreto al ICE le otorgan una calificación “BB+” calificación internacional, mientras que le dan una calificación nacional de “AAA (cri)” igualmente que a la CNFL que es 98.6% propiedad del mismo Grupo ICE. Entre los indicadores que se evaluaron se encuentran:

**Cuadro 24: Indicadores principales de calificadora de riesgo Fitch Ratings en ICE y CNFL**

Indicador o elemento evaluado	Resultado (datos considerados del 2012)
Composición de los activos	Grupo ICE (CNFL inclusive) maneja todas las etapas del servicio eléctrico (generación, transmisión, distribución) y la telefonía fija, móvil y de internet de banda ancha por lo que posee un portafolio diversificado de activos.
Participación del mercado	Grupo ICE por ley posee el monopolio en el segmento de electricidad, lo cual le da bajo nivel de riesgo.
Nivel de ventas	ICE = 1,270,331 Millones de colones
EBITDA	ICE = 315.717 Millones de colones (60% proviene del sector de electricidad) CNFL = 15.935 Millones de colones
Nivel de apalancamiento	Moderado
Cobertura de interés	Satisfactorio
Capacidad de inversión	Moderado
Capacidad de generación de efectivo	Estable

Fuente: Elaboración propia con datos de (Fitch Ratings, 2013)

Es importante incluir que se analizan en estos estudios de riesgo elementos propios del mercado, como los costos por compra de energía de la CNFL al ICE. Además de ello, la empresa hace un resumen de factores claves como interferencia política y regulatoria, calificación del soberano de Costa Rica y otras que se salen de los propósitos de este estudio.

### Class y Asociados S.A.

Esta calificadora de riesgo financiero ha evaluado empresas del sector eléctrico en Latinoamérica. Se resume los principales indicadores financieros con un ejemplo aplicado a la empresa Edelnor S.A. en el año 2013 que se muestra en la siguiente figura.

Figura 14 : Indicadores financieros aplicados a Edelnor S.A. por Class y Asociados S.A.

Resumen de estados financieros individuales y principales indicadores (En miles de Nuevos Soles al 30 de junio del 2013)				
	2011	2012	Jun.2013	Jun.2012
Ventas netas	1,871,343	2,098,697	1,062,575	1,055,276
Resultado bruto	495,466	543,340	261,465	271,537
Resultado operacional	367,091	379,439	183,143	190,662
Depreciación y amortización	117,890	127,641	63,715	61,779
Flujo depurado	485,007	507,612	245,391	252,535
Gastos financieros	80,028	84,442	36,545	37,252
Resultado no operacional	-67,348	-61,646	-31,661	-21,638
<b>Utilidad neta</b>	<b>205,751</b>	<b>217,017</b>	<b>107,087</b>	<b>123,239</b>
<b>Total Activos</b>	<b>2,620,471</b>	<b>2,806,144</b>	<b>2,901,391</b>	<b>2,778,242</b>
Disponibles	47,700	73,516	76,775	151,064
Deudores	300,770	270,929	299,718	287,407
Activo Fijo	2,212,998	2,404,713	2,457,967	2,271,532
<b>Total Pasivos</b>	<b>1,623,735</b>	<b>1,726,851</b>	<b>1,783,577</b>	<b>1,753,330</b>
Deuda Financiera	938,096	953,768	984,084	986,633
<b>Patrimonio</b>	<b>996,737</b>	<b>1,079,293</b>	<b>1,117,814</b>	<b>1,024,913</b>
Result. Operacional / Ventas	19.62%	18.08%	17.24%	18.07%
Utilidad Neta / Ventas	10.99%	10.34%	10.08%	11.68%
Flujo depurado / Activos Prom.	18.99%	19.96%	17.43%	18.32%
Rentabilidad Patrimonial Prom.	20.83%	20.91%	19.50%	23.01%
Liquidez corriente	0.70	0.64	0.62	0.70
Liquidez ácida	0.65	0.60	0.57	0.65
Pasivos / Patrimonio	1.63	1.60	1.60	1.71
Deuda Financiera / Patrimonio	0.94	0.88	0.88	0.96
% de Deuda de corto plazo	32.9%	33.4%	38.7%	38.8%
D. Financiera / Flujo depurado	1.93	1.88	2.01	1.95
Índice de Cobertura Histórica	6.63	7.27	7.93	7.01
<b>EBITDA</b>				
EBITDA	484,981	507,080	246,858	252,441
Deuda Financiera / EBITDA	1.93	1.88	1.99	1.95
EBITDA / Gastos financieros	6.06	6.01	6.75	6.78

Fuente: (Class y Asoc., 2012)

La empresa Class y Asoc. realiza básicamente un análisis de indicadores para resultados, eficiencia y rentabilidad, los cuales complementa con análisis de la estructura financiera de la empresa así como el nivel de endeudamiento, la cobertura y liquidez de sus activos.

Para el modelo tarifario de ARESEP, sería interesante verificar como este tipo de empresas miden esos indicadores financieros, para luego poder establecer criterios que permitan evaluar el riesgo financiero de las empresas prestadoras de servicios públicos. Asimismo, mediante este tipo de estudios, se puede hallar nuevas opciones de análisis que complementen los estudios tarifarios y, de alguna forma, sistematicen lo que hasta hoy en día no está estandarizado y es punto débil en la regulación tarifaria del sector eléctrico estudiado.

### **3.8 Limitantes del estudio**

El nivel de análisis realizado es un factor a tomar en consideración; pues dadas las condiciones de la metodología empleada en la ARESEP, no es sencillo encontrar toda la información sistematizada en los expedientes, lo cual causa que el factor tiempo incida en el alcance logrado.

Gran parte de la información de entidades regulatorias que se encontró estaba en archivos escaneados, no legibles y con datos e información que se volvía difícil de extraer, provocando no solo un atraso en el proceso de análisis sino omisiones que pueden limitar su alcance.

El estudio a nivel de benchmarking, donde se busca la información regulatoria de otros entes regionales reveló que es poca, inexacta la información de muchos entes regulatorios para el sector de energía eléctrica. A pesar de que se pudo hacer un acercamiento con fuentes oficiales mediante sus sitios web, este acercamiento es de nuevo limitado; puesto que estas fuentes contienen información distinta o inexistente en cuanto a metodologías tarifarias para el sector de energía eléctrica e indicadores financieros para estos procesos.

#### 4 Propuesta del modelo financiero para evaluar el desempeño de la CNFL

De acuerdo con el análisis realizado sobre la metodología tarifaria que se aplica para el sector de energía eléctrica de ARESEP, con ayuda de la herramienta de FODA, se pudo observar las principales debilidades presentes en el modelo actual.

A estas debilidades se les pretende desarrollar una propuesta de mejora en un modelo financiero que apoye el proceso de fijación tarifaria de ARESEP, así como también para que las mismas empresas operadoras de servicios públicos como la CNFL, puedan obtener mayor claridad sobre los aspectos que se le revisan desde la perspectiva regulatoria de cara a brindar siempre un mejor servicio a los usuarios. A continuación el siguiente cuadro muestra el resumen de las debilidades detectadas y las correspondientes propuestas de mejora.

**Cuadro 25: Propuestas de mejora a incorporar en el modelo financiero**

Debilidades	Propuestas de mejora
✓ No hay estandarización de criterios contables o financieros claros para aplicar a metodologías tarifarias.	1. Desarrollar un catálogo de cuentas, para manejar el mismo tipo de información contable y financiera para cada operador, estandarizando así la información requerida. 2. Desarrollar una herramienta de fácil uso que permita hacer un análisis financiero de la empresa integral pero simple, a partir de datos históricos provenientes de estados financieros o información solicitada, aplicable tanto antes de fijación tarifaria como post fijación, de manera que se evalúe el impacto correspondiente. 3. Incorporar un modelo de análisis financiero que permita medir la solidez financiera de las empresas operadoras de cara a verificar el equilibrio financiero post tarifa.
✓ El modelo actual no ha sido complementado con elementos que promuevan la eficiencia económica o financiera	
✓ No se realiza análisis post tarifa, que permitan evaluar si verdaderamente se cumple el equilibrio entre costos e ingresos post tarifa.	
✓ La metodología y los modelos empleados, velan principalmente por manejar un servicio al costo, quedando cortos en cuanto a verificar si la modificación en las tarifas inciden en la solidez financiera real de las empresas.	

Fuente: Elaboración propia

Según lo expuesto en el cuadro anterior, el objetivo es cumplir con un el diseño de un modelo financiero que permita medir el desempeño de los operadores de servicios, lo cual

para efectos de este proyecto se delimitó al sector de energía eléctrica, aplicado específicamente en la CNFL.

La herramienta que se propone será un complemento a los estudios tarifarios y la aplicación de metodologías tarifarias de manera que facilite el análisis post tarifa de la empresa, con una metodología que se enfoca en evaluar el equilibrio financiero de las empresas a partir del manejo de sus inversiones y sus fuentes de financiamiento, que básicamente es lo que le da la estructura financiera a la empresa.

A continuación se hace una descripción concreta de cada aspecto que compone el modelo propuesto; se aplica con datos de los estados financieros auditados y publicados por la CNFL para los últimos cuatro períodos 2009-2012, de manera que se pueda lograr solucionar la situación planteada en el capítulo 3.

#### **4.1 Estandarización de criterios contables**

Uno de los aspectos que se pudo observar en el análisis de la metodología tarifaria actual, fue el hecho de que los analistas financieros, al momento de aplicar los modelos tarifarios y verificar los ajustes que solicitan las empresas operadoras de servicios, no manejan un estándar formal de cuentas o formatos contables claros que las empresas puedan llevar fácilmente. Por esa razón, es que muchas veces los estudios tarifarios terminan tomando más tiempo del debido; ya que hay un constante movimiento de peticiones, solicitudes y documentos en medio para tratar de acoplar la información financiera que espera ARESEP con lo que le brinda la empresa.

Como solución a este problema se propone manejar un catálogo de cuentas que respondan a una contabilidad regulatoria y formatos de análisis financieros ya previamente definidos<sup>17</sup>. Para ejemplificar en la herramienta, se utiliza la contabilidad universal de los estados financieros ya auditados de la CNFL, tal como se exponen en la siguiente figura ilustrativa.

---

<sup>17</sup> La contabilidad regulatoria incluye las cuentas que son aceptadas como parte del servicio, la definición de esta contabilidad es completamente una labor propia de ARESEP y queda fuera del alcance de este proyecto.

