



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ciencias Sociales y Humanísticas

"Análisis Financiero de la Empresa Pública Estratégica Corporación

Nacional de Electricidad CNEL EP - Propuestas de mejora."

MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

ECONOMISTA CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL

Presentado por:

Lisbeth Cristina Naranjo Briones

Jenny Carolina Solis Calvopiña

Jeffherson Hitalo Verdezoto Peña

Guayaquil - Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

A mis padres, por su apoyo incondicional de siempre, no sólo en mi vida estudiantil sino en todo ámbito. Siempre han estado presentes, son pilar fundamental para mí.

Lisbeth Cristina Naranjo Briones

Agradezco primero que todo a Dios por darme a unos padres maravillosos los cuales me han encaminado a tener una visión y forjar mi futuro, su constancia, dedicación, esfuerzo, consejos y el apoyo brindado es el fruto de convertirme en una profesional,

Gracias padres.

Jenny Carolina Solis Calvopiña

A mis padres que me han apoyado en todo momento, a toda mi familia, a mis amigos, a mis profesores que me han impartido sus conocimientos para mi formación profesional y para la vida, a Ana Paola por apoyarme siempre y a FIFA 14 por enseñarme que la perseverancia siempre da sus frutos.

Jeffherson Hitalo Verdezoto Peña

DEDICATORIA

A mis padres, a mis hermanos, y a él.

Lisbeth Cristina Naranjo Briones

Dedico este trabajo a mis padres Jenny Calvopiña y Olmedo Solis, que los admiro y que siempre me han enseñado excelentes valores, a mis hermanos Liliana y Fernando que siempre me han brindado su apoyo incondicional y a Jhon por estar a mi lado en todo momento.

Jenny Carolina Solis Calvopiña

A mis padres que siempre me han apoyado para lograr mis objetivos y me han inculcado los valores que me han servido en mi vida y a todos mis seres queridos.

Jeffherson Hitalo Verdezoto Peña

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

M.Sc. Omar Maluk Uriguen

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

M.Sc. Pablo Soriano Idrovo

DIRECTOR DE TESIS

M.Sc. Heydi Pazmiño Franco

VOCAL DEL TRIBUNAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.”

Lisbeth Cristina Naranjo Briones

Jenny Carolina Solis Calvopiña

Jeffherson HitaloVerdezoto Peña

ÍNDICE

| | |
|---|-------|
| AGRADECIMIENTO | II |
| DEDICATORIA | III |
| TRIBUNAL DE GRADUACIÓN | IV |
| DECLARACIÓN EXPRESA | V |
| ÍNDICE | VI |
| ÍNDICE DE TABLAS | XI |
| ÍNDICE DE ANEXOS..... | XIV |
| GLOSARIO DE TÉRMINOS..... | XV |
| GLOSARIO DE SIGLAS | XXIII |
| RESUMEN EJECUTIVO | XXV |
| CAPÍTULO I..... | 1 |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO..... | 2 |
| 1.1.1. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO | 2 |
| 1.1.1.1. GENERACIÓN..... | 3 |
| 1.1.1.2. TRANSMISIÓN | 12 |
| 1.1.1.3. DISTRIBUCIÓN..... | 13 |

| | | |
|----------|--|----|
| 1.1.1.4. | SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO..... | 13 |
| 1.1.1.5. | EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL | 15 |
| 1.1.1.6. | MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA..... | 16 |
| 1.1.2. | HISTORIA CNEL EP..... | 16 |
| 1.1.2.1. | ÁREA DE CONCESIÓN..... | 20 |
| 1.1.2.2. | DISTRIBUCIÓN DE CLIENTES..... | 21 |
| 1.1.2.3. | FIDEICOMISO DE RECAUDACIÓN..... | 22 |
| 1.1.3. | ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL..... | 27 |
| 1.1.4. | MISIÓN..... | 28 |
| 1.1.5. | VISIÓN..... | 29 |
| 1.1.6. | OBJETIVOS ESTRATÉGICOS..... | 29 |
| 1.1.7. | VALORES CORPORATIVOS..... | 29 |
| 1.1.8. | POLÍTICAS..... | 30 |
| 1.2. | PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 31 |
| 1.2.1. | PÉRDIDAS DE ENERGÍA..... | 31 |
| 1.2.1.1. | CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA..... | 31 |
| 1.2.2. | BAJA RECAUDACIÓN..... | 33 |
| 1.2.3. | ALTOS COSTOS OPERATIVOS..... | 35 |
| 1.3. | OBJETIVOS..... | 36 |
| 1.3.1. | OBJETIVO GENERAL..... | 36 |
| 1.3.2. | OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 36 |
| 1.4. | JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA..... | 38 |
| 1.5. | ALCANCE DEL ESTUDIO..... | 38 |

| | |
|---|----|
| CAPÍTULO II | 39 |
| MARCO REFERENCIAL | 39 |
| 2.1. TÉRMINOS FINANCIEROS | 39 |
| 2.1.1. <i>Balances generales porcentuales</i> | 40 |
| 2.1.2. <i>Estados de resultados porcentuales</i> | 40 |
| 2.1.3. <i>Análisis de razones financieras</i> | 40 |
| 2.1.4. <i>Medidas de liquidez o solvencia a corto plazo</i> | 41 |
| 2.1.5. <i>Razón circulante</i> | 42 |
| 2.1.6. <i>Razón rápida (o prueba del ácido)</i> | 43 |
| 2.1.7. <i>Razón de efectivo</i> | 44 |
| 2.1.8. <i>Medidas de solvencia a largo plazo</i> | 44 |
| 2.1.9. <i>Razón de deuda total</i> | 45 |
| 2.1.10. <i>Rotación de los activos totales</i> | 45 |
| 2.1.11. <i>Medidas de rentabilidad</i> | 45 |
| 2.1.12. <i>Margen de utilidad</i> | 45 |
| 2.1.13. <i>Rendimiento sobre los activos</i> | 46 |
| 2.1.14. <i>Rendimiento sobre el capital</i> | 46 |
| 2.2. REGRESIÓN LINEAL | 47 |
| 2.2.1. <i>El Modelo de regresión lineal múltiple</i> | 47 |
| 2.2.2. <i>Modelo de regresión simple</i> | 47 |
| 2.2.3. <i>Modelo de regresión múltiple</i> | 47 |
| 2.3. MARCO LEGAL | 49 |

| | |
|--|-----|
| CAPÍTULO III | 66 |
| METODOLOGÍA | 66 |
| 3.1. ANÁLISIS FODA..... | 67 |
| 3.2. DIAGRAMA DE PORTER..... | 68 |
| 3.3. ANÁLISIS FINANCIERO..... | 70 |
| 3.4. ENTREVISTAS EXHAUSTIVAS A EXPERTOS..... | 71 |
| CAPÍTULO IV | 82 |
| ANÁLISIS CNEL EP | 82 |
| 4.1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN ADMINISTRATIVA | 82 |
| 4.1.1. ANÁLISIS FODA..... | 82 |
| 4.1.2. DIAGRAMA DE PORTER..... | 83 |
| 4.2. ANÁLISIS FINANCIERO..... | 84 |
| 4.2.1. ANÁLISIS HORIZONTAL..... | 84 |
| 4.2.2. ANÁLISIS VERTICAL..... | 86 |
| 4.2.3. RATIOS FINANCIEROS..... | 94 |
| 4.3. PROYECCIONES | 100 |
| CAPITULO V | 105 |
| ANÁLISIS DE RESULTADOS | 105 |
| 5.1. PROPUESTAS DE MEJORA | 105 |
| 5.2. ANÁLISIS DE RIESGO..... | 106 |
| 5.2.1. GENERALIDADES DEL RIESGO | 106 |
| 5.2.2. FUENTES DE RIESGO..... | 107 |

| | |
|-------------------------------------|-----|
| 5.2.3. MATRIZ DE RIESGO..... | 108 |
| CAPITULO VI..... | 113 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 113 |
| 6.1. CONCLUSIONES..... | 113 |
| 6.2. RECOMENDACIONES..... | 115 |
| REFERENCIAS..... | 117 |
| ANEXOS | 119 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Potencia Efectiva Nacional (MW) | 7 |
| Tabla 2. Proyectos en Ejecución (Fecha de corte 2012) | 8 |
| Tabla 3. Unidades de conversión a toneladas equivalentes de petróleo (TEP)..... | 10 |
| Tabla 4. Demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional | 15 |
| Tabla 5. Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional | 15 |
| Tabla 6. Distribución de los clientes de CNEL EP | 21 |
| Tabla 7. Resumen Fideicomiso de Recaudación y Pagos CNEL EP | 22 |
| Tabla 8. Número de Empleados CNEL EP..... | 28 |
| Tabla 9. Normativa Vigente Sector Eléctrico | 52 |
| Tabla 10. Cuadro Comparativo de los Balances Generales. Período (2009-2013)..... | 84 |
| Tabla 11. Cuadro Comparativo de los Estados de Resultado. Período (2009-2011)..... | 85 |
| Tabla 12. Cuadro Comparativo de los Estados de Resultado. Período (2012-2013)..... | 85 |
| Tabla 13. Variaciones porcentuales de los Estados de Resultados 2009-2011 con respecto a las ventas de CNEL EP | 87 |
| Tabla 14. Variaciones porcentuales de los Estados de Resultados 2012-2013 con respecto a las ventas de CNEL EP | 88 |
| Tabla 15. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2009-2010. | 90 |
| Tabla 16. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2010-2011. | 91 |
| Tabla 17. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2011-2012. | 92 |
| Tabla 18. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2012-2013. | 93 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 19. Índices de Liquidez | 94 |
| Tabla 20. Índices de Endeudamiento | 97 |
| Tabla 21. Índices Productividad..... | 98 |
| Tabla 22. Proyección de Clientes para el año 2014 | 101 |
| Tabla 23. Proyección Energía Disponible en KWh para el año 2014..... | 101 |
| Tabla 24. Proyección Energía Facturada en KWh para el año 2014..... | 102 |
| Tabla 25. Proyección de Pérdidas de Energía para el año 2014 (%)..... | 103 |
| Tabla 26. Proyección de Recaudación de Energía para el año 2014 (%)..... | 103 |
| Tabla 27. Proyecciones 2014 | 104 |
| Tabla 28. Matriz de Riesgos | 110 |
| Tabla 29. Plan de Acción | 112 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| Figura 1. Ciclo del sector eléctrico | 3 |
| Figura 2. Comparativo de costos de producción para diferentes energías renovables..... | 6 |
| Figura 3. Evolución Potencia Instalada Nacional. | 7 |
| Figura 4. Evolución matriz energética de Ecuador. | 9 |
| Figura 5. Producción de energía por tipo de central (GWh) – 2012..... | 10 |
| Figura 6. Consumo de Combustible en TEP..... | 11 |
| Figura 7. Mapa del Sistema Nacional Interconectado. | 14 |
| Figura 8. Mapa de áreas de concesión de CNEL EP..... | 20 |
| Figura 9. Distribución de clientes de CNEL EP | 22 |
| Figura 10. Compra d energía, pago a proveedores y saldos a pagar. | 26 |
| Figura 11. Organigrama Institucional | 27 |
| Figura 12. Diagrama de flujo de los tipos de pérdidas de energía | 32 |
| Figura 13. Círculo vicioso sector eléctrico | 34 |
| Figura 14. Problemas CNEL EP | 36 |
| Figura 15. Objetivos de la investigación..... | 37 |
| Figura 16. Objetivos de la investigación exploratoria | 67 |
| Figura 17. Análisis Fuerzas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas..... | 82 |
| Figura 18. Diagrama Fuerzas de Porter | 83 |
| Figura 19. Índices de Liquidez..... | 95 |
| Figura 20. Índices de Endeudamiento..... | 97 |
| Figura 21. Índices de Productividad | 98 |
| Figura 22. Fuentes de Riesgo..... | 107 |
| Figura 23. Gráfico Riesgos | 111 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| Anexo 1. BALANCES GENERALES (2009-2013) | 120 |
| Anexo 2. ESTADOS DE RESULTADOS (2009-2011) | 127 |
| Anexo 3. ESTADOS DE RESULTADOS (2012-2013) | 128 |

GLOSARIO DE TÉRMINOS

| | |
|----------------------------------|---|
| Abonado | Persona natural o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica de la empresa eléctrica distribuidora en cuya área de concesión está ubicada, y cuyo abastecimiento de energía eléctrica está sujeto a las regulaciones y tarifas establecidas en la ley y reglamentos correspondientes. Se clasifica en: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros. |
| Agente | Persona natural o jurídica dedicada a las actividades de: generación, distribución o transmisión; o grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía. |
| Carga Instalada | Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en el interior de una instalación. Esta carga instalada la describe el consumidor en su solicitud para el servicio de suministro de electricidad. |
| Cargos o Costos Fijos | Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente de la cantidad de producción. |
| Cargos o Costos Variables | Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la cantidad de producción. |
| Central o Planta | Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica. |
| Central Térmica | Instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel - oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante. El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la |

| | |
|------------------------------|--|
| | central, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta última genera el vapor a partir del agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando un nuevo ciclo. |
| Cliente Regulado | Es aquel cuya facturación por el suministro de energía eléctrica se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por el CONELEC. |
| Cliente No Regulado | Es aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe. |
| Cientes Finales | Suma de los clientes regulados y los no regulados. |
| Combustible: Fuel Oil | El fuel oil es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre 30% y 50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono, y su color es negro. El fuel oil se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos. |
| Combustible: Diésel | Hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m ³ , compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores. |
| Combustible: Nafta | Líquido incoloro, volátil, más ligero que el agua y muy combustible que se utiliza como disolvente industrial: la nafta es una fracción ligera del petróleo natural obtenida en la destilación |

| | |
|---|--|
| | de la gasolina como una parte de ésta. |
| Combustible: Gas Natural | El gas natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón. |
| Combustible: GLP | <p>El petróleo licuado o gas LP, es uno de los combustibles alternativos comúnmente utilizados, por su eficiencia y versatilidad. Hay dos tipos de gases que se pueden almacenar en forma líquida con una moderada presurización: el butano y el propano.</p> <p>Propano - Es particularmente útil como un combustible portable porque su punto de ebullición es de - 42 grados centígrados. Esto significa que a temperaturas muy bajas, se vaporizará tan pronto como sea liberado del contenedor presurizado. El resultado es un combustible de quemado limpio que no requiere mucho equipamiento para vaporizarlo y mezclarlo con el aire.</p> <p>Butano - Su punto de ebullición es aproximadamente de - 0.6 °C, lo cual significa que no se vaporizará en temperaturas muy frías. Esta es la razón de que el butano tenga usuarios más limitados y se mezcle con el propano en lugar de usarse por sí mismo.</p> |
| Combustible: Crudo | El petróleo es una mezcla en la que coexisten en fases sólida, líquida y gas, compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrogeno y pequeñas proporciones de heterocompuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales, ocurriendo en forma natural |

| | |
|--|---|
| | en depósitos de roca sedimentaria. Su color varía entre ámbar y negro. La palabra petróleo significa aceite de piedra. |
| Combustible: Bagazo de Caña | El bagazo de caña es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustible derivados de petróleo. Se utiliza como combustible en los ingenios azucareros. Su rendimiento es bajo debido a la utilización de tecnologías de combustión tradicionales. |
| Combustible: Residuo | Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo. |
| Demanda | Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido. |
| Empresa Autogeneradora | Generadora independiente de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados. |
| Empresa Distribuidora | Persona jurídica titular de una concesión o que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar el servicio público de energía eléctrica a los clientes finales, dentro de su área de concesión o de servicio. |
| Empresa Generadora | Persona jurídica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución. |
| Transmisor | Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación del voltaje vinculado a dicho |

| | |
|-----------------------------|---|
| | servicio de transmisión, desde el punto de entrega por una generadora o una autogeneradora, hasta el punto de recepción por una distribuidora o un gran consumidor. Actualmente es una Unidad Estratégica de Negocios de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC. |
| Energía Bruta | Es la energía total producida por una unidad de generación. |
| Energía Facturada | Es la energía facturada por las empresas eléctricas a sus clientes regulados, la unidad de medida es el kWh. |
| Energía No Renovable | Es un término genérico referido a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas, no pueden regenerarse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable, o la producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo. |
| Energía Neta | Es igual a la energía bruta menos el consumo de auxiliares de unidades de generación. |
| Energía Renovable | Se denomina así a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. |
| Energía Hidráulica | Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. |
| Energía Eólica | Es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento. |
| Energía Térmica | Se denomina energía térmica a la energía liberada en forma de calor. Puede ser obtenida de la naturaleza o del sol, mediante una reacción exotérmica, como la combustión de algún combustible; por una reacción nuclear de fisión o de fusión; |

| | |
|------------------------------------|--|
| | mediante energía eléctrica por efecto Joule o por efecto termoeléctrico; o por rozamiento, como residuo de otros procesos mecánicos o químicos. Asimismo, es posible aprovechar energía de la naturaleza que se encuentra en forma de energía térmica, como la energía geotérmica o la energía solar fotovoltaica. |
| Generación Hidroeléctrica | Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad. |
| Generación Termoeléctrica | Es aquella que utiliza combustible, para producir electricidad. |
| Interconexión Internacional | La barra donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y/o exportación entre dos países. |
| Pérdidas Técnicas | Son aquellas producidas debido al efecto Joule por la circulación de corriente en las redes eléctricas. |
| Pérdidas No Técnicas | Son aquellas constituidas por la energía efectivamente suministrada pero no medida, o bien no registrada comercialmente como tal (fraude, robo o hurto de energía, errores de facturación, errores de lectura de mediciones, entre otros.) |
| Potencia | Es la cantidad de trabajo efectuado por unidad de tiempo. |
| Potencia Eléctrica | Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado ($p = dW / dt$). La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el Vatio. Cuando una corriente eléctrica fluye en un circuito, puede transferir energía al hacer un trabajo mecánico o termodinámico. Los dispositivos convierten la energía eléctrica de muchas |

| | |
|---|---|
| | maneras útiles, como calor, luz, movimiento (motor eléctrico), sonido (altavoz) o procesos químicos. La electricidad se puede producir mecánicamente por la generación de energía eléctrica, o químicamente, o por la transformación de la luz en las células fotoeléctricas, también se puede almacenar químicamente en baterías |
| Potencia Efectiva | Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación. |
| Potencia Instalada o Nominal | Potencia especificada en la placa de la unidad generadora. |
| Precio Medio | Cociente entre el valor facturado en USD y la energía facturada en kWh. |
| Sistema de Distribución | Conjunto de instalaciones para la distribución de energía, conformado por líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía eléctrica en una determinada región. |
| Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) | Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica. |
| Transacción | En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se conoce como transacción a cualquier intercambio comercial entre agentes del mercado, producto de la compra y venta de energía eléctrica. |
| Transformador | Es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo |

| | |
|------------------------------|--|
| | <p>la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo (transformador ideal, esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan</p> <p>un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.</p> |
| Transmisión | <p>Es el transporte de energía eléctrica por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión, que no tienen cargas intermedias.</p> |
| Voltaje (Tensión) | <p>El voltaje, tensión o diferencia de potencial, es la presión que ejerce una fuente de suministro de energía eléctrica o fuerza electromotriz (FEM) sobre las cargas eléctricas o electrones en un circuito eléctrico cerrado para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica. A mayor diferencia de potencial o presión que ejerza una fuente de FEM sobre las cargas eléctricas o electrones contenidos en un conductor, mayor será el voltaje o tensión existente en el circuito al que corresponda ese conductor.</p> |

(Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

GLOSARIO DE SIGLAS

| | |
|---------------|--|
| CELEC | Corporación Eléctrica del Ecuador, conformada por la fusión de las ex empresas generadoras: Electroguayas, Hidroagoyán, Hidropaute, Termoesmeraldas, Termopichincha, Enerjubones, Hidronación, Hidrotoapi, Enernorte, Termogas Machala, Gensur, Hidrozoguez y la Transmisora Transelectric. |
| CENACE | Centro Nacional de Control de Energía. - Corporación civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM. |
| CNEL | Corporación Nacional de Electricidad, creada a partir de la unión de las ex empresas distribuidoras: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas - Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Sta. Elena, Sto. Domingo y Sucumbíos. |
| CONELC | Consejo Nacional de Electricidad. - Organismo de desarrollo público encargado de la planificación, regulación y control del sector eléctrico |
| FERUM | Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal. - Regulado a través del Art. 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el que se identifican los recursos con los que cuenta este Fondo, la planificación y manejo de los proyectos, la coordinación interinstitucional y el sistema de administración de estos recursos. |
| GWh | Gigavatio hora (GWh) es una medida de energía eléctrica equivalente a la potencia suministrada por un gigavatio en una hora. Giga es el prefijo métrico utilizado para mil millones, en esta caso se trataría de mil millones de vatios o de 1.000.000 kilovatios suministrados en una hora. El GWh se utiliza para medir consumos de grandes países, o conglomerados industriales de carácter multinacional y que sean grandes consumidores de energía eléctrica. También se utiliza para conocer el índice de producción de energía eléctrica de un país, aunque |

| | |
|---------------|---|
| | para estos casos también se utiliza el concepto de gigavatio año que equivale a la energía suministrada durante un año. |
| kWh/u | Medida de rendimiento, expresa la cantidad de kilovatios - hora (kWh) que se pueden generar a partir de las diferentes unidades de medida de consumo de combustible: galones (gal), miles de pies cúbicos (mpc), Toneladas métricas (Ton), etc. |
| LRSE | Ley de Régimen del Sector Eléctrico. - Contiene las normas referidas a la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento, relacionadas con Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas. Está vigente desde el 10 de octubre de 1996. Registro Oficial Suplemento N° 43. |
| MEER | Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. - Este Ministerio se crea mediante Decreto Ejecutivo 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial N° 132 de 23 de julio de 2007, con la misión fundamental de formular la política nacional del sector eléctrico y la gestión de proyectos. |
| MWh | Megavatios hora. Unidad de medida de la energía eléctrica, es decir la potencia que se ha consumido o se ha generado en un determinado tiempo, Wh x 106. |
| S.N.I. | Sistema Nacional Interconectado. - Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo |
| S.N.T | Sistema Nacional de Transmisión. - Es el sistema de transmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre los consumidores y los centros de generación, el cual permite el intercambio de energía entre ellos a todo el territorio nacional y que es administrado por la Unidad de Negocio CELEC-Transelectric. |

| | |
|-----------------|---|
| WATT (W) | <p>El vatio o watt (símbolo W, unidad que recibe su nombre de James Watt por sus contribuciones al desarrollo de la máquina de vapor), es la unidad de potencia eléctrica del Sistema Internacional de Unidades. Es el equivalente a 1 julio sobre segundo (1 J/s) y es una de las unidades derivadas. Expresado en unidades utilizadas en electricidad, el vatio es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (1 VA). La potencia eléctrica de los aparatos eléctricos se expresa en vatios, si son de poca potencia, pero si son de mediana o gran potencia se expresa en kilovatios (kW) que equivale a 1000 vatios. Un kW equivale a 1,35984 CV (caballos de vapor).</p> |
|-----------------|---|

(Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

RESUMEN EJECUTIVO

Esta investigación está orientada a realizar un análisis financiero de CNEL EP donde se analizarán datos históricos para determinar cómo ha sido su desenvolvimiento, cuáles han sido las fuerzas, oportunidades, amenazas y fortalezas que tiene CNEL EP, ya que esta corporación se creó con 10 empresas eléctricas con los índices de gestión más bajos, entre los que se identifican a primera vista están la recaudación y la gestión de los costos y gastos.

El análisis financiero que se realizará incluye análisis horizontal y análisis vertical, analizaremos sus costos y gastos operativos, además se analizarán los ratios que tengan mayor relevancia para los objetivos de esta investigación, para así determinar la liquidez con la que cuenta CNEL EP, así como otros factores que inciden en la situación de la empresa.

Se realizarán encuestas a expertos en la materia para que den su opinión o punto de vista acerca del sector además de aprovechar sus conocimientos fruto de su experiencia en el mismo. Luego de determinar cuál es estado en que se encuentra la corporación, se elaborarán propuestas de mejoras que se puedan implementar para que CNEL EP muestre mejoría en sus índices de gestión.

Analizaremos los riesgos en los que se incurrirán al momento de implementar las propuestas de mejoras planteadas y así mismo se propondrá un plan de acción para

que se pueda prevenir cualquier situación adversa que se presente al momento de implementarlas.

Al final de la investigación se llegarán a varias conclusiones basadas en la información obtenida, y contrastando los objetivos con los resultados de ésta además de plantear las debidas recomendaciones basadas en las conclusiones a las que se llegó.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico representa vital importancia en el desarrollo económico y social de un país. Es pilar fundamental para mejorar la calidad de vida del ser humano. Uno de las características de los países desarrollados es que por lo general poseen programas de eficiencia energética. (Organización Latinoamericana de Energía, 2012)

El sector eléctrico se divide en tres grandes grupos, cada uno de los cuales tienen asignado un rol específico dentro del sector. Estos son: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El presente estudio centra atención en el caso de la Empresa Eléctrica Pública Estrategia Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, empresa pública ecuatoriana dedicada a la distribución de la energía eléctrica.

La distribución y comercialización de la energía se refiere al suministro de energía eléctrica a los usuarios finales. En Ecuador las distribuidoras compran energía a las empresas generadoras a través del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y se proveen de la misma con la ayuda de la empresa transmisora CELECTRANSELECTRIC, la cual transporta la energía desde las empresas generadoras hacia las diferentes distribuidoras del país mediante sus líneas de transmisión.

CNEL EP, originalmente CNEL S.A. se creó con la fusión de diez empresas en el año 2008, las cuales presentaban bajos índices de gestión.

Lo que pretende esta investigación es la realización de un análisis financiero de CNEL EP, así diagnosticar su estado actual, estudiar la evolución que ha tenido desde su creación hasta el año 2013, determinar las causas de posibles problemas administrativos-financieros existentes. Todo esto se medirá mediante la utilización de ratios financieros y de análisis verticales y horizontales con la finalidad de elaborar propuestas de mejora.

1.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

En este capítulo se desarrollará un breve resumen de cómo se compone el sector eléctrico, cómo funciona, cuáles son sus características. Se enfocará con mayor detalle en el sector de distribución específicamente en CNEL EP, que es el caso a estudiar.

1.1.1. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

El ciclo que se da en el sector eléctrico empieza desde la búsqueda de fuentes de energía que pongan en marcha las turbinas de las plantas generadoras y así transformar energía mecánica en energía eléctrica. Luego de la producción de energía en cualquiera de las diferentes formas que se da dependiendo del tipo de planta generadora (térmica, hidráulica, eólica, solar, biomasa) esta debe ser transportada mediante un sistema de transmisión que la transfiera a las diferentes empresas

distribuidoras, las cuales finalmente, son las encargadas de distribuir y abastecer a los usuarios finales (residenciales, comerciales e industriales) de energía eléctrica.

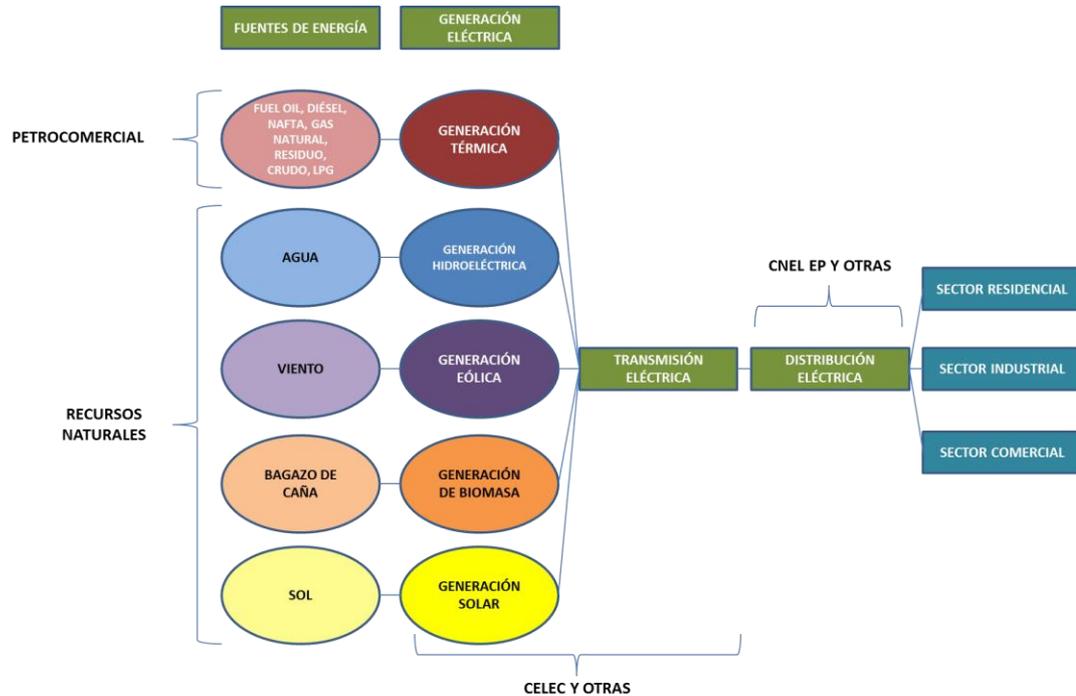


Figura 1. Ciclo del sector eléctrico

Elaborado por los autores

1.1.1.1. GENERACIÓN

Las empresas generadoras son las que poseen permiso del Gobierno otorgado mediante concesión para la explotación económica de las centrales de generación eléctrica. Deben entregar en forma total o parcial la energía producida en los puntos del Sistema Nacional de Transmisión.

