



UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“MODELO INTEGRAL PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA EN LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP”

Tesis Previa a la Obtención del Título de
Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTOR:

ING. LUIS GILBERTO GUILLÉN BERNAL

DIRECTOR:

ING. JAIME MARCELO NEIRA MOSCOSO

**CUENCA – ECUADOR
ENERO - 2015**



“MODELO INTEGRAL PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA EN LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP”

RESUMEN

Uno de los principales problemas de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, es el de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía en sus sistemas de distribución eléctrica, ya que sus niveles para el año 2013 alcanzaron el 19,15% en relación a la energía disponible. Para reducir esos niveles se han implementado en la Corporación planes de acción que incluyen proyectos de inversión y mejoramiento de los procesos comerciales y técnicos. Se plantea la ejecución de un Plan Integral para reducir las pérdidas de energía, de forma que todas las actividades sean ejecutadas de manera coordinada en toda la Corporación. Ya que este tema comprende la ejecución y seguimiento de varias estrategias en forma conjunta; en los ámbitos: técnico, comercial, administrativo, social y normativo, que con su aplicación, darán los resultados esperados. Un aspecto importante es realizar el seguimiento y control de todos los proyectos para el cumplimiento de las programaciones. Las acciones deben ser optimizadas para lograr los mejores resultados con los niveles de inversión en proyectos autosustentables y designar al personal responsable de cada acción, con una estructura organizacional que responda a esos requerimientos. Además el plan contempla el involucramiento de todo el personal de la Corporación y de los clientes que intervengan en los programas de reducción de pérdidas, para lograr el sentido de pertenencia del servicio eléctrico y de sus componentes, de forma que se cree conciencia colectiva como eje fundamental para el control de la energía.



“MODELO INTEGRAL PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA EN LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP”

ABSTRACT

One of the principal problems of CNEL EP (Corporation Nacional de Electricidad) is the technical and non-technical energy losses in their electrical distribution systems, since their levels for 2013 reached the 19.15% in relation to the available energy. In order to reduce those levels, the corporation has implemented action plans that include inversion projects and improvement of commercial and technical processes. To reduce energetic losses, it arises the execution of an Integral Plan, so that all the activities can be implemented in a coordinated manner across the Corporation, since this subject involves the execution and monitoring of multiple strategies jointly in the fields: technical, commercial, administrative, social and normative, which they will deliver the expected results. An important aspect is to fulfill the tracking and control of all the projects in order to accomplish the schedule, the actions must be optimized to achieve the best results with the inversion levels in self-sustaining projects and to design the responsible personnel for each required action, with an organizational structure able to manage those requirements. The plan also envisages the involvement from all the personnel Corporation and clients that interact with the reduction losses programs, to achieve the sense of ownership of the electrical service and components, so that a collective consciousness can be built as a fundamental axis for the energy control.



PALABRAS CLAVE

Pérdidas de energía, pérdidas no técnicas de energía, plan integral, gestión estratégica, optimización de inversiones, plan de acción, calidad de servicio comercial y técnico, calidad de facturación, evaluación económica financiera, empresa pública,



DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi familia, mi esposa Melva, mis hijos: Gabriela, Patricia, Luis Eduardo y Karla; así también a mi nieta Bianca, que siempre serán la motivación para superarme en mi vida profesional, por la paciencia que me brindaron y por el tiempo que no les dediqué para desarrollar este trabajo.



AGRADECIMIENTO

La gratitud debe ser el valor más practicado por una persona, ya que si alguien quiere lograr algo en la vida, no creo que lo pueda hacer sin la ayuda de personas que brindan su apoyo desinteresado o que con sus ideas y accionar motivan la ejecución de este tipo de trabajos, por eso quisiera expresar mi agradecimiento sincero, en primer lugar a mi Director el Ing. Marcelo Neira Moscoso, pues con su guía se pudo dar forma a esta tesis; así también a todos mis compañeros de la Gerencia Comercial de la Matriz y de las Direcciones Comerciales de las Unidades de Negocio de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, y a todas las personas que con sus conocimientos y aportes, se pudo consolidar el plan integral para la reducción de pérdidas no técnicas de energía.

¡Gracias a ustedes!

ÍNDICE DE CAPÍTULOS

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO II: ASPECTOS LEGALES Y MARCO DE REFERENCIA

- 2.1.- ENFOQUE
- 2.2.- INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO
- 2.3.- MARCO LEGAL PARA LA GESTIÓN DE REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA
- 2.4.- ESQUEMA ORGANIZACIONAL DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP.

CAPÍTULO III: DIAGNÓSTICO EDL NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CNEL EP

- 3.1. ENFOQUE
- 3.2. INFORMACIÓN ESTADÍSTICA
- 3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA
- 3.4. CONSUMOS CONVENIDOS
- 3.5. CONEXIONES DIRECTAS SIN MEDIDORES
- 3.6. ENCUESTA A USUARIOS
- 3.7. COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES COMERCIALES
- 3.8. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y PROCESOS

CAPÍTULO IV: PROYECTOS EJECUTADOS PARA LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

- 4.1. ENFOQUE
- 4.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS DE LOS CLIENTES
- 4.3. PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS - PLANREP
- 4.4. FORTALECIMIENTO DE LOS GRUPOS Y ÁREAS DE CONTROL DE PÉRDIDAS
- 4.5. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE – TELEGESTIÓN
- 4.6. INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN CONEXIONES DIRECTAS LEVANTADAS POR EL GIS
- 4.7. SISTEMA DE COMUNICACIÓN CON EQUIPOS DE MEDICIÓN - TELEMETRÍA
- 4.8. ELIMINACIÓN DE INSTALACIONES CON CONSUMOS CONVENIDOS
- 4.9. INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA REALIZAR BALANCES DE ENERGÍA
- 4.10. CAMBIO DE REDES CONVENCIONALES POR REDES PREENSAMBLADAS
- 4.11. REVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE CLIENTES CON ALTOS CONSUMOS



- 4.12. INSTALACIÓN Y MEJORAS DE LABORATORIOS DE MEDIDORES
- 4.13. ANÁLISIS Y CONTROL DEL PROCESO DE FACTURACIÓN
- 4.14. MEJORA DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS COMERCIALES
- 4.15. VERIFICACIÓN DE SELLOS DE SEGURIDAD EN MEDIDORES
- 4.16. NORMATIVA PARA INSTALACIONES, ESQUEMAS DE CONEXIÓN Y SEGURIDADES
- 4.17. POLÍTICAS PARA EL CONTROL DE ENERGÍA

CAPÍTULO V: PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- 5.1. INTRODUCCIÓN
- 5.2. PLAN ESTRATÉGICO DE CNEL EP
- 5.3. GESTIÓN ESTRATÉGICA
- 5.4. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
- 5.5. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA
- 5.6. ESTABLECER METAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
- 5.7. ESTRATEGIA TÉCNICA
- 5.8. ESTRATEGIA COMERCIAL
- 5.9. ESTRATEGIA ADMINISTRATIVA
- 5.10. ESTRATEGIA SOCIAL
- 5.11. ESTRATEGIA NORMATIVA
- 5.12. MODELO FINANCIERO PARA EVALUAR EL PLAN ESTRATÉGICO

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES


- 6.1 CONCLUSIONES
- 6.2 RECOMENDACIONES
- 6.3 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN



Universidad de Cuenca
Clausula de derechos de autor

Luis Gilberto Guillén Bernal, autor de la tesis "Modelo Integral para la Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía en la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de "Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia". El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 10 de marzo de 2015



Luis Gilberto Guillén Bernal
C.I: 0101790533



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Luis Gilberto Guillén Bernal, autor de la tesis "Modelo Integral para la Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía en la Corporación Nacional de Electricidad CNEI EP", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 10 de marzo de 2015



Luis Gilberto Guillén Bernal
C.I: 0101790533

ÍNDICE DE CUADROS

CAPÍTULO II

Cuadro 2.1. Área de servicio por Unidad de Negocio de CNEL EP

Cuadro 2.2. Anexo A Regulación 003/99 Porcentajes de pérdidas de energía admisibles

CAPÍTULO III

Cuadro 3.1. Evolución del nivel de pérdidas técnicas y no técnicas de energía al nivel nacional

(Fuente SISDAT)

Cuadro 3.2. Pérdidas de energía de las Distribuidoras al nivel nacional (diciembre 2013)