Cuadro 26: Ejemplo para el catálogo de cuentas

#	Balance General (en miles de colones)		
	Períodos	2011	2012
1	Caja y Bancos	₡ 10,915,311.00	₡ 14,613,463.00
2	Efectos por cobrar	₡ 1,054,461.00	₡ 1,357,346.00
3	Cuentas por cobrar (neto)	₡ 28,978,731.00	₡ 29,388,455.00
4	Inventarios	₡ 5,881,461.00	₡ 6,351,078.00
5	Gasto pagados por anticipado	₡ 3,436,968.00	₡ 6,153,183.00
6	<b>Total Activo Circulante</b>	<b>₡ 50,266,932.00</b>	<b>₡ 57,863,525.00</b>

Fuente: Elaboración propia

Así como se ilustra, continúa todas las cuentas de los estados financieros del balance, estado de resultados integrales y estado de flujos de efectivo de la empresa<sup>18</sup>. Esto permite que la herramienta utilice referencias por número de cuenta para evitar equivocaciones en el uso de la misma.

Es necesario incluir una descripción para cada cuenta<sup>19</sup> de cada uno de los estados financieros solicitados por ARESEP, para que así quede especificado cuáles subcuentas incluye o no cierto rubro y el cliente (Operador) pueda entender, de forma más clara, lo que se le solicita para realizar peticiones de ajuste tarifario.

Por ejemplo, la cuenta del balance general número 04, correspondiente a los inventarios debe llevar una explicación que se manejaría así:

Cuadro 27: Ejemplo de formato para estandarizar cuentas de información financiera

Número de cuenta	Estado financiero	Nombre	Descripción de la partida
04	Balance general	Inventarios	Corresponde a materiales y accesorios que se utilizan en la distribución de la energía eléctrica; se contabilizan al costo que al cierre del ejercicio se reduce a su valor neto de realización si este es menor. El costo se determina con base en el método del costo

<sup>18</sup> Ver Anexo 5: Catálogo de cuentas

Cuentas del balance general

<sup>19</sup> La descripción del catálogo de cuentas queda por fuera del alcance de este proyecto.

			<p>promedio. El costo de los inventarios comprende todos los costos derivados de su adquisición y transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para darles su condición y ubicación actuales.</p>
--	--	--	---

Fuente: Elaboración propia

De esta forma se tendría que disponer todo el catálogo para definir concretamente como se contabiliza cada cuenta o subcuenta de ser el caso. El ejemplo anterior es ilustrativo, corresponde a la ARESEP el ejecutar la descripción de cada cuenta una vez que se tenga claro el proceso de contabilidad regulatoria.

## **4.2 Herramienta de apoyo para análisis financiero integral de la empresa**

Posterior a definir el estándar del formato y el tipo de información que se requiere a nivel de contabilidad regulatoria, se propone realizar un diagnóstico financiero integral de la empresa para medir el desempeño y la solidez que presenta la misma según la información que reporta en los estados financieros auditados.

Con ello se pretende lograr un estudio de apoyo para ver el impacto de ajustes tarifarios en las finanzas de la empresa. Para este fin se desarrollaron los siguientes apartados.

### **4.2.1 Análisis de tendencias en el tiempo**

Con el propósito de verificar cambios importantes en las series históricas de las cuentas que presentan los estados financieros de la CNFL, se realiza un análisis de crecimiento a nivel horizontal, que tal como se explicó en el capítulo 1 permite verificar si han ocurrido cambios importantes en la gestión de cuentas claves en los períodos analizados, tal como se observa en el siguiente cuadro.

Cuadro 28: Ejemplo de análisis horizontal tres años, CNFL

## Estado de Resultados - Análisis Horizontal

	2010	2011	2012
Ventas netas	6%	0%	3%
Costo de ventas	4%	0%	2%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>13%</b>	<b>0%</b>	<b>8%</b>
Gastos administración y generales	20%	11%	6%
Gastos de consumidores	22%	15%	9%
Depreciaciones	11%	2%	6%
<b>Total Gastos de operación</b>	<b>17%</b>	<b>10%</b>	<b>7%</b>
<b>Utilidad operativa</b>	<b>-17%</b>	<b>-88%</b>	<b>81%</b>
Gastos financieros	69%	21%	7%
<b>Utilidad después de gastos financieros</b>	<b>-58%</b>	<b>-293%</b>	<b>-6%</b>
Otros gastos	-443%	-97%	820%
Otros ingresos	42%	49%	52%
Otros gastos / ingresos netos	271%	-15%	62%
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>64%</b>	<b>-60%</b>	<b>116%</b>
Impuestos	51%	65%	-30%
Impuesto diferido (gasto)	-317%	-615%	-133%
<b>Utilidad neta</b>	<b>63%</b>	<b>-61%</b>	<b>117%</b>

Fuente: Elaboración propia

Con base en lo anterior, a nivel estratégico se puede determinar si por ejemplo la utilidad de gastos financieros se debió a crecimientos combinados de gastos de administración con gastos financieros, como se muestra en el cuadro que fue el caso para CNFL. La idea es comparar año con año los resultados de la gestión financiera sobre cada cuenta.

Posterior a esto se incluye el análisis de tendencia vertical, que ayuda al analista a ver en qué proporción respecto a las ventas o cuenta principal se han consumido o generado los aportes.

Cuadro 29: Ejemplo de análisis vertical dos años, CNFL

### Estado de Resultados - Análisis Vertical

Períodos	Año 1	Año 1	Año 2	Año 2
Ventas netas	249.293.549	100,0%	263.338.681	100,0%
Costo de ventas	208.179.405	83,5%	216.974.768	82,4%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>41.114.144</b>	<b>16,5%</b>	<b>46.363.913</b>	<b>17,6%</b>
Gastos administración y generales	8.974.222	3,6%	10.733.994	4,1%
Gastos de consumidores	13.848.032	5,6%	16.879.083	6,4%
Depreciaciones	12.936.752	5,2%	14.318.722	5,4%
<b>Total gastos de operación</b>	<b>35.759.006</b>	<b>14,3%</b>	<b>41.931.799</b>	<b>15,9%</b>
<b>Utilidad operativa</b>	<b>5.355.138</b>	<b>2,1%</b>	<b>4.432.114</b>	<b>1,7%</b>
Gastos financieros	1.709.799	0,7%	2.882.996	1,1%
Utilidad después de gastos financieros	3.645.339	1,5%	1.549.118	0,6%
Otros gastos	(1.011.768)	-0,4%	3.467.678	1,3%
Otros ingresos	3.151.809	1,3%	4.466.842	1,7%
Otros gastos / ingresos netos	2.140.041	0,9%		3,0%

			7.934.520	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>5.785.380</b>	<b>2,3%</b>	<b>9.483.638</b>	<b>3,6%</b>
Impuestos	(198.273)	-0,1%	(299.007)	-0,1%
Impuesto diferido (gasto)	24.149	0,0%	(52.487)	0,0%
<b>Utilidad neta</b>	<b>5.611.256</b>	<b>2,3%</b>	<b>9.132.144</b>	<b>3,5%</b>

Fuente: Elaboración propia

Del análisis vertical anterior, se puede observar por ejemplo como el costo de ventas consume un 82% de las ventas en promedio, dejando muy poco margen (18%) de utilidad bruta para que la empresa CNFL pueda asumir sus gastos de operativos, financieros u otros.

Este tipo de análisis son importantes a la hora de prever riesgos financieros en la estructura, lo cual es un tema que se complementa con los módulos siguientes del modelo planteado.

Al continuar el modelo, lo que prosigue es verificar las mediciones de desempeño de cara al impacto de fijaciones tarifarias. Para ello se establece en primera instancia una serie de indicadores de medición del desempeño financiero, los cuales permitan medir el estado de aspectos claves desde la perspectiva de solidez, que son la estabilidad, rentabilidad y gestión de los recursos financieros.

#### 4.2.2 Indicadores de medición del desempeño financiero de la empresa

El modelo propuesto define los indicadores utilizando las cuentas ya preestablecidas en los estados financieros con datos estándar que referencian para obtener cada uno de los indicadores.

Cuadro 30: Resumen de los indicadores financieros

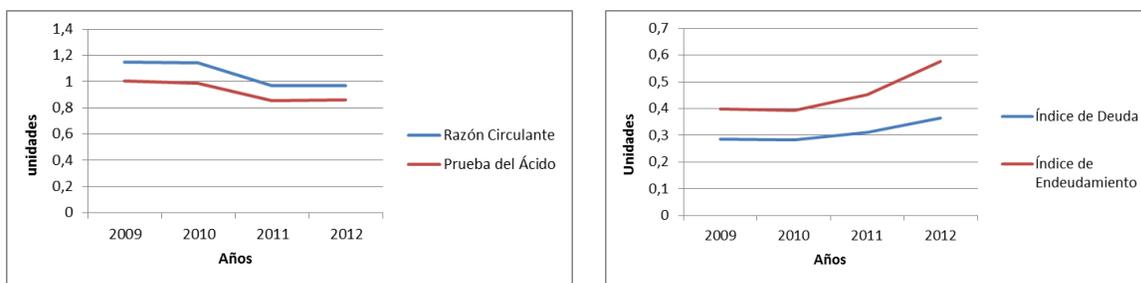
Resumen de Índices Financieros				
Períodos	2009	2010	2011	2012
<b>Índices de Estabilidad</b>				
Razón Circulante	1,15	1,14	0,97	0,97
Prueba del Ácido	1,00	0,99	0,86	0,86
Índice de Deuda	0,28	0,28	0,31	0,37
Índice de Endeudamiento	0,40	0,39	0,45	0,58
Índice de Cobertura de Intereses	3,13	1,54	0,15	0,25
<b>Índices de Gestión</b>				
Rotación de Inventario	37,57	31,17	36,76	34,76
Período medio de Inventario	9,58	11,55	9,79	10,36
Rotación del Activo Circulante	5,72	5,10	5,23	4,68
Rotación del Activo Fijo	0,76	0,77	0,68	0,61
Rotación del Activo Largo Plazo	0,74	0,72	0,64	0,58
Rotación del Activo Total	0,65	0,63	0,57	0,51
<b>Índices de Rentabilidad</b>				
Margen de Utilidad Bruta	16,5%	17,6%	17,7%	18,5%
Margen de Utilidad de Operación	2,1%	1,7%	0,2%	0,3%
Margen de Utilidad Neta	2,3%	3,5%	1,3%	2,8%
Rend. de oper. sobre activos (ROA)	1,4%	1,1%	0,1%	0,2%
Rendimiento sobre la inversión (RSI)	1,5%	2,2%	0,8%	1,5%
Rentabilidad sobre el patrimonio (ROE)	2,1%	3,1%	1,1%	2,3%

Fuente: Elaboración propia

Como se mencionó, estos tres tipos de indicadores van a describir cómo se ha comportado la empresa en términos de:

**Estabilidad:** Estos índices se instituyen para medir los aspectos que afectan la continuidad del servicio y de la empresa, tales como nivel de endeudamiento, la cobertura y el respaldo de las deudas de corto plazo con los activos circulantes. El modelo propuesto permite un análisis gráfico tal como el siguiente:

Gráfico 9: Indicadores de estabilidad

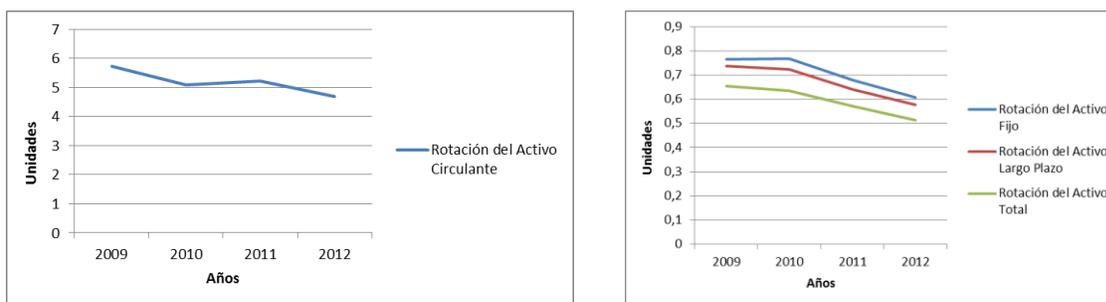


Fuente: Elaboración propia

En caso de ejemplo se observa como la situación de la CNFL, en términos de estabilidad, ha desmejorado en los últimos cuatro años; pues la razón circulante y prueba ácida muestran que los activos circulantes presentan menor cobertura respecto al pasivo circulante. Sus índices de endeudamiento han incrementado por lo que se denota un mayor riesgo en el sentido de que hay más proporción de fuentes de financiamiento externos de la empresa, lo cual en términos de exigibilidad compromete más el pago de obligaciones y, por lo tanto, compromete los activos.