Las empresas generadoras de Ecuador son: públicas y privadas. Las empresas generadoras públicas están a cargo de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, sus unidades de negocios son las siguientes:

1. ELECTROGUAYAS
2. ENERJUBONES
3. HIDROAGOYÁN
4. HIDRONACIÓN
5. HIDROPAUTE
6. HIDROTOAPI
7. TERMOESMERALDAS
8. TERMOPICHINCHA
9. ENERNORTE
10. TERMOGAS MACHALA
11. GENSUR
12. HIDROAZOGUEZ

Fuente: (Corporación Eléctrica del Ecuador)

Tipos de generación

Actualmente en Ecuador, la generación de la energía eléctrica se da de las siguientes formas:

- Generación Térmica MCI (Motores de Combustión Interna)

- Generación Térmica Turbogas
- Generación Térmica Turbovapor (Biomasa)
- Generación Hidráulica
- Generación Eólica
- Generación Solar

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

La generación térmica utiliza como fuente de energía diferentes tipos de combustibles, destacándose los derivados del petróleo como son: Fuel Oil, Diésel, Nafta, Gas Natural, Residuo, Crudo, LPG, Bagazo de caña.

PETROECUADOR es el encargado de proveer de la mayoría de estos combustibles a las empresas generadoras.

San Carlos, Ecoelectric y Ecudos son empresas azucareras que emplean el bagazo de caña para obtener vapor y mover las turbinas de la planta.

La generación hidráulica en cambio, utiliza como fuente principal de energía recursos hídricos. Es más económica que la generación térmica, los costos variables de producción son mínimos comparados con los costos variables de la generación térmica, además de que presenta una mejor proyección por su larga vida útil. Sin embargo, los costos fijos que se le asignan son elevados, necesita de una inversión elevada.

La generación eólica utiliza como fuente principal de energía el viento para mover sus turbinas y producir energía eléctrica.

La generación solar utiliza paneles solares para el aprovechamiento de la radiación solar y convertirla en energía eléctrica.

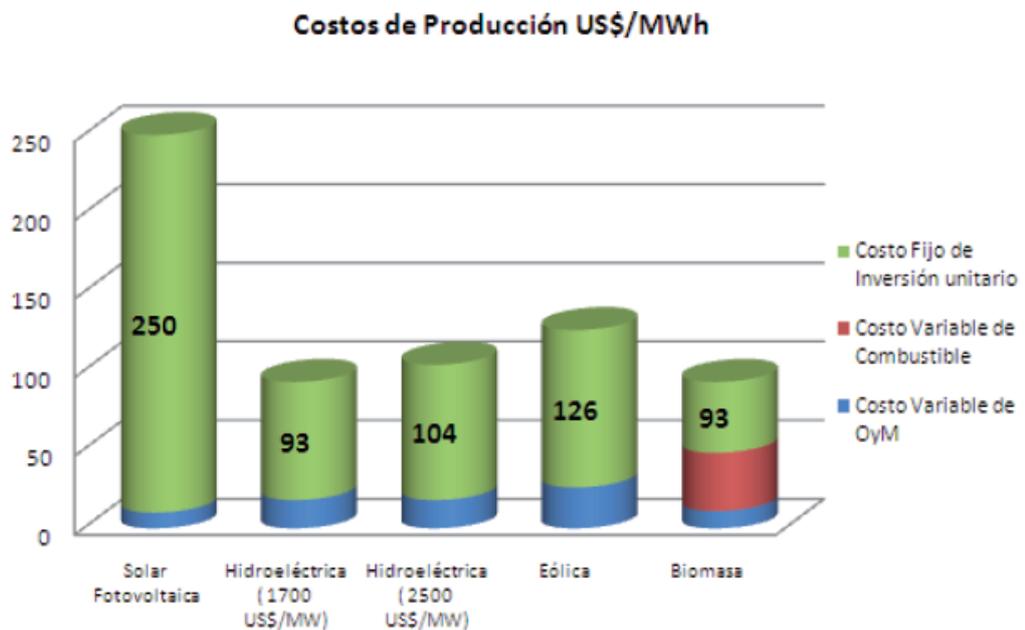


Figura 2. Comparativo de costos de producción para diferentes energías renovables.

Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía, 2012)

Evolución de la potencia instalada

La capacidad instalada de las generadoras del país es la suma de la potencia efectiva de cada una de las centrales de generación e interconexiones instaladas en Ecuador.



Figura 3. Evolución Potencia Instalada Nacional.

Fuente: CONELEC

Tabla 1. Potencia Efectiva Nacional (MW)

| Potencia efectiva nacional (MW) | | | | | | | | | |
|---------------------------------|------------|-------|--------|----------------------|--------------|-----------|-------------|---------|---------------|
| Año | Renovable | | | | No Renovable | | | Total | Variación (%) |
| | Hidráulica | Solar | Eólica | Térmica Turbo-vapor* | Térmica | | | | |
| | | | | | MCI | Turbo-gas | Turbo-vapor | | |
| 1999 | 1,702.9 | - | - | - | 275.2 | 769.3 | 473.0 | 3,220.4 | |
| 2000 | 1,702.8 | - | - | - | 261.4 | 769.3 | 473.0 | 3,206.5 | -0.42% |
| 2001 | 1,725.6 | - | - | - | 259.6 | 637.3 | 473.0 | 3,095.5 | -3.18% |
| 2002 | 1,733.4 | - | - | - | 315.5 | 771.3 | 473.0 | 3,293.2 | 6.06% |
| 2003 | 1,733.5 | - | - | - | 366.5 | 762.0 | 503.0 | 3,365.0 | 1.97% |
| 2004 | 1,732.5 | - | - | 28.0 | 353.5 | 766.0 | 442.0 | 3,322.0 | -0.46% |
| 2005 | 1,749.9 | 0.02 | - | 55.6 | 479.6 | 752.5 | 443.0 | 3,480.6 | 4.12% |
| 2006 | 1,785.8 | 0.02 | - | 63.3 | 714.4 | 753.5 | 443.0 | 3,760.0 | 8.33% |
| 2007 | 2,030.4 | 0.02 | 2.4 | 63.3 | 849.0 | 752.5 | 443.0 | 4,140.6 | 10.02% |
| 2008 | 2,032.5 | 0.02 | 2.4 | 94.5 | 850.7 | 756.2 | 443.0 | 4,179.4 | 0.95% |
| 2009 | 2,029.7 | 0.02 | 2.4 | 94.5 | 926.6 | 896.2 | 443.0 | 4,392.4 | 5.45% |
| 2010 | 2,215.2 | 0.02 | 2.4 | 93.4 | 1,102.5 | 897.5 | 454.0 | 4,765.0 | 7.84% |
| 2011 | 2,207.2 | 0.04 | 2.4 | 93.4 | 1,184.8 | 897.5 | 454.0 | 4,839.3 | 3.90% |
| 2012 | 2,245.6 | 0.08 | 2.4 | 93.4 | 1,348.6 | 973.9 | 454.2 | 5,118.2 | 3.90% |

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad)

El Gobierno propuso algunos cambios en la matriz energética del Ecuador, en la actualidad se están desarrollando varios proyectos para seguir aumentando la capacidad instalada. Según el MEER se busca incrementar la oferta en 2.773 MW, que representa casi el doble de la demanda máxima actual del Ecuador.

Tabla 2. Proyectos en Ejecución (Fecha de corte 2012)

| Nombre | Ubicación (Provincia) | Inicio de operación | Avance (%) | Potencia (MW) | Energía (GWh/Año) |
|----------------------------------|---|----------------------------|---------------|------------------|----------------------|
| Coca Codo Sinclair | Sucumbios y Napo | ene-16 | 39,06% | 1,500 | 8,743 |
| Sopladora | Límites Azuay y Morona Santiago | dic-14 | 22,03% | 487 | 2,800 |
| Minas San Francisco | Azuay | dic-15 | 7,20% | 270 | 1,290 |
| Toachi - Pilatón | Límites Pichincha, Santo Domingo y Cotopaxi | abr-15 | 23,32% | 253 | 1,120 |
| Delsitanisagua | Zamora Chinchipe | dic-15 | 7,61% | 115 | 904 |
| Manduriacu | Límites Pichincha e Imbabura | oct-14 | 15,27% | 60 | 341 |
| Quijos | Napo | dic-15 | 12,53% | 50 | 355 |
| Mazar - Dudas | Cañar | feb-14 | 7,63% | 21 | 125 |
| PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS | | | | | |
| Villonaco | Loja | ene-13 | 99,0 | 16,5 | 59 |
| | | Proyecto Energía Renovable | | 16,5 | 59,0 |
| | | Total Proyectos | | 2,773 | 15,737 |

Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable)

A continuación, se presenta la evolución que ha tenido y los resultados esperados para el año 2016 de la misma:

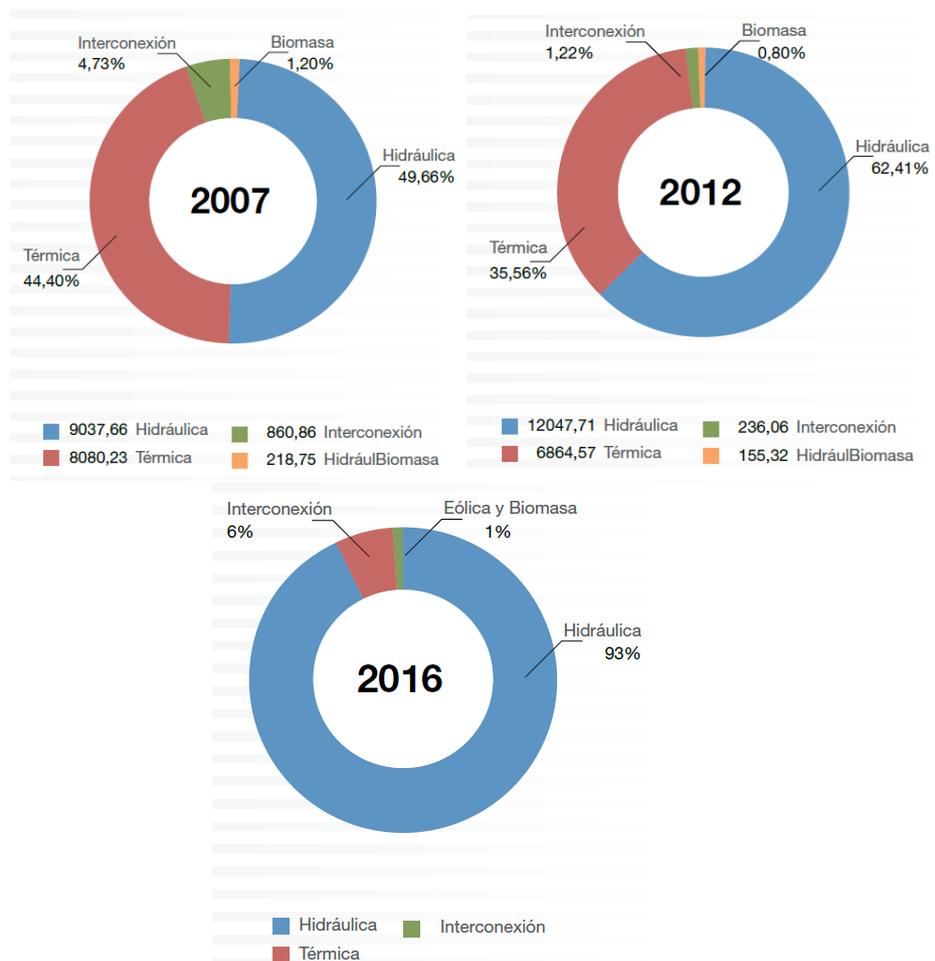


Figura 4. Evolución matriz energética de Ecuador.

Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable)

Con la inversión que el gobierno ha realizado en el sector eléctrico se pretende obtener mayor soberanía energética e incentivar la producción de energías renovables. A su vez, va de la mano con la reestructuración de la matriz productiva del país. Los países desarrollados se destacan por poseer exitosos programas de eficiencia energética.

Energía producida por tipo de central

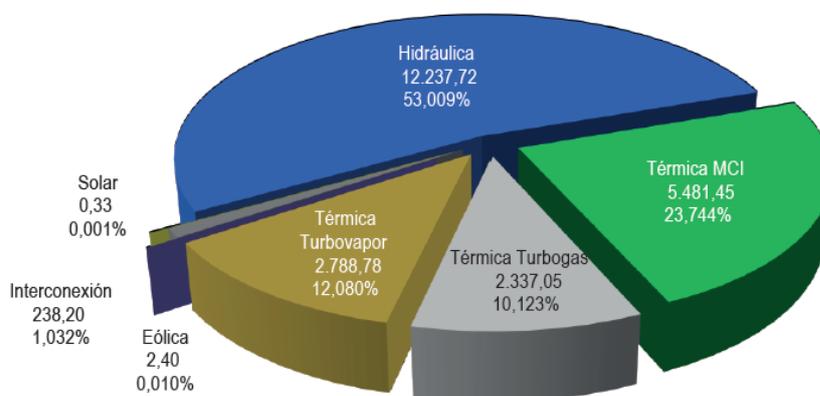


Figura 5. Producción de energía por tipo de central (GWh) – 2012

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

Consumo de combustible de las empresas de generación eléctrica

Las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras de energía, en sus centrales térmicas, disponen de motores de combustión interna (MCI), unidades turbovapor o unidades turbogas, las mismas que para su funcionamiento utilizan diversos combustibles, como son: fuel oil, diesel 2, nafta, gas natural crudo, residuo y bagazo de caña, siendo considerado este último como un tipo de combustible. (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

Tabla 3. Unidades de conversión a toneladas equivalentes de petróleo (TEP)

| Combustible | Unidad | Equivalente (TEP) |
|-------------|--------|-------------------|
| Fuel Oil | 1 gl | 0,003 |
| Diesel 2 | 1 gl | 0,003 |

| | | |
|----------------|-------|-------|
| Nafta | 1 gl | 0,003 |
| Gas Natural | 1 mpc | 0,022 |
| Residuo | 1 gl | 0,003 |
| Crudo | 1 gl | 0,003 |
| LPG | 1 gl | 0,003 |
| Bagazo de Caña | 1 Tn | 0,182 |

Fuente: (Organización Latinoamericana de Energía)

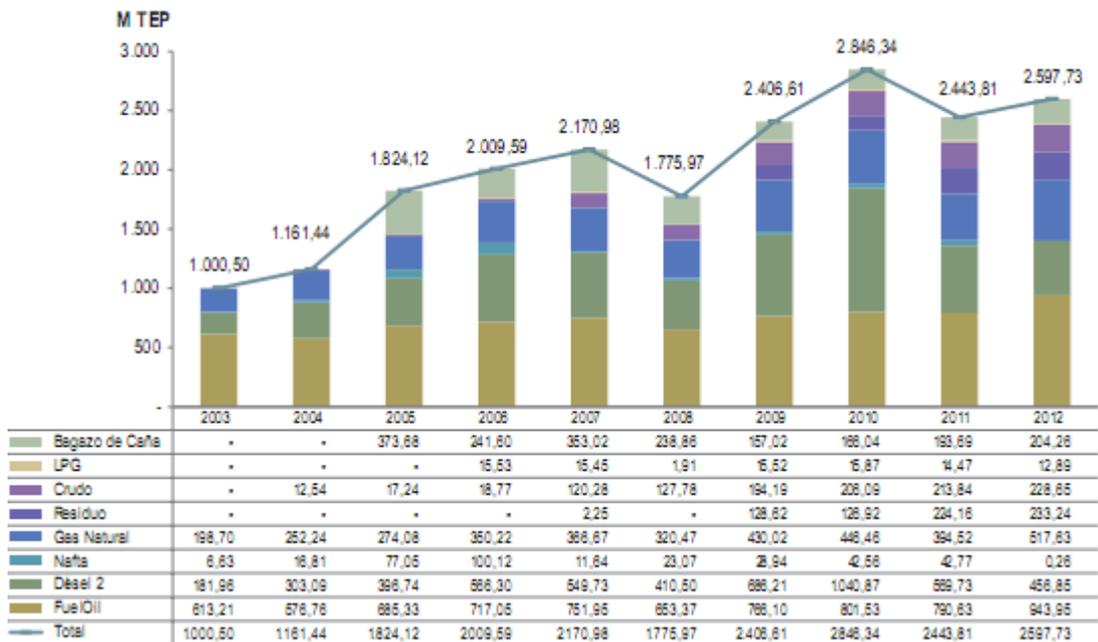


Figura 6. Consumo de Combustible en TEP

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

Importación y exportación de energía

Ecuador importa y exporta energía desde y hacia Colombia y Perú mediante líneas de transmisión transfronterizas.

La interconexión Ecuador-Perú consiste en un enlace de 230 Kv que une las localidades de Machala en Ecuador y Zorrito en Perú. Se la utiliza solamente en situaciones de emergencia, debido a problemas de estabilidad de la red, sobretodo del lado peruano.

La interconexión Ecuador-Colombia se encuentra conectado por dos líneas de transmisión: una a 138kV que une las subestaciones de frontera de “Carchi” en Tulcán, Ecuador y “Panamericana” en Ipiales, Colombia. La segunda línea a 230 kV conecta las subestaciones de “Pomasqui” en Quito, Ecuador y “Jamondino” en Pasto, Colombia.

1.1.1.2. TRANSMISIÓN

La transmisión de la energía eléctrica trata sobre canalizar la energía producida por las generadoras hacia las diferentes distribuidoras ubicadas por todo el país. La transmisión en Ecuador se lleva a cabo mediante el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), el cual es operado únicamente por la empresa transmisora CELEC-TRANSELECTRIC.

Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión se refiere a toda la infraestructura instalada que aporta para el transporte de la energía eléctrica desde las generadoras hasta las distribuidoras. Considera las todas las líneas de transmisión, transformadores y autotransformadores.

1.1.1.3. DISTRIBUCIÓN

Las empresas distribuidoras se encargan de comprar energía a las empresas generadoras mediante contrato en el MEM para poder distribuirla a los usuarios finales (abonados).

Dentro de la comercialización de energía eléctrica se considera la medición del consumo, facturación, cobranza y demás aspectos relacionados con la utilización de energía eléctrica.

También pueden dedicarse a actividades de generación en aquellas centrales actualmente autorizadas para operar o invertir en los proyectos de generación que se les autorice.

Para el cumplimiento de su objeto social, pueden celebrar convenios, contratos, acuerdos o actos permitidos por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con su objeto o giro del negocio de la empresa.

1.1.1.4. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

La Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE supervisa y coordina la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) e Interconexiones Internacionales de manera técnica y económica, resguardando su seguridad y calidad. Además, analiza y genera la información necesaria para las liquidaciones comerciales de las transacciones nacionales e internacionales de electricidad.

Cada una de las partes que componen el sector eléctrico se encuentran enlazadas y relacionadas entre sí, formando el Sistema Nacional Interconectado.

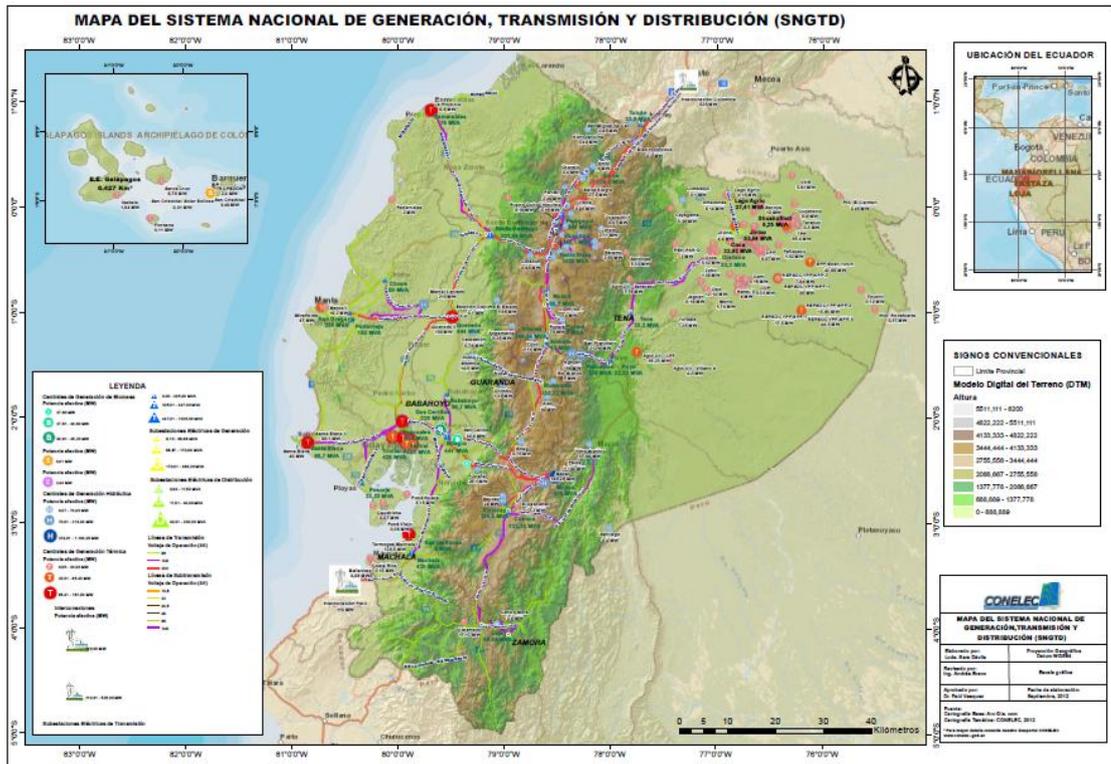


Figura 7. Mapa del Sistema Nacional Interconectado.

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

En el sector eléctrico ecuatoriano existen ciertas empresas generadoras y distribuidoras no integradas al sistema.

1.1.1.5. EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL

Tabla 4. Demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional

| Demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional por grupo de consumo (GWh) | | | | | | | |
|---|-------------|-----------|------------|------------|----------|-----------|---------------|
| Año | Residencial | Comercial | Industrial | A. Público | Otros | Total | Variación (%) |
| 1999 | 2 960,30 | 1 263,99 | 2 072,56 | 593,21 | 840,63 | 7 730,69 | |
| 2000 | 2 803,32 | 1 362,01 | 2 218,43 | 620,24 | 900,29 | 7 904,29 | 2,25% |
| 2001 | 2 915,74 | 1 432,41 | 2 139,39 | 634,09 | 888,61 | 8 010,25 | 1,34% |
| 2002 | 3 098,30 | 1 496,52 | 2 460,19 | 663,68 | 893,74 | 8 612,43 | 7,52% |
| 2003 | 3 269,65 | 1 805,04 | 2 589,59 | 675,04 | 812,00 | 9 151,32 | 6,26% |
| 2004 | 3 515,64 | 2 051,34 | 2 792,61 | 696,54 | 938,17 | 9 994,29 | 9,21% |
| 2005 | 3 702,24 | 2 377,57 | 3 052,41 | 715,82 | 962,70 | 10 810,73 | 8,17% |
| 2006 | 3 896,09 | 2 598,15 | 3 332,52 | 741,24 | 1 068,81 | 11 636,80 | 7,64% |
| 2007 | 4 095,19 | 2 633,77 | 3 478,32 | 765,46 | 1 216,52 | 12 189,25 | 4,75% |
| 2008 | 4 384,86 | 2 519,61 | 3 418,36 | 806,40 | 1 524,20 | 12 653,44 | 3,81% |
| 2009 | 4 672,28 | 2 532,71 | 4 147,86 | 819,57 | 1 045,50 | 13 217,92 | 4,46% |
| 2010 | 5 114,18 | 2 672,33 | 4 416,76 | 812,03 | 1 061,30 | 14 076,61 | 6,50% |
| 2011 | 5 350,95 | 2 955,82 | 4 797,85 | 882,97 | 1 261,22 | 15 248,80 | 8,33% |
| 2012 | 5 623,74 | 3 208,86 | 5 067,52 | 913,01 | 1 411,43 | 16 224,56 | 6,40% |

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad)

Tabla 5. Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional

| Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh) | | | | | | | | | | |
|---|------------|-------|--------|----------------------|--------------|-----------|-------------|-------------|-----------|---------------|
| Año | Renovable | | | | No Renovable | | | Importación | Total | Variación (%) |
| | Hidráulica | Solar | Eólica | Térmica Turbo-vapor* | Térmica | | | | | |
| | | | | | MCI | Turbo-gas | Turbo-Vapor | | | |
| 1999 | 7 177,36 | - | - | - | 291,27 | 538,21 | 2 301,28 | 23,76 | 10 331,88 | |
| 2000 | 7 359,01 | - | - | - | 578,44 | 524,07 | 2 150,92 | - | 10 612,44 | 2,72% |
| 2001 | 6 886,29 | - | - | - | 711,28 | 1 053,40 | 2 398,83 | 22,23 | 11 072,03 | 4,33% |
| 2002 | 7 338,89 | - | - | - | 695,65 | 1 313,98 | 2 539,04 | 56,30 | 11 943,86 | 7,87% |
| 2003 | 7 007,12 | - | - | - | 731,17 | 1 335,17 | 2 472,67 | 1 119,61 | 12 665,74 | 6,04% |

| | | | | | | | | | | |
|------|-----------|------|------|--------|----------|----------|----------|----------|-----------|--------|
| 2004 | 7 206,20 | - | - | 3,24 | 1 366,84 | 1 739,72 | 2 268,84 | 1 641,61 | 14 226,46 | 12,32% |
| 2005 | 6 677,55 | - | 0,01 | 102,86 | 1 384,89 | 2 483,39 | 2 755,32 | 1 723,45 | 15 127,47 | 6,33% |
| 2006 | 6 917,77 | - | 0,01 | 145,56 | 2 103,16 | 3 136,13 | 2 813,22 | 1 570,47 | 16 686,32 | 10,30% |
| 2007 | 8 789,16 | 0,96 | 0,02 | 218,75 | 3 340,42 | 2 437,45 | 2 549,90 | 860,87 | 18 197,52 | 9,06% |
| 2008 | 11 026,16 | 2,68 | 0,03 | 208,32 | 3 243,67 | 1 839,86 | 2 287,80 | 500,16 | 19 108,69 | 5,01% |
| 2009 | 9 225,41 | 3,20 | 0,01 | 216,52 | 3 145,61 | 2 816,44 | 2 857,43 | 1 120,75 | 19 385,37 | 1,45% |
| 2010 | 8 636,40 | 3,43 | - | 235,56 | 4 087,07 | 3 820,33 | 2 727,06 | 872,90 | 20 382,76 | 5,15% |
| 2011 | 11 133,09 | 3,34 | 0,06 | 278,20 | 4 375,78 | 2 272,25 | 2 481,42 | 1 294,59 | 21 838,73 | 7,14% |
| 2012 | 12 237,72 | 2,40 | 0,32 | 296,35 | 5 481,45 | 2 337,05 | 2 492,42 | 238,20 | 23 085,92 | 5,71% |

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad)

1.1.1.6. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente en este mercado se realizarán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia. (Consejo Nacional de Electricidad, 2002)

1.1.2. HISTORIA CNEL EP

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A., se conformó con la suscripción de la Escritura Pública de fusión celebrada el 15 de diciembre de 2008, ante el Notario Trigésimo Octavo del Cantón Guayaquil, de disolución anticipada sin liquidación de las Ex Empresas de Distribución: Empresa Eléctrica Sucumbios S.A. EMELSUCUMBIOS, Empresa Eléctrica Manabí S.A. Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. EMELGUR, Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A.

EMELESA, Empresa Eléctrica Milagro C.A., Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., Empresa Eléctrica de Bolívar S.A., por creación de la Compañía CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. y asumió todos los derechos y obligaciones de las Ex Empresas de Distribución fusionadas. Inscrita en el Registro Mercantil con el No. De Repertorio 2145 del 15-01-2009. Resolución No. 08-G-DIC-0008938 del 29 de diciembre 2008 dictada por el Intendente de Compañías de Guayaquil.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 1 del Decreto Ejecutivo No. 1604, publicado en el Registro Oficial No.984 del 1 de marzo de 2012, la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo, mediante Oficio No. SENPLADES-SNPD-2013-0037-OF de 23 de enero de 2013, emite Informe Previo de Pertinencia favorable para la transformación de CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A. en empresa pública; y, mediante Decreto Ejecutivo No. 1459, del 13 de marzo de 2013, se crea la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP.