Cuadro 3.3. Cantidad de clientes de CNEL EP por año

Cuadro 3.4. Porcentaje de clientes por tipos o uso de la energía de CNEL EP

Cuadro 3.5. Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP

Cuadro 3.6. Energía disponible mensual período 2009 - 2013 CNEL EP

Cuadro 3.7. Energía facturada por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.8. Energía facturada mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.9. Energía perdida por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.10. Energía perdida mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.11. Balance de energía anual período 2006 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.12. Precios de venta de energía por Unidad de Negocio período año 2013 CNEL EP

Cuadro 3.13. Costos de las pérdidas de energía no técnicas por Unidad de Negocio período
2006 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.14. Cumplimiento de tiempos para instalación de nuevos servicios período 2009 –
2013 CNEL EP

Cuadro 3.15. Calidad de la facturación PEF período 2009 – 2013 CNEL EP

Cuadro 3.16. Porcentaje de tomas de lecturas por Unidad de Negocio año 2013 CNEL EP

Cuadro 3.17. Clasificación de las pérdidas de energía por su causa

Cuadro 3.18. Cantidad de usuarios con consumos convenidos CNEL EP

Cuadro 3.19. Novedades encontradas en el levantamiento del GIS en acometidas y medidores

Cuadro 3.20. Resultados de la encuesta de satisfacción de los usuarios CNEL EP

Cuadro 3.21. Comparación de indicadores comerciales por Unidad de Negocio CNEL EP

Cuadro 3.22. Comparación de indicadores comerciales en relación al valor máximo por Unidad
de Negocio CNEL EP



CAPÍTULO IV

Cuadro 4.1. Nivel de actualización de los datos de los clientes de CNEL EP

Cuadro 4.2. Asignación de recursos para los Proyectos de Reducción de Pérdidas PLANREP a
CNEL EP

Cuadro 4.3. Distribución de Grupos de Control de Energía

Cuadro 4.4. Inversión para la conformación de Grupos de Control de Energía

Cuadro 4.5. Trabajos y recuperación de los Grupos de Control de Energía

Cuadro 4.6. Costos y beneficio económico del proyecto de Fortalecimiento de las Unidades de
Control de Energía

Cuadro 4.7. Evaluación de la facturación en el proyecto de telegestión

Cuadro 4.8. Casos de novedades encontradas en el levantamiento del GIS

Cuadro 4.9. Costos de la mano de obra para las instalaciones de los medidores (información
inicial)

Cuadro 4.10. Evaluación del avance del proyecto de normalización de conexiones directas

Cuadro 4.11. Medidores instalados con telemetría por Unidad de Negocio

Cuadro 4.12. Consumos convenidos por Unidad de Negocio

Cuadro 4.13. Costo de inversión y tipo de proceso de contratación por Unidad de Negocio

Cuadro 4.14. Distribución de medidores totalizadores

Cuadro 4.15. Materiales y costos requeridos

Cuadro 4.16. Lista de medidores totalizadores y usuarios serie 14059263 transformador de 25
kVA

Cuadro 4.17. Evaluación financiera de los proyectos de reemplazo de redes convencionales por
preensambladas

Cuadro 4.18. Listado de equipos, materiales y mano de obra para instalación de medidores
especiales

CAPÍTULO V

Cuadro 5.1. Proyección de reducción de pérdidas de energía al 12% en 2017

Cuadro 5.2. Proyección de reducción de pérdidas de energía al 10% en 2017

Cuadro 5.3. Muestra de Indicadores de gestión para la reducción de pérdidas no técnicas de
energía.

Cuadro 5.4 Costos de los proyectos del PLANREP de CNEL EP

Cuadro 5.5. Cronograma para el Plan de Reducción de Pérdidas de energía CNEL EP.

Cuadro 5.6. Plan Operativo Anual Comercial UN El Oro, objetivo reducción de pérdidas de
energía.



Cuadro 5.7. Ingresos y costos de las estrategias y acciones del Plan Integral de reducción de pérdidas

Cuadro 5.8. Costos de inversión y procesos evaluación financiera de los proyectos.

Cuadro 5.9. Evaluación financiera del proyecto de telegestión

Cuadro 5.10. Estado de Pérdidas y Ganancias proyectado año 2014

Cuadro 5.11. Modalidad de financiamiento con el uso de recursos por disminución de pérdidas de energía.

ÍNDICE DE GRÁFICOS

CAPÍTULO II

Gráfico 2.1. Zona de Concesión de CNEL EP

Gráfico 2.2. Esquema del sector eléctrico Ecuatoriano

Gráfico 2.3. Esquema de la Cadena de Valor de CNEL EP

Gráfico 2.4. Esquema del Mapa de Procesos de CNEL EP

Gráfico 2.5. Estructura Organizacional de CNEL EP

Gráfico 2.6. Estructura Organizacional de las Unidades de Negocio

CAPÍTULO III

Gráfico 3.1. Evolución del nivel de pérdidas técnicas y no técnicas de energía al nivel nacional
(Fuente SISDAT)

Gráfico 3.2. Pérdidas de energía de las Distribuidoras al nivel nacional (diciembre 2013)

Gráfico 3.3. Cantidad de clientes por Unidad de Negocio a diciembre de 2013

Gráfico 3.4. Clientes por el uso de la energía a diciembre de 2013

Gráfico 3.5. Incremento de la cantidad de clientes período 2008 a 2013

Gráfico 3.6. Energía disponible por Unidad de Negocio período 2006 a 2013

Gráfico 3.7. Energía disponible y porcentaje de incremento anual período 2008 a 2013

Gráfico 3.8. Energía disponible mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.9. Energía facturada período 2006 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.10. Energía facturada y porcentaje de incremento período 2006 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.11. Energía facturada mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.12. Energía facturada mensual por Unidad de Negocio año 2013 CNEL EP

Gráfico 3.13. Energía pérdida anual por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.14. Disminución de las pérdidas de energía en CNEL EP período 2006 – 2013

Gráfico 3.15. Energía perdida mensual CNEL EP período 2009 – 2013

Gráfico 3.16. Balance de energía anual período 2006 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.17. Costos de las pérdidas de energía no técnicas por Unidad de Negocio período
2006 – 2013 CNEL EP

Gráfico 3.18. Resultados de encuesta para determinar los motivos de hurto de energía CNEL EP

Gráfico 3.19. Comparación de indicadores comerciales en relación al valor máximo por Unidad de Negocio CNEL EP

CAPÍTULO IV

Gráfico 4.1. Segmentación de sectores para el levantamiento de información de los clientes en campo.

Gráfico 4.2. Esquema de organización para el Área de Catastro

Gráfico 4.3. Asignación anual de recursos y cantidad de proyectos del PLANREP en CNEL EP

Gráfico 4.4. Cantidad de clientes por uso de energía

Gráfico 4.5. Consumo de energía por uso

Gráfico 4.6. Esquema de telegestión usando radiofrecuencia (red MECH)

Gráfico 4.7. Sectores seleccionados para la telegestión en Machala

Gráfico 4.8. Sectores seleccionados para la telegestión en Portoviejo

Gráfico 4.9. Sectores seleccionados para la telegestión en Manta

Gráfico 4.10. Facturación de energía en el proyecto de Telegestión

Gráfico 4.11. Facturación en dólares en el proyecto de Telegestión

Gráfico 4.12. Muestra de instalación de medidor totalizador serie 14059263 transformador de 25 kVA

Gráfico 4.13. Medidor centralizado Urbanización Panorama - Durán

Gráfico 4.14. Medición centralizada Centro Comercial Río Plaza - Samborondón

Gráfico 4.15. Elementos de la red de distribución preensamblada

Gráfico 4.16. Banco de pruebas o contratación de medidores para 12 posiciones

CAPÍTULO V

Gráfico 5.1. Esquema de Gestión Estratégica

Gráfico 5.2. Esquema estratégico para reducción de pérdidas de energía

Gráfico 5.3. Proyección de reducción de pérdidas de energía hasta dic 2017

Gráfico 5.4. Acciones y proyectos de la estrategia técnica

Gráfico 5.5. Ejemplo de sistema AMI (Tomado de catálogo de la firma AITRON)

Gráfico 5.6. Sistema de telegestión utilizando tecnología PLC (Catálogo de QUADLOGIC)