**Gestión:** estos indicadores sirven para medir el desempeño y la gestión operativa de la empresa en el manejo de sus inversiones, lo cual desde la perspectiva regulatoria es clave si se desea velar por la continuidad del servicio, tal como lo establece la ley 7593.

**Gráfico 10: Indicadores de gestión**

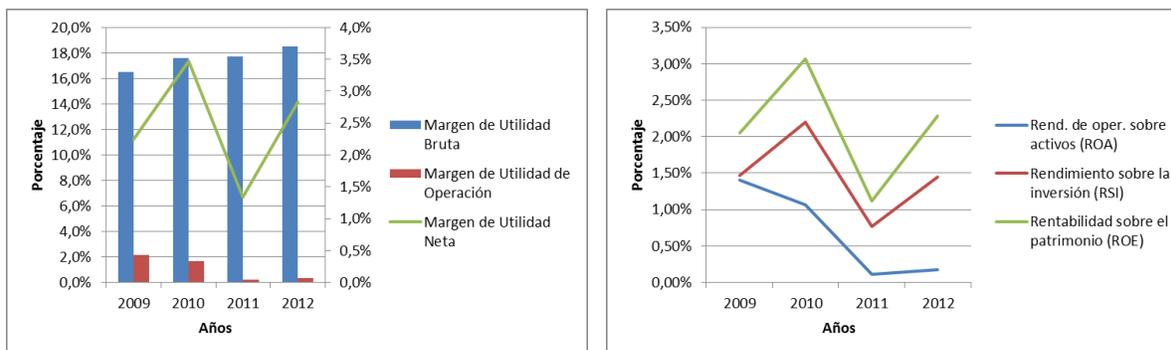


Fuente: Elaboración propia

En el caso expuesto de la CNFL, estos índices indican como de nuevo las rotaciones sobre los activos han disminuido en los periodos analizados, lo cual es un claro indicador de que la eficiencia en el uso de los activos de la empresa ha bajado; es decir, están produciendo menor utilidad.

**Rentabilidad:** Este grupo de indicadores se establecen para medir los rendimientos que está generando la empresa a partir de sus operaciones, lo cual es una señal de la gestión de los administradores del negocio; nos dice que tanto rendimiento sale de los ingresos por ventas, inversiones en activos y el patrimonio de los inversionistas.

Gráfico 11: Indicadores de rentabilidad



Fuente: Elaboración propia

Del ejemplo aplicado a CNFL, se puede ver cómo ha fluctuado el rendimiento con una baja hacia el 2011 que se ha recuperado en el 2012.

Ahora estos indicadores solo nos dicen qué falla; pero se debe complementar con análisis financieros más profundos que nos resuelvan la causa u origen del porqué se dan estas señales o, de ser el caso contrario, alzas en algún comportamiento.

#### 4.2.3 Análisis estructurado

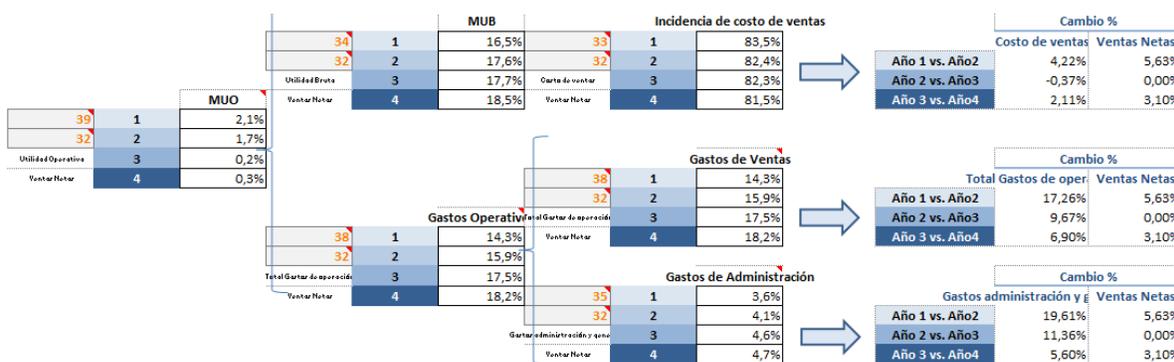
Con el objetivo de analizar más a fondo la rentabilidad que obtiene la empresa, se propone hacer un análisis estructurado de la rentabilidad mediante la fórmula Dupont<sup>20</sup>.

Con esta herramienta se puede observar mejor el efecto combinado de cada cuenta del estado del balance así como los resultados integrales en la rentabilidad de la empresa, algo de interés para evaluar el efecto de los ajustes tarifarios que se realizan.

Para el caso de CNFL podemos ver como se combinan los costos de ventas, gastos operativos y gastos administrativos para hacer bajar la razón del Margen de utilidad operativa, que posteriormente va a incidir en la Rentabilidad del patrimonio de la empresa. Esto se puede visualizar en la siguiente figura que representa los resultados que se obtienen en la aplicación propuesta.

<sup>20</sup> Ver Capítulo 1.

Figura 15: Análisis estructural Dupont, CNFL



Fuente: Elaboración propia

Asimismo, se obtienen los desgloses para la Rotación de Activos totales (RAT) y el índice de incidencia de apalancamiento (IAP), que fueron expuestos en el capítulo 1.

La importancia de incluir este análisis radica en que permite hacer un estudio rápido y sencillo de las relaciones existentes entre indicadores financieros, lo cual ayuda al analista a diagnosticar con mayor precisión las causas de cambios o comportamientos en el tiempo que no favorezcan el desempeño de la empresa. El análisis Dupont permite conocer la naturaleza de los efectos del apalancamiento financiero, como se relacionan el margen de ventas con la rotación de activos, para producir el rendimiento total y de operación.

Ahora, para complementar el análisis de indicadores realizado sobre la empresa, se propone el análisis de solidez de la estructura de la empresa, el cual se interpreta como se describe a continuación.

#### 4.2.4 Análisis de solidez financiera

Resulta útil para el análisis de situación financiera de las empresas prestadoras de servicios, apoyarse en herramientas que permitan comparar las estructuras financieras a lo largo de un período histórico, esto ya que pueden denotarse variaciones importantes en los niveles de activos y pasivos que afecten el equilibrio financiero de la empresa. Además de esta forma, se puede establecer criterio suficiente para determinar las acciones que ocasionaron dichos cambios para así valorar ajustes futuros en tales aspectos.

El análisis de solidez, tal como se explicó en el capítulo primero, va a permitir al analista realizar un examen profundo de las tendencias de liquidez que generan las inversiones en activos en relación con el grado de exigibilidad que tienen las fuentes de financiamiento de pasivo y patrimonio. Para ello es necesario un ordenamiento de la estructura de activos, según su grado de liquidez contra la estructura de pasivos y patrimonios de acuerdo con su grado de exigibilidad.<sup>21</sup> Este elemento lo considera el modelo al dejar que el usuario haga dicha clasificación.

**Figura 16: Clasificación de Activos y fuentes de financiamiento, aplicado a CNFL**

Activos			2010	2011	2012	Pasivos			2010	2011	2012
7	Inmuebles, Maquinaria y Equipo	AF	€ 343,463,296.00	€ 386,256,636.00	€ 446,173,943.00	25	Capital en acciones	PAT	€ 63,317,730.00	€ 63,317,730.00	€ 63,317,730.00
8	Cuentas por cobrar LP	AF	€ 2,819,504.00	€ 1,883,051.00	€ 2,522,259.00	26	Superávit y reservas	PAT	€ 168,709,568.00	€ 175,889,071.00	€ 179,499,498.00
9	Inversiones a LP	AF	€ 2,845,918.00	€ 5,573,939.00	€ 5,573,939.00	27	Utilidades acumuladas	PAT	€ 63,840,237.00	€ 75,085,703.00	€ 89,709,484.00
10	Impuestos sobre renta diferidos	AF	€ 509,985.00	€ 774,846.00	€ 681,096.00	28	Reserva para proyectos	PAT	€ 71,527.00	€ 71,527.00	€ 71,527.00
11	Otros Activos	AF	€ 13,775,632.00	€ 15,149,802.00	€ 14,851,245.00	29	Otras cuentas patrimoniales	PAT	€ 1,864,418.00	€ 2,040,661.00	€ 2,423,636.00
5	Gasto pagados por anticipado	AC	€ 248,427.00	€ 3,436,968.00	€ 6,153,183.00	18	Impuestos diferidos	PLP	€ 1,430,101.00	€ 1,402,271.00	€ 1,523,710.00
4	Inventarios	AC	€ 6,961,817.00	€ 5,881,461.00	€ 6,351,078.00	19	Provisión para pago de beneficio	PLP	€ 14,815,993.00	€ 15,592,301.00	€ 16,895,054.00
3	Cuentas por cobrar (neto)	AC	€ 25,823,859.00	€ 28,978,731.00	€ 29,388,455.00	20	Deuda a largo plazo (con costo)	PLP	€ 47,728,516.00	€ 65,771,095.00	€ 103,889,562.00
2	Efectos por cobrar	AC	€ 1,072,317.00	€ 1,054,461.00	€ 1,357,346.00	21	Depósitos en garantía recibidos p	PLP	€ 7,992,123.00	€ 8,778,172.00	€ 10,076,678.00
1	Caja y Bancos	AC	€ 17,579,152.00	€ 10,915,311.00	€ 14,613,463.00	22	Provisión para litigios	PLP	€ -	€ 194,423.00	€ 476,957.00
						14	Porción circulante de deuda LP	PC	€ 9,708,502.00	€ 3,710,220.00	€ 5,315,221.00
						15	Gastos acumulados y otras cuenta	PC	€ 9,118,671.00	€ 10,361,110.00	€ 11,415,624.00
						16	Cuentas por pagar	PC	€ 26,502,521.00	€ 37,690,922.00	€ 43,051,326.00

Fuente : Elaboración propia

De acuerdo con la figura anterior, se realiza un ordenamiento de los distintos activos de menor a mayor liquidez, donde se observa que los activos fijos (AF) son clasificados como menos líquidos y los activos circulantes (AC) son los que representan mayor liquidez (sentido arriba-abajo figura anterior). Por otra parte, las fuentes de financiamiento son clasificadas de menor a mayor exigibilidad (sentido arriba-abajo figura anterior) siendo las fuentes de patrimonio (PAT) las menos exigibles, los pasivos a largo plazo (PLP) y los pasivos circulantes las más exigibles. Esta clasificación es sino una ayuda para ver en qué proporción se cubren las inversiones de la empresa y con cuáles fuentes.