Actualmente las antiguas empresas, conforman las unidades de negocio de CNEL EP.

A continuación, se detallan las Unidades de Negocio que conforman la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP.

1. Unidad de Negocio – Manabí

2. Unidad de Negocio – Sucumbíos
3. Unidad de Negocio – Esmeraldas
4. Unidad de Negocio – El Oro
5. Unidad de Negocio – Milagro
6. Unidad de Negocio – Guayas-Los Ríos
7. Unidad de Negocio – Santo Domingo
8. Unidad de Negocio – Bolívar
9. Unidad de Negocio – Santa Elena
10. Unidad de Negocio – Los Ríos

Empresa Eléctrica Pública Estratégica, CNEL EP, tiene como objetivo brindar el servicio público distribución y de comercialización de energía eléctrica dentro del área que le ha sido asignada bajo el régimen de exclusividad regulado por el Estado, a efecto de satisfacer la demanda de energía eléctrica, en las condiciones establecidas en la normativa aplicable al sector eléctrico.

Estas diez empresas consideradas para la fusión fueron elegidas del total de empresas eléctricas del Ecuador por presentar bajos índices de gestión empresarial, esto se debe a que la recaudación era muy baja por lo que no alcanzaban a cubrir sus costos operacionales, y tenían niveles muy elevados de pérdidas negras.

Una de las razones de considerar pública y no privada a una empresa dedicada a la distribución de servicios públicos, es los altos costos que deben enfrentar las empresas privadas y que muchas de las veces no pueden solventar.

El Plan Estratégico de CNEC para el período 2012-2014 se alinea a los planes empresariales de las instituciones relacionadas con el Sector y especialmente con los objetivos y políticas establecidos en el Plan Nacional de Buen Vivir.

Las empresas públicas sus subsidiarias y filiales podrán adoptar las formas de financiamiento que estimen pertinentes para cumplir sus fines y objetivos empresariales, tales como: ingresos provenientes de la comercialización de bienes y prestación de servicios así como de otros emprendimientos; rentas de cualquier clase que produzcan los activos, acciones, participaciones; acceso a los mercados financieros, nacionales o internacionales, a través de emisión de obligaciones, titularizaciones, contratación de créditos; beneficio de garantía soberana; inyección directa de recursos estatales, reinversión de recursos propios; entre otros. Para el efecto se requerirá la resolución favorable del Directorio de la empresa y el cumplimiento de los requisitos previstos en esta y otras leyes, así como en la normativa aplicable, en función de la naturaleza del financiamiento al que se acceda. (Art. 42, Ley Orgánica de Empresas Públicas)

Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de provisión del servicio de electricidad durante el término de la concesión que se le otorgue. Serán responsables de atender el incremento de demanda en su zona de concesión, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere conveniente. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad

por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión. El Estado no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura del concesionario de distribución. Los contratos de concesión deberán respetar en particular, las previsiones en materia tarifaria contenidas en este Reglamento. (Art. 34, Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico)

1.1.2.1. ÁREA DE CONCESIÓN

El área del país es de 272013 Km², el mismo que se presenta en la Figura de color verde.

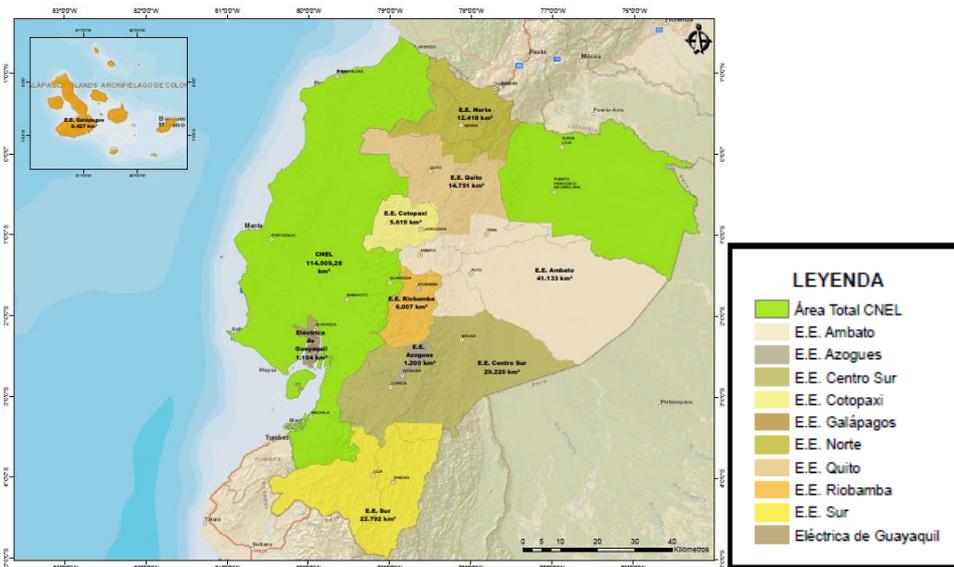


Figura 8. Mapa de áreas de concesión de CNEL EP

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

CNEL EP tiene a su cargo el abastecimiento de energía a través de sus unidades de negocios, que se encuentran localizadas, en la costa sierra y oriente.

$$\frac{\text{Área de Concesión CNEL}}{\text{Área del Ecuador}} = \frac{115470 \text{ km}^2}{272013 \text{ km}^2} = 42,45\%$$

El área de concesión asciende a 115470 km² equivalente al 45,45% del territorio nacional, distribuye un 35% de la energía que se utiliza en el país y atiende las necesidades de alrededor de 1.6 millones de clientes de un total de 4.5 millones de clientes a nivel nacional. Su domicilio principal es el Cantón Guayaquil, Provincia del Guayas.

1.1.2.2. DISTRIBUCIÓN DE CLIENTES

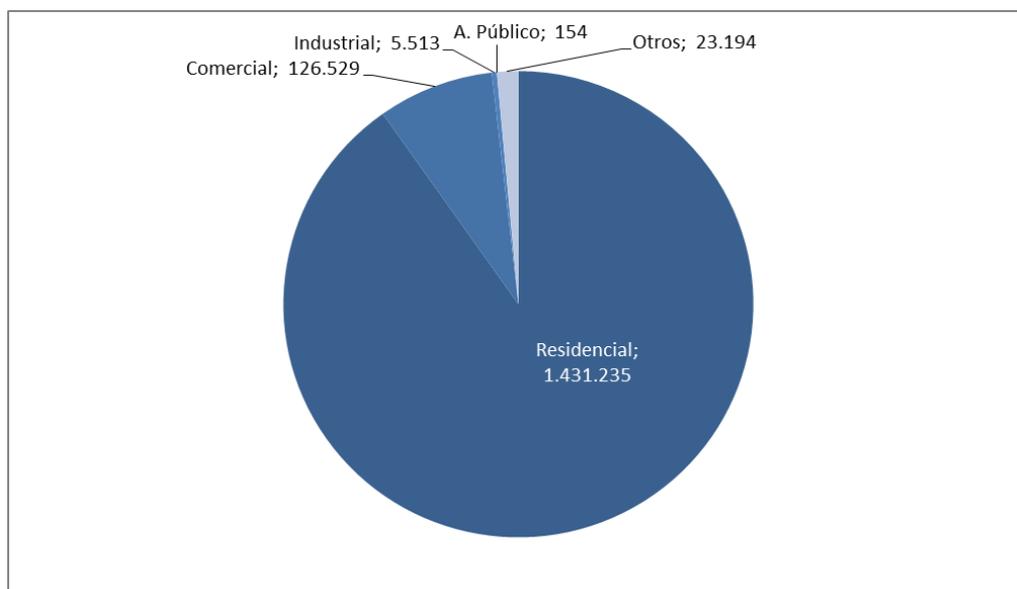
CNEL EP distribuye energía eléctrica a los diferentes tipos de clientes. Los cuales se detallan a continuación:

Tabla 6. Distribución de los clientes de CNEL EP

| Tipo de Cliente | Número de clientes |
|-----------------|--------------------|
| Residencial | 1.431.235 |
| Comercial | 126.529 |
| Industrial | 5.513 |
| A. Público | 154 |
| Otros | 23.194 |
| Total | 1.586.625 |

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

Elaborado por los autores



Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

1.1.2.3. FIDEICOMISO DE RECAUDACIÓN

| | |
|------------------------|---|
| Nombre : | FIDEICOMISO DE RECAUDACIÓN Y PAGOS CNEL |
| Fecha de Constitución: | 09 de abril del 2009 |
| Constituyente: | CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. |
| Objeto: | "...la conservación y administración material y financiera de los recursos que se integren a su patrimonio para ser destinados a cubrir las necesidades de recursos del propio CONSTITUYENTE y al pago de sus obligaciones, según lo establecido en el cuadro de prelación ..." |

Tabla 7. Resumen Fideicomiso de Recaudación y Pagos CNEL EP

Proporcionado por: CNEL EP

El CONSTITUYENTE, dentro del giro normal de su negocio y a fin de cumplir con su objeto social, mantiene relaciones comerciales con ciertos proveedores que le facilitan de recursos y servicios a fin de poder llevar a cabo la producción de energía eléctrica.

El CONSTITUYENTE, debe garantizar a los usuarios el suministro permanente e ininterrumpido del servicio eléctrico, a través de la compra de energía en virtud de los contratos regulados y a plazos suscritos con las generadoras y el servicio de transporte de energía prestado por el trasmisor.

El CONSTITUYENTE, según lo establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, también puede comprar energía en el mercado ocasional para cumplir con las demandas de energía de sus usuarios, lo cual también implica un compromiso de pago al Mercado Ocasional controlado por el CENACE.-

Con el fin de asegurar el pago oportuno que por suministro energía eléctrica la CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. debe a las Empresas Generadoras y de Transmisión, la CONSTITUYENTE ha considerado la figura del Fideicomiso como la herramienta idónea que le permite optimizar la administración de la recaudación por venta de energía, o sea el negocio, cumpliendo tanto con las metas del Gobierno Nacional, al mantener provisto al país de energía, así como, el cumplimiento de sus obligaciones comerciales con sus proveedores.

BENEFICIOS DEL FIDEICOMISO

1. Integrar al patrimonio autónomo del fideicomiso los recursos provenientes de la facturación mensual de cada Gerencia Regional del CONSTITUYENTE, a través de los mecanismos de recaudación que actualmente tiene el CONSTITUYENTE implementando los controles que sean necesarios y que aseguren que al patrimonio autónomo ingresen todos los recursos provenientes de la venta de energía.
2. El Fideicomiso de Recaudación y pagos CNEL, puede dentro del ámbito de su acción realizar:
 - Pagos oportunos a municipios (alumbrado público y recolección de basura);
 - Pagos oportunos al Cuerpo de bomberos;
 - Pagos al FERUM;
 - Pago de facturas a las Generadoras tanto públicas como privadas; y,
 - Entregar el Valor Agregado de Distribución de cada una de las regionales.
3. Uno de los atributos del Fideicomiso de Recaudación y pagos del CNEL, es llevar una administración transparente de los recursos que se perciben por la venta de energía eléctrica;
4. El pago oportuno al CENACE para la importación de energía;
5. Seguridad en el manejo de los recursos;

6. Se privilegia el pago a PETROCOMERCIAL, según el esquema de prelacones;
7. Sirve de garantía para poder firmar los contratos con los generadores privados, ya que los recursos no los maneja la propia empresa, se paga según un esquema de prelacones:

| AÑO 2008 | | | | |
|-------------------------------|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| Compra de Energía (\$) | Pagos (\$) | % De Pago | Saldos (\$) | % Por Pagar |
| 137.030.002,06 | 73.687.661,77 | 53,77% | 63.342.340,29 | 46,23% |

| AÑO 2009 | | | | |
|-------------------------------|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| Compra de Energía (\$) | Pagos (\$) | % De Pago | Saldos (\$) | % Por Pagar |
| 268.845.032,27 | 151.342.603,09 | 56,29% | 117.502.429,18 | 43,71% |

| AÑO 2010 | | | | |
|-------------------------------|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| Compra de Energía (\$) | Pagos (\$) | % De Pago | Saldos (\$) | % Por Pagar |
| 245.160.781,56 | 178.967.321,58 | 73,00% | 66.193.459,98 | 27,00% |

Como se observa en el cuadro que antecede, la compra de energía correspondiente al año 2010 es inferior a la del año 2009, demostrando mayor eficiencia a través del incremento en el pago al Mercado Eléctrico Mayorista (73%), y reduciendo las Cuentas por Pagar a los generadores del sistema (27%), conforme se demuestra en el siguiente gráfico:

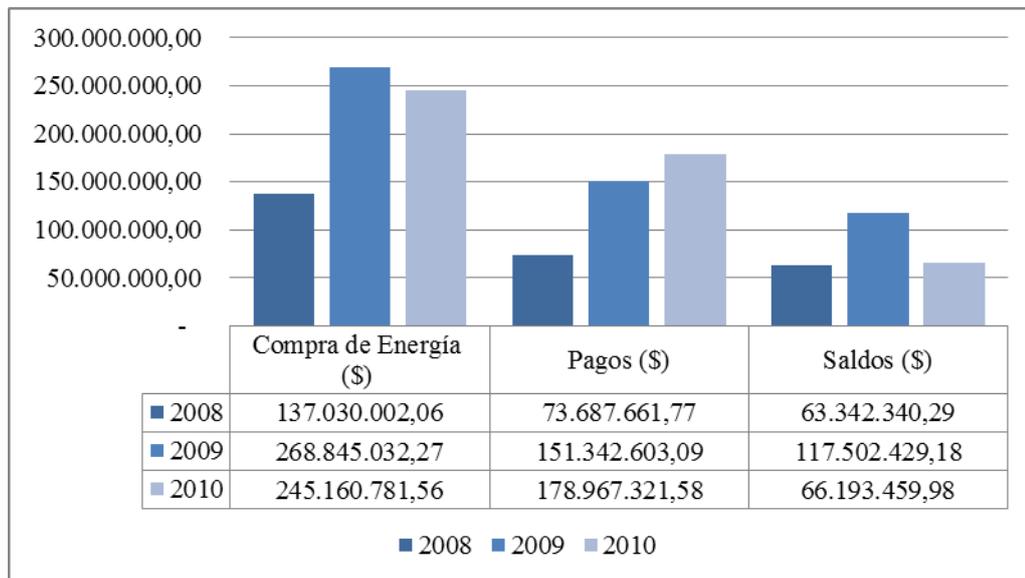


Figura 10. Compra d energía, pago a proveedores y saldos a pagar.

Proporcionado por: CNEL EP

8. Se cumple de manera oportuna con los convenios privados; y,
9. Se distribuyen de manera ágil y oportuna los recursos entregados por el Estado a cada una de las regionales por concepto de decretos.

BENEFICIOS DEL FONDO COMÚN

- Pagar en su totalidad a las generadoras privadas por la generación eléctrica según el esquema actual de prelacones;
- Se mantiene un control de las facturas emitidas por parte de las generadoras a las regionales; y,
- Se mantiene un control exacto de los saldos de pago de forma mensual en cada una de las Regionales.

1.1.3. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

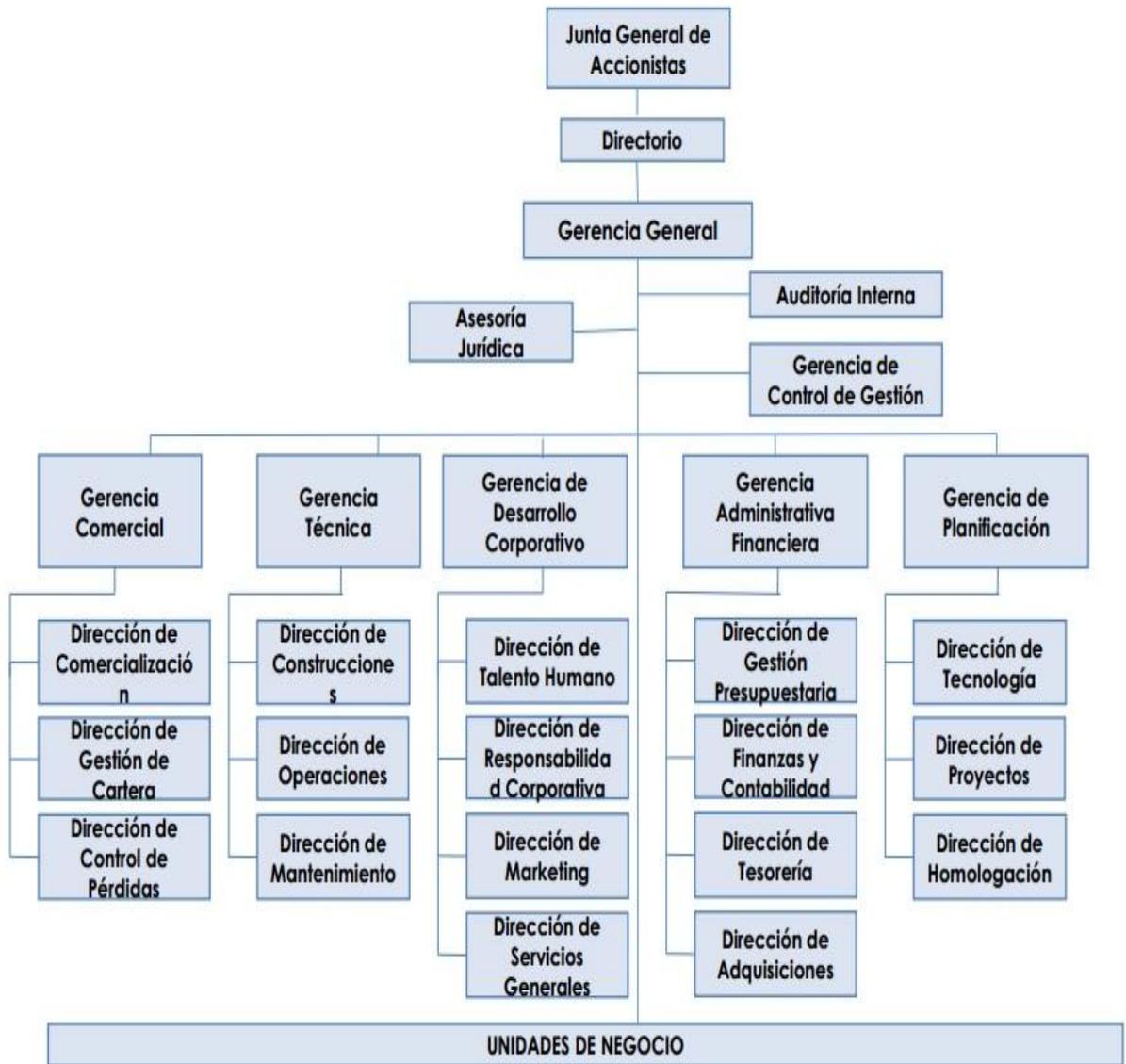


Figura 11. Organigrama Institucional

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Número de Empleados

| GRUPO DE EMPRESA | EMPRESA | NÚMERO DE EMPLEADOS |
|--------------------------------------|----------------------|---------------------|
| CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD | CNEL-BOLÍVAR | 214 |
| | CNEL-EL ORO | 540 |
| | CNEL-ESMERALDAS | 365 |
| | CNEL-GUAYAS LOS RÍOS | 767 |
| | CNEL-LOS RÍOS | 201 |
| | CNEL-MANABÍ | 705 |
| | CNEL-MILAGRO | 259 |
| | CNEL-SANTA ELENA | 382 |
| | CNEL-SANTO DOMINGO | 342 |
| | CNEL SUCUMBÍOS | 292 |
| Total | 4067 | |

Tabla 8. Número de Empleados CNEL EP

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

1.1.4. MISIÓN

Proveer el servicio público de energía eléctrica con calidad, para satisfacer el confort y desarrollo de nuestros consumidores; contando para ello con presencia

nacional, talento humano comprometido, tecnología, innovación y respeto al ambiente.

1.1.5. VISIÓN

Ser la empresa pública de distribución y comercialización de energía eléctrica del Ecuador, referente de calidad, cobertura y eficiencia, empleando para ello la tecnología y el talento humano contribuyendo al buen vivir.

1.1.6. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

- Incrementar el nivel de cobertura del servicio eléctrico
- Lograr una optimización de Costos y Gastos de la empresa
- Mejorar la recuperación de cartera corriente y vencida
- Reducir las pérdidas de electricidad en distribución
- Mejorar la Calidad del Producto y Servicio Técnico
- Mejorar la Calidad del Servicio Comercial
- Lograr el fortalecimiento Institucional a nivel organizacional, del talento humano y tecnológico, que permita una mejora en la Imagen Corporativa

1.1.7. VALORES CORPORATIVOS

- *Transparencia:* La ejecución de las actividades por parte del talento humano de la CNEL será documentada y disponible.

- *Ética:* El comportamiento del talento humano de la CNEL debe responder a los objetivos institucionales y del Plan Nacional de Desarrollo.
- *Mística:* La actuación del talento humano de la CNEL demostrará lealtad y compromiso con la Institución y el País.
- *Calidad:* Los productos y servicios de la CNEL responderán a las necesidades y expectativas de la comunidad.
- *Responsabilidad Social Empresarial:* Es el compromiso consciente y congruente de retribuir integralmente a la comunidad, considerando las expectativas económicas, sociales y ambientales de todos sus participantes, contribuyendo así a la construcción del bien común.

1.1.8. POLÍTICAS

- Mantener, expandir y mejorar el sistema de distribución.
- Fomentar el hábito de la planificación dentro de la Corporación
- Optimizar los costos fijos y variables.
- Reducir constantemente las pérdidas de energía.
- Aumentar la recaudación sobre la base de una facturación y gestión de cobro óptimas.
- Homologar y optimizar procesos y procedimiento.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Históricamente el sector eléctrico ha presentado ciertos problemas, muchos de cuales están presentes en la distribución de energía.

1.2.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Para poder determinar las pérdidas de energía en el sector distribución se debe analizar la disponibilidad y la venta de energía, es decir, se verificará la diferencia existente entre la energía que compran las distribuidoras a las generadoras y la energía facturada por las distribuidoras a todos los abonados.

En el sector eléctrico se originan pérdidas de energía, las cuales se presentan tanto en el proceso de transmisión de la energía como en el de distribución de la misma. Las pérdidas totales del sector no deberían superar el 12% (basado en que no debería superar el 12%), repartiéndose en un 3% o 4% de pérdidas en transmisión y un 8% o máximo 10% de pérdidas en distribución.

1.2.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Existen dos tipos de pérdida de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas o también denominadas pérdidas negras.

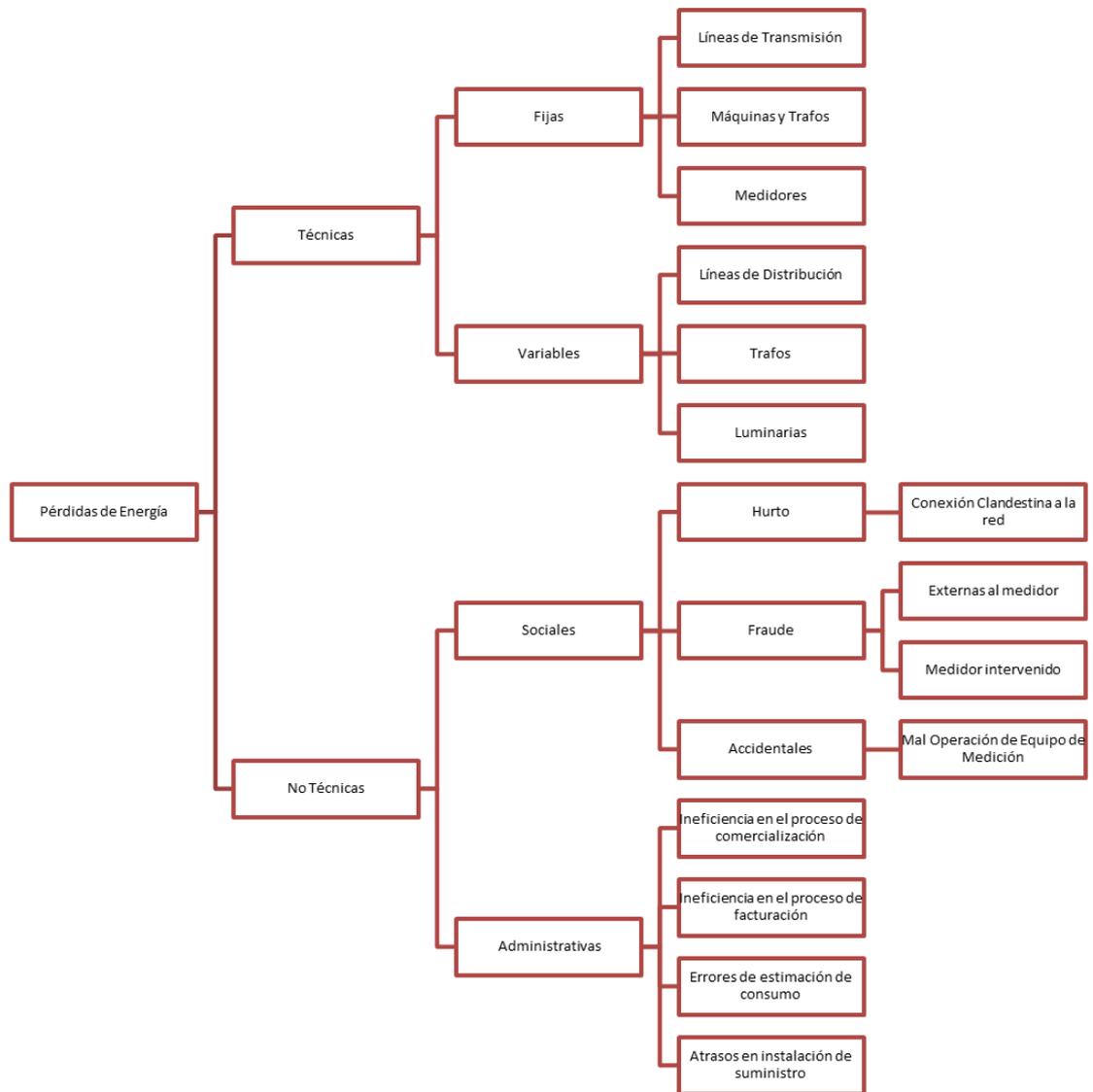


Figura 12. Diagrama de flujo de los tipos de pérdidas de energía

Fuente: (Alexander, 2004)

Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas son las que se dan en condiciones normales en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución, se producen en la transportación de energía, se originan al calentarse los conectores por donde se conduce. Estas pérdidas se dan de manera inevitable.

Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas, pérdidas negras o pérdidas comerciales son aquellas producto de la falta de medición a los abonados que se conectan clandestinamente a las redes de distribución o cuyos medidores sufren algún desperfecto o alteración.

Para ello hay que trabajar en estrategias que permitan aumentar la liquidez mediante la disminución de las pérdidas técnicas y las no técnicas; y la disminución de las cuentas por cobrar a abonados.

1.2.2. BAJA RECAUDACIÓN

Una de las principales funciones de las empresas distribuidoras es la recaudación de los valores facturados por concepto de abastecimiento de energía eléctrica a los diferentes abonados.

Una baja recaudación por parte de las empresas distribuidoras altera todo el sistema eléctrico. Si las distribuidoras no recaudan un porcentaje considerable del total de la energía que ha facturado, no lograrán cubrir sus costos operativos, y las deudas con sus proveedores (generadoras) incrementarán de manera insostenible.

En Ecuador, en la última década y con el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica, durante los periodos de estiaje, se ha vuelto necesario contar con mayor generación térmica para suplir la disminución en la disponibilidad de las centrales de generación hidroeléctricas, lo que ha provocado una mayor dependencia de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, de altos costos de

producción. La empresa encargada de proporcionar combustible a las termoeléctricas es PETROCOMERCIAL. (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

Al no pagar a tiempo las distribuidoras a las generadoras, estas últimas tampoco pueden cubrir sus costos operativos, y la deuda se traspasa de igual forma a su proveedor de combustible. He aquí la formación de un círculo vicioso de nunca acabar.

Según el Centro Nacional de Control de Energía en el año 2005 se estima que las deudas entre empresas en el sector eléctrico fueron cercanas a tres mil millones de dólares.