Gráfico 5.7. Esquema de conexión del sistema de telegestión utilizando PLC

Gráfico 5.8. Tablero de medidores y protección del sistema de telegestión utilizando PLCs

Gráfico 5.9. Esquema del uso de sistema informático y equipos móviles (parte del gráfico tomado del catálogo de WM WIRELESS & MOBILE W)

Gráfico 5.10. Acciones y proyectos de la estrategia comercial

Gráfico 5.11. Esquema del modelo CIM (tomado del proyecto SIGDE del MEER)

Gráfico 5.12. Esquema organizacional de las Áreas de Control de Energía de las Unidades de Negocio

Gráfico 5.13. Esquema del módulo informático de Control de Energía y relación con otros sistemas

Gráfico 5.14. Esquema del Cuadro de Mando Integral para la Corporación

Gráfico 5.15. Esquema organizacional para la gestión del PLANREP

Gráfico 5.16. Acciones y proyectos de la estrategia administrativa

Gráfico 5.17. Subproceso de Control de Energía aplicando P-H-V-A

Gráfico 5.18. Procedimiento de revisión en Laboratorio de Medidores

Gráfico 5.19. Procedimiento de revisión en Sitio por Grupos de Control de Energía

Gráfico 5.20. Esquema organizacional de las Direcciones Comerciales de las Unidades de Negocio

Gráfico 5.21. Muestra de Resultados de la encuesta de satisfacción de los clientes (tomado del informe de la CIER del año 2002)

Gráfico 5.22. Acciones y proyectos de la estrategia social

Gráfico 5.23. Proyectos de la estrategia normativa

GLOSARIO DE TÉRMINOS

MEER:	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MICSE:	Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos
CNEL EP:	Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CONELC:	Consejo Nacional de Electricidad
SIGDE:	Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica
CELEC EP:	Corporación Eléctrica del Ecuador
SNI:	Sistema Nacional Interconectado
SNT:	Sistema Nacional de Transmisión
CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía
EP:	Empresa Pública
GIS:	Sistema de Información Geográfico
SICO:	Sistema de Comercialización de la CENTROSUR
SIEEQ:	Sistema de Comercialización de la Empresa Eléctrica Quito
SISCOM:	Sistema de Comercialización de la Empresa Eléctrica Ambato
PLANREP:	Plan de Reducción de Pérdidas
SAR:	Sistema de Atención de Reclamos
SIGDE:	Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica
AMI:	Sistema de Medición Inteligente (Advanced Metering Infrastructure)
PHVA:	Modelo de gestión: Planear, Hacer, Verificar y Actuar
SAPG:	Servicio de Alumbrado Público General
MDM:	Gestión de la medición eléctrica (Meter Data Management)
CIS:	Sistema de información de Clientes (Customer Information System)
CRM:	Gestor de Relaciones con los Clientes (Customer Relationship Management)
E-mig:	Estudio del modelo integral de gestión del sector eléctrico Ecuador
LRSE:	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
TIR:	Tasa Interna de Retorno
VAN:	Valor Actual Neto
B/C:	Relación Beneficio/Costo

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos de las empresas de distribución eléctrica es minimizar las pérdidas tanto técnicas y no técnicas de energía, a niveles que no afecten su equilibrio económico – financiero y que el beneficio sea mayor a los costos que representan la inversión y la operación para reducirlas; es decir, buscar el punto de equilibrio entre beneficio y costo.

En Ecuador se presentan dos escenarios en relación a las pérdidas de energía en las empresas de distribución eléctrica. El primer escenario corresponde a un grupo de empresas que han alcanzado niveles de pérdidas bajas, entre 6% y 8% y como son las empresas eléctricas: Azogues, Cotopaxi, Quito, Ambato, Centro Sur y Galápagos; y el segundo escenario corresponde a las empresa que mantienen niveles altos de pérdidas de energía, entre 10% y 27%, como son: Riobamba, Norte, Guayaquil, Sur y la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP, con sus Unidades de Negocio: Bolívar, Santo Domingo, El Oro, Santa Elena, Guayas – Los Ríos, Milagro, Sucumbíos, Esmeraldas Manabí y Los Ríos.

Las mayores pérdidas de energía se producen en las Unidades de Negocio de CNEL EP, por lo, que este trabajo, presenta un Plan Integral para la reducción de pérdidas en CNEL EP, basado en el conocimiento y la experiencia de empresas nacionales y de otros países, así como la propia experiencia de los planes ejecutados en la Corporación para este objetivo, ya que los esfuerzos realizados han permitido ir reduciendo los niveles de pérdidas, pero se requiere intensificar los esfuerzos de manera ordenada, para alcanzar las metas propuestas.

Del análisis realizado, se debe ejecutar acciones conjuntas y coordinadas con uno solo objetivo, este trabajo plantea y describe los principales aspectos del tema que deben ser tomados en cuenta para que los esfuerzos que se realizan den los resultados esperados; de manera ordenada se presentan estos aspectos.

Descripción de las instituciones que conforman el sector eléctrico en el Ecuador a diciembre de 2013 y el esquema organizacional de CNEL EP, que permite brindar el servicio eléctrico y su efecto en la gestión para reducir y mantener los niveles óptimos de pérdidas de energía y los aspectos técnicos y económicos de la Corporación. Así también, una descripción del marco



jurídico como herramienta de control para evitar las pérdidas no técnicas de energía, esto es: Leyes, Reglamentos, Regulaciones, entre otros instrumentos relacionados.

La pérdidas técnicas se producen en los elementos que lo conforman los sistemas de distribución, así también se producen las denominadas pérdidas no técnicas, debido a alteraciones de los sistemas de medición, conexiones directas desde las redes de distribución y errores en los proceso comerciales.

Se inicia con un diagnóstico de los principales aspectos e indicadores de gestión que muestran el comportamiento de los diferentes procesos que tienen relación con el control de las pérdidas de energía, ya que todas las instancias de una empresa distribuidora tienen relación con este tema.

Desde la creación de CNEL EP, la reducción de las pérdidas de energía ha sido uno de sus objetivos principales. Por lo que se describen los principales proyectos y acciones ejecutadas para reducir las pérdidas no técnicas de energía; los recursos utilizados como: financieros, de información, personal, sistemas informáticos, materiales, entre otros; considerando que este tema está relacionado con acciones de tipo: técnico, administrativo, social, comercial, comunicacional, entre otras; es decir, desarrollar un plan que contemple estrategias que involucre a: la sociedad, los clientes, el personal interno de la Corporación, la Administración, entre otros; sumado a una reestructuración organizacional, de procesos y otorgar los recursos: tecnológicos, económicos, infraestructura, entre otros.

Para la ejecución de parte de los proyectos que se describen en este trabajo, se ha requerido del Gobierno Central recursos, a través de los organismos como el CONELEC y el MEER, que crearon el Plan de Reducción de Pérdidas denominado PLANREP.

En varios de los proyectos descritos se presentan los costos que han representado y los beneficios obtenidos, de forma que se pueden establecer los rendimientos de cada proyecto, que además han servido para adquirir experiencia en su ejecución y pueden servir para implementar de manera general en la Corporación.

La metodología planteada tiene la ventaja del diseño de un mapa conceptual y ejecutar las acciones desde la misma concepción del plan integral, definir las acciones, cuantificar su costo,



estimar su plazo de ejecución, de manera que permitan darle un claro direccionamiento al objetivo planteado.

Las pérdidas no técnicas suelen ser de dos órdenes diferentes; aquellas que tienen relación con el sistema de distribución y su vulnerabilidad inherente, más las que tienen que ver con los sistemas de medición de los clientes. El otro tipo de pérdidas no técnicas son aquellas de tipo administrativo. Las infracciones para evitar el registro y pago por el servicio eléctrico, son cada día más sofisticadas y técnicamente realizadas, de diversa índole y de mucha creatividad; es por esto que las acciones que se deben emprender en la Corporación para combatirlas, deben ser igualmente creativas y dinámicas, contar con un proceso sistemático, uso de la tecnología y contar con procesos estables de control.

También influyen negativamente en los planes para la reducción de pérdidas de energía, el crecimiento desordenado de algunos sectores de las ciudades por falta de control de los Municipios, que los convierten en potenciales infractores del servicio eléctrico, en estos casos incluso se genera violencia con el control de las redes de distribución, así también las condiciones socio-culturales de los clientes, condiciones económicas; entre otras, las que deben ser atendidas a través de programas de Gestión Social, para prevenir los comportamientos ilegales.