Es lógico pensar que el análisis propuesto tiene sentido conforme se construye una serie histórica de una empresa o de varias empresas comparables, con el propósito de verificar comportamientos financieros que permitan al analista determinar si hay situaciones de riesgo financiero.

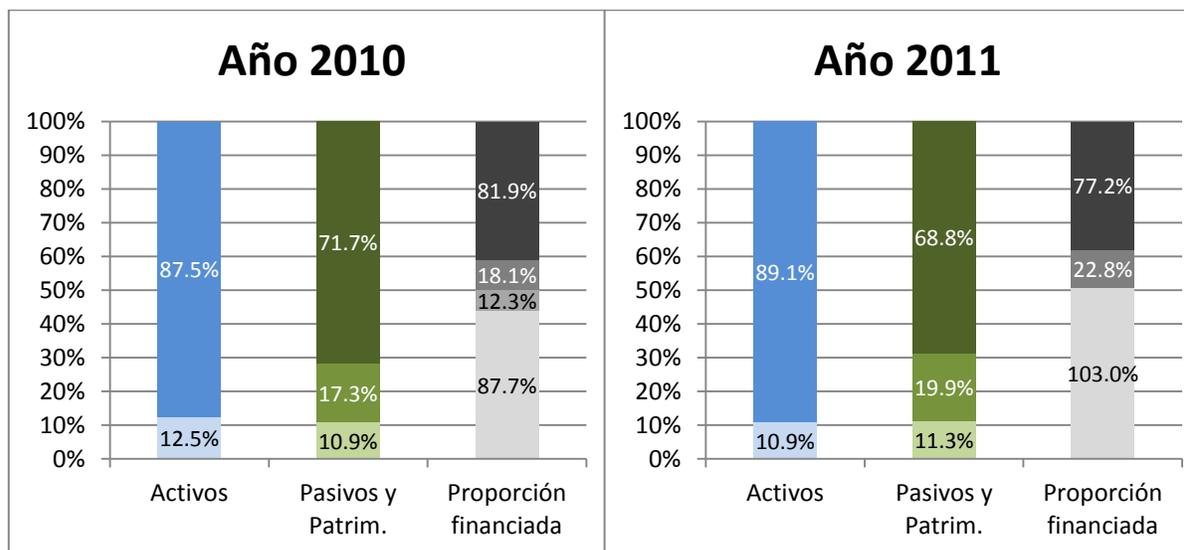
Para el caso concreto de la CNFL, se puede visualizar como la aplicación del principio de solidez que busca evaluar como financia las inversiones en activos y que grado de

<sup>21</sup> Ver Anexo 6: Ordenamiento de activos y fuentes de financiamiento

A continuación se enlistan los activos verticalmente en orden ascendente de menor a mayor liquidez y las fuentes de financiamientos de menor a mayor exigibilidad. Ordenamientos de los Activos y fuentes de financiamiento

exigibilidad hay sobre esas fuentes de financiamiento, tal como lo detalla los siguientes diagramas:

**Gráfico 12: Diagramas de estructura financiera, CNFL 2010-2011**



AF	% Activo fijo en la estructura
AC	% Activo circulante en la estructura
PAT	% Patrimonio en la estructura
PLP	% Pasivo a largo plazo en la estructura
PC	% Pasivo circulante en la estructura
PAT	% Patrimonio que financia Activo fijo
PLAF	% Pasivos de largo plazo que financian Activos fijos
CT	% Capital de trabajo que financian Activo circulante
PC	% Pasivo circulante que financian Activo circulante

Fuente: Elaboración propia

Los gráficos básicamente muestran la composición relativa del balance general, en sus dos grandes áreas de activos y fuentes de financiamiento, correspondientes a la primera y segunda columna de cada gráfica. Luego se encuentran las proporciones en que las fuentes de financiamiento cubren las inversiones, para verificar el equilibrio entre liquidez con exigibilidad, lo cual se expresa en la tercera columna de las gráficas anteriores.

En teoría, entre mayor sea el grado de liquidez de la estructura de activos, más rápida es la generación de fondos y mejor cobertura de obligaciones tienen la empresa.

Se observa que la CNFL pasa de tener una estructura de 87,5% de activos fijos a 89% entre el 2010 al 2011, que son fuentes de baja liquidez, financiada prioritariamente con patrimonio 82% en el 2010 y 77% en el 2011, esto indica que la empresa ha aumentado la proporción de deuda de largo plazo que financia activos de largo plazo, lo cual disminuye el grado de solidez pero no conlleva mucho riesgo; pues las inversiones de largo plazo están siendo financiadas por fuentes de vencimientos largos y exigibilidad baja.

Luego se observa como casi la totalidad del activo circulante está siendo financiado por pasivo circulante, con niveles del 88% en 2010 al 100% en el 2011, lo cual compromete la estructura financiera de la empresa al tener que pagar las inversiones de corto plazo como inventarios, cuentas por cobrar con pasivos circulante que no necesariamente se renuevan al vencimiento; es decir, la CNFL está perdiendo capacidad de pago.

Al no haber una parte significativa (>20%) del activo circulante financiada con pasivo de largo plazo, no hay un margen de seguridad para minorizar la exigibilidad sobre el flujo de caja de la empresa.

De esta forma podemos ver el comportamiento para cada uno de los años que queramos analizar, previendo así si hay mayor solidez o no para analizar las causas de ello.

Respecto al último punto, la propuesta incluye un apartado para visualizar el detalle de fuentes y empleos de dinero en dicha estructura, con el fin de analizar detalladamente las causas de los comportamientos que se observen en los diagramas de solidez. Para ello el analista debe clasificar las cuentas<sup>22</sup> según sean fuentes o empleos para obtener un estado estructurado que mide el peso relativo de cada cuenta en la estructura.

Cabe destacar que el análisis de estructura de fuentes y empleos que se propone, se realiza a partir del cálculo de la variación absoluta entre dos periodos continuos para poder estudiar los cambios que se dan año a año. Para ejemplificar lo anterior, se comparte el siguiente cuadro.

---

<sup>22</sup> Ver Anexo 6: Ordenamiento de activos y fuentes de financiamiento

A continuación se enlistan los activos verticalmente en orden ascendente de menor a mayor liquidez y las fuentes de financiamientos de menor a mayor exigibilidad.

Ordenamientos de los Activos y fuentes de financiamiento

Cuadro 31: Estructura de fuentes y empleos

2010-2011								
ESTADO ESTRUCTURADO DE FUENTES Y EMPLEOS DE FONDOS								
FUENTES				EMPLEOS				
	MONTO	CONCEPTO	% de total	% acum	% acum	% de total	CONCEPTO	MONTO
F1	6,663,841	Caja y Bancos	12.9%	12.9%	0.0%	0.0%	Dividendos pagados	125
F2	17,856	Efectos por cobrar	0.0%	12.9%	0.0%	0.0%	Impuestos diferidos	27,830
F3	1,080,356	Inventarios	2.1%	15.0%	8.5%	8.5%	Porción circulante de deuda LP	5,998,282
F4	936,453	Cuentas por cobrar LP	1.8%	16.8%	89.4%	<b>80.9%</b>	Inmuebles, Maquinaria y Equipo	57,334,944
F5	176,243	Otras cuentas patrimoniales	0.3%	17.1%	93.2%	3.8%	Inversiones a LP	2,728,021
F6	7,179,503	Superávit y reservas	13.9%	31.0%	93.6%	0.4%	Impuestos sobre renta diferidos	264,861
F7	3,524,864	Utilidad Neta	6.8%	37.8%	95.5%	1.9%	Otros Activos	1,374,170
F9	776,308	Provisión para pago de beneficios sociales al	1.5%	39.3%	100.0%	4.5%	Cuentas por cobrar (neto)	3,154,872
F10	194,423	Provisión para litigios	0.4%	39.7%	-	-	-	-
F11	786,049	Depósitos en garantía recibidos por beneficios	1.5%	41.2%	-	-	-	-
F12	18,042,579	Deuda a largo plazo (con costo)	34.8%	76.0%	-	-	-	-
F13	1,242,439	Gastos acumulados y otras cuentas a pagar	2.4%	<b>78.4%</b>	-	-	-	-
F14	11,188,401	Cuentas por pagar	21.6%	100.0%	-	-	-	-
F15	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>51,809,315</b>		<b>TOTALES</b>	<b>100.0%</b>			<b>100.0%</b>	<b>TOTALES</b>	<b>70,883,105</b>

<b>Poco exigible LP</b>	40,620,914	78.4%	89.4%	63,361,181	<b>Poco líquido de LP</b>
<b>Exigible CP</b>	11,188,401	21.6%	10.6%	7,521,924	<b>Más líquido de CP</b>
<b>Total</b>	<b>51,809,315</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>70,883,105</b>	<b>Total</b>

Fuente: Elaboración propia

Es importante que al definir las estructuras de fuentes y empleos de fondos se debe considerar el porcentaje de cada una de estas sobre el monto total, ya que esto determina en el caso de las fuentes el porcentaje exigible en el corto plazo, o en los empleos los de mayor liquidez en el corto plazo. Esto se realiza solo para ver cuál monto de mayor exigibilidad se puede cubrir en el corto plazo, factor que representa mayor riesgo para los operadores de servicios como la CNFL.

Por otra parte, del cuadro anterior se observa como para los periodos 2010-2011 el mayor porcentaje de empleos que significan salidas de efectivo, los constituyen las inversiones en maquinaria y equipo con un 80.9% del total, un porcentaje bastante considerable en relación con el resto de empleos. Además, al analizar las fuentes, el porcentaje mayor lo constituye la deuda de largo plazo (34.8%); es decir, CNFL financia sus inversiones en mayor proporción con deuda de largo plazo.