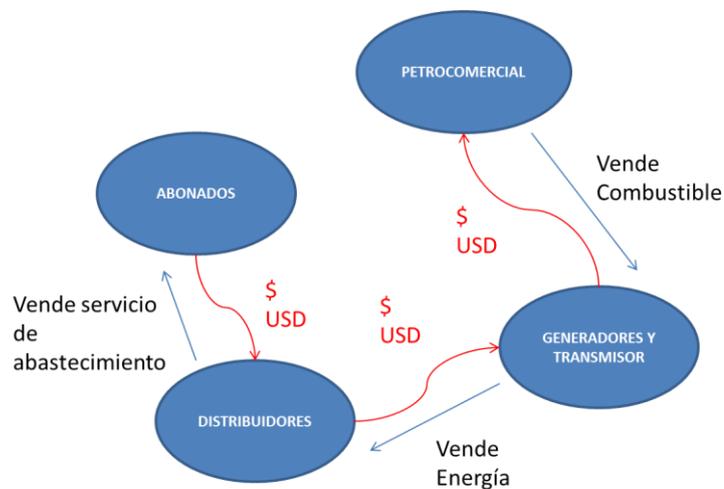


Figura 13. Círculo vicioso sector eléctrico

Elaborado por los autores

CNEL EP ha mejorado su recaudación en los últimos años, sin embargo, sigue existiendo un monto considerable de cuentas por cobrar a abonados. Faltan políticas

que permitan mejorar paulatinamente la recuperación de cartera por cobrar a abonados de la institución.

1.2.3. ALTOS COSTOS OPERATIVOS

CNEL EP, por ser una empresa pública posee dos grandes vías de financiamiento, ingresos proporcionados por el Estado (subvenciones), y la recaudación en la actualidad a través del estudio del VAD (Valor Agregado de Distribución a nivel nacional).

El valor considerado como egreso por VAD, es el valor aprobado por el CONELEC a cada una de las Empresas de Distribución, en cada uno de los periodos de aprobación de las tarifas a usuarios finales.

CNEL EP compra el kilovatio hora en \$0,04 en promedio, el precio final del kilovatio hora entregado al abonado final es de aproximadamente \$0,12. El Estado asume \$0,04, quedando un precio final para el abonado cercano a \$0,08. Además, según política del Estado las personas que consuman bajas cantidades de energía eléctrica, así como personas con discapacidad y personas de la tercera edad se benefician de la tarifa de la dignidad que disminuye el costo de la energía en \$0,04 por ende el usuario termina pagando \$0.04 centavos por cada kilovatio consumido.

Financieramente, el valor de la tarifa no logra cubrir los costos operativos. Se compra energía al sector generador, ese costo difiere mucho del valor que puede soportar el mercado.

En esta tesis se realizará un análisis financiero integral que nos permita visualizar resultados acerca de la condición actual de CNEL EP y presentar alternativas de mejora para eliminar o disminuir representativamente los problemas presentados.



Figura 14. Problemas CNEL EP

Elaborado por los autores

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Elaborar un análisis financiero de la Corporación Nacional de Electricidad basándonos en la información financiera histórica correspondiente al periodo comprendido entre los años 2009 y 2013 con la finalidad de obtener un diagnóstico de la situación actual de CNEL EP y plantear propuestas de mejora.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las causas de la falta de liquidez de CNEL EP.

- Elaborar propuestas de mejoras para el bajo nivel de liquidez en las diferentes unidades de negocio pertenecientes a CNEL EP.
- Proponer estrategias para mejorar la recuperación de la cartera vencida.
- Plantear un plan de acción para disminuir pérdidas técnicas y no técnicas (pérdidas negras) al menor costo.
- Establecer medidas correctivas que dificulten la aparición y recurrencia de actos ilícitos por parte de los abonados



Figura 15. Objetivos de la investigación

Elaborado por los autores

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El análisis financiero utiliza una serie de herramientas para poder determinar el valor de cualquier empresa ya sea esta pública o privada, evaluar su desempeño mediante la utilización de diferente ratios y de análisis específicos como lo son el análisis vertical y horizontal.

En la dirección de una empresa, sea esta pública o privada, la necesidad de toma de decisiones es constante en cualquiera de sus áreas. El éxito o fracaso de las mismas depende de que tanto conocimiento se tenga de la situación en que se encuentra el objeto de dichas decisiones.

Al ser las finanzas un aspecto fundamental dentro del funcionamiento de cualquier empresa, un análisis financiero que muestre de manera integral y acertada la situación financiera de esta, los problemas que puedan presentarse, sus causas, etc, resulta imprescindible ya sea a la hora de tomar medidas correctivas o cualquier decisión que se considere pertinente en la empresa, para direccionarla de la manera más conveniente para lograr el objetivo primordial, la creación de valor.

1.5. ALCANCE DEL ESTUDIO

La presente investigación se enfocará netamente en un análisis de la Corporación Nacional de Electricidad que profundizará en aspectos comerciales, administrativos y financieros de CNEL EP. No indagará en aspectos técnicos.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

En este capítulo se explicarán algunos de los conceptos utilizados en la presente investigación entre ellos términos financieros y la normativa vigente que define de mejor manera muchos de los sujetos que intervienen en el sector eléctrico. Para un mejor entendimiento del lector.

2.1. TÉRMINOS FINANCIEROS

Una cosa muy obvia que se podría querer hacer con los estados financieros de una compañía es compararlos con los de otras empresas similares. Sin embargo, de inmediato surgiría un problema. Es casi imposible comparar directamente los estados financieros de dos firmas debido a las diferencias en tamaño.

En realidad, es difícil incluso comparar los estados financieros de una misma compañía en diferentes momentos si su tamaño ha cambiado.

Para empezar a hacer comparaciones, una cosa obvia que se podría tratar de hacer es estandarizar de alguna manera los estados financieros. Una forma común y útil de hacerlo es trabajar con porcentajes en lugar de moneda. Los estados financieros resultantes, que se denominan estados financieros porcentuales, se considerarán a continuación:

2.1.1. Balances generales porcentuales

En este método se elaboran los balances generales porcentuales en los que cada rubro se expresa como un porcentaje de los activos totales, de esta manera, los estados financieros son relativamente fáciles de interpretar y comparar.

2.1.2. Estados de resultados porcentuales

Una forma útil de estandarizar el estado de resultados consiste en expresar cada rubro como un porcentaje de las ventas totales.

Estos estados de resultados indican qué sucede con cada dólar de ventas. Estos porcentajes son útiles para hacer comparaciones. Por ejemplo, una cifra relevante es el porcentaje del costo.

2.1.3. Análisis de razones financieras

Otra forma de evitar los problemas que plantea la comparación de compañías de diferentes tamaños consiste en calcular y comparar las razones financieras. Tales razones son formas de comparar e investigar las relaciones que existen entre distintos elementos de la información financiera. A continuación se explican algunas de las razones financieras más comunes (hay muchas otras que no se examinarán aquí).

Un problema con las razones financieras es que diferentes personas y fuentes a menudo no las calculan exactamente de la misma manera, lo que genera mucha

confusión. Las definiciones específicas que se usan aquí pueden o no ser las mismas que se han visto o verán en alguna otra parte. Si utiliza razones financieras como herramientas para su análisis, debe tener cuidado de documentar la manera en que calculó cada una de ellas; por otra parte, si desea comparar sus cifras con las de otra fuente, asegúrese de conocer la manera en que ésta calculó las suyas.

2.1.4. Medidas de liquidez o solvencia a corto plazo

En concordancia con su nombre, las razones de solvencia a corto plazo, como grupo, tienen la finalidad de proporcionar información sobre la liquidez de una empresa, por lo que algunas veces se denominan medidas de liquidez. El punto de interés principal es la capacidad de la empresa para pagar sus cuentas en el corto plazo sin presiones excesivas. En consecuencia, estas razones se centran en el activo circulante y el pasivo circulante.

Por motivos obvios, las razones de liquidez son en particular interesantes para los acreedores a corto plazo. Debido a que los administradores financieros constantemente trabajan con los bancos y otros prestamistas a corto plazo, es esencial comprender estas razones.

Una ventaja de examinar el activo y el pasivo circulante es que sus valores en libros y sus valores de mercado podrían ser similares. Con frecuencia (aunque no siempre), estos activos y pasivos no duran lo suficiente como para que los dos se aparten en serio. Por otra parte, al igual que cualquier otro tipo de activos que casi

son efectivos, el activo y el pasivo circulante pueden cambiar con gran rapidez y, por lo tanto, los montos actuales podrían no ser una guía confiable para el futuro.

2.1.5. Razón circulante

Una de las razones más conocidas y que más ampliamente se utiliza es la razón circulante. Como podría deducirlo, la razón circulante se define como:

$$\text{Razón Circulante} = \frac{\text{Activo Circulante}}{\text{Pasivo Circulante}}$$

Debido a que, en principio, los activos y los pasivos circulantes se convierten en efectivo a lo largo de los 12 meses siguientes, la razón circulante es una medida de la liquidez a corto plazo. La unidad de medición es en dólares o veces, cualquiera de los dos.

Para un acreedor, en particular un acreedor a corto plazo en calidad de proveedor, entre más alta sea la razón circulante, mejor. Para la empresa, una razón circulante alta indica liquidez, pero también puede indicar uso ineficiente del efectivo y otros activos a corto plazo.

En ausencia de circunstancias extraordinarias, es de esperar una razón circulante de por lo menos 1; una razón circulante de menos de 1 significaría que el capital de trabajo neto (activo circulante menos pasivo circulante) es negativo. Esta situación sería poco común en el caso de una empresa saludable, por lo menos para la mayoría de los tipos de negocios.

Varios tipos de transacciones afectan la razón circulante, al igual que cualquier otra razón. Por ejemplo, suponga que la empresa solicita un préstamo a largo plazo para obtener dinero. El efecto a corto plazo sería un incremento de efectivo proveniente de los fondos de la emisión y un incremento de la deuda a largo plazo. El pasivo circulante no se vería afectado y, por lo tanto, la razón circulante aumentaría.

Por último, observe que una razón circulante en apariencia baja puede no ser una mala señal para una empresa que tiene una reserva cuantiosa de capacidad de endeudamiento no utilizada.

2.1.6. Razón rápida (o prueba del ácido)

Con frecuencia, el inventario es el activo circulante menos líquido. También es el activo cuyos valores en libros son menos confiables como medidas del valor de mercado porque no se considera la calidad del inventario. Una parte de éste puede resultar dañada, obsoleta o perdida.

Otro aspecto interesante es que los inventarios relativamente grandes son con frecuencia una señal de problemas a corto plazo. La empresa puede haber sobreestimado las ventas y haber comprado o producido en exceso como resultado de ello. En este caso, la empresa puede tener una porción sustancial de su liquidez comprometida en un inventario que se mueve muy despacio.

Para evaluar más a fondo la liquidez, la razón rápida, o prueba del ácido, se calcula del mismo modo que la razón circulante, excepto que se omite el inventario:

$$\text{Razón rápida} = \frac{\text{Activo circulante} - \text{Inventario}}{\text{Pasivo circulante}}$$

Observe que el uso de efectivo para comprar inventarios no afecta la razón circulante, sino que reduce la razón rápida. Una vez más, la idea es que el inventario es relativamente líquido en comparación con el efectivo.

2.1.7. Razón de efectivo

Un acreedor a muy corto plazo podría interesarse en la razón de efectivo:

$$\text{Razón de Efectivo} = \frac{\text{Efectivo}}{\text{Pasivo Circulante}}$$

2.1.8. Medidas de solvencia a largo plazo

Las razones de solvencia a largo plazo tienen como finalidad determinar la capacidad de la empresa para satisfacer sus obligaciones a largo plazo o, en términos más generales, su apalancamiento financiero. Algunas veces, estas razones se denominan razones de apalancamiento financiero o tan sólo razones de apalancamiento. A continuación se considerarán tres medidas que suelen usarse y algunas variaciones.

2.1.9. Razón de deuda total

La razón de deuda total toma en cuenta todas las deudas de todos los vencimientos de todos los acreedores. Puede definirse de varias maneras, la más sencilla es ésta:

$$\text{Razón de deuda total} = \frac{\text{Activos Totales} - \text{Capital Total}}{\text{Activos Totales}}$$

2.1.10. Rotación de los activos totales

Si se toma distancia de las cuentas específicas, como los inventarios o las cuentas por cobrar, se puede considerar una importante razón que presenta una “visión global”: la razón de rotación de los activos totales. Como su nombre lo indica, la rotación de los activos totales es:

$$\text{Rotación de los Activos Totales} = \frac{\text{Ventas}}{\text{Activos Totales}}$$

2.1.11. Medidas de rentabilidad

Las tres medidas que se examinan en esta sección quizá sean las más conocidas y las más ampliamente usadas de todas las razones financieras. De un modo u otro, tienen como finalidad medir la eficacia con que las empresas usan sus activos y la eficiencia con que administran sus operaciones.

2.1.12. Margen de utilidad

Las empresas le prestan mucha atención a su margen de utilidad:

$$\text{Margen de Utilidad} = \frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Ventas}}$$

2.1.13. Rendimiento sobre los activos

El rendimiento sobre los activos (ROA, por las siglas de return on assets) es una medida de la utilidad por dólar de activos. Puede definirse de varias formas, pero la más común es:

$$\text{Rendimiento sobre los activos} = \frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Activos Totales}}$$

2.1.14. Rendimiento sobre el capital

El rendimiento sobre el capital (ROE, por las siglas de return on equity) es una herramienta que sirve para medir cómo les fue a los accionistas durante el año. Debido a que la meta es beneficiar a los accionistas, el ROE es, en el aspecto contable, la verdadera medida del desempeño en términos del renglón de resultados. Por lo general, el ROE se mide como:

$$\text{Rendimiento sobre el capital} = \frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Capital Total}}$$

En razón de que el ROA y el ROE son cifras que se mencionan de manera corriente, es necesario hacer hincapié en que es importante recordar que son tasas de rendimiento contables.

Por esta razón, estas medidas deben ciertamente denominarse rendimiento sobre los activos en libros y rendimiento sobre el capital en libros. Además, algunas veces el ROE se denomina rendimiento sobre el valor neto. Como sea que se le llame, sería inapropiado comparar el resultado con, por ejemplo, una tasa de interés observada en los mercados financieros. (A., W., & F., 2009)

2.2. REGRESIÓN LINEAL

2.2.1. El Modelo de regresión lineal múltiple.

El modelo de regresión lineal múltiple es idéntico al modelo de regresión lineal simple, con la única diferencia de que aparecen más variables explicativas:

2.2.2. Modelo de regresión simple

$$y = b_0 + b_1 x + u$$

2.2.3. Modelo de regresión múltiple

$$y = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + b_3 \cdot x_3 + \dots + b_k \cdot x_k + u$$

En nuestro caso, si consideramos como variable dependiente y como posibles variables explicativas:

- Costo de energía
- Número de abonados
- Facturación

El modelo que deseamos construir es

Recaudación = $b_0 + b_1 \cdot \text{costo de energía} + b_2 \cdot \text{número de abonados} + b_3 \cdot \text{Facturación} + u$

Al igual que en regresión lineal simple, los coeficientes b van a indicar el incremento en la variable dependiente por el incremento unitario de la correspondiente variable explicativa. Por lo tanto, estos coeficientes van a tener las correspondientes unidades de medida.

Para realizar un análisis de regresión lineal múltiple se hacen las siguientes consideraciones sobre los datos:

Linealidad: los valores de la variable dependiente están generados por el siguiente modelo lineal:

$$Y = X * B + U$$

Homocedasticidad: todas las perturbaciones tiene la misma varianza:

$$V(u_i) = \sigma^2$$

Independencia: las perturbaciones aleatorias son independientes entre sí:

$$E(u_i, u_j) = 0, \forall i \neq j$$

Normalidad: la distribución de la perturbación aleatoria tiene distribución normal:

$$U \approx N(0, \sigma^2)$$

Las variables explicativas X_k se obtienen sin errores de medida.

Si admitimos que los datos presentan estas hipótesis entonces el teorema de Gauss-Markov establece que el método de estimación de mínimos cuadrados va a producir estimadores óptimos, en el sentido que los parámetros estimados van a estar centrados y van a ser de mínima varianza.

JMR Abuín - IdEyGdM-Ld Estadística, Editor, 2007 - portal.uned.es

2.3. MARCO LEGAL

Para un mejor entendimiento se explicará de manera más detallada algunos términos y definiciones de normativa legales respecto al sector eléctrico.

NORMATIVA VIGENTE

| | | |
|-------------------------------------|---|---|
| Ley de Régimen del Sector Eléctrico | Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico, su funcionamiento y el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Norma la actividad de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución; el Mercado Eléctrico Mayorista, | Registro Oficial, Suplemento No. 43 de 10 de octubre 1996 |
|-------------------------------------|---|---|

| | | |
|--|--|--|
| | convenios, mercados, tarifas y la preservación ambiental. | |
| Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico | Establece normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales | Registro Oficial No. 401 de 21 de noviembre de 2006 |
| Mandato Constituyente No. 15 | Reforma la estructura operativa del sector eléctrico del país, para que el Estado tenga capacidad regulatoria y atribuciones respecto al servicio de energía eléctrica. | Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008 |
| Ley Orgánica de Defensa del Consumidor | Contiene disposiciones de defensa al consumidor para los servicios públicos domiciliarios | Registro Oficial, Suplemento No. 116 de 10 de julio de 2000 |
| Codificación del Reglamento de Tarifas | Establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor | Registro Oficial No. 598 de 17 de junio de 2002 |

| | | |
|---|---|--|
| | final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución. | |
| Decisión 757 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) | Funcionamiento de la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina | Periodo Ciento Siete de sesiones Ordinarias de la Comisión 22 de agosto de 2011 Lima – Perú |
| Decreto Ejecutivo No. 1786 | Convierte la “Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil” en Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil, en organismo de la Función Ejecutiva del Estado que conforma la Administración Pública Central, actúa de modo desconcentrado. | Registro Oficial No. 625 de 2 de julio de 2009 |
| Regulación No. CONELEC 001/09 | Establece los parámetros regulatorios específicos para la participación del auto productor, en adelante autogenerador con cogeneración, dentro del sector eléctrico. | Vigente desde: 12 de febrero de 2009 |
| Regulación No. CONELEC 013/08 | El objetivo de esta Regulación es aplicar las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15 y complementar la Regulación No. CONELEC 006/08, especialmente en los temas relacionados con generación, distribución, mercado eléctrico mayorista, transmisión | Vigente desde: 27 de noviembre de 2008 |

| | | |
|-------------------------------------|---|---|
| Regulación No. CONELEC 012/08 | Establece los procedimientos que deben emplear las empresas eléctricas distribuidoras para atender los reclamos de los consumidores del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica. | Vigente desde: 23 de octubre de 2008 |
| Regulación No. CONELEC 006/08 | Establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica. | Vigente desde: 12 de agosto de 2008 |
| Regulación No. CONELEC 001/02 | Regula la participación de las autogeneradoras, con sus excedentes de generación en el mercado eléctrico Mayorista. | Vigente desde: 6 de marzo de 2002 |
| Regulación No. CONELEC 001/06 | Establece los requisitos para ser considerado como Gran Consumidor, y el procedimiento para su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC. | Vigente desde: 18 de enero de 2006 |
| Regulación No. CONELEC 007/00 | Proporciona una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. | Vigente desde: 9 de agosto de 2000 |

Tabla 9. Normativa Vigente Sector Eléctrico

Fuente: (Consejo Nacional de Electricidad, 2012)

El Sector Eléctrico Ecuatoriano ha sufrido algunos cambios en lo que respecta a la normativa jurídica sobre todo en los años 2009 y 2010. A continuación se presentan las modificaciones más relevantes en la política del sector:

- a) *El Mandato Constituyente N° 15 expedido el 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial N° 393 de 31 de julio de 2008, asigna al CONELEC, la responsabilidad de aprobar nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual debe establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.*
- b) *A partir del mes de marzo de 2009, se conformó La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, asociando como gerencias regionales a las Empresas Eléctricas Esmeraldas S.A.; Regional Manabí S.A.; Santo Domingo S.A.; Regional Guayas-Los Ríos S.A.; Los Ríos C.A.; Milagro C.A.; Península de Santa Elena S.A.; El Oro S.A.; Bolívar S.A.; y, Regional Sucumbíos S.A.*
- c) *En este mismo sentido, CELEC, a partir del 19 de enero de 2009, se conformó por las siguientes empresas: Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A.; Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica*

Pichincha S.A.; y, Empresa de Transmisión de Electricidad – TRANSELECTRIC S.A.-. Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A. A diciembre de 2010 CELEC EP estuvo conformada por siete unidades de negocio, tres de generación térmica, tres de generación hidráulica y una de transmisión.

- d) A través del Decreto Ejecutivo N° 1786 de 18 de junio de 2009, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil - CATEG- en sus secciones de generación y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil -Eléctrica de Guayaquil-, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas y desconcentradas.*
- e) Finalmente, el Mandato No. 15 dispuso que, en virtud de los indicadores de gestión de algunas empresas de distribución, las siguientes sociedades anónimas: Empresa Eléctrica Quito S.A.; Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.; Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.; Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.; Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.; y, Empresa Eléctrica Riobamba S.A. mantengan su estado hasta que la normativa del sector eléctrico sea expedida conforme los principios constitucionales.*

f) Con la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el 24 de julio de 2009, se dio paso a la creación de varias empresas que serán las que gestionen y desarrollen las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica. (Ley de Régimen del Sector Eléctrico)

Además, en este mismo mandato se establece que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros, compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación que existe entre esas empresas; para lo cual éstas, realizarán los ajustes contables necesarios que permitan el cumplimiento de las disposiciones de este mandato.

CAPITULO III

ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Art. 11.-

El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;

- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

CAPITULO IV

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC

Art. 12.- Constitución.-

Créase el Consejo Nacional de la Electricidad CONELEC, como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

El CONELEC no ejercerá actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encargará de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica. Ejercerá además todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley.

Tendrá su sede en la capital de la República, aprobará su estructura orgánica y los reglamentos internos que se requiera para su funcionamiento. Sus actuaciones se sujetarán a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa que establece la Ley de Modernización.

CAPITULO V

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA CENACE

Art. 23.- Función Global.-

El Centro Nacional de Control de Energía tendrá a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, según se detalla en el Capítulo VI de esta Ley, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

CAPITULO VI

DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Art. 26.- Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución.

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad

con esta Ley y la de Compañías. Las compañías a las que se refiere esta disposición, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

Art. 31.- Obligaciones de las Empresas de Generación.-

Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.

Art. 32.-

Para la Empresa de Transmisión que se forme con los activos de propiedad del Estado correspondiente al Sistema Nacional Interconectado, se aplicarán las mismas normas para la participación del sector privado que las establecidas para las empresas de generación.

Art. 33.- Obligaciones del Transmisor.-

El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente Ley y sus reglamentos.

Para los fines de esta Ley la capacidad de transmisión incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el CONELEC determine, siempre y cuando esas instalaciones sean directamente necesarias para la prestación del servicio respectivo. El transmisor y los distribuidores no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores; excepto, las que puedan fundarse en categorías de consumidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinen mediante el reglamento respectivo.

El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica.

Art. 34.- De las Empresas de Distribución.-

La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad.

En el contrato de concesión se establecerán los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantizará la rentabilidad del negocio, ni establecerá tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato.

Art. 35.- Limitaciones.-

Los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia la presente Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación. Los

generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en esta Ley.

No obstante lo señalado en los párrafos anteriores, el CONELEC podrá autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias necesidades una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador, respectivamente, para lo cual el CONELEC establecerá las modalidades y forma de operación.

REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO

CAPITULO I

Definiciones

A los efectos de este Reglamento se establecen las siguientes definiciones:

a. Autoproductor: Productor independiente de Electricidad que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional Interconectado.

b. Comercialización: Actividad que forma parte de las obligaciones del distribuidor, dirigida a la venta de energía eléctrica a los consumidores, y que consiste en la medición del consumo, facturación, cobranza y demás aspectos relacionados con la utilización de energía eléctrica.

c. CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

d. Concesión: Es el acto administrativo por el cual el CONELEC, a nombre del Estado Ecuatoriano, otorga a una persona jurídica el derecho de ejercer la actividad de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

e. Consumidor Regulado: Consumidor ubicado en el área de servicio de un distribuidor, cuyo abastecimiento de electricidad está sujeto a las regulaciones y tarifas establecidas en el Ley y este Reglamento.

f. Despacho Económico: Es la asignación específica de carga a las unidades de generación para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de confiabilidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

g. Distribuidor: Empresa eléctrica titular de una concesión que asume, dentro de su área de concesión, la obligación de prestar el servicio público de suministro de electricidad a los consumidores finales.

h. Empresa eléctrica: Persona jurídica pública o privada cuyo objeto social principal es la realización de alguna de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

i. Estatuto de la Función Ejecutiva: Se refiere al Estatuto Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva, promulgado en el Registro Oficial No. 411 (Suplemento) del 31 de marzo de 1994 y sus reformas.

j. Exclusividad Regulada: Es el régimen jurídico que establece el derecho a la prestación de un servicio determinado con exclusión de cualquier otra empresa, de acuerdo con las condiciones previamente establecidas, en un área geográfica y durante un tiempo determinado.

k. Generador: Empresa eléctrica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que coloca su producción total o parcialmente en el sistema de transmisión o en la red de distribución.

l. Gran Consumidor: Consumidor cuyas características de consumo lo facultan para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

m. Ley Eléctrica: Es la Ley de Régimen del Sector Eléctrico promulgada en el Registro Oficial No. 43 (Suplemento) del 10 de octubre de 1996.

n. Ley de Modernización: Se refiere a la Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación del Servicio Público por parte de la Iniciativa Privada, promulgada en el Registro Oficial No. 349 de 31 de diciembre de 1993 y sus reformas.

ñ. Mercado Eléctrico Mayorista: Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctrica.

o. Mercado Ocasional: Es el mercado de transacciones de energía a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad.

p. Permiso: Es el acto administrativo por el cual el CONELEC, a nombre del Estado ecuatoriano, otorga a una persona jurídica el derecho de ejercer la actividad de generación de energía eléctrica. Los mínimos a partir de los cuales se requiere permiso son los fijados por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

q. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Conjunto de normas, criterios y procedimientos que se establecen para la planificación, coordinación y ejecución de la operación del Sistema Nacional Interconectado y para administrar el mercado eléctrico mayorista.

r. **Sistema Eléctrico:** Es el conjunto conformado por las centrales de generación, el sistema de transmisión (líneas de alta tensión y subestaciones) y las redes de distribución, así como sus equipos asociados.

s. **Sistema Nacional Interconectado:** Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí y por las cargas eléctricas de los consumidores, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

t. **Transmisor:** Empresa eléctrica titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega por un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción por un distribuidor o un gran consumidor.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

La metodología a seguir en el presente estudio es la realización de una investigación exploratoria para poder generar conocimientos que ayuden a definir cuál es la situación del problema que presenta CNEL EP. Para poder profundizar en el tema se utilizarán como herramientas la revisión de bibliografía sobre información ya existente y se recurrirá a la formulación de entrevistas exhaustivas a diferentes expertos e involucrados del sector.

Además, se realizarán un análisis integral de la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP utilizando como herramientas un análisis FODA y también se elaborará el modelo de las cinco Fuerzas de Porter aplicados a la corporación.

La investigación exploratoria tiene unos de estos dos objetivos:



Figura 16. Objetivos de la investigación exploratoria

Fuente: (F, P, & J., 2010)

Entre los ejemplos de los métodos de investigación exploratoria se cuentan la revisión de la bibliografía sobre la información que ya se tiene, métodos cualitativos como grupos de enfoque y entrevistas exhaustivas o estudios piloto. (Hair, J.H., Bush, R.P., & Ortinau, D.J. (2010))

3.1. ANÁLISIS FODA

Mediante un Análisis FODA de CNEL EP podremos conocer las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que tiene la corporación, y tomar medidas correctivas de mejoras para la corporación.

En este análisis se considera ciertos factores entre ellos el económico, social, cultural y político. Al realizar este análisis podremos conocer la situación real en la que se encuentra la corporación.

Al definir las Fortalezas de la corporación nos daremos cuenta de las posibilidades que tiene la misma frente a la competencia para cumplir con los objetivos fijados y vencer los diferentes obstáculos que se le atraviesen.

Al determinar las debilidades de la corporación obtendremos los factores que desfavorecen a la corporación, es decir los factores que no aportan al desarrollo y crecimiento de la misma.

Al definir las Oportunidades de la corporación, nos daremos cuenta de los factores positivos que puedan ser explotados de la corporación para que esta pueda surgir.

Al determinar las amenazas obtendremos posibles situaciones que atenten contra la permanencia o crecimiento de la corporación.

3.2. DIAGRAMA DE PORTER

Es un modelo estratégico donde analizaremos las fuerzas que tiene la corporación con respecto al poder de negociación con los clientes, el poder de negociación de los proveedores, la amenaza de nuevos competidores, la amenaza de productos sustitutos y la rivalidad entre los competidores.

Ya que actualmente todas las empresas deben tener una ventaja competitiva para así poder competir contra las otras empresas.