Otro aspecto importante es en control y seguimiento de los proyectos y acciones que se ejecuten en este plan propuesto, debe ser realizado con base en el cumplimiento de indicadores de gestión y cronogramas establecidos, con una estructura organizada que responda a las necesidades de la Corporación; ya que hasta diciembre de 2013, se realizaba con el mismo personal que estaba dedicado a la operación de los sistemas, pero se requiere de personal dedicado al control de los proyectos para garantizar su ejecución.

Se recomienda aplicar paso a paso este Plan Integral para la reducción de pérdidas no técnicas de energía, con los ajustes que sean del caso, ya que no se pretende que se convierta en la aplicación de una receta sino se tome como base para la ejecución de las acciones considerando todos los aspectos que tienen relación directa o que influyen indirectamente para alcanzar este objetivo estratégico para CNEL EP.

CAPÍTULO II: ASPECTOS LEGALES Y MARCO DE REFERENCIA

Contenido

2.1.- ENFOQUE	- 22
2.2.- INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	- 22
2.2.1. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable –MEER	- 24
2.2.2. El Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC	- 25
2.2.3. El Centro Nacional de Control de la Energía – CENACE	- 25
2.2.4. Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación y transmisión	- 25
2.2.5. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización	- 28
2.3.- MARCO LEGAL PARA LA GESTIÓN DE REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	- 32
2.3.1. Ley Orgánica de Defensa del Consumidor	- 32
2.3.2. Ley de Régimen del Sector Eléctrico	- 34
2.3.3. Código Civil	- 35
2.3.4. Reglamento de Tarifas	- 36
2.3.5. Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad	- 38
2.3.6. Regulación N° CONELEC-003/99 “Reducción Anual de Pérdidas no Técnicas en las Empresas de Distribución”	- 39
2.3.7. Código Orgánico Integral Penal	- 40
2.3.8. Aplicación práctica de la normativa	- 40
2.4.- ESQUEMA ORGANIZACIONAL DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP	- 43
2.4.1. Estructura Organizacional	- 43
2.4.2. Procesos de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	- 43
2.4.3. Estructura Organizacional Básica	- 44
2.4.4. Representaciones Gráficas Institucionales	- 46
2.4.5. La Gestión por Procesos	- 49
2.4.6. Estructura Orgánica Descriptiva	- 50

CAPÍTULO II: ASPECTOS LEGALES Y MARCO DE REFERENCIA

2.1. ENFOQUE:

En este capítulo se presenta una breve descripción de las instituciones que conforman el sector eléctrico en el Ecuador y el esquema organizacional de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP, que permite brindar el servicio eléctrico y su efecto en la gestión que se debe realizar para reducir o mantener las pérdidas de energía que permita mantener en niveles óptimos tanto técnicos y económicos.

Así también se presenta una descripción del marco legal que rige el aspecto de control de pérdidas de energía del sector eléctrico en el Ecuador, las Leyes, Reglamentos, Regulaciones, entre otros instrumentos legales relacionados, que conforman un esquema para realizar la gestión de reducción de las pérdidas de energía, ya que se requiere del apoyo de todos los sectores para lograr que los infractores tengan las sanciones que correspondan para evitar que se realicen las tomas directas desde las redes de distribución, afectar los sistemas de medición o cualquier otra forma de alterar el registro del consumo de energía.

2.2. INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO:

La Constitución de la República del Ecuador publicada en el Registro Oficial N° 449; de fecha 20 de octubre de 2008, en relación a los servicios básicos establece:

Art. 314.- El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley.

El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.



Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado.

En el Mandato Constituyente N° 15, en sus considerandos se determina que, “*es responsabilidad del Estado la prestación del servicio público de energía eléctrica bajo principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad, velando que sus tarifas sean equitativas*”. En el Suplemento del Registro Oficial N°43 publicado el día Jueves 10 de octubre de 1996 se promulgó la LEY DE EGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO- LRSE, en la cual se establece que “*... el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del País, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación*”.

Como uno de los preceptos básicos de esta Ley es la libre competencia en la generación de electricidad, se constituyó el Mercado Eléctrico Mayorista bajo el principio microeconómico de los “costos marginales” para determinar los costos horarios en el mercado eléctrico y realizar las liquidaciones a los respectivos Agentes que lo conforman.

El Mandato Constituyente N° 15 promulgado por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008, denominado también el Mandato del Sector Eléctrico, estableció cambios fundamentales para el sector eléctrico en el País, los cuales se indican a continuación:



Art. 1.- El Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC -, en un plazo máximo de treinta (30) días, aprobará los 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 queda facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.

Estos parámetros eliminarán el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación; y, no se considerarán los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión. Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha institución.

Art. 2.- El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC; para tal efecto, el Ministerio de Finanzas deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con este Mandato. En caso de incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente Mandato, por parte del Ministerio de Finanzas, será causal de pleno derecho para solicitar la destitución del titular de esta Cartera de Estado.

Las Empresas Eléctricas de Distribución que a la fecha de expedición de este mandato tengan una tarifa inferior a la tarifa única, mantendrán dicho valor.

Con base en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Mandato Constituyente N° 15, a continuación se presenta una descripción de las instituciones que conforman el sector eléctrico en el Ecuador:

2.2.1. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable -MEER:

Mediante Decreto Ejecutivo N° 475 de fecha 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial N° 132 de fecha 23 de julio de 2007, se escindió el Ministerio de Energía y Minas, en los



Ministerios de Minas y Petróleo y de Electricidad y Energía Renovable, dejando a este último como rector del sector eléctrico y la energía renovable del País.

Este Ministerio es el encargado de definir: las políticas, las estrategias, la estructura, los objetivos, las metas del sector eléctrico en el País, bajo los conceptos que dicta la Constitución de la República del Ecuador, que garantiza el servicio de electricidad en condiciones y estándares de calidad y mediante el uso de los recursos de manera eficiente y efectiva. Para lo cual se ha planteado el Plan Maestro de Electrificación alineado al Plan Nacional del Buen Vivir y por ende a los lineamientos del Gobierno Central. Además es accionista mayoritario de las Empresas Eléctricas que aún no se transforman en Empresas Públicas – EPs; y, preside los Directorios de las Empresas Públicas.

2.2.2. El Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC:

Persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. No ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encarga de elaborar los planes para el desarrollo del sector eléctrico. Ejerce todas las actividades de regulación y control definidas en la Ley. Tiene su sede en la capital de la República, tiene estructura orgánica y los reglamentos internos que se requiere para su funcionamiento. Sus actuaciones se sujetan a los principios de: descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa.

2.2.3. El Centro Nacional de Control de la Energía - CENACE:

Constituido como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, sus miembros son todas las empresas de: generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico del sector eléctrico y energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

2.2.4. Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación:

Al momento, la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es realizada por compañías autorizadas y empresas públicas establecidas en el País, de conformidad con la Ley



de Régimen del Sector Eléctrico, la Ley de Compañías y la Ley de Empresas Públicas, según sea el caso; las compañías independientemente de su estructura accionaria, se someten para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado o público.

Las empresas de generación son de naturaleza pública o privada, las cuales tienen contratos para la entrega de su energía firme con las empresas distribuidoras y clientes especiales, con base en lo determinado en el Mandato Constituyente N° 15, los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetan 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 pueden asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco pueden celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan su función de producción de energía, fijen precios o políticas comunes. Al momento se tienen las siguientes empresas de generación:

- La empresa pública del Estado, Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP, está constituida actualmente por ocho Unidades de Negocio que tienen centrales en operación, como son: Termopichincha, Termoesmeraldas, Electroguayas, Termogás Machala (cuatro centrales térmicas), Hidropaute, Hidronación, Hidroagoyán (tres centrales hidroeléctricas) y Gensur (una central eólica), para realizar la generación y Transelectric, para la transmisión de energía eléctrica.
- La generación privada constituida por 13 empresas de derecho privado, de acuerdo a la Ley de Compañías; y,
- Los generadores de las empresas conformadas por capitales estatales y regidas aún, en lo societario por la Ley de Compañías, pues por una transitoria de la LOEP aún no se transforman en Empresas Públicas EPs.