También, del desglose de fuentes por grado de exigibilidad y empleos por grado de liquidez, realiza una categorización de fuentes exigibles en el corto plazo 21,6 %, las cuales son respaldadas por un 10,6 % de activos líquidos, señal de que la empresa no se encuentra en equilibrio y ha perdido solidez financiera. Este argumento es importante para ARESEP; ya que como se recalcó en el capítulo 3, una de sus funciones es velar por las finanzas de los proveedores de servicios en aras de garantizar el equilibrio financiero y la continuidad del servicio.

Por otra parte, recalcar que no hay estructuras ideales; pues depende mucho del tipo de actividad de la empresa. Por ejemplo empresas como la CNFL, carecen de inventarios (aunado a que la electricidad no se almacena) por dedicarse más a la distribución y comercialización de la electricidad. Ahora para establecer ¿cuánto sería el ideal?, se debe considerar la estructura que optimice la rentabilidad y la eficiencia desde las operaciones que realiza la CNFL, lo cual inclusive puede variar de año a año si se consideran los factores de mercado y otros.

En este punto si vale la pena mencionar que sería aconsejable tener una base histórica suficiente de cada empresa de servicios por sector, para compararlas y así mantener una medida de los comportamientos típicos de ese tipo de empresas, llegando al punto en que se manejen empresas modelos o tipos que sirvan de punto de comparación con el resto.

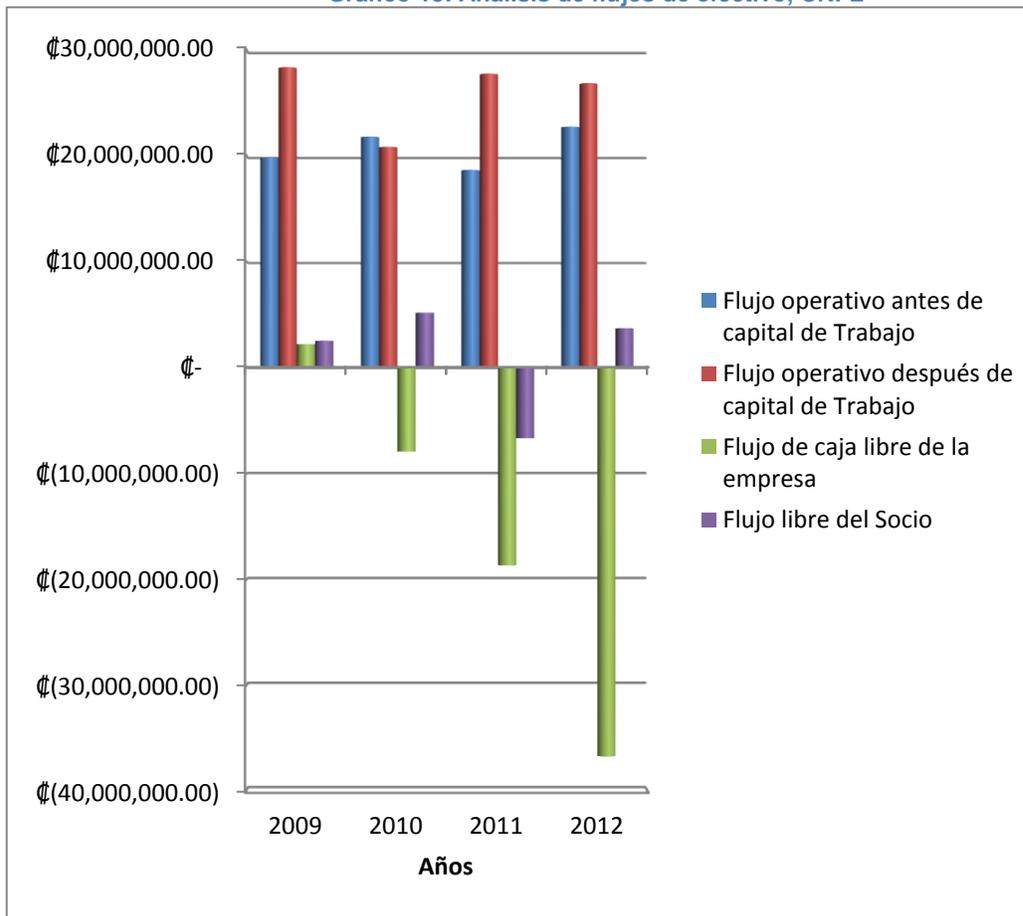
Lo que busca esta herramienta es evaluar los cambios que experimenta la estructura financiera a través del tiempo, determinando si tales cambios contribuyen o no a fortalecer la solidez de la empresa.

Ahora como parte final de este modelo, se complementa con un análisis de flujo de caja para verificar que tanto cubre el flujo de efectivo las actividades financieras de la empresa.

#### **4.2.5 Análisis del flujo de caja**

En este apartado lo que se sugiere es un seguimiento al consumo del flujo de efectivo para verificar el tipo de actividades que están consumiendo ese flujo y ver el comportamiento del flujo a lo largo del tiempo para corroborar si la empresa está o no generando flujo a partir de sus ventas. Esto se visualiza fácilmente en gráficas de barras que muestran el crecimiento de cada etapa de actividades referenciados al flujo de efectivo de la empresa. Por ejemplo, para CNFL se observa lo siguiente:

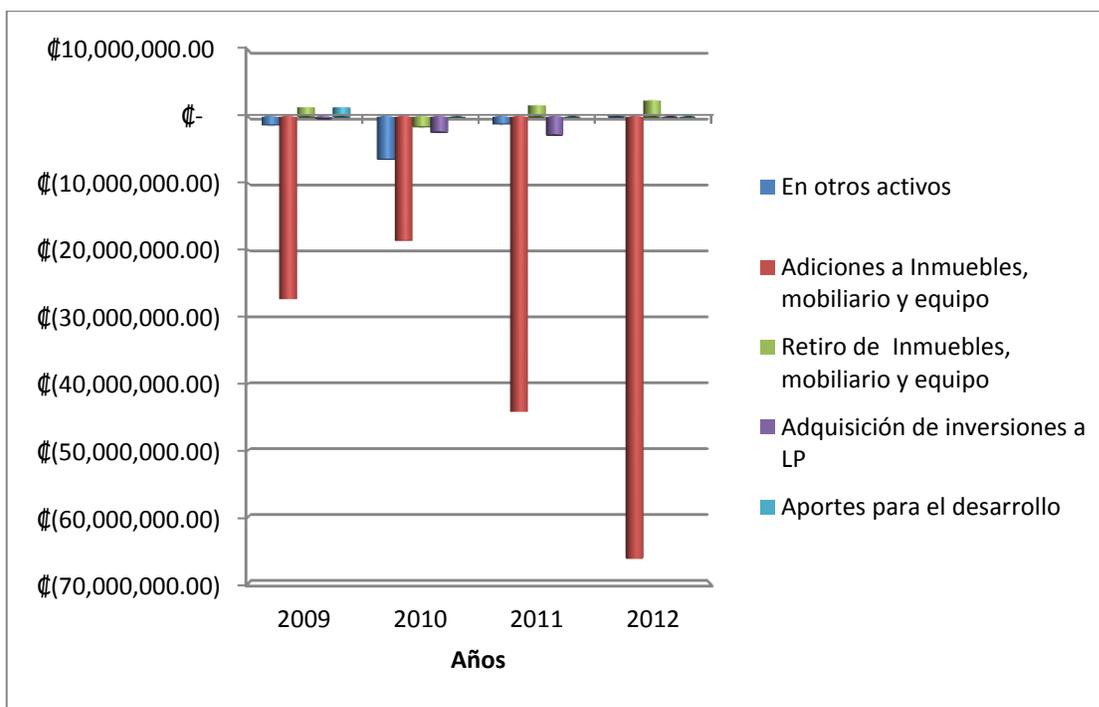
Gráfico 13: Análisis de flujos de efectivo, CNFL



Fuente: Elaboración propia

De nuevo el analista debe notar de inmediato los consumos de flujo (negativos) que se producen en este caso por actividades de inversión, causando un flujo de caja libre negativo, lo cual produce un efecto igualmente directo en la rentabilidad de la empresa. Al analizar más a fondo el flujo se puede inclusive notar en que rubro exactamente se consume:

Gráfico 14: Análisis de actividades de inversión



Fuente: Elaboración propia

Como era de esperar, por el tipo de empresa que es CNFL, las principales salidas de efectivo corresponden a las adiciones de inmuebles, mobiliario y equipo. Estas salidas generan que el flujo positivo proveniente de capital de trabajo se consuma y más bien haya que recurrir a nuevas fuentes de financiamiento o nuevas obligaciones, precisamente es lo que se ve reflejado en el Gráfico 13: Análisis de flujos de efectivo, CNFL, esto hace que el flujo libre del socio se incremente nuevamente.

Con este elemento de análisis del flujo, el modelo propuesto termina de revisar el estado general de la empresa al medir la generación del flujo remanente de la operación del negocio y evaluar si su magnitud ofrece un nivel adecuado de liquidez para la cobertura y el respaldo de los compromisos financieros y deudas de la empresa, lo cual impacta en su riesgo. Lo anterior se realiza evaluando la cobertura del EBITDA<sup>23</sup>, que es representado por la utilidad de operación con los montos de depreciación y amortizaciones.

De esta forma el modelo hace la revisión en cuatro aspectos relacionados al EBITDA, tal como lo describe el siguiente cuadro.

<sup>23</sup> Ver Glosario

Cuadro 32: Niveles de cobertura del EBITDA para CNFL 2010-2012

	2010	2011	2012		
<b>Cobertura del EBITDA</b>	<b>18.750.836</b>	<b>15.052.543</b>	<b>16.279.870</b>		
Cobertura a carga financiera	6,5	4,3	4,4	Disminuye; > 1 Alta Cobertura	Riesgo Bajo
Cobertura a servicio de deuda	1,5	2,1	1,8	Disminuye; > 1 Alta Cobertura	Riesgo Bajo
Cobertura a obligaciones CP	0,4	0,3	0,3	Disminuye; < 1 Baja cobertura	Riesgo Sensible
Deuda financiera a EBITDA	3,1	4,6	6,7	Aumenta; >3 Baja cobertura	Riesgo Alto

Fuente: Elaboración propia

Con el aporte anterior en el modelo, lo que se busca es determinar en qué medida la empresa cubre sus obligaciones durante los últimos períodos. Vemos entonces que para el caso de la CNFL, la empresa cubre ciertamente las cargas financieras del corto plazo producto de sus deudas (1 y 2), pero cuando hablamos de sus deuda de corto plazo total (3) solamente está cubriendo un 30% de esta, esto indica un riesgo sensible para la empresa, que también se observa en el aumento de la relación de deuda financiera respecto al EBITDA, razón que ha aumentado en los últimos dos años con valores encima de tres, lo cual supone un deterioro importante en el nivel de cobertura de la deuda total.