Poder de negociación de los compradores.- en un mercado pueden entrar más competidores esto ocasionará que la corporación tome medidas para poder combatir precios con las nuevas empresas que ingresen al mercado.

Poder de negociación de los proveedores.- analizaremos que tan atractivo es el mercado cuando los proveedores tengan el poder del mercado e impongan condiciones de precio y tamaño del pedido, etc.

Amenaza de entrada de nuevos competidores.- analizaremos la probabilidad que tiene el mercado de que ingresen nuevos competidores esto dependerá del tamaño que tiene el mercado y de las barreras de entrada que tan difíciles sean para que puedan entrar nuevos competidores al mercado.

Amenaza de ingreso de productos sustitutos.- analizaremos que tan atractivo es el mercado si tiene productos o servicios sustitutos.

La rivalidad entre los competidores.- más que una fuerza es el resultado de los 4 anteriores, que tan difícil se le hará a la corporación competir en un mercado donde los posibles competidores estén bien posesionados.

3.3. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis de la presente investigación comprenderá considerará los periodos comprendido entre los años 2009 y 2013. CNEL EP tiene a su cargo diez unidades de negocio, cada una de ellas serán analizadas. El fin es distinguir y separar las partes del todo, para llegar mejor al conocimiento de sus componentes y de sus acciones recíprocas. Se utilizarán métodos de análisis financiero tanto verticales como horizontales. No se profundizará en demasía en mejoras técnicas, sino en propuestas que mejoren la administración del presupuesto otorgado a cada una de las unidades de negocio, se verificará su eficiencia.

En el análisis vertical se analizará la información de cada uno de los períodos por cada una de las unidades de negocio. Las herramientas a utilizar son las razones financieras y base común (porcentajes integrales).

Los ratios son la relación cuantificada entre dos fenómenos. Conforman indicadores inter-empresariales.

Para los porcentajes integrales se determinará una base común tanto en el balance general como en el estado de resultados. En el balance general se indica el tamaño relativo de una partida con respecto al total en que se incluye (Activos = Pasivo + Capital). En el estado de resultados se muestra el porcentaje que representa cada partida con relación a las ventas.

En el análisis horizontal se analizará la información de las unidades de negocio pero en varios períodos de tiempo y podremos darnos cuenta de las variaciones en las cuentas. Las herramientas necesarias para el estudio son Estados financieros comparativos y tendencias. Se considerarán periodos anuales y se harán comparaciones entre un período y otro. Las variaciones se presentarán en términos monetarios y porcentuales.

3.4. ENTREVISTAS EXHAUSTIVAS A EXPERTOS

Se realizaron entrevistas a las siguientes personas:

- C.P.A. José Fuerte Enriquez - Gerente Administrativo Financiero CNEL EP.
- Ing. Gustavo Jaramillo - Analista Fiduciario CNEL EP.
- Ing. José Layana – Profesor de la ESPOL de la facultad FIEC y asesor del sector eléctrico, por varios años.

Cuestionario de Preguntas realizadas a los entrevistados

1. ¿Qué problemas administrativos considera usted que CNEL EP enfrenta en la actualidad?
2. ¿Por qué cree que surgen estos problemas?

3. Históricamente CNEL EP ha presentado problemas de liquidez, ¿cuáles cree que son los motivos?
4. ¿A qué se debe la diferencia que existe entre la recaudación total esperada y la recaudación efectiva-real? (4motivos)
5. Ustedes tuvieron varios proyectos para mejorar la recaudación. ¿Cuáles fueron y por qué no funcionaron?
6. ¿Qué medidas han tomado para mitigar estas fallas?
7. ¿Cuál es el tiempo proyectado de solución para dichos problemas?
8. Debido al cambio estructural en la organización del sector eléctrico que se dio a partir del 2008 ¿cuál ha sido el efecto en cuanto los recursos disponibles de la institución?
9. ¿Cuál es la regional que ha presentado un mejor desarrollo desde la constitución de CNEL EP, la que presenta mejores índices de gestión?
10. ¿Cuál es la regional que ha presentado peores índices de gestión? ¿Cuáles son las causas?
11. ¿Cuál es el beneficio de ya no importar la energía si no producirla internamente (las hidroeléctricas y las termoeléctricas)?

| PREGUNTAS | Objetivo General | Objetivo Específico 1 | Objetivo Específico 2 | Objetivo Específico 3 | Objetivo Específico 4 | Objetivo Específico 5 |
|--|-------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 1. ¿Qué problemas administrativos considera usted que CNEL EP enfrenta en la actualidad? | X | X | | | | |
| 2. ¿Por qué cree que surgen estos problemas? | X | X | | | | X |
| 3. Históricamente CNEL EP ha presentado problemas de liquidez, ¿cuáles cree que son los motivos? | X | X | | | | |
| 4. ¿A qué se debe la diferencia que existe entre la recaudación total esperada y la recaudación efectiva-real? (4motivos) | | X | | X | | |
| 5. Ustedes tuvieron varios proyectos para mejorar la recaudación. ¿Cuáles fueron y por qué no funcionaron? | | | X | X | X | |
| 6. ¿Qué medidas han tomado para mitigar estas fallas? | X | | X | | | |
| 7. ¿Cuál es el tiempo proyectado de solución para dichos problemas? | | | X | X | X | X |
| 8. Debido al cambio estructural en la organización del sector eléctrico que se dio a partir del 2008 ¿cuál ha sido el efecto en cuanto los recursos disponibles de la institución? | X | | X | | | |
| 9. ¿Cuál es la regional que ha presentado un mejor desarrollo desde la constitución de CNEL EP, la que presenta mejores índices de gestión? | X | X | | X | | X |
| 10. ¿Cuál es la regional que ha presentado peores índices de gestión? ¿Cuáles son las causas? | X | X | | X | | X |
| 11. ¿Cuál es el beneficio de ya no importar la energía si no producirla internamente (las hidroeléctricas y las termoeléctricas)? | X | | | X | | |

PREGUNTA 1 ¿Qué problemas administrativos considera usted que CNEL EP enfrenta en la actualidad?

- Algunos de los entrevistados comentaban que el sector ha crecido muy desordenadamente.
- Otro problema que se ha podido observar en la administración de CNEL es la continua rotación de los gerentes. Desde su creación ha habido 5 gerentes. El directorio designa a los gerentes, en este se encuentra el ministro.
- Se necesita un cambio cultural. Cumplir con las obligaciones que le competen a cada uno de los funcionarios.

Análisis Cuantitativo

Con las respuestas obtenidas de los entrevistados podemos darnos cuenta que CNEL E.P. en la actualidad está un poco desorganizado.

PREGUNTA 2 ¿Por qué cree que surgen estos problemas?

- Los problemas sobre todo son de carácter administrativos, mala toma de decisiones, falta de procedimientos, de procesos.
- Falta de lineamientos en CNEL EP

Análisis Cuantitativo

Con las respuestas obtenidas podemos darnos cuenta que CNEL E.P. necesita lineamientos para ser implementados inmediatamente y una restructuración de puestos.

PREGUNTA 3.- ¿Históricamente CNEL EP ha presentado problemas de liquidez, ¿cuáles cree que son los motivos?

- CNEL se originó a partir de la fusión de empresas con mayores problemas y pérdidas. La Región Costa presenta muchos más problemas. Las empresas de la región Sierra han tenido un manejo más cuidadoso en sus administraciones.
- Es el sector con más pérdidas en la distribución de energía. Esto se debe a algunas razones como por ejemplo el robo de energía por parte de los usuarios.
- Tradicionalmente siempre las pérdidas que han presentado las empresas de la región Sierra han sido menores en comparación a las de las empresas de la Costa.

Análisis Cuantitativo

Con las respuestas obtenidas podemos darnos cuenta que CNEL E.P antes de fusionarse ya contaba con problemas de liquidez, han disminuido un poco como lo

comentaba uno de los entrevistados pero es un proceso largo que necesita de mucha inversión.

PREGUNTA 4.- ¿A qué se debe la diferencia que existe entre la recaudación total esperada y la recaudación efectiva-real? (4motivos)

- Si se factura USD. 100.00 pero se recauda USD. 80.00 o 90.00, existe también una pérdida, existe una falta de liquidez. Uno de los motivos de estas pérdidas es la falta de depuración en los sistemas de facturación.
- Muchos de los abonados considerados en la facturación ya no existen, o se han cambiado de domicilio, **Depuración del catastro de abonados.**

Análisis Cuantitativo

Como comentaban varios de los entrevistados casi nunca se da la recaudación total versus lo facturado, ya que existen varios abonados que tal vez ya fallecieron pero igual sigue el medidor a su nombre y por ende siguen facturando.

PREGUNTA 5.- ¿Ustedes tuvieron varios proyectos para mejorar la recaudación. ¿Cuáles fueron y por qué no funcionaron?

- Con el proyecto del sistema de información geográfica se levantó información de los 1.500.000 abonados a los que CNEC les distribuye energía eléctrica además de levantar la información de toda la infraestructura eléctrica (transformadores, postes, líneas, conexiones, medidores, todos los abonados).

Es una herramienta tecnológica que ayuda a la toma de decisiones a nivel gerencial.

- Los otros proyectos como el de recuperación de cartera al inicio no se veía resultados pensamos que iba a ser un éxito pero como todo no es perfecto no se obtuvo un recaudación del 100%

Análisis Cuantitativo

Los entrevistados comentaban que unos proyectos si funcionaron pero hay unos cuantos que no funcionaron por falta de liquidez y los dejaban sin culminar, también porque no veían resultados inmediatamente.

PREGUNTA 6. ¿Qué medidas han tomado para mitigar estas fallas?

- Aún no se han tomado medidas.

Análisis Cuantitativo

Como dijeron los entrevistados se está trabajando en eso pero no han tomado medidas aún.

PREGUNTA 7. ¿Cuál es el tiempo proyectado de solución para dichos problemas?

Respecto a esta pregunta los entrevistados dieron varias respuestas que se detallan a continuación: 3 - 5 - 8

Análisis Cuantitativo

Podemos darnos cuenta que CNEL E.P. necesita varios años si quiera unos 5 años para que se vea un cambio tanto administrativo como a nivel de distribuidora de energía.

PREGUNTA 8. Debido al cambio estructural en la organización del sector eléctrico que se dio a partir del 2008 ¿cuál ha sido el efecto en cuanto los recursos disponibles de la institución?

- Crearon el Fideicomiso para que los ingresos por la venta de energía sean distribuidos por el fideicomiso
- El estado subsidia un parte de la energía eléctrica que es 0.04 ctvs. del kilovatio por hora, dinero que se demora en ser rembolsado por ende a veces no cuentan con liquidez
- El gobierno les da dinero para invertir en proyectos para que así puedan generar ingresos.

Análisis Cuantitativo

Analizando las respuestas de los entrevistados podemos darnos cuenta que uno de los problemas es la falta de liquidez.

PREGUNTA 9. ¿Cuál es la regional que ha presentado un mejor desarrollo desde la constitución de CNEL EP, la que presenta mejores índices de gestión?

- La unidad de Negocio Santo Domingo es una de las mejores esto se debe a que el área de distribución es pequeña a comparación con otras regionales.
- Santo Domingo tiene menos pérdidas al año comparando lo facturado menos lo recaudado,

Análisis Cuantitativo

Analizando las respuestas obtenidas podemos ver que de las 10 unidades de negocios la mejor es la unidad de Negocio de Santo Domingo, por su notable cambio organizacional que ha hecho que sus pérdidas disminuyan notablemente y sea la mejor al momento de compararla con las otras.

PREGUNTA 10. ¿Cuál es la regional que ha presentado peores índices de gestión? ¿Cuáles son las causas?

- Una de las peores y en si la más perjudicial es la unidad de Negocio de Manabí ya que en la administración de Manabí existen muchos errores en escoger el personal indicado.
- A esto se le suma que en Manabí tienen la mas alto % de cartera vencida, Manabí es un territorio muy amplio y abastecen a varias familias y no todas cumplen pagando la energía eléctrica

- En Manabí no hay mucho control de la pérdidas negras, que son las que se conectan los usuarios clandestinamente

Análisis Cuantitativo

Como lo dijeron todos los entrevistados la unidad de negocio con peores indicadores es Manabí, una de las causas es que haya no están bien designados los puestos, no existe un control hacia los abonados y hacia los trabajadores, no hay un seguimiento de las fallas para poderlas mejorar.

PREGUNTA 11. ¿Cuál es el beneficio de ya no importar la energía si no producirla internamente (las hidroeléctricas y las termoeléctricas)?

- Años atrás la energía se vendía de dos formas, en contratos y en el mercado ocasional (spot).
- El mercado ocasional de acuerdo a la teoría, era un precio real, se lo determinaba en forma horaria. El precio se determinaba con el precio de la unidad marginal.
- La potencia es la capacidad. Por ejemplo la capacidad instalada, El costo de generación de un kw/h es de aproximadamente 4-5 ctvs. El costo de la transmisión es de alrededor de 0.7-1 ctvs. El costo de la distribución es de 8 ctvs. aproximadamente. A 12 ctvs. debería venderse el kw/h. Sin embargo se vende a 8 ctvs.

Análisis Cuantitativo

De los comentarios emitidos sobre esta pregunta podemos decir que al producir la energía nuestros costos fijo son altos pero los variables serían muy bajos, en cambio si la exportamos tanto los costos fijos y variables serían altos ya que al comprar la energía en el camino perdemos un poco y para las horas pico que es la noche comprar la energía es más cara, y por ende no se generan pérdidas económicas.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS CNEL EP

4.1. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN ADMINISTRATIVA

4.1.1. ANÁLISIS FODA

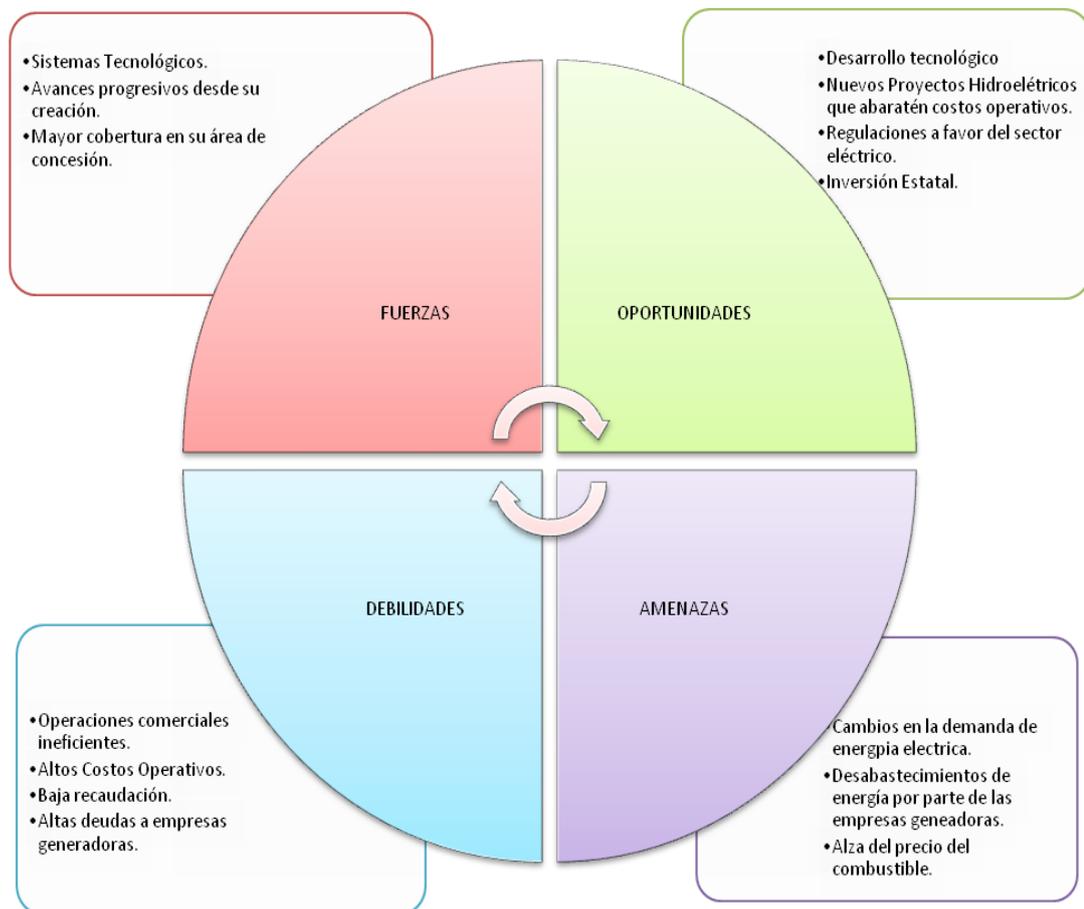


Figura 17. Análisis Fuerzas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

Elaborado por los autores

4.1.2. DIAGRAMA DE PORTER

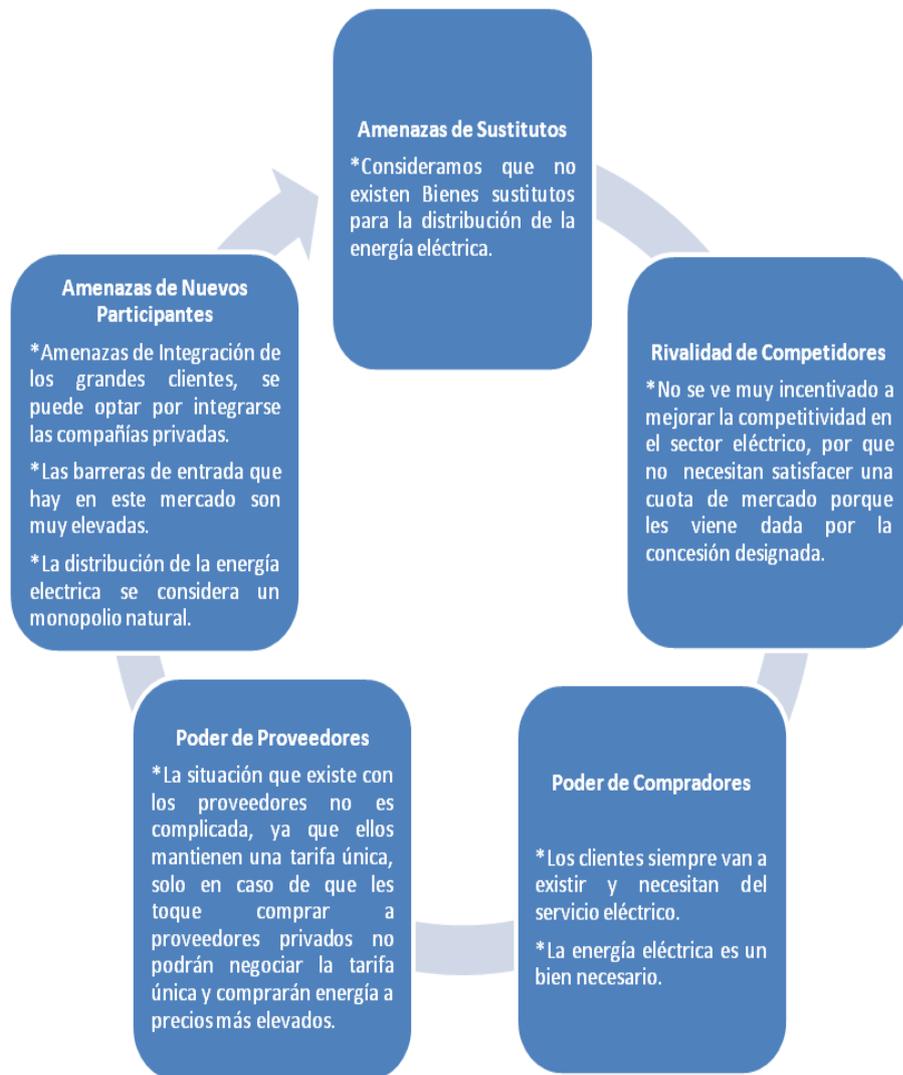


Figura 18. Diagrama Fuerzas de Porter

Elaborado por los autores

4.2. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis de la presente investigación comprenderá el período comprendido entre los años 2009 y 2013.

Se utilizarán métodos de análisis financiero tanto verticales como horizontales. No se profundizará en demasía sobre mejoras técnicas, sino en propuestas de mejora que optimicen la gestión administrativa de la Corporación Nacional de Electricidad en cada una de las unidades de negocio.

4.2.1. ANÁLISIS HORIZONTAL

Tabla 10. Cuadro Comparativo de los Balances Generales. Período (2009-2013)

| | 2009-2010 | 2009-2011 | 2009-2012 | 2009-2013 |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Disponible | 15,42% | -1,86% | -31,99% | -40,92% |
| Exigible | 19,77% | 34,64% | 46,25% | 37,63% |
| Realizable Inventarios | -22,79% | -27,47% | -8,96% | -18,32% |
| Otros activos corrientes | 38,23% | 46,83% | 37,68% | 7,70% |
| Total Activo Corriente | 16,05% | 23,83% | 28,74% | 18,03% |
| Propiedad Plan y Equipo | 11,85% | -3,75% | 1,23% | 10,94% |
| Otros activos no corrientes | -17,19% | 183,74% | 271,29% | 353,97% |
| Pasivo Corriente | 18,67% | 20,58% | 29,42% | 43,11% |
| Pasivo no Corriente | -32,99% | -32,45% | -50,83% | -37,35% |
| Otros Pasivos no Corriente | 25,62% | 34,99% | 73,51% | 79,72% |
| Total Pasivo | 10,70% | 13,74% | 23,18% | 35,46% |
| Patrimonio de Accionistas | 14,95% | 26,24% | 34,10% | 25,74% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Como podemos observar a lo largo de los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, han variado mucho las cuentas que se encuentran entre lo disponible, exigible y

el pasivo corriente, esto se debe a que en comparación con el año 2009 que fue en el año que se creó CNEL EP, el efectivo (disponible) que cuenta la empresa ha disminuido y a la vez han aumentado sus cuentas por cobrar y sus cuentas por pagar, esto se debe a la falta de liquidez con la que cuenta CNEL EP, debido a que sus abonados no pagan y por lo tanto se les hace difícil pagar a las Generadoras.

Tabla 11. Cuadro Comparativo de los Estados de Resultado. Período (2009-2011)

| | 2009-2010 | 2009-2011 |
|--|------------------|------------------|
| INGRESOS | 22,54% | 34,97% |
| COSTO DE ENERGÍA | 8,09% | -3,82% |
| GASTOS FINANCIEROS | -6,36% | -36,73% |
| INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN | -34,83% | -53,20% |
| UTILIDAD/PERDIDA NETA | -19,67% | -93,60% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Tabla 12. Cuadro Comparativo de los Estados de Resultado. Período (2012-2013)

| | 2012-2013 |
|------------------------------|------------------|
| INGRESOS | 9,19% |
| COSTOS Y GASTOS | 8,73% |
| UTILIDAD/PERDIDA NETA | -137,99% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Como se puede observar en el análisis horizontal de estado de Resultados de los años 2009, 2010 y 2011 con el año 2009 base los ingresos en CNEL EP han aumentado, los costos y gastos han disminuido y en este caso las pérdidas también esto se debe a los diferente proyectos que han implementado para reducir el nivel de pérdidas.

Respecto a los años 2012 y 2013 que son los años donde más se ha visto reflejado el cambio de CNEL EP hemos hecho un análisis horizontal entre los dos años y en el año 2013 disminuyeron más del 100% las pérdidas de la corporación.

Al ver los resultados obtenidos del análisis del estado de resultado de CNEL EP. Podemos darnos cuenta que en comparación al 2009 año en el cual se creó CNEL EP, con las 10 regionales con bajos índices de gestión, CNEL EP ha tenido un gran crecimiento aunque todavía deben mejorarse muchos factores, pero poco a poco ha ido reduciendo sus pérdidas y aumentando sus ingresos.

4.2.2. ANÁLISIS VERTICAL

En base a los estados de resultado proporcionados por CNEL EP, se procedió a realizar las variaciones porcentuales de cada uno de los rubros que conforman el estado de resultados respecto al total de las ventas de CNEL EP.

Se elaboraron dos tablas. Una para los períodos correspondientes a los años 2009, 2010 y 2011; y otra para los años 2011 y 2012. Esta separación de los períodos se la realizó únicamente por una cuestión de forma, para mantener relación con las cuentas contables, dado que en el año 2012 las NIIF fueron incorporadas al plan de cuentas de la corporación y se presentaron algunas modificaciones.

Tabla 13. Variaciones porcentuales de los Estados de Resultados 2009-2011 con respecto a las ventas de CNEL EP

| | 2009 | 2010 | 2011 | VARIACIÓN 2009-2010 | VARIACIÓN 2009-2011 |
|---|----------------|----------------|----------------|------------------------|------------------------|
| INGRESOS | | | | | |
| Venta Sector Privado | 84,84% | 85,58% | 88,15% | 0,74% | 3,32% |
| Venta Sector Publico | 9,88% | 9,54% | 9,62% | -0,34% | -0,26% |
| Venta Energía Generada | 0,39% | 0,83% | 0,23% | 0,45% | -0,16% |
| Venta grandes consumidores | 0,04% | 0,04% | 0,00% | 0,00% | -0,04% |
| Venta Energía Propia – Autoconsumo | 1,37% | 0,26% | 0,14% | -1,11% | -1,23% |
| Venta Otros Servicios | 3,48% | 3,75% | 1,85% | 0,27% | -1,63% |
| TOTAL VENTAS | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% |
| OTROS INGRESOS | 0,05% | 0,95% | 12,42% | 0,90% | 12,37% |
| Contribuciones Regionales | 0,00% | 1,81% | 1,36% | 1,81% | 1,36% |
| Contribuciones Organismos control | 0,00% | 13,05% | 0,56% | 13,05% | 0,56% |
| TOTAL INGRESOS | 100,05% | 115,81% | 114,33% | 15,76% | 14,29% |
| COSTO DE ENERGÍA: | | | | | |
| Compra de Energía, Transmisión y Peajes | 95,52% | 95,18% | 74,97% | -0,34% | -20,55% |
| Generación Propia | 2,45% | 1,72% | 1,25% | -0,73% | -1,19% |
| Costos de Operación | 30,28% | 33,92% | 35,80% | 3,63% | 5,52% |
| Depreciación | 8,28% | 8,23% | 8,06% | -0,05% | -0,23% |
| Amortización | 0,49% | 0,31% | 0,05% | -0,19% | -0,44% |
| Provisión de Cuentas Incobrables | 0,45% | 1,01% | 0,88% | 0,56% | 0,43% |
| Provisión para Invent. Obsol. y en mal estado | 0,01% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | -0,01% |
| TOTAL COSTO DE ENERGÍA Y GASTOS DE OPERACIÓN | 137,47% | 140,36% | 121,01% | 2,89% | -16,47% |
| MARGEN DE OPERACIÓN | | -24,56% | -6,67% | -24,56% | -6,67% |
| Gastos Financieros | 0,63% | 0,56% | 0,32% | -0,07% | -0,31% |
| MARGEN A/D OTROS INGRESOS Y GASTOS | | -25,12% | -6,99% | -25,12% | -6,99% |
| INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN: | | | | | |
| Ingresos Ajenos a la Operación: | 15,81% | 5,36% | 3,95% | -10,45% | -11,86% |
| Otros Ingresos | 14,74% | 12,03% | 3,94% | -2,71% | -10,80% |
| Ingresos Extraordinarios | 0,00% | 1,41% | 0,00% | 1,41% | 0,00% |
| Total Ingresos Ajenos a la Operación | 30,55% | 18,81% | 7,89% | -11,74% | -22,66% |
| Egresos Ajenos a la Operación: | | | | | |
| Egresos Ajenos a la Operación: | 9,95% | 3,95% | 1,44% | -6,00% | -8,51% |
| Otros Egresos | 0,41% | 3,30% | 0,23% | 2,89% | -0,18% |
| TOTAL EGRESOS | 10,36% | 7,25% | 1,68% | -3,11% | -8,69% |
| Flujo Neto Ajeno a la Operación | 20,19% | 11,55% | 6,21% | -8,63% | -13,97% |
| Resultado antes 15% PTU | -17,87% | -13,56% | -0,78% | 4,31% | 17,09% |

| | | | | | |
|--|----------------|----------------|---------------|--------------|---------------|
| 15% Participación de trabajadores en utilidades | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Resultado después del 15% PTU | -17,87% | -13,56% | -0,78% | 4,31% | 17,09% |
| 25% Impuesto sobre la renta | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| UTILIDAD (PERDIDA) NETA | -17,87% | -13,56% | -0,78% | 4,31% | 17,09% |
| Más :Depreciación | 8,28% | 8,23% | 8,06% | -0,05% | -0,23% |
| Más :Amortización | 0,49% | 0,31% | 0,05% | -0,19% | -0,44% |
| Más : Provisión de Cuentas Incobrables | 0,45% | 1,01% | 0,88% | 0,56% | 0,43% |
| Más: Provisión para Invent. Obsol. y en mal estado | 0,01% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | -0,01% |
| TOTAL NO DESEMBOLSOS | 9,23% | 9,55% | 8,99% | 0,32% | -0,24% |
| Flujo Real de Efectivo del periodo | -8,64% | -4,01% | 8,21% | 4,63% | 16,85% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Tabla 14. Variaciones porcentuales de los Estados de Resultados 2012-2013 con respecto a las ventas de CNEL EP