La producción de energía de todas las empresas generadoras está regulada mediante contratos bilaterales con las empresas distribuidoras y los grandes clientes que operan ahora



en el mercado eléctrico, los precios son determinados en función de los costos de producción para las empresas del Estado, tanto la de régimen de empresas pública y las sujetas a la Ley de Compañías con capitales estatales y mediante contratos con precios con base en negociación con las empresas eminentemente privadas. Los precios para la producción de energías alternativas o renovables, se fijan mediante Regulaciones emitidas por el CONELEC que crean incentivos para dicha producción.

De acuerdo al **LRSE** en el 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.

De igual forma que se indicó para la generación y en función de lo determinado el Mandato Constituyente N° 15, se conformó la transmisión que constituye el Sistema Nacional Interconectado – SNI, como una Unidad de Negocio de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP, cumpliendo los preceptos de accesibilidad a todos los Agentes que conforman el sistema eléctrico en el Ecuador. Por lo cual se encarga de realizar la interconexión entre la generación y distribución de energía eléctrica bajo los principios de eficiencia y cumpliendo los



parámetros de calidad del servicio que se establecen en las regulaciones emitidas por el CONELEC.

2.2.5. Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización:

De acuerdo a la LRSE en el Art. 34 se determina que *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.

Así mismo, de acuerdo a lo establecido en el Mandato Constituyente N° 15, en sus Disposiciones Transitorias se determina:

TERCERA.- Para la gestión empresarial de las empresas eléctricas y de telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad es accionista mayoritario, esa Institución podrá ejecutar los actos societarios que sean necesarios para la reestructuración de dichas empresas, para lo cual entre otras actuaciones podrá reformar estatutos sociales, fusionar, conformar nuevas sociedades, resolver la disolución de compañías, sin que para este efecto, sean aplicables limitaciones de segmentación de actividades o de participación en los mercados, por lo que el Superintendente de Compañías, dispondrá sin más trámite la aprobación e inscripción de los respectivos actos societarios. Se excluye de esta medida, en virtud de sus indicadores de gestión, hasta que se expida en nuevo marco normativo del sector eléctrico y de empresas públicas, las siguientes empresas: Empresa Eléctrica Quito S.A., Empresa Eléctrica Centro Sur, Empresa Eléctrica Regional del Sur, Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Eléctrica Regional del Norte, Empresa Eléctrica Ambato, Empresa Eléctrica Cotopaxi, Empresa Eléctrica Riobamba.



Los organismos reguladores y controladores del sector eléctrico y de las telecomunicaciones, otorgarán sin más trámite a las empresas eléctricas y de telecomunicaciones que se creen o fusionen, los títulos habilitantes pertinentes para la prestación de los servicios de electricidad y de telecomunicaciones, respectivamente. La ejecución de los actos societarios antes referidos, se realizará respetando los derechos de los trabajadores previstos en el Código del Trabajo y los Mandatos Constituyentes Nos. 2, 4 y 8.

En aplicación del Mandato Constituyente N° 15, se conformó la CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A., con la suscripción de la escritura pública de fusión, celebrada el 15 de diciembre de 2008, ante el Dr. Humberto Moya Flores, Notario Trigésimo Octavo del cantón Guayaquil, en la cual se fusionaron las Empresas de Distribución disueltas: Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A., y Regional Sucumbíos S.A.; y, asumió todos los derechos y obligaciones de las mismas.

La Compañía tenía por objeto social la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del territorio nacional, de conformidad con las Leyes de la República. Su área de concesión se presenta en el siguiente cuadro:

REGIONAL	PROVINCIA EN QUE SIRVE (* = Parcialmente)	(km ²)
CNEL Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37,842
CNEL Manabí	Manabí	16,865
CNEL Esmeraldas	Esmeraldas	15,366
CNEL Guayas Los Ríos	*Guayas, *Los Ríos, *Manabí, *Cotopaxi, *Azuay	10,511
CNEL Sta. Elena	*Guayas, Santa Elena	6,774
CNEL El Oro	El Oro, *Azuay	6,745
CNEL Sto. Domingo	Sto. Domingo, *Esmeraldas	6,574
CNEL Milagro	*Guayas, *Cañar, *Chimborazo	6,175
CNEL Los Ríos	* Los Ríos, *Guayas, *Bolívar, *Cotopaxi	4,059
CNEL Bolívar	Bolívar	3,997
10 Regionales	15 Provincias	114,908.00

Cuadro 2.1. Área de servicio por Unidad de Negocio de CNEL EP

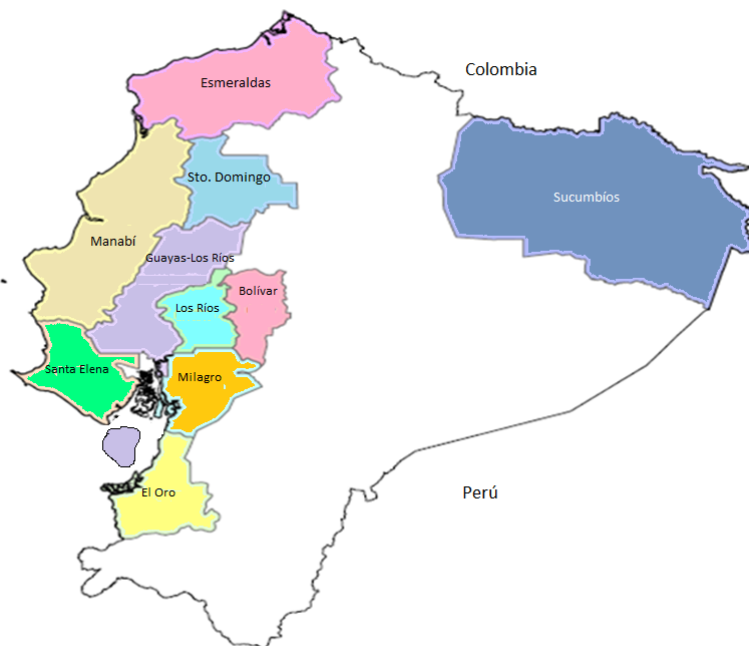


Gráfico 2.1. Zona de Concesión de CNEL EP

La CNEL S.A. tenía presencia en 15 de las provincias del Ecuador y cubría un área de 114.908 km², equivalente al 44.82% de la superficie del territorio nacional.

El contrato de licencia con código CL-09-10 fue emitido por el CONELEC el 2 de marzo de 2009 y se refiere a la Resolución N° 020/09 adoptada por su Directorio en sesión celebrada el 12 de febrero de 2009, establece “Acoger lo solicitado por el Director Ejecutivo del CONELEC mediante memorando N° DE-09-052 del 10 de febrero de 2009; y, en consecuencia, aprobar el texto del Contrato de Licencia para la Cesión de Derechos y Obligaciones de los Contratos de Concesión a favor de la Corporación Nacional de Electricidad S. A.

CNEL S.A. se transformó en EP cuando el señor Presidente Constitucional de la República, Econ. Rafael Correa Delgado, expidió con fecha 13 de marzo de 2013, el Decreto Ejecutivo No. 1459, mediante el cual creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, a fin de que preste los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica y actividades de generación en el área de servicio asignada, bajo el régimen de exclusividad regulado, a efectos de satisfacer la demanda de energía eléctrica, en las condiciones establecidas en la normativa aplicable al sector eléctrico y suministrar electricidad a los consumidores.

El Directorio del CONELEC, mediante Resolución N° 013/13, adoptada en sesión de 21 de mayo de 2013, autorizó al Director Ejecutivo del CONELEC para que suscriba el Título Habilitante a favor de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, con el objeto de regularizar la situación operativa de la prestación de los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general; y actividades de generación en el área de prestación de servicios asignada.

En el Gráfico 2.2 se presenta de manera esquematizada la estructura del sector eléctrico en el Ecuador, constituida por las principales instituciones u organismos en sus diferentes etapas funcionales. Se debe anotar que el Mandato 15 cambió sustancialmente las políticas y el funcionamiento del sector eléctrico, pasando de un esquema de libre mercado en la generación de electricidad, basado en un concepto microeconómico de costos marginales a un esquema de precios medios en función de los costos de generación y distribución de la producción firme de acuerdo a la demanda de los agentes del mercado eléctrico.