Es lógico pensar que este modelo debe complementarse con otro tipo de modelos, los cuales vinculen la metodología tarifaria directamente con las ventas para poder hacer análisis de escenarios según el rédito que se le asigne en la tarifa del servicio.

Sin embargo, el modelo propuesto puede ser aplicado para verificar la solidez financiera de la empresa, dado un nivel proyectado que haya sido calculado de antemano. El análisis prospectivo es clave si se quiere medir el impacto de los ajustes tarifarios y verificar la calidad de las metodologías de ajuste o asignación tarifaria.

## 5 Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusiones finales

1. A partir del análisis de la metodología tarifaria actual empleada en el sector de energía eléctrica, se observa como la falta de información financiera estandarizada para desarrollar las metodologías, genera confusión tanto en la realización de estudios tarifarios como en el suministro de datos por parte de los entes regulados, con ello ocasiona pérdida de recursos en tiempo, dinero y calidad, que repercute negativamente en los procesos regulatorios.
2. Al hacer un análisis de la situación actual de ARESEP en la regulación del sector de energía, se denota que no existe formalmente una metodología sistemática que apoye la revisión del impacto de las fijaciones o ajustes tarifarios en el equilibrio financiero de la empresa, lo cual -desde la perspectiva regulatoria- es una importante debilidad y necesidad si se considera que la Ley le asigna como función el velar tanto por el equilibrio financiero de los regulados como por la continuidad del servicio.
3. El diseño del modelo propuesto realiza un análisis del desempeño que puede ser aplicado en distintos períodos o bajo distintos supuestos, siempre que se maneje un estándar de información contable-financiera en el mismo, lo cual es clave en la aplicación de cualquier metodología tarifaria o proceso regulatorio.
4. Los principales indicadores establecidos en la propuesta derivan en un análisis rápido y sencillo de aplicar, para verificar el comportamiento de la empresa en cuanto a estabilidad, gestión de los recursos y rentabilidad analizada, lo cual es fundamental para evaluar si la empresa ha mejorado su desempeño financiero.
5. El análisis de solidez financiera es útil como evaluación del impacto de un ajuste tarifario en las finanzas de una empresa operadora como la CNFL, dado que denota como se va comprometiendo el equilibrio entre activos y fuentes de financiamiento, elemento que se observó en la pérdida de liquidez de activos entre el 2010 y 2011 relacionado con el incremento de exigibilidad de las fuentes de financiamiento en el mismo periodo.

6. El análisis de solidez propuesto sobre la estructura de la CNFL, constituye una herramienta eficaz de planificación financiera, ya que tal como se visualiza en los diagramas de estructura financiera, la comparación realizada revela si hay fortalecimiento o debilitamiento en el equilibrio entre inversiones y fuentes de financiamiento a lo largo del tiempo, lo cual lógicamente apoya la toma de decisiones futura sobre el equilibrio financiero de la empresa al realizar proyecciones sobre los factores que influyen el comportamiento.
7. El estudio de fuentes y empleos permite representar en qué proporción se emplea el efectivo de la CNFL, lo cual -para el caso expuesto- era en su mayoría empleo de efectivo en inversión en maquinaria y equipo, financiado por fuentes externas, principalmente deuda a largo plazo, dando así un resultado clave en el proceso de análisis para determinar los factores que inciden en el desempeño financiero de la empresa.
8. La evaluación del flujo de efectivo realizada a la CNFL es un complemento para verificar qué tipo de actividades han venido generando o consumiendo flujo de efectivo, lo cual permite al analista determinar el origen y causa de la ganancia o pérdida de dicho flujo, que tal como se observó en este caso, lo constituyen las actividades de inversión que no pueden cubrirse a partir del flujo proveniente de operaciones y capital de trabajo, y más bien provoca que la CNFL opte por financiamiento externo para cubrir sus obligaciones.
9. La comprobación del modelo propuesto, permite observar como empresas como la CNFL están teniendo una caída de solidez financiera en los últimos periodos, donde se puede verificar con el modelo la pérdida de liquidez, la baja en cobertura del EBITDA y el aumento en la exigibilidad en sus obligaciones, lo cual lógicamente repercute en un mayor nivel de riesgo financiero que puede comprometer la continuidad o calidad del servicio dado para el futuro.

## 5.2 Recomendaciones

1. Es importante desarrollar una contabilidad regulatoria estandarizada de manera que tanto ARESEP como los operadores dentro de cada uno de los sectores regulados, puedan manejar un mismo tipo de datos y se defina con claridad el contenido de cada cuenta, para facilitar así los estudios o fijaciones de ajuste tarifario.
2. Hay una necesidad clara de evaluar el impacto de las fijaciones tarifarias en el desempeño de las empresas; con el fin de verificar que los réditos aprobados o rechazados han cumplido o no su objetivo de equilibrar financieramente los costos e ingresos.
3. Es importante conjuntar esfuerzos para simplificar las metodologías tarifarias de manera que los estudios y los análisis financieros previos a la fijación se puedan ejecutar de forma más expedita y eficiente, mejorando con ello no solo el servicio de ARESEP sino el uso de recursos institucionales.
4. Es vital el desarrollo de una base de indicadores y mejores prácticas regulatorias a nivel regional o latinoamericano que permita establecer bases de comparación de manera que se puedan visualizar también oportunidades de mejora en los procesos regulatorios.
5. Es necesario establecer dentro de los procedimientos regulatorios, formas de verificar la capacidad de inversión y pago de los proveedores de servicios públicos, de manera que se trascienda del rol de vigilante que tiene ARESEP actualmente a un rol de asesor regulatorio, que promueva la eficiencia en el uso de recursos y fondos públicos que al final afectan la economía no solo de las empresas sino del país.
6. Se puede complementar el presente estudio con análisis de rentabilidad y un análisis de sensibilidad, de manera que el analista pueda determinar cuáles factores impactan con mayor medida al rédito de la empresa.

7. Puede considerarse el realizar propuestas de mejoramiento a herramientas o modelos financieros entre los distintos actores internos de ARESEP, mediante el intercambio de experiencias, nuevas teorías o conocimientos de cada actor, de forma que sirva para complementar esfuerzos realizados y de ir promoviendo no solo el enriquecimiento de ideas sino también el manejar a futuro un solo esquema de fijación tarifaria, de estudios tarifarios y alineamiento de los procesos regulatorios a nivel institucional.
8. De manera periódica, es recomendable realizar grupos focales entre operadores y la ARESEP para obtener retroalimentación constante de los principales elementos que intervienen en los procesos de regulación económica y financiera, facilitando con ello la definición de mejoras.

## 6 Bibliografía

### Consultas de internet

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>. (8 de octubre de 2013). Obtenido de [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Glossary:Gigawatt\\_hours\\_\(GWh\)](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Glossary:Gigawatt_hours_(GWh))

Matriz FODA. (Diciembre de 2013). Obtenido de <http://www.matrizfoda.com/>

CIER. (2013). *CIER*. Recuperado en noviembre de 2013, de [www.cier.org](http://www.cier.org)

Class y Asoc. (2012). *Class y Asociados*. Obtenido de <http://www.classrating.com/>

CNFL. (26 de Setiembre de 2013). <https://www.cnfl.go.cr>. Recuperado el 26 de 9 de 2013, de <https://www.cnfl.go.cr/index.php/perfil-cnfl/historia>

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. (27 de agosto de 2013). <https://www.cnfl.go.cr>. Recuperado el 27 de 08 de 2013, de <https://www.cnfl.go.cr/index.php/perfil-cnfl/historia>

Fitch Ratings. (2013). *Fitch ratings*. Obtenido de <http://www.fitchca.com/>

Mundial, B. (Octubre de 2013). <http://datos.bancomundial.org/>.

### Consultas de Leyes

Gobierno de Costa Rica. (s.f.). Ley de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.

### Consultas de Informes

ARESEP. (2012). *Informe de labores ARESEP 2012*.

ARESEP. (2012). *Plan estratégico 2012-2016*. San José, CR.

Ducci, J. (2013). *Principales indicadores financieros de entidades prestadoras de servicios de agua potable y saneamiento en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo.

Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A. (2010). *Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios*. Tegucigalpa, Honduras.

Grupo ICE. (2013). *Índice de cobertura eléctrica 2013*. San José: Centro Nacional de Planificación Eléctrica.

ICE. (2012). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024*.

MINAE. (2008). *V Plan Nacional de Energía 2008-2021*. San José, CR.

**Consultas de Libros**

Gitman, L. (2007). *Principios de administración financiera*. Pearson.

Jara, M. Q. (2011). C.N.F.L - pasado, presente y futuro de una empresa constante en su propósito. *Rescatemos el Virilla*, 1-11.

Salas, T. (2012). *Análisis y Diagnóstico financiero*. San José. CR.

**Consulta de Tesis**

Gómez, R. J. (2009). *Tesis : Análisis del proceso de formulación de políticas para la reforma del sector eléctrico y su potencial incidencia en el marco institucional y la producción con fuentes renovables*. Costa Rica: Universidad de Costa Rica.

## 7 Anexos

### Anexo 1: Modelos aplicados para cálculo de tasa de rentabilidad

#### Modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC)<sup>24</sup>

El Modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital o WACC por sus siglas en inglés, indica que la rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

#### Promedio Ponderado del Costo de Capital

La metodología WACC (Promedio Ponderado del Costo de Capital) se utiliza para obtener al costo promedio del capital entre el capital propio y la deuda, según la siguiente fórmula:

$$K = Kd \times (1 - t) \times \frac{D}{A} + Ke \times \frac{P}{A}$$

Las definiciones de cada variable contenida en la anterior fórmula son las siguientes:

K: Costo de capital de la empresa.

Kd: Costo del endeudamiento.

Ke: Costo del capital propio (calculado por Método de CAPM)

t: Tasa impositiva. Se estima igual que cero, debido a que el Impuesto sobre la Renta no se reconocerá en la estructura de costos de los servicios de suministro de electricidad en ninguna de sus etapas, por parte de las empresas de propiedad pública.

D: Valor de la deuda. Se toma de la información contenida en los Estados Financieros Auditados de la empresa regulada.

P: Valor del capital propio (KP) o patrimonio. Se toma de la información contenida en los Estados Financieros Auditados de la empresa regulada.

A: Valor total de los activos, suma de Deuda más Patrimonio (D + P).