| | 2012 | 2013 | VARIACIÓN 2012-2013 |
|--|----------------|----------------|--------------------------------|
| INGRESOS | 112,72% | 106,45% | 6,27% |
| INGRESOS DE OPERACIÓN | 110,07% | 105,56% | 4,51% |
| TOTAL DE VENTAS | 100,00% | 100,00% | 0,00% |
| VENTAS TARIFA 0 % | 98,79% | 98,00% | 0,80% |
| Ventas de Energía | 90,23% | 88,00% | 2,23% |
| Alumbrado Público (SAPG) | 7,87% | 7,17% | 0,70% |
| Venta de Energía al MEM | 0,29% | 0,16% | 0,13% |
| Otras Ventas Tarifa 0% | 0,41% | 2,66% | -2,25% |
| VENTAS TARIFA 12 % | 1,21% | 2,00% | -0,80% |
| Ingresos de Operación relacionados con la Energía | 1,12% | 2,00% | -0,88% |
| Ingresos no relacionados con la energía | 0,08% | 0,00% | 0,08% |
| OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN NO SUJETOS AL IVA | 10,07% | 5,56% | 4,51% |
| Subsidios Reconocidos año corriente (Déficit Tarifa) | 7,82% | 5,54% | 2,28% |
| Contribuciones | 0,05% | 0,00% | 0,05% |
| Intereses por créditos | 2,07% | 0,02% | 2,05% |
| Ingresos no relacionados a la energía no IVA | 0,12% | 0,00% | 0,12% |
| INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN | 2,65% | 0,89% | 1,76% |
| Sanciones Multas 0% IVA | 0,02% | 0,05% | -0,03% |
| Venta de Bases Materiales 12% IVA | 0,38% | 0,24% | 0,14% |
| Otros ingresos ajenos a la operación no IVA | 2,25% | 0,60% | 1,64% |
| COSTOS Y GASTOS | 113,07% | 106,33% | 6,74% |
| COSTOS | 66,39% | 61,85% | 4,54% |

| | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|
| COMPRA DE ENERGÍA TRANSMISIÓN Y PEAJE | 66,39% | 61,85% | 4,54% |
| Compra de Energía Mercado Contratos | 66,39% | 61,85% | 4,54% |
| GASTOS | 46,68% | 44,48% | 2,20% |
| Costos de operación | 25,22% | 22,95% | 2,27% |
| Mano de Obra | 22,18% | 18,02% | 4,16% |
| Materiales | 3,04% | 4,93% | -1,89% |
| Servicios | 12,12% | 16,54% | -4,42% |
| Arriendos | 1,08% | 1,34% | -0,26% |
| Transporte | 0,09% | 0,01% | 0,08% |
| Publicidad | 0,19% | 0,36% | -0,17% |
| Comisiones y Honorarios | 0,02% | 0,02% | -0,01% |
| Servicios Públicos y Generales | 0,52% | 0,45% | 0,07% |
| Servicios de peritaje y Auditoria | 0,04% | 0,34% | -0,30% |
| Asesorías Especializadas | 0,23% | 0,40% | -0,16% |
| Impuestos y Contribuciones oficiales | 1,07% | 1,00% | 0,08% |
| Contribuciones Voluntarias | 0,02% | 0,00% | 0,02% |
| Mantenimiento y Reparaciones | 0,58% | 3,50% | -2,92% |
| Seguros y Autoseguros | 0,27% | 0,49% | -0,22% |
| Gastos de Gestión | 0,01% | 0,02% | -0,01% |
| Indemnizaciones | 0,04% | 0,02% | 0,02% |
| Provisiones | 1,11% | 0,00% | 1,11% |
| Gastos Financieros | 0,27% | 0,09% | 0,18% |
| Servicios Varios | 3,20% | 8,24% | -5,04% |
| Intereses y Multas | 0,23% | 0,00% | 0,23% |
| Otros gastos | 3,15% | 0,27% | 2,88% |
| COSTOS DEPRECIACIÓN | 8,69% | 4,94% | 3,75% |
| Gasto Depreciación | 8,69% | 4,94% | 3,75% |
| AMORTIZACIONES | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Amortizaciones | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN | 0,65% | 0,05% | 0,60% |
| GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN | 0,65% | 0,05% | 0,60% |
| UTILIDAD/PÉRDIDA DEL EJERCICIO CORRIENTE | -0,35% | 0,12% | -0,47% |
| MÁS GASTOS NO DEDUCIBLES | 8,69% | 4,94% | 3,75% |
| FLUJO NETO | 8,34% | 5,06% | 3,28% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Se puede observar notoriamente que los costos de operación de CNEL representaron más del 100% del total de las ventas que tuvieron. Esto se debe a que la

tarifa única impuesta por el Gobierno que debe cobrar a los abonados es mucho menor que el costo de real de toda la operación de la Corporación Nacional de Electricidad.

La energía se vende más barata de lo que cuesta. Los valores asignados por el Gobierno para cubrir con este déficit (VAD), según altos funcionarios del departamento financiero de la empresa pueden llegar a demorar más de ciento ochenta días en ser adjudicados a la Corporación.

Se presentan pérdidas en todos los períodos excepto en el año 2013 que se presenta un utilidad que representa 0,12% del total de las ventas. Sin embargo, se puede observar que las pérdidas han ido disminuyendo paulatinamente. Si fuesen asignados en un período considerablemente menor. CNEL EP pudiese manejar sus operaciones con mayor holgura.

Luego de haber presentado el análisis de los estados de resultados se procederá a explicar brevemente las variaciones porcentuales de los balances generales comparando un período con el período próximo a él.

Tabla 15. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2009-2010.

| <i>CNEL - CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S. A.</i> | | | | | | |
|--|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|
| <i>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO</i> | | | | | | |
| <i>AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010</i> | | | | | | |
| <i>ACTIVOS</i> | <i>Dic-31-2010</i> | | <i>Dic-31-2009</i> | | <i>Variación</i> | <i>%</i> |
| <i>CORRIENTES</i> | <i>US\$</i> | <i>%</i> | <i>US\$</i> | <i>%</i> | | |
| <i>DISPONIBLES</i> | <i>100.722.626,54</i> | <i>7,90%</i> | <i>87.267.023,15</i> | <i>7,74%</i> | <i>13.455.603,39</i> | <i>15,42%</i> |
| <i>EXIGIBLES</i> | <i>517.306.219,34</i> | <i>40,58%</i> | <i>431.910.011,65</i> | <i>38,29%</i> | <i>85.396.207,69</i> | <i>19,77%</i> |

| | | | | | | |
|------------------------------------|-------------------------|----------------|-------------------------|----------------|-----------------------|---------------|
| REALIZABLE | 57.374.796,26 | 4,50% | 74.313.895,22 | 6,59% | (16.939.098,96) | -22,79% |
| OTROS ACTIVOS CORRIENTES | 83.183.512,29 | 6,53% | 60.179.164,69 | 5,33% | 23.004.347,60 | 38,23% |
| TOTAL ACTIVO CORRIENTES | 758.587.154,43 | 59,51% | 653.670.094,71 | 57,95% | 104.917.059,72 | 16,05% |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | - | |
| ACTIVO FIJO DEPRECIABLE. | 981.700.595,04 | 77,01% | 946.976.952,12 | 83,95% | 34.723.642,92 | 3,67% |
| ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE. | 34.037.235,94 | 2,67% | 35.709.824,78 | 3,17% | (1.672.588,84) | -4,68% |
| DEPRECIACIONES ACUMULADA. | -540.855.013,65 | -42,43% | -522.423.391,32 | -46,31% | (18.431.622,33) | 3,53% |
| DIFERIDOS | 41.249.684,63 | 3,24% | 14.104.022,28 | 1,25% | 27.145.662,35 | 192,47% |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | 516.132.501,96 | 40,49% | 474.367.407,86 | 42,05% | 41.765.094,10 | 8,80% |
| ACTIVO TOTAL | 1.274.719.656,39 | 100,00% | 1.128.037.502,57 | 100,00% | 146.682.153,82 | 13,00% |
| PASIVO | | | | | | |
| PASIVO CORRIENTE A CORTO PLAZO | 390.435.366,66 | 30,63% | 329.000.810,58 | 29,17% | 61.434.556,08 | 18,67% |
| PASIVOS A LARGO PLAZO | 62.053.574,47 | 4,87% | 92.604.360,88 | 8,21% | (30.550.786,41) | -32,99% |
| PASIVO NO CORRIENTE | 119.896.566,00 | 9,41% | 95.442.207,39 | 8,46% | 24.454.358,61 | 25,62% |
| TOTAL PASIVO | 572.385.507,13 | 44,90% | 517.047.378,85 | 45,84% | 55.338.128,28 | 10,70% |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| CAPITAL SOCIAL | 108.280.567,20 | 8,49% | 108.280.567,20 | 9,60% | - | 0,00% |
| APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN | 1.435.799.003,44 | 112,64% | 1.275.975.817,05 | 113,11% | 159.823.186,39 | 12,53% |
| RESULTADO ACUMULADOS | -790.678.437,59 | -62,03% | (709.695.674,64) | -62,91% | (80.982.762,95) | 11,41% |
| RESULTADO EJERCICIO CORRIENTE | -51.066.983,79 | -4,01% | (63.570.585,89) | -5,64% | 12.503.602,10 | -19,67% |
| TOTAL PATRIMONIO | 702.334.149,26 | 55,10% | 610.990.123,72 | 54,16% | 91.344.025,54 | 14,95% |
| TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO | 1.274.719.656,39 | 100,00% | 1.128.037.502,57 | 100,00% | 146682153,82 | 13,00% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Tabla 16. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2010-2011.

| CNEL - CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S. A. | | | | | | |
|---|-----------------------|-------------|-----------------------|---------------|----------------------|-----------|
| ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO | | | | | | |
| AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011 | | | | | | |
| ACTIVOS | dic-11 | | dic-10 | | Variación | % |
| CORRIENTES | US\$ | % | US\$ | % | | |
| DISPONIBLES | 85.645.444,00 | 10,84% | 100.722.626,54 | 7,90% | (15.077.182,54) | -14,97% |
| EXIGIBLES | 581.510.344,92 | 73,62% | 517.306.219,34 | 40,58% | 64.204.125,58 | 12,41% |
| REALIZABLE | 54.237.447,72 | 6,87% | 57.374.796,26 | 4,50% | (3.137.348,54) | -5,47% |
| OTROS ACTIVOS CORRIENTES | 68.498.357,41 | 8,67% | 83.183.512,29 | 6,53% | (14.685.154,88) | -17,65% |
| TOTAL ACTIVO CORRIENTES | 789.891.594,05 | 100% | 758.587.154,43 | 59,51% | 31.304.439,62 | 4% |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |

| | | | | | | |
|--------------------------------|------------------|----------|------------------|----------|-----------------|---------|
| ACTIVO FIJO DEPRECIABLE. | 1.069.393.555,84 | 187,77% | 981.700.595,04 | 77,01% | 87.692.960,80 | 8,93% |
| ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE. | 53.017.697,46 | 9,31% | 34.037.235,94 | 2,67% | 18.980.461,52 | 55,76% |
| DEPRECIACIONES ACUMULADA. | -589.876.921,24 | -103,58% | -540.855.013,65 | -42,43% | (49.021.907,59) | 9,06% |
| DIFERIDOS | 36.981.532,20 | 6,49% | 41.249.684,63 | 3,24% | (4.268.152,43) | -10,35% |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | 569.515.864,26 | 100% | 516.132.501,96 | 40,49% | 53.383.362,30 | 10,34% |
| ACTIVO TOTAL | 1.359.407.458,31 | 100% | 1.274.719.656,39 | 100,00% | 84.687.801,92 | 7% |
| PASIVO CORRIENTES | | | | | | |
| PASIVO CORRIENTE A CORTO PLAZO | 400.938.511,81 | 68,17% | 390.435.366,66 | 68,21% | 10.503.145,15 | 2,69% |
| PASIVO A LARGO PLAZO | 55.839.524,87 | 9,49% | 62.053.574,47 | 10,84% | (6.214.049,60) | -10,01% |
| PASIVO DIFERIDO -OTROS PASIVOS | 131.333.158,98 | 22,33% | 119.896.566,00 | 20,95% | 11.436.592,98 | 9,54% |
| TOTAL PASIVO | 588.111.195,66 | 1,00 | 572.385.507,13 | 1,00 | 15.725.688,53 | 0,03 |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| CAPITAL SOCIAL | 108.280.567,20 | 14,04% | 108.280.567,20 | 15,42% | - | 0,00% |
| APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN | 1.376.818.143,65 | 178,51% | 1.435.799.003,44 | 204,43% | (58.980.859,79) | -4,11% |
| RESULTADO ACUMULADOS | -710.535.533,46 | -92,12% | (790.678.437,59) | -112,58% | 80.142.904,13 | -10,14% |
| RESULTADO EJERCICIO CORRIENTE | -3.266.914,74 | -0,42% | (51.066.983,79) | -7,27% | 47.800.069,05 | -93,60% |
| TOTAL PATRIMONIO | 771.296.262,65 | 100% | 702.334.149,26 | 100% | 68.962.113,39 | 10% |
| TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO | 1.359.407.458,31 | 100,00% | 1.274.719.656,39 | 100% | 84687801,92 | 7% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Tabla 17. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2011-2012.

| CNEL - CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S. A. | | | | | | |
|---|------------------|--------|------------------|---------|-----------------|---------|
| ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO | | | | | | |
| AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 | | | | | | |
| ACTIVOS | Dic-31-2012 | | Dic-31-2011 | | Variación | % |
| | US\$ | % | US\$ | % | | |
| CORRIENTES | | | | | | |
| DISPONIBLES | 59.351.845,85 | 4,08% | 85.645.444,00 | 6,300% | (26.293.598,15) | -30,70% |
| EXIGIBLES | 631.677.554,98 | 43,38% | 581.510.344,92 | 42,777% | 50.167.210,06 | 8,63% |
| REALIZABLE | 67.657.689,11 | 4,65% | 54.237.447,72 | 3,990% | 13.420.241,39 | 24,74% |
| OTROS ACTIVOS CORRIENTES | 82.855.074,63 | 5,69% | 68.498.357,41 | 5,039% | 14.356.717,22 | 20,96% |
| TOTAL ACTIVO CORRIENTES | 841.542.164,57 | 57,79% | 789.891.594,05 | 58,106% | 51.650.570,52 | 6,54% |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |
| ACTIVO FIJO DEPRECIABLE. | 1.023.142.545,24 | 70,26% | 1.069.393.555,84 | 78,666% | (46.251.010,60) | -4,32% |
| ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE. | 7.557.464,71 | 0,52% | 53.017.697,46 | 3,900% | (45.460.232,75) | -85,75% |

| | | | | | | |
|---|-------------------------|----------------|-------------------------|-----------------|----------------------|--------------|
| DEPRECIACIONES ACUMULADA. | -600.929.101,41 | -41,26% | -589.876.921,24 | -43,392% | (11.052.180,17) | 1,87% |
| DIFERIDOS | 184.955.530,02 | 12,70% | 36.981.532,20 | 2,720% | 147.973.997,82 | 400,13% |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | 614.726.438,56 | 42,21% | 569.515.864,26 | 41,894% | 45.210.574,30 | 7,94% |
| ACTIVO TOTAL | 1.456.268.603,13 | 100,00% | 1.359.407.458,31 | 100,000% | 96.861.144,82 | 7,13% |
| PASIVO CORRIENTES | | | | | | |
| PASIVO CORRIENTE A CORTO PLAZO | 425.781.114,99 | 29,24% | 400.938.511,81 | 29,494% | 24.842.603,18 | 6,20% |
| PASIVOS ALARGO PLAZO | 45.534.578,58 | 3,13% | 55.839.524,87 | 4,108% | (10.304.946,29) | -18,45% |
| PASIVO NO CORRIENTE | 165.599.779,21 | 11,37% | 131.333.158,98 | 9,661% | 34.266.620,23 | 26,09% |
| TOTAL PASIVO | 636.915.472,78 | 43,74% | 588.111.195,66 | 43,262% | 48.804.277,12 | 8,30% |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| CAPITAL SOCIAL | 108.280.567,20 | 7,44% | 108.280.567,20 | 7,965% | - | 0,00% |
| APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN | 1.403.299.072,10 | 96,36% | 1.375.390.457,80 | 101,176% | 27.908.614,30 | 2,03% |
| RESULTADO ACUMULADOS | (680.257.188,42) | -46,71% | (698.173.028,54) | -51,359% | 17.915.840,12 | -2,57% |
| RESULTADO EJERCICIO CORRIENTE | (1.646.440,40) | -0,11% | (3.266.914,74) | -0,240% | 1.620.474,34 | -49,60% |
| RESERVAS Y DONACIONES | 2.007.178,37 | 0,14% | 1.427.685,85 | 0,105% | 579.492,52 | 40,59% |
| RESULTADO POR ADOPCIÓN POR 1ra. VEZ NIIFS | (12.330.058,50) | -0,85% | (12.362.504,92) | -0,909% | 32.446,42 | -0,26% |
| TOTAL PATRIMONIO | 819.353.130,35 | 56,26% | 771.296.262,65 | 56,738% | 48.056.867,70 | 6,23% |
| TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO | 1.456.268.603,13 | 100,00% | 1.359.407.458,31 | 100,000% | 96861144,82 | 7,13% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

Tabla 18. Variaciones porcentuales de los Balances Generales. Comparativo año 2012-2013.

| CNEL - CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S. A. | | | | | | |
|---|-----------------------|------------|-----------------------|------------|-----------------------|------------|
| ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO | | | | | | |
| AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 | | | | | | |
| ACTIVOS | Dic-31-2013, | | Dic-31-2012 | | Variación | % |
| CORRIENTES | US\$ | % | US\$ | % | | |
| DISPONIBLES | 51.555.895,49 | 3,51% | 59.351.845,85 | 4,08% | (7.795.950,36) | -13,14% |
| EXIGIBLES | 594.442.555,51 | 40,48% | 631.677.554,98 | 43,38% | (37.234.999,47) | -5,89% |
| REALIZABLE | 60.700.829,01 | 4,13% | 67.657.689,11 | 4,65% | (6.956.860,10) | -10,28% |
| OTROS ACTIVOS CORRIENTES | 64.813.008,78 | 4,41% | 82.855.074,63 | 5,69% | (18.042.065,85) | -21,78% |
| TOTAL ACTIVO CORRIENTES | 771.512.288,79 | 53% | 841.542.164,57 | 58% | -70.029.875,78 | -8% |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |
| ACTIVO FIJO DEPRECIABLE. | 1.098.862.022,92 | 74,82% | 1.023.142.545,24 | 70,26% | 75.719.477,68 | 7,40% |
| ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE. | 7.618.233,39 | 0,52% | 7.557.464,71 | 0,52% | 60.768,68 | 0,80% |
| DEPRECIACIONES ACUMULADA. | -635.473.544,43 | 43,27% | -600.929.101,41 | 41,26% | (34.544.443,02) | 5,75% |

| | | | | | | |
|--|-------------------------|----------------|-------------------------|---------------|-----------------------|---------------|
| DIFERIDOS | 226.138.089,38 | 15,40% | 184.955.530,02 | 12,70% | 41.182.559,36 | 22,27% |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | 697.144.801,26 | 47% | 614.726.438,56 | 42% | 82.418.362,70 | 13,41% |
| ACTIVO TOTAL | 1.468.657.090,05 | 100% | 1.456.268.603,13 | 100% | 12.388.486,92 | 1% |
| PASIVO CORRIENTES | | | | | | |
| PASIVO CORRIENTE A CORTO PLAZO | 470.841.174,93 | 32,06% | 425.781.114,99 | 29,24% | 45.060.059,94 | 10,58% |
| PASIVOS A LARGO PLAZO | 58.017.131,37 | 3,95% | 45.534.578,58 | 3,13% | 12.482.552,79 | 27,41% |
| PASIVO NO CORRIENTE | 171.526.296,13 | 11,68% | 165.599.779,21 | 11,37% | 5.926.516,92 | 3,58% |
| TOTAL PASIVO | 700.384.602,43 | 48% | 636.915.472,78 | 43,74% | 18.409.069,71 | 0,03 |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| CAPITAL SOCIAL | 108.280.567,20 | 7,37% | 108.280.567,20 | 7,44% | - | 0,00% |
| APORTES FUTURA CAPITALIZACIÓN | 1.409.202.872,23 | 95,95% | 1.403.299.072,10 | 96,36% | 5.903.800,13 | 0,42% |
| RESULTADO ACUMULADOS | -712.410.631,80 | 48,51% | (680.257.188,42) | 46,71% | (32.153.443,38) | 4,73% |
| RESULTADO EJERCICIO CORRIENTE | -28.558.753,78 | -1,94% | (1.646.440,40) | -0,11% | (26.912.313,38) | 1634,58% |
| RESERVAS Y DONACIONES | 3.638.930,65 | 0,25% | 2.007.178,37 | 0,14% | 1.631.752,28 | 81,30% |
| RESULTADO POR ADOPCION POR 1ra.VEZ NIIFS | -11.880.496,88 | -0,81% | (12.330.058,50) | -0,85% | 449.561,62 | -3,65% |
| TOTAL PATRIMONIO | 768.272.487,62 | 52% | 819.353.130,35 | 56% | -51.080.642,73 | -6% |
| TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO | 1.468.657.090,05 | 100,00% | 1.456.268.603,13 | 100% | 121,55 | 0% |

Fuente: (Corporación Nacional de Electricidad)

4.2.3. RATIOS FINANCIEROS

4.2.3.1. ÍNDICES DE LIQUIDEZ

Tabla 19. Índices de Liquidez

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| RAZÓN CORRIENTE | 1,9868343 | 1,94292633 | 2,04029351 | 1,97646663 | 1,6173443 |
| PRUEBA ACIDA | 1,76095675 | 1,79597551 | 1,90442612 | 1,81756412 | 1,48842433 |
| LIQUIDEZ INMEDIATA | 0,26524866 | 0,25797516 | 0,2158854 | 0,13939521 | 0,10949742 |
| CAPITAL NETO DE TRABAJO | 324669284 | 368151788 | 412702299 | 415761050 | 290671114 |

Fuente: Elaborado por los autores

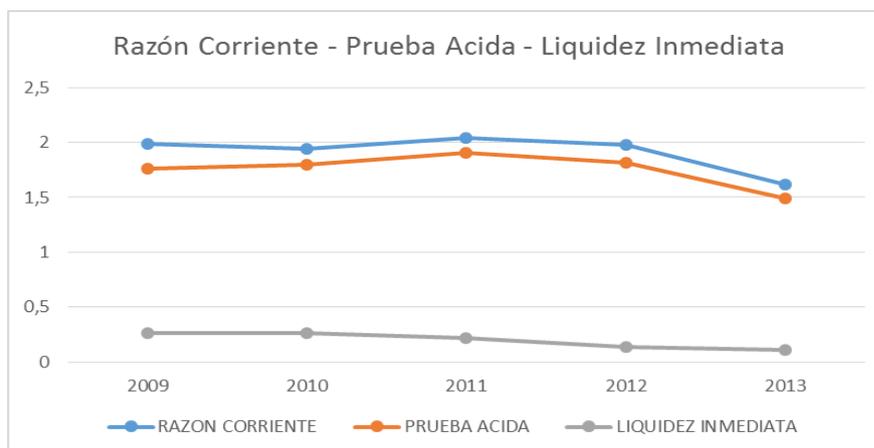


Figura 19. Índices de Liquidez

Elaborado por los autores

Razón corriente

Se puede observar que la razón corriente ha tenido una evolución relativamente estable, sin embargo en el año 2013 hubo una disminución en 0,36 puntos; los activos corrientes disminuyeron en alrededor de 70 millones y los pasivos corrientes aumentaron en 45 millones.

Los derechos de los acreedores en promedio se encuentran cubiertos por los activos en 1,91 veces.

Prueba Ácida

La capacidad de pago de las obligaciones a corto plazo tomando en cuenta únicamente los activos de rápida liquidez en promedio es de 1,75 lo que significa que,

por cada unidad monetaria que se adeuda se tiene 1,75 unidades monetarias en efectivo.

Esta razón financiera presenta incrementos dentro de los cuatro primeros años, pero resalta una disminución en 0,33 puntos en el 2013.

Liquidez Inmediata

La liquidez inmediata refleja la capacidad financiera con obligaciones de pago inmediato con base a la disponibilidad. Se puede observar que CNEL EP presenta índices de liquidez inmediata demasiado bajos, lo cual confirma los problemas planteados en esta investigación.

En promedio CNEL EP por cada unidad monetaria en deuda a corto plazo cuenta con 0,20 unidades de efectivo.

Capital Neto de Trabajo

Este indicador mide en términos relativos la capacidad que tiene la Corporación para atender operaciones de tipo corriente como son: generación, operación y mantenimiento.

El capital neto de trabajo presenta incrementos durante los cuatro primeros años, en el 2013 existe una rebaja en el indicador.

4.2.3.2. ÍNDICES DE ENDEUDAMIENTO

Tabla 20. Índices de Endeudamiento

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| RAZON DE PASIVO A LARGO PLAZO | 0,08460907 | 0,0940572 | 0,09477413 | 0,11371513 | 0,11679125 |
| RAZON ENDEUDAMIENTO/ACTIVO TOTAL | 0,4583601 | 0,44902854 | 0,43262319 | 0,43736126 | 0,47688777 |
| RAZON ENDEUDAMIENTO/PATRIMONIO | 0,84624507 | 0,81497604 | 0,76249714 | 0,7773394 | 0,91163567 |

Fuente: Elaborado por los autores

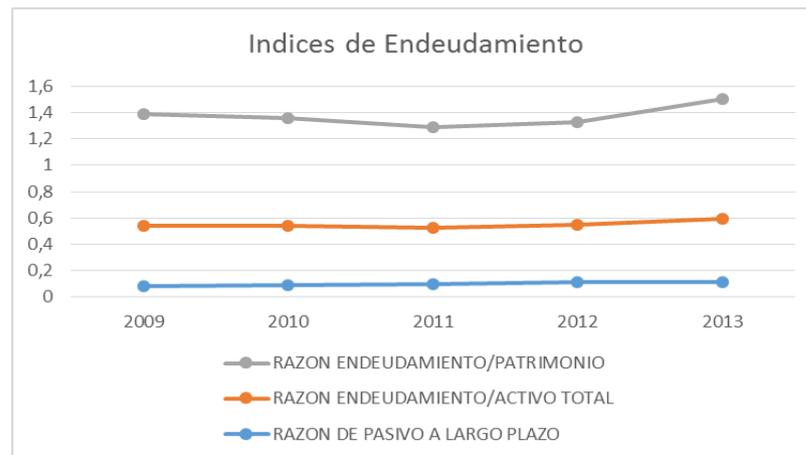


Figura 20. Índices de Endeudamiento

Elaborado por los autores

Razón de Pasivo a Largo plazo

Cada unidad monetaria que posee CNEL EP en activos en promedio está respaldado por 0.10 unidades monetarias de deuda a largo plazo. Esto quiere decir que el sustento de los activos representa el 0,10 de los pasivos no corrientes.

La razón de pasivo a largo plazo presenta un aumento en cada uno de los años de no más de 0,01 puntos.

4.2.3.3. ÍNDICES PRODUCTIVIDAD

Tabla 21. Índices Productividad

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| PRODUCTIVIDAD DE ACTIVOS | 0,31531887 | 0,29539576 | 0,30902501 | 0,31894469 | 0,36567236 |
| PRODUCTIVIDAD ACTIVO FIJO NETO | 0,83780127 | 0,79292569 | 1,02800402 | 1,08073655 | 1,14021158 |
| ROA | -0,05635503 | -0,04006134 | -0,00240319 | -0,00113059 | -0,01944549 |

Fuente: Elaborado por los autores

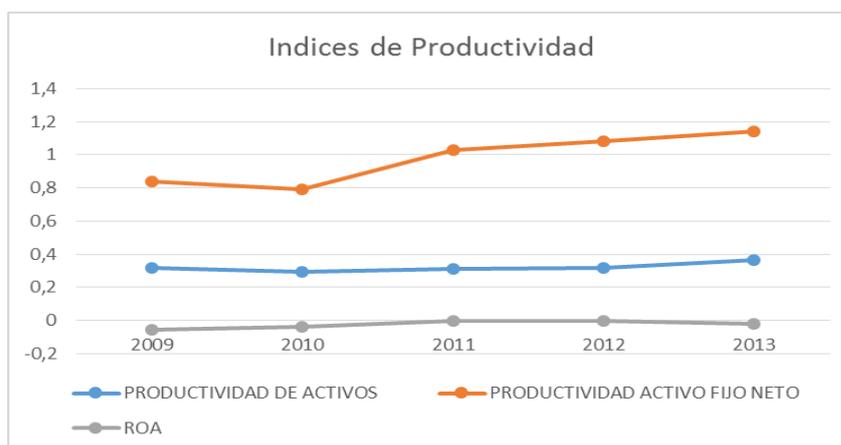


Figura 21. Índices de Productividad

Elaborado por los autores

Productividad de Activos

En los últimos cinco años, CNEL-EP presenta un promedio de productividad de sus activos de 0,32, lo cual significa que, en promedio, cada dólar de activo que posee CNEL-EP genera 0,32 dólares en ventas. En los distintos periodos que se utilizó en el análisis no ha habido cambios sustanciales en este ratio, el cambio más notable es en el 2011, en el que hubo un aumento del 14,5% en la productividad de los activos.