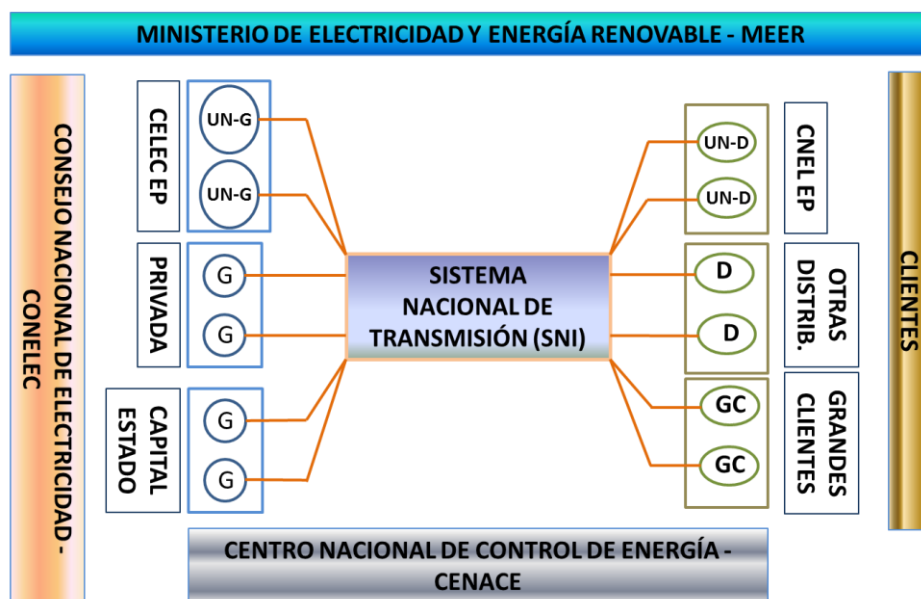


Gráfico 2.2. Esquema del sector eléctrico Ecuatoriano

Cabe indicar también que en los últimos años se han realizado las inversiones para la construcción de las grandes centrales hidráulicas que estuvieron relegadas durante mucho tiempo, bajo el concepto de que el mercado se autoregula y que la inversión se realizaría en función de este esquema, lo que no se dio en el sector eléctrico ecuatoriano, por lo que se produjeron crisis energéticas por la falta de la generación.



De igual manera se puede indicar que el nuevo esquema del sector permite una mejor planificación en sus etapas funcionales, aunque no se ha podido realizar las inversiones que se requieren en el sector de la distribución, una parte por falta de recursos de inversión y otra parte por el esquema para determinar las tarifas que no incluyen la expansión de los sistemas y es el Estado Ecuatoriano en que debe realizar dichas inversiones, pero no se cuenta con los novales de inversión requeridos.

2. 3. MARCO LEGAL PARA LA GESTIÓN DE REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA:

La gestión para la reducción de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución eléctrica, a los niveles establecidos en la normativa y que represente un equilibrio entre sus costos y el beneficio, requiere de una base jurídica que sancione las infracciones que se realizan para alterar el registro de la energía o las conexiones directas sin medición desde la de distribución.

2.3.1. Ley Orgánica de Defensa del Consumidor:

La Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, la cual fue publicada en el Registro Oficial N° 116 del lunes 10 de julio de 2000, establece las condiciones en las cuales se debe brindar los servicios domiciliarios, entre los cuales está el servicio eléctrico. A continuación se presentan los artículos de esta Ley que tienen relación con el servicio indicado.

Art. 39.- FACTURACION DE CONSUMO EXCESIVO.- Cuando el consumidor considere que existe facturación excesiva en la planilla de un período, podrá cancelar únicamente un valor equivalente al promedio del consumo mensual de los seis meses inmediatamente anteriores.

Para poder ejercer este derecho, el consumidor debe presentar hasta dentro de los 10 días posteriores al vencimiento de la factura o planilla, las correspondientes al período de 6 meses inmediatos anteriores a la objetada. De no contar con los documentos anotados, el consumidor podrá solicitar las respectivas copias a la empresa prestadora del servicio, en cuyo caso, el plazo anotado comenzará a correr desde la fecha en que se entregan las copias.



La empresa proveedora del servicio dispondrá de un plazo de 30 días a partir del reclamo del usuario para acreditar que el consumo facturado fue efectivamente realizado, en cuyo caso tendrá derecho a reclamar el pago de la diferencia más los intereses legales correspondientes.

Si el pago efectuado por el consumidor en ejercicio del derecho contemplado en el inciso primero del presente artículo excede del valor real de consumo, la empresa otorgará un crédito idéntico a dicho exceso a favor del consumidor, el mismo que deberá hacerse efectivo en la planilla inmediata posterior.

Mientras se desarrolle el trámite previsto en los incisos precedentes, la empresa proveedora estará obligada a seguir prestando el servicio sin interrupción alguna.

Art. 40.- VALORES DE LAS PLANILLAS.- En las planillas emitidas por las empresas proveedoras de servicios públicos domiciliarios, deberá constar exclusivamente el valor del consumo respectivo más los recargos legales pertinentes y cobros adicionales establecidos por leyes y ordenanzas. Queda prohibido incluir en dichas planillas rubros adicionales extraños a los mencionados.

Es un derecho del consumidor el conocer el valor exacto que debe cancelar por concepto de consumo y recargos legales adicionales, por tanto, queda prohibido el planillaje en base de sistemas diferentes a la medición directa, tales como valores presuntivos o estimativos. Con excepción del sector rural que no disponga de instrumentos de medición. Por excepción, en caso de pérdida, daño o imposibilidad física de acceder al sistema de medición, la planilla correspondiente al período inmediatamente posterior al momento del daño, podrá ser emitida por un valor equivalente al promedio mensual de los 6 períodos inmediatamente anteriores. En tal caso, es obligación de quien presta el servicio público domiciliario, reparar o reponer el sistema de medición respectivo o notificar al consumidor sobre la imposibilidad física de acceder al medidor para que éste solucione dicha situación, con la finalidad de que la factura o planilla del siguiente período sea emitida en función de datos reales. Si quien presta el servicio no cumple con la obligación de reparar o reponer el sistema de medición, en ningún caso los montos de las planillas de los períodos posteriores podrán ser aumentados presuntiva o estimativamente, siendo obligación del consumidor en los siguientes períodos, pagar exclusivamente un valor igual al del presente período mensual de las planillas de los seis meses inmediatamente anteriores.



Los proveedores de servicios públicos domiciliarios que sufrieren pérdidas por deficiencias técnicas, u otras causas debidamente comprobadas imputables a la empresa, deberán asumirlas en su totalidad, quedando prohibido el traslado de dichas pérdidas a las planillas de los consumidores.

En este contexto la facturación de los consumos de energía eléctrica se deben realizar mediante lecturas reales en forma mensual y no se permite los valores presuntivos o estimativos para determinar los consumos de energía, así también lo que corresponde a las pérdidas hasta ciertos niveles técnicos serían reconocidos en las tarifas, por lo que las ineficiencias técnicas como son las pérdidas técnicas y no técnicas no se pueden trasladar a los costos para que sean reconocidos en las tarifas a los consumidores, estos aspectos determinan las condiciones que deben cumplir los procesos comerciales en las empresas distribuidoras para cumplir con lo establecido.

2.3.2. Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Suplemento – Registro Oficial N°43 del Jueves 10 de octubre de 1996, en su Artículo 8 se refiere a la definición legal de la energía eléctrica, aspecto fundamental para la gestión de la reducción de pérdidas no técnicas en las empresas distribuidoras. Mediante Ley 2006-55 (Ley Reformativa de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico) publicada en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006, se agregan los Incisos al final del Artículo 8 lo que se indica a continuación,

Art. 8.- Definición legal de la Energía Eléctrica.- Para los efectos legales y contractuales se declara la energía eléctrica un bien estratégico, con los alcances para efecto de los problemas económicos del artículo 604 del Código Civil y las disposiciones pertinentes de la Ley de Seguridad Nacional.