---

<sup>24</sup> WACC = siglas en inglés para "Weighted average cost of capital"

## Modelo CAPM

El cálculo del costo de capital propio se determinará mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente por sus siglas en inglés, CAPM<sup>25</sup>, el cual se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y puede ser separado en dos grandes componentes: El riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

La fórmula de dicha metodología es la siguiente:

$$r_{kp} = r_l + \beta a(r_m - r_l) + r_p$$

En donde:

R<sub>kp</sub> = Costo del capital propio

r<sub>m</sub> = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones

r<sub>l</sub> = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. Se obtiene del promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo.

r<sub>m</sub> - r<sub>l</sub> = Prima de riesgo. Prima de riesgo del mercado, la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

r<sub>p</sub> = Riesgo país. Se refiere al riesgo de una inversión económica debido solo a factores específicos y comunes de un país específico.

β = Beta apalancada, es la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica medida por la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad promedio del mercado. Se denomina des- apalancada cuando parte de la inversión es financiada, mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

---

<sup>25</sup> CAPM= siglas en inglés para "Capital Asset Pricing Model"

## Anexo 2: Procedimiento para el cálculo de activo fijo neto revaluado

El procedimiento para estimar el Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio es el siguiente:

- a) Se obtienen los saldos de las diferentes partidas de activo (plantas de generación, postes, líneas de distribución, transformadores, activos generales o administrativos, etc.), separados en cuatro componentes básicos acumulados: Activo al costo, activo revaluado, depreciación acumulada al costo y depreciación acumulada revaluada. Todo lo anterior a diciembre del año inmediato anterior a la fijación tarifaria.
- b) Se eliminan de los respectivos saldos los retiros del período.
- c) 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 activo que tienen las empresas.
- d) Para el componente interno (porcentual) se utiliza como ponderador de la inflación interna (IPC13) y el componente externo se utiliza como ponderador de devaluación del colón con respecto al dólar de los Estados Unidos de América, ajustada por el índice de inflación externa de los Estados Unidos de América.
- e) Se aplica este índice compuesto a cada partida y cuenta, según su naturaleza.
- f) Se calcula la depreciación del período, según los porcentajes aprobados previamente para cada tipo de activo.
- g) Se estiman las adiciones de activo del período, de acuerdo con el plan de inversiones que ha sido previamente analizado.
- h) Se obtienen los saldos finales de cada partida y cuenta de activo y depreciación, al costo y revaluado y se determina el activo neto.
- i) Se calcula el promedio anual de cada cuenta y el saldo final total que se incorpora a la base tarifaria.

### Anexo 3: Diferencias para el cálculo de Base tarifaria en CNFL

Existen algunas diferencias en el cálculo de la base tarifaria, para la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). El Contrato Eléctrico de 8 de abril de 1941 (Contrato Ley), modificado por Ley N°4197 del 20 de setiembre de 1968 y Ley de 19 de mayo de 1972, en su artículo 16, inciso D, se indica:

La base tarifaria o capital neto invertido para cualquier periodo anual, se determinará de la siguiente manera:

Se considerará como inversión bruta la suma de las siguientes partidas:

- (1) El Activo Fijo Bruto promedio de la empresa en la contabilidad de la misma.
- (2) Un máximo del 3% de la partida antes mencionada para capital de trabajo, o la suma que al efecto señale la ARESEP de acuerdo con los estudios que presente la Compañía.

De la inversión bruta así determinada se rebajará:

- (3) El monto promedio de la reserva de depreciación debidamente autorizada por la ARESEP. La diferencia será considerada como la base tarifaria al 31 de diciembre del año que se analice. (...)

El porcentaje reconocido para el capital de trabajo se define sobre la base del activo fijo bruto, es decir, no sobre el neto; sin embargo, el artículo deja abierta la posibilidad de que la ARESEP, pueda señalar una suma diferente de acuerdo con los estudios que presente la CNFL. En práctica, lo que se ha seguido es acogerse al tres por ciento sugerido por el contrato.

No obstante que la anterior definición no hace alusión alguna a la revaluación del activo, la misma se reconoce debido a que ya ha sido aceptada en todos los servicios públicos, según el acuerdo del Artículo V, de la sesión de Junta Directiva del Servicio Nacional de Electricidad del 13 de diciembre de 1984 (acta número 2259), que en lo que interesa indica:

“La Junta Directiva coincide con la recomendación que se formula y ACUERDA:

1. Indicar a las empresas eléctricas bajo la regulación del Servicio Nacional de Electricidad, que para efectos de revaluar los activos fijos deben aplicar la metodología que utiliza el Instituto Costarricense de Electricidad, la cual consiste en: 1.1 Efectuar el desglose del activo fijo en componente externo y componente interno. (Esta tarea bien puede ser realizada por los ingenieros de las respectivas empresas). 1.2 Aplicar al componente local e Índice de Precios del Consumidor del Área Metropolitana, elaborado por la Dirección General de Estadística y Censos. 1.3 Aplicar al componente externo el índice del Bureau of Reclamation”

Con respecto al estado de resultados para efectos tarifarios, se sigue la misma práctica que en el caso del ICE, es decir, dado que se reconoce la totalidad del activo fijo neto de operación revaluado, se excluyen los gastos financieros pues la totalidad de los recursos de capital representados en el pasivo a largo plazo y el patrimonio, han sido debidamente remunerados.

## Anexo 4: Modelos tarifarios e indicadores en América Latina

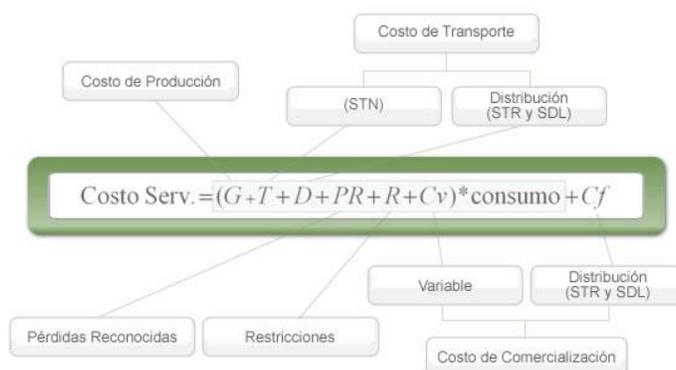
A continuación una breve reseña de los principales referentes encontrados sobre la regulación de servicios de energía en Latinoamérica. Se presenta el resumen por país y ente regulador.

### Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Colombia

Tomado de: <http://www.creg.gov.co>

En este país, la metodología tarifaria se prepara de forma similar a la nuestra a partir de un análisis de la demanda, luego se hace un estudio de los costos asociados, los costos de comercialización del servicio, estudios de productividad y finalmente se concluye con un análisis de rentabilidad. El modelo sigue básicamente la siguiente ecuación para determinar sus tarifas.

Figura 17: Determinación de tarifas (costo del servicio) en CREG



En este modelo de tarificación, el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Otros costos relacionados con la operación y administración del sistema interconectado nacional.

$$CU = CU_f + CU_v$$

Donde,

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R$$

- **CU<sub>f</sub>**: Costo base de comercialización que remunera los costos fijos de la actividad de comercialización. Este costo es igual a cero (0) hasta que se expida la

metodología para la remuneración de la actividad de Comercialización para el próximo período Tarifario.

- CUv: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- G: Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada.
- T: Con este valor se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.
- D: Valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.
- Cv: Remunera el margen de Comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.
- PR: Costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas.
- R: Costos por restricciones y servicios asociados con la generación.

### **Comisión Nacional de Energía (CNE), Chile**

Tomado de: <http://www.cne.cl/>

Para el caso de Chile, uno de los marcos regulatorios que más influyen nuestro modelo, se destaca el proceso de contabilidad regulatoria que lleva Comisión Nacional de energía (CNE) en completa coordinación con la Superintendencia de Electricidad y combustibles (SEC), que mantiene el monitoreo de los indicadores o parámetros para definir tarifas del sector de energía.

En términos simplificados, el modelo chileno parte de que un cliente no regulado alimentado desde la red de distribución de un concesionario enfrenta, en condición de equilibrio, la siguiente estructura de precio cuando es suministrado en términos comerciales por un tercero, por ejemplo, una empresa generadora.

$$Pf = Po + \Delta Pdx$$

Donde,

Pf: Precio final pagado por el cliente.

Po: Precio ofertado en condiciones competitivas, a la entrada del sistema de distribución, en la subestación primaria desde la cual se alimenta al cliente.

$\Delta P_{dx}$  : Peaje de distribución.

A partir de lo anterior el modelo chileno lo que resuelve es aplicar una tarifa o peaje incorporando el precio de nudo (transmisión) y un valor extra por distribución hasta la zona donde reside el cliente. De tal forma la ecuación se transforma, en la siguiente.

$$P_f = P_{reg} = P_{eq} + VAD$$

Donde,

$P_{reg}$ : Precio final regulado en zona en que se ubica el cliente.

$P_{eq}$ : Precio de nudo equivalente aplicable a clientes regulados en la zona en que se ubica el cliente.

$VAD$ : Valor agregado de distribución en la zona en que se ubica el cliente.

Posteriormente el modelo tarifario ya incorpora el estudio del valor nuevo de reemplazo (VNR), que es básicamente el costo de sustitución de un activo para la empresa. Además el proceso tarifario vigente en Chile, establece diferencias por estructuras según sean aplicables a baja y alta tensión, con modalidades u opciones que se ajustan según convengan los clientes del sistema eléctrico.

El hecho de realizar diferentes estructuras para aplicar su modelo tarifario, hace que se haga un uso más eficiente de la electricidad en este caso, ya que parte de una diferenciación de tensión (alta y baja) en el suministro, lo cual no solamente apoya a un uso racional del sistema sino a que se pague de acuerdo a las necesidades de consumo.

### **Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Argentina**

Tomado de: <http://www.enre.gov.ar/>

El (ENRE) es un organismo autárquico<sup>26</sup> encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras Edenor y Edesur\*) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. Para el cálculo de las tarifas en el servicio público de distribución eléctrica, en el área de concesión de las empresas Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A. se siguen las siguientes disposiciones:

- Las tarifas máximas fijadas para cada período tarifario constan de dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que incluye los costos asociados de transporte y b) otro

---

<sup>26</sup> Ver Glosario

representativo del costo propio de distribución o valor agregado de distribución (VAD) constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes, a los que se suman los gastos de comercialización.

- Los períodos tarifarios duran diez años, el primero, y cinco años los sucesivos. Durante estos períodos, las tarifas se ajustan únicamente conforme con las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM, incluidos los costos asociados de transporte.
- Las concesionarias del servicio público tienen la obligación de abastecer toda la demanda de su área de concesión, en función de un régimen de control de la calidad y sanciones.

Además, tal como el modelo chileno hay una categorización según el uso y consumo que se puede apreciar mejor en el siguiente cuadro.