Productividad de Activo Fijo Neto

En promedio, en los años de análisis, la productividad de activo fijo neto es de 0,976, lo cual significa que cada dólar de activo fijo neto genera 0,976 dólares de venta.

Como podemos observar en la gráfica, la productividad de activo fijo neto venía mostrando una tendencia a bajar, pero en el año 2011 se muestra un aumento muy significativo, con un crecimiento del 29,65% y luego continúa con la misma tendencia aunque a una tasa más baja y estable.

Esto puede deberse a la eficiencia en el manejo de los activos fijos, disminución de activos ociosos o tal vez sustitución de activos poco eficientes por activos que generen una mayor producción.

Rendimiento sobre Activos

CNEL-EP muestra un promedio de rendimiento sobre activos en los últimos cinco años de -0,024, es decir que cada dólar de activo propiedad de CNEL-EP está generando una pérdida de 2,4 centavos de dólar. Si bien es cierto este índice muestra una situación bastante desfavorable podemos observar que a lo largo de los años ha ido mejorando casi hasta llegar a cero, a excepción del año 2013 que volvió a aumentar la pérdida por activo.

4.3. PROYECCIONES

Utilizando datos históricos correspondientes a distintos factores que consideramos que tienen incidencia en el nivel de recaudación, se hizo una proyección de dichos datos para el periodo inmediato superior, el 2014, sin tomar en cuenta las propuestas de mejora y también cuando se las toma en cuenta.

Se dedujo que la tendencia avanzaba conforme esta función

$$\text{RECAUD} = 0,311 \text{ FACTURACION} + 0,238 \text{ NUM_ABON} - 0,094 \text{ COSTO_ENERG}$$

La cual resulta tener un R cuadrado ajustado de 0.261, el cual resulta bastante bajo debido a que existen otras variables que tienen significancia para el modelo pero que no pudieron ser tomadas en cuenta en el mismo.

Los datos estimados de energía disponible, facturación total, número de abonados y porcentaje de pérdidas para el siguiente periodo, por unidad de negocio y en total, se muestran a continuación:

Tabla 22. Proyección de Clientes para el año 2014

| CLIENTES | 2013 | 2014 | DIFERENCIA |
|------------------------|------------------|------------------|----------------|
| BOLIVAR | 57.956 | 60.065 | 2.109 |
| EL ORO | 222.173 | 231.831 | 9.658 |
| ESMERALDAS | 133.843 | 144.832 | 10.989 |
| GUAYAS-LOS RIOS | 313.686 | 334.872 | 21.186 |
| LOS RIOS | 118.031 | 129.000 | 10.969 |
| MANABI | 340.072 | 373.805 | 33.733 |
| MILAGRO | 147.440 | 155.258 | 7.818 |
| STA. ELENA | 117.796 | 123.842 | 6.046 |
| STO. DOMINGO | 171.228 | 181.658 | 10.430 |
| SUCUMBIOS | 78.350 | 85.016 | 6.666 |
| CNEL | 1.700.575 | 1.820.179 | 119.604 |

Elaborado por los autores

Tabla 23. Proyección Energía Disponible en KWh para el año 2014

| EN. DISPONIBLE kWh | 2013 | 2014 | INCREMENTO |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|
| BOLIVAR | 75.254.267,37 | 77.874.544,91 | 2.620.277,54 |
| EL ORO | 867.723.213,49 | 926.240.745,66 | 58.517.532,17 |
| ESMERALDAS | 489.519.889,69 | 523.724.564,46 | 34.204.674,77 |
| GUAYAS-LOS RIOS | 1.664.967.292,31 | 1.792.230.210,20 | 127.262.917,90 |
| LOS RIOS | 361.644.606,74 | 381.111.738,49 | 19.467.131,75 |
| MANABI | 1.474.935.160,63 | 1.562.155.223,08 | 87.220.062,46 |
| MILAGRO | 633.682.121,72 | 659.834.473,15 | 26.152.351,43 |
| STA. ELENA | 508.923.456,67 | 533.617.972,45 | 24.694.515,78 |
| STO. DOMINGO | 491.526.556,25 | 510.799.208,83 | 19.272.652,58 |
| SUCUMBIOS | 276.746.182,48 | 290.490.301,65 | 13.744.119,17 |
| CNEL | 6.844.922.747,34 | 7.258.078.982,89 | 413.156.235,55 |

Elaborado por los autores

Varios factores como la inversión y la implementación de nuevos proyectos derivan en un estimado del aumento porcentual en la energía disponible para el 2014 de un 6,04% con respecto al periodo anterior, además de que al mostrarse un incremento en el número de abonados en el nuevo periodo, la energía disponible debe aumentarse para satisfacer la nueva demanda.

Tabla 24. Proyección Energía Facturada en KWh para el año 2014

| ENERGÍA FACTURADA kWh | 2013 | 2014 | DIFERENCIA |
|------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|
| BOLIVAR | 66.349.622,63 | 69.491.239,15 | 3.141.616,52 |
| EL ORO | 736.528.734,22 | 798.543.575,52 | 62.014.841,29 |
| ESMERALDAS | 390.884.187,84 | 427.443.958,70 | 36.559.770,86 |
| GUAYAS-LOS RIOS | 1.364.096.986,50 | 1.481.495.353,12 | 117.398.366,61 |
| LOS RIOS | 271.839.872,87 | 310.796.622,74 | 38.956.749,86 |
| MANABI | 1.132.848.837,72 | 1.223.401.784,04 | 90.552.946,32 |
| MILAGRO | 510.156.663,87 | 553.457.718,94 | 43.301.055,07 |
| STA. ELENA | 421.800.450,72 | 453.494.962,82 | 31.694.512,10 |
| STO. DOMINGO | 440.583.996,25 | 459.910.346,27 | 19.326.350,02 |
| SUCUMBIOS | 221.200.581,81 | 234.920.509,86 | 13.719.928,05 |
| CNEL | 5.556.289.934,45 | 6.012.956.071,16 | 456.666.136,71 |

Elaborado por los autores

Como es lógico una mayor cantidad de energía disponible ocasionará un incremento en la energía facturada para el nuevo periodo.

Tabla 25. Proyección de Pérdidas de Energía para el año 2014 (%).

| % PERDIDAS | 2013 | 2014 | REDUCCIÓN |
|------------------------|---------------|---------------|------------------|
| BOLIVAR | 11,83% | 10,77% | -1,07% |
| EL ORO | 15,12% | 13,79% | -1,33% |
| ESMERALDAS | 20,15% | 18,38% | -1,77% |
| GUAYAS-LOS RIOS | 18,07% | 17,34% | -0,73% |
| LOS RIOS | 24,83% | 18,45% | -6,38% |
| MANABI | 23,19% | 21,69% | -1,51% |
| MILAGRO | 19,49% | 16,12% | -3,37% |
| STA. ELENA | 17,12% | 15,02% | -2,10% |
| STO. DOMINGO | 10,36% | 9,96% | -0,40% |
| SUCUMBIOS | 20,07% | 19,13% | -0,94% |
| CNEL | 18,83% | 17,15% | -1,67% |

Elaborado por los autores

Al implementar las propuestas de mejora y logrando un sistema más eficiente de cobro el porcentaje de perdidas tendrá un decrecimiento significativo de 1,67% con respecto al 2013.

Tabla 26. Proyección de Recaudación de Energía para el año 2014 (%).

| % RECAUDACION | | |
|----------------------|-------------|------------------|
| 2013 | 2014 | VARIACION |
| 70% | 85% | 15% |

Elaborado por los autores

Con estos datos se obtuvo una aproximación de la recaudación para dicho periodo tomando en cuenta datos históricos reales del periodo anterior, mostrando mejoría en dicho rubro, del 70% al 85%, esto bajo los supuestos de la consecución de

las propuestas de mejora, en el siguiente capítulo realizará el análisis de riesgos para detectar las probabilidades de amenaza e impacto de no poder alcanzar dichas propuestas.

Adicionalmente, basándose en información otorgada por CNEL-EP junto con los datos obtenidos con las proyecciones hechas se tiene lo siguiente:

Tabla 27. Proyecciones 2014

| Partida | Valor \$ |
|----------------|-------------------|
| Ingresos | \$ 598.141.992,96 |
| Costos | \$ 365.054.274,62 |
| Gastos | \$ 208.272.547,68 |
| Inversiones | \$ 200.038.173,23 |

Elaborado por los autores

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. PROPUESTAS DE MEJORA

Se propone un plan de acción para poder contrarrestar los problemas que mantiene CNEL EP. en la actualidad.

- Realizar una depuración de catastro comercial. Con la base de datos del Registro civil poder hacer una retroalimentación de abonados existentes y los que ya han fallecido para que así medidores que estén a nombres de abonados que ni si quieren existen puedan retirarlos y que ya no facturen y así no generar pérdidas a la empresa.
- Realizar un estudio demográfico para determinar los lugares donde sea necesario crear nuevos puntos estratégicos cerca de los contribuyentes que no estén tan alejados y puedan acercarse a pagar su planilla de luz.
- Realizar un levantamiento de todos los procesos que se necesitan para el correcto funcionamiento de cada una de las áreas operativas y de apoyo de CNEL-EP
- Elaborar programas de acercamiento a los abonados para crear un cultura de pago y un uso responsable de la energía.

- Implantar el Sistema de Medidores Inteligente que ya ha sido implantado en otras Empresas Eléctricas del país.
- Plan de Homologación de Partidas Presupuestarias para proceder a la reducción de personal que no requiere CNEL EP.
- Restructuración de Funciones
- Llevar un control de las pérdidas comerciales con la ayuda de herramientas estadísticas. Con apoyo de compañías contratistas.
- Además de poseer un plan de reducción de pérdidas (Plan REP), también contar con un plan de seguimiento para obtener un resultado óptimo.
- Elaboración e implementar el plan de comunicación para evitar el hurto de energía

5.2. ANÁLISIS DE RIESGO

En el presente capítulo se presentan los riesgos operativos considerados en la implementación de las propuestas de mejora para CNEL EP, estos se refieren a posibles eventos tanto externos como internos a la corporación que atenten contra el correcto desarrollo de dicho plan.

5.2.1. GENERALIDADES DEL RIESGO

Se puede definir el riesgo como incertidumbre de la ocurrencia de alguna situación que altere los resultados futuros esperados.

Para poder mantener credibilidad y liderazgo en los mercados, las empresas deben considerar la administración de riesgos que siempre están latentes, y establecer un plan de mitigación de los mismos. Existen riesgos de crédito, riesgos de mercado y riesgos operativos.

Basilea define a la Administración de Riesgos como la cultura o conjunto de procesos, políticas y procedimientos y acciones que se implementan para identificar, pedir, monitorear, controlar, informar y revelar los distintos tipos de riesgo que se encuentra expuesta una empresa, de tal forma que les permita minimizar pérdidas y maximizar oportunidades. (Banco de Pagos Internacionales Comité de Basilea de Supervisión Bancaria, 2003)

5.2.2. FUENTES DE RIESGO

Se puede agrupar en cuatro, las diferentes fuentes de riesgo operativo:



Figura 22. Fuentes de Riesgo

Elaborado por los autores

5.2.3. MATRIZ DE RIESGO

La matriz de riesgo es una herramienta que sirve para identificar los posibles riesgos a los que la empresa esta propensa, cuantificar el impacto que tienen y estimar la probabilidad de ocurrencia de cada uno; así, se podrá elaborar un plan de contingencia que permita llevar un control y establecer un plan de acciones.

Carlos Palma Rodríguez en su aporte a la revista de Ciencias Económicas de Costa Rica dice que la matriz de riesgos clasifica los eventos según su nivel de riesgo y exposición asociada el nivel del riesgo está en función de la viabilidad y el impacto del riesgo.

Viabilidad: Es la probabilidad de que el riesgo se materialice, suponiendo que no estén establecidos los controles o la mitigación.

Impacto: Es la consecuencia potencial de su suceso, es decir de consolidarse el riesgo cual es la huella en términos monetarios.

Exposición: se define como qué tanto me afecta el riesgo ya que mantengo cierta posición y por lo tanto soy vulnerable a lo que pueda suceder.

Exposición=Riesgo-Control.

Para llevar a cabo esta las propuestas planteadas es necesario identificar los posibles riesgos con el fin de mejorar las deficiencias que afectan el progreso de la Corporación, utilizando el talento humano disponible en la organización y las herramientas adecuadas. A continuación mencionamos algunos riesgos:

- Si el personal técnico al momento de realizar su trabajo cometiera acciones ilícitas causaría que el desenvolvimiento de la empresa no logre los resultados esperados
- Fallas tecnológicas que pueden alterar los sistemas inteligentes causaría pérdidas para CNEL EP
- Interfaces entre sistemas comerciales y técnicos es un riesgo que se puede producir en el momento de registrar las transacciones en el libro mayor, causaría mala toma de decisiones ocasionando la entrega de información no confiable a los entes de control.
- Si el costo de crear los nuevos puntos estratégicos es demasiado alto probablemente no se puedan asignar lo más pronto los recursos esto causaría que no se puedan crear los mismos.
- Si los recursos no son asignados por parte del gobierno para realizar la inversión en los medidores inteligentes esto causaría que no se puedan instalar los mismos.
- Un costo elevado para liquidar el personal programado causaría que no se pueda realizar la reducción de personal.
- Si el costo político al realizar la reducción de personal en ciertas unidades de negocio es bastante alto, esto causaría que la reducción de personal en dichas unidades sea muy dificultosa.

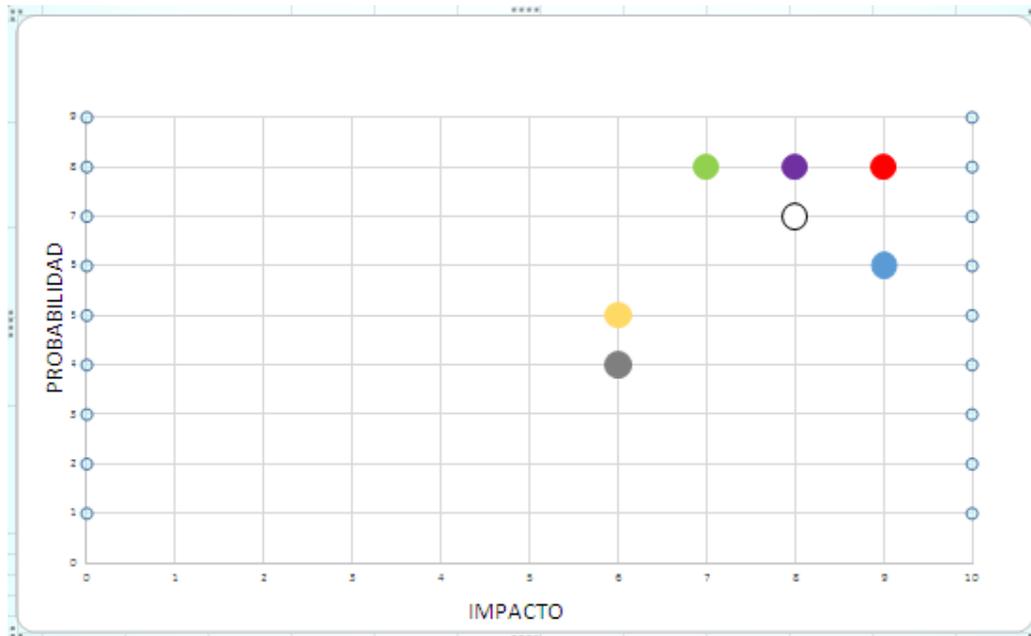
1-25 ACEPTABLE ACEPTAR
 26-50 MODERADO CONTINGENCIA
 51-75 ELEVADO PREVENIR
 76-100 GRAVE EVITAR

DETALLE DE LA MATRIZ DE RIESGOS

Tabla 28. Matriz de Riesgos

| | PROBABILIDAD | IMPACTO | VALOR DE RIESGO | NIVEL DE RIESGO | ACCION A TOMAR |
|---|--------------|---------|-----------------|-----------------|----------------|
| Personal técnico al momento de realizar su trabajo cometiera acciones ilícitas | 8 | 8 | 64 | ELEVADO | PREVENIR |
| Fallas Tecnológicas | 4 | 6 | 24 | ACEPTABLE | ACEPTAR |
| Interfaces entre sistemas comerciales y tecnológicos | 5 | 6 | 30 | MODERADO | CONTINGENCIA |
| No asignación de recursos para nuevos puntos estratégicos | 7 | 8 | 56 | ELEVADO | PREVENIR |
| No asignación de recursos para nuevos medidores | 6 | 9 | 54 | ELEVADO | PREVENIR |
| Costo elevado para liquidar el personal programado | 8 | 7 | 56 | ELEVADO | PREVENIR |
| Si el costo político al realizar la reducción de personal en ciertas unidades de negocio es bastante alto | 8 | 9 | 72 | ELEVADO | PREVENIR |

Elaborado por los autores



- FALTA DE ÉTICA
- FALLAS TECNOLÓGICAS
- INTERFACES ENTRE SISTEMAS COMERCIALES Y TECNOLÓGICOS
- NO ASIGNACIÓN DE RECURSOS PARA NUEVOS PUNTOS ESTRATÉGICOS
- NO ASIGNACIÓN DE RECURSOS PARA NUEVOS MEDIDORES
- COSTO FINANCIERO DE LIQUIDACIONES MUY ALTO
- COSTO POLÍTICO DE LIQUIDACIONES MUY ALTO

Figura 23. Gráfico Riesgos

Elaborado por los autores

PLAN DE ACCIÓN

Tabla 29. Plan de Acción

| RIESGO | ACCION | POSIBLE RESULTADO | SÍNTOMA | RESPUESTA |
|---|--|-------------------|---|---|
| Personal técnico al momento de realizar su trabajo cometiera acciones ilícitas | Que el desenvolvimiento de la empresa no logre los resultados esperados | Prevenir | Alteraciones en los medidores de luz, o en condonaciones de deuda | Promover cursos sobre Ética y Moral. |
| Interfaces entre sistemas comerciales y tecnológicos | Mala toma de decisiones ocasionando la entrega de información no confiable a los entes de control. | Contingencia | Balances financieros sin cuadrar, | Mantenimientos de los sistemas comerciales y tecnológicos al menos una vez al mes. |
| No asignación de recursos para nuevos puntos estratégicos | Que no se puedan crear los mismos | Prevenir | Disminución de la recaudación versus lo facturado | Gestionar los recursos con el debido tiempo de anticipación (considerar que la asignación no es inmediata). |
| No asignación de recursos para nuevos medidores | Causaría que no se puedan instalar los mismos | Prevenir | Índices elevados de pérdidas negras, | Gestionar los recursos con el debido tiempo de anticipación (considerar que la asignación no es inmediata). |
| Costo elevado para liquidar el personal programado | No se pueda realizar la reducción de personal | Prevenir | Altos Gastos operativos | Llegar a un acuerdo con el personal que sea beneficioso para ambos. |
| Si el costo político al realizar la reducción de personal en ciertas unidades de negocio es bastante alto | La reducción de personal en dichas unidades sea muy dificultosa. | Prevenir | Varios Factores personales de los empleados de CNEL EP | SI bien es cierto se debe tomar una acción preventiva, en este caso, al ser el costo de índole político, debe asumírselo. |

Elaborado por los autores

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Esta tesis tuvo como objetivo realizar un análisis financiero de CNEL EP para así poder identificar falencias que pueda presentar en la gestión financiera y de esta manera elaborar propuestas de mejora que sirvan para, mediante éstas, alcanzar una mejor situación y un funcionamiento más eficiente.

Se constató que CNEL EP ha venido mostrando históricamente problemas de liquidez que en cierta medida ha mermado un funcionamiento óptimo de la corporación. En los últimos periodos ha ido mejorando esta situación. Varios factores son los que inciden en dicha falta de liquidez, entre ellos, el hecho de que aún falta por mejorar el sistema de recaudación para hacer que esta sea lo mayor posible además de una insuficiente eficiencia en la gestión de la cartera vencida, además de que existen retrasos de varios meses en el pago por parte del estado del subsidio que otorga sobre la energía eléctrica lo cual, dificulta contar con los recursos suficientes o contar con un funcionamiento optimizado en lo que respecta a la operatividad de CNEL EP.

El porcentaje de pérdidas no técnicas es otro de los problemas que afecta con mayor peso a CNEL EP, estas en su mayoría ligadas a una mala cultura de pago en algunos sectores además de asignación poco eficiente de recursos en algunas unidades de

negocio, como en el exceso de personal, lo cual genera costos por encima de lo que deberían existir, además de no contar aún con un registro actualizado y con información verificada de la totalidad de abonados, lo cual dificulta en muchas veces el cobro a los mismos.

La inversión en tecnología resulta ser una de las medidas más importantes a tomar, como en el caso de la instalación de los medidores inteligentes, medida que ya se está adoptando pero aún en escalas bajas, esto mejoraría la eficiencia del proceso de facturación y cobro a los abonados.

Como se identificó anteriormente, uno de los principales problemas del sector eléctrico se origina en el proceso de distribución, ya que manejan carteras vencidas en gran cantidad y esto ocasiona falta de pago a cada uno de los demás eslabones del proceso del sector eléctrico (transmisión, generación, combustibles). Si bien es cierto que se eliminaron las deudas mediante el mandato 15, se están volviendo a generar carteras vencidas que pueden provocar caer en el mismo problema anterior y generar crisis nuevamente en un futuro cercano.

Los riesgos que se consideraron como más importantes ya sea por su probabilidad o impacto, tienen que ver con la disponibilidad de recursos asignados, lo cual muestra la importancia del trabajo conjunto del gobierno para incentivar el sector eléctrico.

6.2. RECOMENDACIONES

- ✓ La Gerencia de Tecnología de información debe automatizar los procesos para la gestión comercial, administrativa, financiera y técnica, de esta manera se agilizarán y se hará más eficiente el uso de recursos lo que deriva en una optimización de los procesos.
- ✓ CNEL EP debe reducir las pérdidas no técnicas, mediante la implementación de sistemas de medición inteligente con lo cual se facilitará la facturación y los recursos empleados en las reconexiones serán menores, con lo cual se mejora el servicio.
- ✓ Buscar proyectos que permitan perfeccionar la calidad de servicio y mejorar el nivel de satisfacción del cliente, con esto se busca contribuir a mejorar la disposición de pago del cliente.
- ✓ Ampliar la cobertura del servicio eléctrico en la área de concesión de 1 a 10 Unidades de Negocios.
- ✓ La administración financiera mediante la aplicación y control del reglamento de convenio de pagos debe reducir los índices de cartera vencida.
- ✓ El departamento de talento humano de la Corporación debe implementar el sistema de evaluación de personal corporativo por competencias establecidas en un manual de funciones y perfiles de cargos para así poder contar con las personas mejor capacitadas para realizar las actividades que sean realmente las que agreguen valor y no caer en la redundancia de labores.

- ✓ CNEL EP debe desarrollar y ejecutar planes de capacitación focalizadas en las brechas de conocimientos enfocados a conseguir objetivos.
- ✓ CNEL EP debe mejorar los niveles de comunicación y liderazgo en su entorno laboral ya que la comunicación mediante sistemas de información eficientes es uno de los pilares para el funcionamiento de cualquier organización.
- ✓ Cambiar el modelo de gestión del sector eléctrico, tal como se está planteando en la Asamblea con la nueva ley del sector eléctrico con la cual posiblemente se unifique la transmisión y la distribución de la energía eléctrica.

REFERENCIAS

- A., R. S., W., W. R., & F., J. J. (2009). *Finanzas Corporativas*.
- Alexander, O. M. (2004). Plan Estratégico para la Reducción de Pérdidas Comerciales de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil. Guayaquil.
- Banco de Pagos Internacionales Comité de Basilea de Supervisión Bancaria. (Febrero de 2003). Sanas Prácticas para la gestión y supervisión del Riesgo operativo.
- Bodie. (1998).
- Centro Nacional de Control de Energía. (2 de Junio de 2005). FORO: "El Sector Eléctrico Ecuatoriano: Propuestas de Soluciones". *Deudas del Sector Eléctrico y Cierre de cuentas en el Mercado Eléctrico Mayorista*. Quito .
- Chávez, C. M., & Crespo, G. A. (2013). Análisis de la Gestión Administrativa en el Área Financiera de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP-Matriz Guayaquil.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2002). Plan Nacional de Electrificación 2002-2011.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2012). *Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012*.
- Consejo Nacional de Electricidad. (s.f.). *Indicadores*. Obtenido de <http://www.conelec.gob.ec/indicadores/>
- Corporación Eléctrica del Ecuador. (s.f.). Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/>
- Corporación Nacional de Electricidad. (s.f.). Obtenido de <http://www.cnel.gob.ec/>
- Electricidad, C. N. (s.f.). Obtenido de <http://www.conelec.gob.ec/>
- F, H. J., P, B. R., & J., O. D. (2010). *Investigación de mercados en un ambiente de información digital*.
- Faini, C. A. (2008). I Seminario Latinoamericano y del Caribe de Eficiencia Energética (OLADE). *Experiencias de la Empresa Eléctrica Quito S.A.en Reducción de Pérdidas de Energía*.
- Franco, A. T. (Junio de 2009). Trabajo Final Personal sobre la CATEG .
- Hinojosa Ortiz, M. V. (1999). Estudio de la metodología para el control y reducción de pérdidas del sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Ibarra. Quito, Ecuador.

J., S. W., J., E. M., & J., W. B. (2007). *Fundamentos de Marketing*.

Ley de Régimen del Sector Eléctrico. (s.f.).

Mandato Constituyente N°15. (2008).

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (s.f.). Obtenido de
<http://www.energia.gob.ec/>

Organización Latinoamericana de Energía. (s.f.). Obtenido de <http://www.olade.org/>

Organización Latinoamericana de Energía. (2012). *Panorama General del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe*. Quito, Ecuador.

Rodríguez, C. P. (2011). ¿Cómo construir una riesgo de operativo? *Ciencias Económicas*, 629-635.