Las personas naturales o jurídicas que, con el propósito de obtener provecho para sí o para otro, utilizaren fraudulentamente cualquier método, dispositivo o mecanismo clandestino o no, para alterar los sistemas o aparatos de control, medida o registro de provisión de energía eléctrica; o efectuaren conexiones directas, destruyeren, perforaren o manipularen las instalaciones de acceso a los servicios públicos de energía eléctrica, en perjuicio de las



empresas distribuidoras, serán sancionados con una multa equivalente al trescientos por ciento (300%) del valor de la refacturación del último mes de consumo, anterior a la determinación del ilícito, sin perjuicio de la obligación de efectuar los siguientes pagos cuando correspondiere, previa determinación técnica:

El monto resultante de la refacturación hasta por el período de doce meses; y, Las indemnizaciones establecidas en los respectivos contratos de suministro celebrados entre la empresa distribuidora y el cliente.

Para el caso en que los beneficiarios de la infracción sean personas jurídicas, serán personal y solidariamente responsables para el pago de la multa establecida en el inciso anterior, el representante legal y, o administrador de la empresa que hubiesen permitido y, o participado en su ejecución.

Las personas responsables del cometimiento de estos actos, serán sancionados por el delito de hurto o robo, según corresponda, tipificados en el Código Penal.

Se concede a las empresas distribuidoras en las que tenga participación el Estado, o cualquiera de sus instituciones, la jurisdicción coactiva para la recuperación de los valores establecidos en el presente artículo.

En el caso de las empresas distribuidoras privadas, la acción de cobro podrá ser mediante la vía verbal sumaria o ejecutiva, sin perjuicio de la suspensión del servicio a los deudores.

2.3.3. Código Civil:

Se presenta lo que corresponde al Código Civil, codificación 2005-010, que tiene relación al concepto de energía eléctrica.

Art. 604 (Ex 623) Definición.- Se llaman bienes nacionales aquellos cuyo dominio pertenece a la nación toda.

Si además eso pertenece a todos los habitantes de la nación, como el de: calles, plazas, puentes y caminos, el mar adyacente y sus playas, se llaman bienes nacionales de uso público o bienes



públicos. Así mismo los nevados perpetuos y las zonas de territorios situadas a más de 4.500 metros de altura sobre el nivel del mar.

Si los bienes nacionales cuyo uso no pertenecen generalmente a los habitantes se llaman bienes del Estado o bienes fiscales.

2.3.4. Reglamento de Tarifas:

En el Reglamento de Tarifas, promulgado mediante Decreto Ejecutivo No 228 de 15 de octubre de 1998 y publicado en el Registro Oficial N° 54 de 26 de octubre de 1998 y la Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas, mediante Decreto Ejecutivo N° 2713 de 7 de junio de 2002, publicado en el Registro Oficial N° 598 de 17 de junio de 2002; se establecen los conceptos para que se incluyan las pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas, como componente del costo en el proceso de la distribución de energía, esto es:

Art. 7.- Componentes del Costo del Servicio.- Son componentes del costo del servicio:

d) Los costos de pérdidas atribuibles al proceso en los niveles admisibles aceptados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Las pérdidas consideradas en la fijación de tarifas son Pérdidas Técnicas y Pérdidas No Técnicas.

Art. 9.- Costo Medio del Sistema de Transmisión.- Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Art. 10.- Valor Agregado de Distribución (VAD).- El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

Art. 12.- Pérdidas.- Las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kilovatio y un kilovatio-hora al consumidor serán remuneradas al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.



Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía:

Remuneración de pérdidas por Potencia: corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión.

Remuneración de pérdidas por Energía: corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencial de energía a nivel de generación.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE y por el Distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnicos económicos que le sean presentados.

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados por el CONELEC para cada distribuidor en un plazo de 30 días posteriores a la expedición de este Reglamento, hasta llegar al 2% en el año 2002, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro. El CONELEC considerará dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

Art. 20.- Tarifa de Transmisión.- La tarifa de transmisión contemplará un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del mercado mayorista para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión, para materializar sus transacciones.



Estos cargos serán calculados con base en la demanda máxima mensual no coincidente. Los valores por pérdidas de energía serán remunerados conforme a lo establecido en el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Art. 21.- Peajes de Distribución.- Los peajes de distribución tendrán un cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas.

2.3.5. Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad:

En lo que tiene relación al Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, promulgado mediante Decreto Ejecutivo N° 796 de fecha 10 de noviembre de 2005 y publicado en el Registro Oficial N° 150 de 22 de noviembre de 2005, en los temas relacionados con las pérdidas de energía se tiene:

Art. 7.- Obligaciones del consumidor.- El consumidor cumplirá con las obligaciones que se establezcan en el contrato de suministro de energía suscrito con el distribuidor y las disposiciones establecidas en la Constitución Política de la República, la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, este reglamento y demás normas relacionadas con el servicio.

El consumidor permitirá al distribuidor el libre acceso hasta el punto de entrega, para realizar las inspecciones técnicas necesarias, labores de control y toma de lecturas del equipo de medición.

Art. 20.- Acometidas.- El distribuidor, ya sea por sí mismo o a través de personal contratado, es el único autorizado a instalar, modificar, mantener o remover las acometidas, así como también a conectarlas o desconectarlas a la red de distribución y a las instalaciones de medición de los consumidores.

El consumidor será responsable, civil y penalmente, por la alteración, manipulación arbitraria o mal uso de la acometida y del equipo de medición.



Para el caso de nuevas acometidas o de modificaciones a las existentes, el costo de conductores, equipos, piezas y partes de la acometida y del sistema de medición, así como de su instalación, serán de responsabilidad del distribuidor. Por su parte, las facilidades y adecuaciones de obras civiles necesarias para dicha instalación serán por cuenta del consumidor. Estas últimas deben sujetarse a las especificaciones e instructivos del distribuidor.

El distribuidor, para toda acometida nueva o modificación a las existentes, tendrá acceso libre y directo desde la vía pública.

En el caso de acometidas que incorporen equipo de medición con prepago o de telemedición, estos equipos podrán instalarse en el interior del inmueble.

Art. 23.- Facturación.- La emisión de facturas a los consumidores será mensual, de modo que no exceda de doce facturas al año, en función de lecturas directas de los medidores que correspondan a períodos de consumo no menores a 28 días ni mayores a 33 días. Sólo serán admisibles facturaciones basadas en estimaciones, para los casos de excepción determinados en el artículo 40 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor.

Cuando un consumidor considere que existe facturación excesiva en la planilla de un período, procederá de acuerdo a lo establecido en el artículo 39 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor.

Art. 43.- Infracciones del consumidor.- Sanciones.- El distribuidor, dentro de su área de concesión, tiene la facultad de sancionar a los consumidores por cometer infracciones. La tipificación de las mismas y las sanciones pertinentes serán estipuladas en los respectivos contratos de suministro del servicio, cuyo modelo será aprobado por el CONELEC. El consumidor podrá recurrir ante el CONELEC respecto de la sanción que le imponga el distribuidor y, mientras se tramita el recurso, el distribuidor no podrá ejecutar la referida sanción.

2.3.6. Regulación N° CONELEC-003/99 “Reducción Anual de Pérdidas no Técnicas en las Empresas de Distribución”:

Para determinar los niveles de pérdidas no técnicas o comerciales que son reconocidos para el cálculo de las tarifas del servicio eléctrico, el CONELEC emitió la Regulación N° CONELEC - 003/99 "Reducción Anual de Pérdidas No Técnicas en las Empresas de Distribución", mediante Resolución N° 0052/99, en la sesión del 30 de Marzo de 1999, la cual indica:

Las Empresas Eléctricas de Distribución adoptarán todas las medidas necesarias para reducir sus pérdidas no técnicas a los niveles anuales que se expresan en el Anexo A, que forma parte integrante de la presente Regulación.

ANEXO "A"
A LA REGULACIÓN No. CONELEC - 003/99
REDUCCIÓN ANUAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL PAÍS

EMPRESAS ELÉCTRICAS	PORCENTAJE ANUAL ADMISIBLE DE PÉRDIDAS				% REDUCCIÓN
	1999	2000	2001	2002	ANUAL
AMBATO	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00
AZOGUES	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00
BOLIVAR	3,31	2,87	2,44	2,00	0,44
CENTRO SUR	2,14	2,10	2,05	2,00	0,05
COTOPAXI	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00
EL ORO	3,50	3,00	2,50	2,00	0,50
EMELEC	7,58	5,72	3,86	2,00	1,86
ESMERALDAS	4,52	3,68	2,84	2,00	0,84
GUAYAS - LOS RIOS	2,99	2,66	2,33	2,00	0,33
LOS RIOS	4,79	3,86	2,93	2,00	0,93
MANABI	5,56	4,37	3,19	2,00	1,19
MILAGRO	6,47	4,98	3,49	2,00	1,49
NORTE	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00
QUITO	2,24	2,16	2,08	2,00	0,08
RIOBAMBA	3,83	3,22	2,61	2,00	0,61
SANTA ELENA	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00
SANTO DOMINGO	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00
REGIONAL SUR	2,08	2,05	2,03	2,00	0,03

Cuadro 2.2. Anexo A Regulación 003/99 Porcentajes de pérdidas de energía admisibles

2.3.7. Código Orgánico Integral Penal:

En el Registro Oficial N° 180 promulgada el día lunes 10 de febrero de 2014, se publicó el Código Orgánico Integral Penal, en el cual, en relación al hurto de energía se indica.