**Cuadro 33: Estructura de tarifas eléctricas, ENRE**

<b>Categoría Tarifaria</b>	<b>características</b>
<b>T1 (Tarifa 1)</b>	Pequeñas demandas. Demanda máxima inferior a 10 KW
<b>T1-R</b>	Uso residencial
<b>T1-R1</b>	Consumo bimestral inferior o igual a 300 KWh
<b>T1-R2</b>	Consumo bimestral superior a 300 KWh
<b>T1-G</b>	Usuarios de pequeñas demandas no encuadrados en T1-R o T1-AP (generalmente comercial o pequeños talleres)
<b>T1-G1</b>	Consumo bimestral inferior o igual a 1600 KWh
<b>T1-G2</b>	Consumo bimestral superior a 1600 KWh e inferior o igual a 4000 KWh
<b>T1-G3</b>	Consumo bimestral mayor a 4000 KWh
<b>T1-AP</b>	Alumbrado público
<b>T2 (Tarifa 2)</b>	Demanda mediana. Demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos igual o superior a 10 KW e inferior a 50 KW. El usuario y la distribuidora pactan la capacidad de suministro.
<b>T3 (Tarifa 3)</b>	Grandes demandas. Demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos desde 50 KW
<b>T3-BT</b>	Suministros en tensiones de hasta 1 KV
<b>T3-MT</b>	Suministros en tensiones desde 1 KV hasta 66 KV
<b>T3-AT</b>	Suministros en tensiones igual o superior a 66 KV

### Proceso de Fijación tarifaria

Para resolver el problema de tener que fijar una tarifa al usuario final a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía hora por hora, se creó un sistema de precios estabilizado (o estacional). Es decir que, trimestralmente y a partir de las estimaciones realizadas por CAMMESA, la Secretaría de Energía sanciona (ex-ante) el precio estacional de la energía.

Éste es el precio al que comprarán las empresas distribuidoras en el mercado spot y representa el precio spot medio esperado para dicho trimestre. Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado (que realizan los distribuidores) y las ventas al

precio spot en el mercado horario (que hacen los generadores) se acumulan en un Fondo de Estabilización cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

Mediante el mecanismo del pass-through, los distribuidores “pasan” a la tarifa de los usuarios finales estrictamente los valores ajustados en función del costo de comprar energía y potencia en el mercado mayorista, sin incluir ningún tipo de margen de ganancia.

### **Valor Agregado de Distribución (VAD)**

La ecuación tarifaria de las empresas concesionarias del servicio de distribución se compone de dos términos: el primero refleja sus costos exógenos, es decir, los precios a los que compran energía y potencia en el MEM, y los costos asociados de transporte; y el segundo refleja sus propios costos o valor agregado de distribución (VAD).

El primer componente es función de los precios estacionales establecidos por la Secretaría de Energía (S.E.) en forma semestral (precio de compra de las distribuidoras en el mercado horario) y de su ajuste trimestral sobre la base de los precios observados en el MEM, y del precio de los contratos en el mercado a término.

De acuerdo con el marco regulatorio, estos valores deben ser ajustados cada vez que varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM. Esto es, en ocasión de cada programación o reprogramación estacional en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre.

En el mercado mayorista, la determinación del precio se realiza en forma horaria a partir del costo marginal (declarado por los propios oferentes) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio spot de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación.

Por otra parte, el costo propio o valor agregado de distribución (VAD) refleja el costo marginal de la prestación del servicio, e incluye los costos de desarrollo e inversión en las redes, de operación y mantenimiento y de comercialización, así como también las depreciaciones y una rentabilidad razonable sobre el capital invertido.

De acuerdo a lo anterior es importante notar que el modelo argentino de fijación tarifaria en el sector eléctrico utiliza una metodología distinta de la nuestra, ya que no hay un margen de ganancia o rentabilidad que se le reconozca sobre la tarifa a la empresa operadora, en su lugar se transfieren los costos de compra de energía en el mercado mayorista a los usuarios y el valor agregado de distribución. Precisamente en este último es donde se reconocen los costos de desarrollo e inversiones a las que les pueden sumar una rentabilidad razonable sobre el capital que invierten.

### **Otros elementos a considerar**

Entre los aspectos interesantes a revisar, están los plazos de vigencia entre revisiones del ingreso estándar para los distribuidores, que varían en los países de la región entre tres y cinco años. Esto requiere, para determinar la inversiones estándar a remunerar, el diseño teórico de redes óptimas capaces de suministrar la carga distribuida realmente por la empresa, cuyo costo es la base tarifaria de activos a remunerar en el estándar de eficiencia. Junto al caso anterior, que es el más frecuente, aparecen peculiaridades en algunos países:

En Chile y Perú, las remuneraciones determinadas por el estándar de eficiencia pueden ser corregidas, si una estimación de rentabilidad promedio realizada a partir de los flujos de fondos de las empresas reales, se aparta en más de un 4% de la rentabilidad objetivo.

En Paraguay y Bolivia las normas establecen un mecanismo de cobertura de costos del servicio más una tasa de rentabilidad.

En Ecuador, al igual que para la transmisión, las remuneraciones cubren sólo la depreciación de las inversiones y no conceden una tasa de retorno positiva, pero a la vez el presupuesto del Estado cubre los costos de expansión de la red.

En Uruguay, las tarifas a los consumidores finales y la remuneración implícita del distribuidor son determinadas por el Poder Ejecutivo a propuesta del Regulador.

En general, los marcos regulatorios atribuyen al distribuidor el papel de intermediario en la venta de energía, entre el mercado mayorista y los clientes regulados.

En Colombia existe la figura del comercializador donde su actividad está separada contable y/o funcionalmente de la de distribución. En general, la regulación evita los riesgos para el distribuidor por su participación como intermediario en el mercado mayorista. Dado lo anterior es difícil comparar un método con otro, no obstante si es importante considerar su aplicación dentro de un sistema de información de servicios público denominado SUI.

En este se conserva la información actualizada de todos los sectores regulados en materia de administrativa, comercial, financiera y técnico operativa de cada prestador de servicios.

## Anexo 5: Catálogo de cuentas

### Cuentas del balance general

1	Caja y Bancos
2	Efectos por cobrar
3	Cuentas por cobrar (neto)
4	Inventarios
5	Gasto pagados por anticipado
6	<b>Total Activo Circulante</b>
7	Inmuebles, Maquinaria y Equipo
8	Cuentas por cobrar LP
9	Inversiones a LP
10	Impuestos sobre renta diferidos
11	Otros Activos
12	<b>Total Activo Fijo</b>
13	<b>Total Activo</b>
14	Porción circulante de deuda LP
15	Gastos acumulados y otras cuentas a pagar
16	Cuentas por pagar
17	<b>Total Pasivo Circulante</b>
18	Impuestos diferidos
19	Provisión para pago de beneficios sociales al personal
20	Deuda a largo plazo (con costo)
21	Dépositos en garantía recibidos por beneficios
22	Provisión para litigios
23	<b>Total Pasivo Largo Plazo</b>

24	Total Pasivo
25	Capital en acciones
26	Superávit y reservas
27	Utilidades acumuladas
28	Reserva para proyectos
29	Otras cuentas patrimoniales
30	Total Patrimonio
31	Pasivo y Patrimonio

Fuente: Elaboración propia

#### Cuentas del Estado de Resultados

32	Ventas Netas
33	Costo de ventas
34	Utilidad Bruta
35	Gastos administración y generales
36	Gastos de consumidores
37	Depreciaciones
38	Total Gastos de operación
39	Utilidad Operativa
40	Gastos financieros
41	Utilidad después de gastos financieros
42	Otros Gastos / ingresos netos
43	Utilidad antes de Impuestos
44	Impuestos
45	Utilidad Neta

Fuente: Elaboración propia

**Cuentas del Estado de Flujos de Efectivo****Actividades de operación:**

- 49 Utilidad neta del período
- 50 Partidas que no utilizan efectivo:
- 51 Depreciaciones y amortizaciones
- 52 Estimación de incobrables
- 53 Estimación de obsolescencia de inventarios
- 54 Diferencias cambiarias sobre deuda a LP
- 55 Impuesto sobre renta
- 56 Ajustes a periodos anteriores
- 57 Flujo operativo antes de capital de Trabajo

**Capital de trabajo****Efectivo provisto en cambios de activos y pasivos de operación:**

- 58 Efectos y cuentas por cobrar
- 59 Inventarios
- 60 Gastos pagados por anticipado
- 61 Depósitos de garantía recibidos por servicios
- 62 Provisión para pago de beneficios sociales
- 63 Provisión para litigios
- 64 Cuentas por pagar
- 65 Gastos acumulados y otras cuentas
- 66 Efectivo de Capital de trabajo
- 67 Flujo operativo después de capital de Trabajo

**Activades de inversión:**

- 68 En otros activos

69 Adiciones a Inmuebles, mobiliario y equipo

70 Retiro de Inmuebles, mobiliario y equipo

71 Adquisición de inversiones a LP

72 Aportes para el desarrollo

73 Efectivo neto de actividades de inversión

74 Flujo de caja libre de la empresa

**Actividades financieras:**

75 Nuevas obligaciones

76 Amortización de deuda a LP

77 Distribución de dividendos

78 Efectivo neto de actividades de financiamiento

79 Flujo libre del Socio

80 Variación neta en efectivo y equivalentes

81 Efectivo y equivalentes al inicio del año

82 Efectivo y equivalentes al fin del año

Fuente : Elaboración propia

## Anexo 6: Ordenamiento de activos y fuentes de financiamiento

A continuación se enlistan los activos verticalmente en orden ascendente de menor a mayor liquidez y las fuentes de financiamientos de menor a mayor exigibilidad.

### Ordenamientos de los Activos y fuentes de financiamiento

<b>Patrimonio</b>	Capital en acciones Superávit y reservas Utilidades retenidas	<b>Fuentes</b>	Ventas o disminución de activos extrafuncionales Disminución de activos funcionales Fuentes de financiamiento con patrimonio Aumentos de capital accionario Incrementos de superávit de capital Utilidad neta del período Depreciación del período Incrementos de pasivo a largo plazo Incrementos de pasivo espontáneo Incrementos de pasivos acumulados con carácter renovable Pasivos expresos financieros
<b>Pasivo</b>	Pasivo Largo Plazo Pasivos espontáneos Pasivos expresos		
<b>Activos</b>	Terrenos Edificios Equipos y vehículos Gastos diferidos Inventarios Cuentas por cobrar Inversiones transitorias y efectivo	<b>Empleos</b>	Pérdidas netas Pago de dividendos (incluyendo los pagados en acciones) Disminución de pasivos Inversión en activos consolidados (terrenos, edificios, etc.) Inversión en activos menos consolidados (maquinaria y equipo) Inversión en otros activos de largo plazo (activos inmateriales, derechos de marca, cargos diferidos) Inversiones permanentes en otras compañías Inversión en inventarios (materia prima, producto en proceso, producto terminado) Inversión en cuentas por cobrar Inversiones transitorias y efectivo La ubicación de otras partidas como gastos diferidos y otros activos de corto plazo dependerá de sus periodos de recuperación previstos

Fuente: Salas, 2012