ANEXOS

Anexo 1. BALANCES GENERALES (2009-2013)

| 1.1 | ACTIVO CORRIENTE | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------------|---|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1.1.1 | Disponible | | | | | |
| 1.1.1.1.01 | Caja | 919.576,00 | 1.211.853,53 | 2.411.850,92 | 5.902.150,63 | 2.842.747,94 |
| 1.1.1.1.02 | Bancos | 33.315.046,51 | 5.454.938,86 | 28.786.142,23 | 13.261.338,86 | 12.474.279,80 |
| 1.1.1.1.03 | Fondo Rotativo | 131.611,71 | 70.101,98 | 170.973,38 | 92.400,15 | 123.912,86 |
| 1.1.1.1.04 | Caja Chica | 1.000,00 | 26.350,14 | 20.644,08 | 32.093,71 | 69.182,62 |
| 1.1.1.1.05 | Inversiones Temporales | 4.496.324,49 | 6.136.391,28 | 1.452.583,82 | 1.359.273,16 | 725.615,55 |
| 1.1.1.1.06 | Bancos Fideicomisados | 48.403.464,44 | 39.559.189,54 | 43.748.864,60 | 36.821.589,34 | 33.437.156,72 |
| 1.1.1.1.07 | Inversiones Corto Plazo | - | 46.134.801,21 | 7.171.384,97 | - | - |
| 1.1.1.1.08 | Bonos del Estado | - | 2.129.000,00 | 1.883.000,00 | 1.883.000,00 | 1.883.000,00 |
| | Total Disponible | 87.267.023,15 | 100.722.626,54 | 85.645.444,00 | 59.351.845,85 | 51.555.895,49 |
| 1.1.2 | Exigible | | | | | |
| 1.1.2.1.01 | Documentos por cobrar | 2.352.681,95 | 3.706.723,95 | 23.456.210,34 | 36.554.389,52 | 49.182.589,83 |
| 1.1.2.2.01 | Cuentas por cobrar Abonados/consumidores | 270.230.748,71 | 270.554.034,74 | 249.045.466,92 | 281.989.597,52 | 269.556.290,32 |
| 1.1.2.2.02 | Cuentas por cobrar Agentes del MEM | 13.538.422,96 | 14.847.343,36 | 2.742.687,10 | 4.676.350,81 | 5.380.187,53 |
| 1.1.2.2.03 | Cuentas por cobrar grandes consumidores | 2.489.260,42 | 1.745.007,60 | 5.834.967,28 | 1.208.924,47 | 1.209.585,43 |
| 1.1.2.2.04 | Cuentas por Cobrar Otros Servicios sector eléctrico | - | - | - | - | - |
| 1.1.2.2.05 | Cuentas por Cobrar otros Servicios | 17.820.448,88 | 17.900.033,46 | 11.362.432,39 | 6.813.869,25 | 3.940.352,35 |
| 1.1.2.2.06 | Cuentas por Cobrar Clientes - COACTIVAS | - | 975.364,63 | 17.108.559,74 | 32.796.927,84 | 35.152.748,49 |
| 1.1.2.2.07 | Cuentas por cobrar intermediarios (T. Crédito) | - | - | 0,00 | 27.091,70 | 319.074,75 |

| | | | | | | |
|------------|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1.1.2.2.08 | Cartera pendiente de análisis | - | - | 9.043.442,49 | 4.487.014,20 | 18.281.456,60 |
| 1.1.2.2.09 | Cuentas por cobrar deudores varios | 6.532.644,57 | 2.538.221,00 | 8.321.116,83 | 1.705.849,02 | 1.973.837,88 |
| 1.1.2.2.10 | Cuentas por cobrar clientes prepago | - | - | | 0,00 | 0,00 |
| 1.1.2.3.01 | Cuentas por Cobrar Empleados | 4.896.021,22 | 4.823.673,94 | 4.603.492,39 | 4.463.884,62 | 4.171.880,08 |
| 1.1.2.3.02 | Cuentas por cobrar entidades oficiales | 150.278.857,50 | 227.663.989,96 | 210.403.912,72 | 291.008.355,87 | 250.141.208,92 |
| 1.1.2.3.03 | Cuentas por cobrar regionales | - | 5.376.841,68 | 51.332.432,29 | 12.465.564,30 | 3.594.770,69 |
| 1.1.2.3.04 | Cuentas por cobrar terceros | - | 3.119.841,27 | - | 1.159.789,72 | 917.930,90 |
| 1.1.2.3.05 | Cuentas por cobrar proveedores MEER - Crisis Eléctrica | - | 5.031.648,38 | 4.097.821,92 | 1.918.268,04 | 3.661.509,22 |
| 1.1.2.3.06 | Cuentas por cobra clientes Plan Renova | - | - | | 601,27 | 1.099,71 |
| 1.1.2. | Anticipo Contratos | 34.772,43 | 35.222,60 | 29.286.423,64 | - | - |
| | Total Exigible Bruto | 468.173.858,64 | 558.317.946,57 | 626.638.966,05 | 681.276.478,15 | 647.484.522,70 |
| 1.1.2.4 | (Menos) Provisión para cuentas incobrables | -36.263.846,99 | -41.011.727,23 | -45.128.621,13 | -49.598.923,17 | -53.041.967,19 |
| | Total Exigible Neto | 431.910.011,65 | 517.306.219,34 | 581.510.344,92 | 631.677.554,98 | 594.442.555,51 |
| 1.1.3 | Realizable Inventarios | | | | | |
| 1.1.3.1.01 | Bodegas Centralizada | 64.372.427,42 | 50.151.458,13 | 47.887.804,82 | 56.679.894,35 | 48.301.616,21 |
| 1.1.3.1.02 | Bodegas de Agencias | 5.120.218,67 | 4.784.884,22 | 5.351.878,92 | 8.049.827,89 | 8.832.028,00 |
| 1.1.3.2.01 | Bodegas de Material obsoleto | - | - | 15.259,55 | 1.775.784,57 | 1.772.729,78 |
| 1.1.3.2.02 | Bodegas de Material en mal estado | 625.024,98 | 813.492,79 | 435.122,03 | 145.462,37 | 696.439,67 |
| 1.1.3.3.01 | Combustible para generación | - | 436.808,18 | 222.687,93 | 381.128,81 | 381.119,65 |
| 1.1.3.3.02 | Lubricantes | 1.257.028,98 | 44.019,78 | 37.360,93 | 36.116,86 | 29.534,28 |
| 1.1.3.4.01 | Compras locales en transito | 3.171.953,99 | 1.859.439,23 | 1.203.574,63 | 1.413.157,22 | 1.511.044,38 |
| | Materiales en transformación industrial | - | (17.157,56) | - | - | - |

| | | | | | | |
|---------------|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Total Inventarios Bruto | 74.546.654,04 | 58.072.944,77 | 55.153.688,81 | 68.481.372,07 | 61.524.511,97 |
| 1.1.3.6 | Menos: Prov. por Deterioro de Mat. Mal Estado-NIIF | (232.758,82) | (698.148,51) | (1.252.762,45) | (823.682,96) | (823.682,96) |
| | Total Inventarios Neto | 74.313.895,22 | 57.374.796,26 | 53.900.926,36 | 67.657.689,11 | 60.700.829,01 |
| 1.1.4 | Otros activos corrientes | | | | | |
| 1.1.4.1.01 | Anticipo a proveedores | 16.698.679,07 | 27.444.380,00 | 32.268.472,16 | 52.745.168,86 | 34.162.181,41 |
| 1.1.4.1.02 | Intangibles | - | - | - | - | 10.500,00 |
| 1.1.4.1.03 | Gasto diferido Seguros | 18.232.481,52 | 6.076.087,74 | 4.772,50 | 113.368,31 | 112.684,54 |
| 1.1.4.1.03 | Pagos Anticipados | - | - | 257.757,15 | 279.501,66 | 188.857,21 |
| 1.1.4.1.04 | Fideicomisos | - | 2.675,16 | 6.279.212,44 | 139.680,91 | |
| 1.1.4.1.05 | Inversiones Corto Plazo | - | - | - | - | - |
| 1.1.4.1.06 | Impuestos por Liquidar | 8.276.811,75 | 12.870.356,40 | 26.384.908,95 | 13.736.500,84 | 13.441.784,65 |
| 1.1.4.1.10.01 | Otros Activos Corrientes | 16.971.192,35 | 17.255.243,73 | 19.308.538,15 | 15.433.718,32 | 14.769.279,59 |
| 1.1.4.1.10.02 | Nómina | - | - | 3.859.094,76 | 68.052,94 | 244.975,54 |
| 1.1.4.1.10.03 | Viáticos subrogaciones por liquidar | - | - | - | 115.359,80 | 273.766,14 |
| 1.1.4.1.10.04 | Indemnizaciones | - | - | - | 170.336,66 | 177.472,05 |
| 1.1.4.1.10.05 | Transferencia de deuda | - | - | - | 102,99 | 57.681,02 |
| 1.1.4.1.10.06 | Llave en Mano | - | - | - | 53.283,34 | 879.750,47 |
| 1.1.4.1.10.07 | Materiales por Liquidar | - | 19.534.769,26 | - | - | 35.575,65 |
| 1.1.4.1.10.08 | Movimientos Bancos por Identificar | - | - | - | - | 458.500,51 |
| | Proyectos por Liquidar | - | 19.534.769,26 | - | - | - |
| | Total Otros activos corrientes | 60.179.164,69 | 83.183.512,29 | 88.362.756,11 | 82.855.074,63 | 64.813.008,78 |
| | Total Activo Corriente | 653.670.094,71 | 758.587.154,43 | 809.419.471,39 | 841.542.164,57 | 771.512.288,79 |

| | | | | | | |
|------------|---|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1.2 | ACTIVO NO CORRIENTE | | | | | |
| 1.2.1 | Propiedad Plan y Equipo | | | | | |
| 1.2.1.1 | Activo no depreciable | 906.575.032,63 | 958.359.778,60 | - | 7.557.464,71 | 7.618.233,39 |
| 1.2.1.2 | Activo Fijo depreciable | 30.755.885,41 | 51.798.092,09 | 998.524.057,48 | 1.023.142.545,24 | 1.098.862.022,92 |
| | Activos Fijos fuera de uso | 9.646.034,08 | 5.579.960,29 | - | - | - |
| | TOTAL ACTIVO FIJO PRODUCTIVO BRUTO | 946.976.952,12 | 1.015.737.830,98 | 998.524.057,48 | 1.030.700.009,95 | 1.106.480.256,31 |
| 1.2.1.2.02 | (Menos) Depreciación acumulada | -522.423.391,32 | -540.855.013,65 | -589.876.921,24 | -600.929.101,41 | -635.473.544,43 |
| | TOTAL ACTIVO FIJO PRODUCTIVO NETO | 424.553.560,80 | 474.882.817,33 | 408.647.136,24 | 429.770.908,54 | 471.006.711,88 |
| 1.2.2 | OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | |
| 1.2.2.1 | Anticipo a proveedores | 399.148,67 | 4.772,50 | - | 12.729.956,53 | 34.754.707,53 |
| 1.2.2.2 | Cuentas por Cobrar Largo Plazo | 35.460.615,62 | 15.539.700,75 | - | 11.577.261,94 | 100.826,30 |
| 1.2.2.3. | Gastos diferidos | 354.956,53 | 242.206,70 | 14.211.824,82 | 525.669,61 | 263.027,40 |
| 1.2.2.4. | Inversiones Largo plazo | 249.209,16 | 11.343,29 | - | 3.209,16 | 232.722,07 |
| 1.2.2.5 | Obras en construcción | 19.409,93 | 604.816,31 | 55.557.317,94 | 108.685.251,48 | 138.657.227,05 |
| 1.2.2.6.01 | Activos Fijos para uso futuro | - | - | 4.149.760,02 | 591.509,93 | 590.894,33 |
| 1.2.2.6.02 | Activos Fijos para la baja | 29,00 | - | 28.772.458,89 | 27.442.976,97 | 27.442.976,97 |
| 1.2.2.6.03 | Activos Fijos Fuera de Uso | 97,41 | - | 24.245.238,57 | 24.245.238,57 | 24.242.085,12 |
| 1.2.2.7.01 | Intangibles (Software y Licencias) | 124.903,01 | 327.810,15 | 6.506,00 | 420.386,41 | 1.170.115,41 |
| 1.2.2.9.01 | Activos no corrientes para la venta | - | - | - | 63.551,34 | 12.989,12 |
| 1.2.2.9.02 | FERUM | - | - | 14.397.744,44 | - | - |
| | Otros activos no corrientes | 7.248.093,40 | 20.718.629,25 | - | - | - |
| | Otros activos diferidos | 5.486.043,11 | 3.456.463,07 | - | - | - |

| | | | | | | |
|------------|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | Otros débitos diferidos | 501.356,85 | 440.917,01 | - | - | - |
| | TOTAL OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES | 49.843.862,69 | 41.346.659,03 | 141.340.850,68 | 186.285.011,94 | 227.467.571,30 |
| 1.2.2.8.01 | Provisión por deterioro del valor del activo | (30.015,63) | (96.974,40) | - | (1.329.481,92) | (1.329.481,92) |
| 1.2.2 | TOTAL OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES | 49.813.847,06 | 41.249.684,63 | 141.340.850,68 | 184.955.530,02 | 226.138.089,38 |
| | TOTAL DEL ACTIVO | 1.128.037.502,57 | 1.274.719.656,39 | 1.359.407.458,31 | 1.456.268.603,13 | 1.468.657.090,05 |
| | | | | | | |
| 2 | PASIVO | | | | | |
| 2.1. | PASIVOS CORRIENTES | | | | | |
| 2.1.1.1 | Documentos por pagar | 1.681.993,77 | 598.186,97 | 609.946,09 | 356.199,07 | 1.029.573,65 |
| 2.1.2.1 | Cuentas por Pagar | - | - | - | - | - |
| 2.1.2.1.01 | Servicios Relacionados con el personal | 4.059.691,55 | 4.621.866,68 | 6.483.472,45 | 6.104.746,64 | 9.689.253,32 |
| 2.1.2.1.03 | Provisión Para Jubilación Patronal | - | 46.804,25 | - | (322.940,63) | (628.995,65) |
| 2.1.2.1.04 | Obligaciones con el IESS | 7.587.975,68 | 3.900.751,13 | 3.846.304,88 | 2.058.561,08 | 3.551.035,53 |
| 2.1.2.1.10 | Obligaciones con el SRI | - | 3.522.886,02 | 9.485.682,85 | 3.530.848,91 | 4.083.888,65 |
| 2.1.2.1.11 | Impuestos y contribuciones | 189.471,48 | 1.442.467,54 | 2.732.838,81 | 2.732.860,49 | 3.204.555,19 |
| 2.1.2.1.12 | Cuentas por pagar Regionales | 5.294.986,57 | 5.190.950,58 | 28.301.709,71 | - | - |
| 2.1.2.1.20 | Valores a terceros por pagar | 9.954.948,09 | 12.475.936,00 | 422.469,15 | 22.608.178,32 | 23.651.499,85 |
| 2.1.2.1.30 | Proveedores | 20.639.448,64 | 22.864.114,06 | 46.666.704,14 | 30.179.750,19 | 33.007.869,30 |
| 2.1.2.1.31 | Petrocomercial | - | 154.155,20 | 1.852.958,43 | 62.284,33 | 62.284,33 |
| 2.1.2.1.32 | Cuotas por pagar compra de energía | 220.526.814,70 | 249.607.376,48 | 215.016.202,23 | 261.337.315,93 | 296.381.017,55 |
| 2.1.2.1.33 | Deposito en garantía consumidores | 10.574.095,94 | 11.018.452,73 | 12.258.698,26 | 14.874.201,72 | 6.900.819,94 |
| 2.1.2.1.40 | Deudas por refinanciamiento | 1.110.180,92 | 1.379.988,38 | 18.371.486,03 | 896.143,35 | 896.143,35 |
| 2.1.2.1.41 | Parte corriente de las Obligaciones a largo plazo | 4.706.276,50 | 4.227.997,01 | 1.146.391,67 | 4.323.765,24 | 4.323.765,24 |
| 2.1.2.1.90 | Otras Cuentas por Pagar | 32.711.143,92 | 53.261.307,85 | 40.942.251,52 | 69.158.570,46 | 76.063.736,39 |

| | | | | | | |
|------------|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 2.1.2.1.91 | Otros pasivos corrientes | 9.963.782,82 | 9.246.477,38 | 8.580.056,23 | 7.880.629,89 | 8.624.728,29 |
| 2.1.3.1 | Cuentas Por Pagar Proyectos por liquidar FERUM | - | 5.252.050,33 | - | - | - |
| | Cuentas por Pagar MEER - Crisis Eléctrica | - | 1.623.598,07 | - | - | - |
| | Total Pasivos corrientes | 329.000.810,58 | 390.435.366,66 | 396.717.172,45 | 425.781.114,99 | 470.841.174,93 |
| 2.2 | PASIVOS NO CORRIENES | | | | | |
| 2.2.1.1 | Documentos por Pagar Obligaciones a Largo Plazo | 49.795.771,98 | 24.131.728,44 | 6.200.693,98 | 7.999.203,06 | 7.674.359,81 |
| 2.2.2.1 | Cuentas por pagar Largo Plazo | 6.624.119,53 | 5.424.119,12 | 21.133.566,94 | 9.610.697,44 | 9.668.362,93 |
| 2.2.2.2 | Convenios de Refinanciamiento | 5.930.065,89 | 10.689.970,40 | - | 5.016.425,07 | 4.563.178,27 |
| 2.2.2.3 | Depósitos en Garantía Largo Plazo | 8.142.590,09 | 15.828.645,27 | 10.139.166,10 | 22.663.708,90 | 35.866.686,25 |
| 2.2.2.4 | Interese por pagar largo plazo | 4.488.976,51 | 5.979.111,24 | 25.083.933,53 | 244.544,11 | 244.544,11 |
| | Provisiones para jubilación patronal | 14.631.329,00 | - | - | - | - |
| | Garantías de consumidores | 2.991.507,88 | - | - | - | - |
| | Total Pasivo no Corrientes | 92.604.360,88 | 62.053.574,47 | 62.557.360,55 | 45.534.578,58 | 58.017.131,37 |
| 2.3 | OTROS PASIVOS NO CORRIENTES | | | | | |
| 2.3.1.1 | Anticipo Obras En Construcción | 2.848.248,46 | 4.330.638,13 | 57.240.297,26 | 4.301.794,32 | 4.301.794,32 |
| 2.3.1.2 | Subsidio Consumo Cruzado | - | - | - | 44.734,16 | 1.955.262,06 |
| 2.3.2.1 | Provisión Jubilación patronal | 24.360.376,93 | 42.554.317,82 | 71.368.119,96 | 76.914.322,65 | 77.911.476,12 |
| 2.3.3.1 | Valores terceros por recaudar | 59.355.372,38 | 66.830.387,69 | 228.245,44 | 84.338.928,08 | 87.357.763,63 |
| | Otros Créditos Diferidos | 6.514.222,34 | 6.138.241,37 | - | - | - |
| | Otros pasivos no corrientes | 2.132.440,19 | - | - | - | - |

| | | | | | | |
|------------|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | Notas de crédito de facturación | 231.547,09 | 42.980,99 | - | - | - |
| | Total Otros Pasivo no Corrientes | 95.442.207,39 | 119.896.566,00 | 128.836.662,66 | 165.599.779,21 | 171.526.296,13 |
| | TOTAL PASIVO | 517.047.378,85 | 572.385.507,13 | 588.111.195,66 | 636.915.472,78 | 700.384.602,43 |
| 3 | PATRIMONIO DE ACCIONISTAS | | | | | |
| 3.1 | Capital Social y Aportes | | | | | |
| 3.1.1.1 | Capital Pagado | 108.280.567,20 | 108.280.567,20 | 108.280.567,20 | 108.280.567,20 | 108.280.567,20 |
| 3.1.2.1 | Aportes Futura Capitalización | 939.410.985,04 | 1.085.019.964,58 | 1.375.390.457,80 | 1.403.299.072,10 | 1.409.202.872,23 |
| 3.2.1.1 | Reserva Facultativa | 102.764.047,79 | 103.376.665,67 | 1.427.685,85 | 1.427.685,85 | 1.427.685,85 |
| 3.2.2.1 | Donaciones y Contribuciones | 73.082.447,94 | 221.973.657,52 | - | 579.492,52 | 2.211.244,80 |
| 3.2.3.1.01 | Resultado Ejercicio Corriente | (709.695.674,64) | (790.678.437,59) | (3.266.914,74) | (1.646.440,40) | (28.558.753,78) |
| 3.2.3.1.02 | Resultado acumulado Ejercicios Anteriores | (63.570.585,89) | (51.066.983,79) | (698.173.028,54) | (680.257.188,42) | (712.410.631,80) |
| 3.4.1 | RESULTADO ACUM. POR ADOPCIÓN POR PRIMERA VEZ NIIF | - | 5.505.126,70 | (12.362.504,92) | (12.330.058,50) | (11.880.496,88) |
| | Otras reservas | 10.419.735,42 | 19.923.588,97 | - | - | - |
| | Superávit revaluación de inversiones | 95.372,00 | - | - | - | - |
| | Otras cuentas patrimoniales, Acuerdos Decretos | 149.664.440,91 | - | - | - | - |
| | Reserva para revalúo de activos fijos | 538.787,95 | - | - | - | - |
| | Total Patrimonio de Accionistas | 610.990.123,72 | 702.334.149,26 | 771.296.262,65 | 819.353.130,35 | 768.272.487,62 |
| | TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO | 1.128.037.502,57 | 1.274.719.656,39 | 1.359.407.458,31 | 1.456.268.603,13 | 1.468.657.090,05 |

Anexo 2. ESTADOS DE RESULTADOS (2009-2011)

| | 2009 | 2010 | 2011 |
|--|-------------------------|------------------------|------------------------|
| INGRESOS | | | |
| Venta Sector Privado | 301.756.588,64 | 322.251.615,19 | 370.328.373,99 |
| Venta Sector Publico | 35.157.274,58 | 35.930.464,91 | 40.433.311,52 |
| Venta Energía Generada | 1.371.288,11 | 3.134.644,66 | 962.498,56 |
| Venta grandes consumidores | 148.214,41 | 154.565,20 | 12.865,80 |
| Venta Energía Propia – Autoconsumo | 4.880.651,66 | 969.301,83 | 593.704,87 |
| Venta Otros Servicios | 12.377.494,62 | 14.106.192,62 | 7.760.144,66 |
| OTROS INGRESOS | 161.247,26 | 3.577.250,86 | 52.171.312,78 |
| Contribuciones Regionales | - | 6.810.617,35 | 5.703.942,08 |
| Contribuciones Organismos control | - | 49.127.177,75 | 2.334.723,64 |
| TOTAL INGRESOS | 355.852.759,28 | 436.061.830,37 | 480.300.877,90 |
| COSTO DE ENERGÍA: | | | |
| Compra de Energía, Transmisión y Peajes | 339.739.682,26 | 358.379.719,31 | 314.928.378,05 |
| Generación Propia | 8.696.898,25 | 6.464.269,71 | 5.265.824,40 |
| Costos de Operación | 107.715.694,31 | 127.714.034,69 | 150.388.829,28 |
| Depreciación | 29.465.865,33 | 30.993.509,39 | 33.845.580,77 |
| Amortización | 1.755.006,41 | 1.158.518,26 | 211.349,40 |
| Provisión de Cuentas Incobrables | 1.588.649,70 | 3.805.697,44 | 3.700.442,52 |
| Provisión para Invent. Obsol. y en mal estado | 20.491,33 | 17.819,58 | - |
| TOTAL COSTO DE ENERGÍA Y GASTOS DE OPERACIÓN | 488.982.287,59 | 528.533.568,38 | 508.340.404,42 |
| MARGEN DE OPERACIÓN | (133.129.528,31) | (92.471.738,01) | (28.039.526,52) |
| Gastos Financieros | 2.246.804,95 | 2.103.839,81 | 1.331.190,39 |
| MARGEN A/D OTROS INGRESOS Y GASTOS | (135.376.333,26) | (94.575.577,82) | (29.370.716,91) |
| INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN: | | | |
| Ingresos Ajenos a la Operación: | 56.227.660,08 | 20.182.649,42 | 16.595.962,23 |
| Otros Ingresos | 52.439.997,39 | 45.311.751,49 | 16.546.766,93 |
| Ingresos Extraordinarios | - | 5.319.843,44 | - |
| Total Ingresos Ajenos a la Operación | 108.667.657,47 | 70.814.244,35 | 33.142.729,16 |
| Egresos Ajenos a la Operación: | | | |
| Egresos Ajenos a la Operación: | 35.405.458,35 | 14.877.826,31 | 6.065.783,42 |
| Otros Egresos | 1.456.451,75 | 12.427.824,01 | 973.143,57 |
| TOTAL EGRESOS | 36.861.910,10 | 27.305.650,32 | 7.038.926,99 |
| Flujo Neto Ajeno a la Operación | 71.805.747,37 | 43.508.594,03 | 26.103.802,17 |
| Resultado antes 15% PTU | (63.570.585,89) | (51.066.983,79) | (3.266.914,74) |
| 15% Participación de trabajadores en utilidades | - | - | - |
| Resultado después del 15% PTU | (63.570.585,89) | (51.066.983,79) | (3.266.914,74) |
| 25% Impuesto sobre la renta | - | - | - |
| UTILIDAD (PERDIDA) NETA | (63.570.585,89) | (51.066.983,79) | (3.266.914,74) |
| Más :Depreciación | 29.465.865,33 | 30.993.509,39 | 33.845.580,77 |
| Más :Amortización | 1.755.006,41 | 1.158.518,26 | 211.349,40 |
| Más : Provisión de Cuentas Incobrables | 1.588.649,70 | 3.805.697,44 | 3.700.442,52 |

| | | | |
|--|------------------------|------------------------|----------------------|
| Más: Provisión para Invent. Obsol. y en mal estado | 20.491,33 | 17.819,58 | |
| TOTAL NO DESEMBOLSOS | 32.830.012,77 | 35.975.544,67 | 37.757.372,69 |
| Flujo Real de Efectivo del periodo | (30.740.573,12) | (15.091.439,12) | 34.490.457,95 |

Anexo 3. ESTADOS DE RESULTADOS (2012-2013)

| | 2012 | 2013 |
|--|-----------------------|-----------------------|
| INGRESOS | 523.540.413,97 | 571.678.784,40 |
| INGRESOS DE OPERACIÓN | 511.220.820,03 | 566.906.682,89 |
| TOTAL DE VENTAS | 464.469.131,04 | 537.047.305,61 |
| VENTAS TARIFA 0 % | 458.870.280,31 | 526.295.754,65 |
| Ventas de Energía | 419.098.133,89 | 472.620.459,54 |
| Alumbrado Público (SAPG) | 36.536.822,70 | 38.501.119,92 |
| Venta de Energía al MEM | 1.336.361,16 | 868.800,06 |
| Otras Ventas Tarifa 0% | 1.898.962,56 | 14.305.375,13 |
| VENTAS TARIFA 12 % | 5.598.850,73 | 10.751.550,96 |
| Ingresos de Operación relacionados con la Energía | 5.215.857,16 | 10.751.550,96 |
| Ingresos no relacionados con la energía | 382.993,57 | |
| OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN NO SUJETOS AL IVA | 46.751.688,99 | 29.859.377,28 |
| Subsidios Reconocidos año corriente (Déficit Tarifa) | 36.336.810,28 | 29.753.084,00 |
| Contribuciones | 245.859,85 | |
| Intereses por créditos | 9.611.136,86 | 106.293,28 |
| Ingresos no relacionados a la energía no IVA | 557.882,00 | |
| INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN | 12.319.593,94 | 4.772.101,51 |
| Sanciones Multas 0% IVA | 97.901,01 | 248.459,08 |
| Venta de Bases materiales 12% IVA | 1.786.241,74 | 1.287.124,04 |
| Otros ingresos ajenos a la operación no IVA | 10.435.451,19 | 3.236.518,39 |
| COSTOS Y GASTOS | 525.186.854,37 | 571.053.333,19 |
| COSTOS | 308.369.301,99 | 332.158.040,17 |
| COMPRA DE ENERGÍA TRANSMISIÓN Y PEAJE | 308.369.301,99 | 332.158.040,17 |
| Compra de Energía Mercado Contratos | 308.369.301,99 | 332.158.040,17 |
| GASTOS | 216.817.552,38 | 238.895.293,02 |
| Costos de operación | 117.119.832,82 | 123.243.109,92 |
| Mano de Obra | 103.002.384,03 | 96.774.995,08 |
| Materiales | 14.117.448,79 | 26.468.114,84 |
| Servicios | 56.310.410,99 | 88.832.403,71 |
| Arriendos | 5.013.410,49 | 7.187.753,37 |
| Transporte | 421.512,14 | 62.200,00 |
| Publicidad | 864.652,05 | 1.922.300,00 |
| Comisiones y Honorarios | 82.504,40 | 125.625,15 |
| Servicios Públicos y Generales | 2.416.554,64 | 2.439.131,84 |
| Servicios de peritaje y Auditoria | 189.965,38 | 1.813.418,86 |

| | | |
|---|-----------------------|----------------------|
| Asesorías Especializadas | 1.077.903,39 | 2.124.767,82 |
| Impuestos y Contribuciones oficiales | 4.992.835,87 | 5.359.477,00 |
| Contribuciones Voluntarias | 110.830,13 | |
| Mantenimiento y Reparaciones | 2.701.519,50 | 18.784.609,91 |
| Seguros y Autoseguros | 1.233.950,86 | 2.627.017,77 |
| Gastos de Gestión | 61.623,76 | 107.000,00 |
| Indemnizaciones | 168.175,37 | 98.021,57 |
| Provisiones | 5.158.153,33 | |
| Gastos Financieros | 1.241.987,82 | 471.022,68 |
| Servicios Varios | 14.848.166,61 | 44.249.438,43 |
| Intereses y Multas | 1.080.133,15 | 5.000,00 |
| Otros gastos | 14.646.532,10 | 1.455.619,31 |
| COSTOS DEPRECIACIÓN | 40.361.665,93 | 26.549.779,39 |
| Gasto Depreciación | 40.361.665,93 | 26.549.779,39 |
| AMORTIZACIONES | 1.205,87 | - |
| Amortizaciones | 1.205,87 | |
| GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN | 3.024.436,77 | 270.000,00 |
| GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN | 3.024.436,77 | 270.000,00 |
| UTILIDAD/PERDIDA DEL EJERCICIO CORRIENTE | (1.646.440,40) | 625.451,21 |
| MÁS GASTOS NO DEDUCIBLES | 40.361.665,93 | 26.549.779,39 |
| FLUJO NETO | 38.715.225,53 | 27.175.230,60 |