Artículo 167.- Aprovechamiento ilícito de servicios públicos.- La persona que, altere los sistemas de control o aparatos contadores, para aprovecharse de los servicios públicos de energía eléctrica, agua, derivados de hidrocarburos, gas natural, gas licuado de petróleo o señal de



telecomunicaciones, en beneficio propio o de terceros, será sancionada con pena privativa de libertad de seis meses a dos años y multa de diez a veinte salarios básicos unificados del trabajador en general.

La pena máxima prevista se impondrá a la servidora o servidor público que permita o facilite la comisión de la infracción u omite efectuar la denuncia de la comisión de la infracción.

La persona que ofrezca, preste o comercialice servicios públicos de luz eléctrica, telecomunicaciones o agua potable sin estar legalmente facultada, mediante concesión, autorización, licencia, permiso, convenios, registros o cualquier otra forma de la contratación administrativa, será sancionada con pena privativa de libertad de tres a cinco años y multa de veinte a veinticinco salarios básicos unificados del trabajador en general.

2.3.8. Aplicación práctica de la normativa:

Con base en la normativa que se presentó anteriormente, se plantea algunas aplicaciones prácticas en lo que corresponde a la determinación de los consumos de energía y el control de las pérdidas no técnicas de energía.

La facturación del consumo de energía a los usuarios se realiza mediante los registros en los sistemas de medición, es decir entre las lecturas tomadas en fechas determinadas y cuya diferencia debe estar entre 28 y 33 días.

Al realizar nuevas instalaciones por nuevos servicios, cambios de medidores o desconexión definitiva, la información de estas instalaciones debe ser ingresada a los sistemas comerciales, máximo hasta dos (2) días laborables posteriores a la instalación, para evitar se generen reclamos por acumulación de consumos o ajustes en la facturación mensual. Este aspecto debe considerarse para no afectar la facturación mensual y se tenga que realizar refacturaciones en los sistemas comerciales.

No se debe facturar al usuario los consumos acumulados mayores a 12 meses de antigüedad, en los casos de falta de lecturas o registros tardíos de información de nuevos servicios o cambios de medidores, conforme a lo dispuesto en la Ley Orgánica de la Defensa del Consumidor.



Los consumos facturados con presuntivos o estimativos deben responder o concordar en base al histórico de los consumos de los 6 meses anteriores, conforme a lo dispuesto en la Ley Orgánica de la Defensa Consumidor.

Los consumos que están siendo facturados por estimativos o presuntivos que no responden a un histórico de consumo, se deberá realizar la inspección correspondiente y subsanar los problemas en base a la normativa vigente, es decir la instalación de sistemas de medición que permitan establecer los consumos reales.

Para los casos en los cuales se realizó un cambio de equipo de medición, no se ingresó la información en los sistemas comerciales a tiempo, se realizaron subfacturaciones de los consumos y se emitieron las facturas correspondientes; se realizarán las refacturaciones mes a mes con las lecturas reales, de manera que el consumo acumulado se distribuya en los meses en los cuales se realizaron dichas subfacturaciones. Se parte del principio de que, el consumo acumulado es real en base a las lecturas tomadas y dicho consumo se distribuye en los meses correspondientes, para no afectar los beneficios que pueda tener el consumidor en la aplicación de los pliegos tarifarios, especialmente la tarifa dignidad y el subsidio cruzado.

En las áreas que correspondan se debe atender los reclamos presentados por los clientes o deficiencias detectadas por el personal de la Distribuidora para subsanarlos en el tiempo legal establecido de dos días.

Para los clientes que no hayan tenido instalado un sistema de medición, no procederá la reliquidación de supuestos consumos no facturados, una vez que se normalicen los servicios. En estos casos se facturará desde el momento que se realicen las instalaciones de los medidores y los consumos se determinen en función de las lecturas reales de los sistemas de medición.

Cuando se ha realizado la revisión de los medidores y se detectaren alteraciones que impidan el correcto registro del consumo, tomas directas u otro tipo de alteraciones, se realizará la refacturación de los consumos mensuales, por el tiempo que se haya producido esta alteración con un límite de hasta los últimos doce meses, de acuerdo a lo establecido en la Reforma a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.



En los casos anotados en el párrafo anterior, se aplican las re-facturaciones y/o multas, con valores establecidos en base de: mediciones, contrastaciones u otra metodología que permita sustentar técnicamente dichos valores; por lo cual, no pueden ser valores estimados o presuntivos. Cuando se trate de conexiones directas en las cuales no se puede establecer los valores de los consumos mensuales, se realizará la instalación de medidores y se determinará el consumo de los primeros meses de registro (entre 1 y 3 meses) en el medidor instalado, para con ese valor aplicar la multa del 300% que se indica en el Art 8 de la reforma de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Para determinar las tarifas a los consumidores finales, se debe considerar los límites de pérdidas técnicas y no técnicas que son determinadas por el Ente Regulador, con base en estudios técnicos de los sistemas de distribución y el nivel de pérdidas no técnicas en los porcentajes de la Regulación CONELEC 003/99, que considera el 2% como máximo.

2.4. ESQUEMA ORGANIZACIONAL DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP:

2.4.1. Estructura Organizacional.-

Para el cumplimiento de la Misión, la Visión y los Objetivos Estratégicos de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, cuenta con la estructura organizacional por procesos, a fin de definir, organizar y dividir el trabajo y se tomen las acciones, propendiendo siempre al uso eficiente de los recursos y a la excelencia y mejoramiento continuo del servicio a los clientes, que en definitiva son la razón de ser de la organización.

2.4.2. Procesos de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad NEL EP:

Los procesos que generan los productos y servicios de la Corporación, se definen y clasifican en función de su grado de contribución o valor agregado al cumplimiento de la misión empresarial, como son:



- a) Los procesos gobernantes, orientan la gestión empresarial a través de la formulación y la expedición de: políticas, normas, instrumentos de gestión y su direccionamiento para poner en funcionamiento los procesos.
- b) Los procesos agregadores de valor, son los que generan, administran y controlan los productos y servicios destinados, tanto a clientes internos y externos; y, permiten cumplir la misión empresarial.
- c) Los procesos habilitantes, están encaminados a generar productos y/o servicios para los procesos gobernantes, para los agregadores de valor y para sí mismos, viabilizando y facilitando la gestión empresarial de forma efectiva.
- d) Los puestos directivos, son: el Directorio, el Gerente General, los Gerentes Corporativos y los Administradores de Unidades de Negocio.

2.4.3. Estructura Organizacional Básica:

Estructura Organizacional.- La CNEL EP, define su estructura organizacional sustentada en su base legal y direccionamiento estratégico, procesos, buenas prácticas en el sector eléctrico, entre otros aspectos.

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.

Visión

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

Objetivos Estratégicos Corporativos:

Objetivo General



El objetivo general de la Empresa Eléctrica Pública CNEL EP, entidad de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, es:

- *La prestación del servicio de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro del área asignada a la CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A., empresa de la cual proviene mediante transformación.*
- *Comprar, vender, intercambiar y comercializar energía eléctrica con otras empresas del mercado regulado.*
- *Promocionar, invertir y crear empresas filiales, subsidiarias, consorcios, alianzas estratégicas y nuevos emprendimientos para la realización del objeto social.*
- *Asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras para ejecutar proyectos relacionados con su objeto social en general y participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo o investigaciones científicas o tecnológicas en el campo de la energía eléctrica.*
- *Las demás actividades que de conformidad con el ordenamiento jurídico del Ecuador le compete al sector estratégico de la energía eléctrica.*
- *En general y para el cumplimiento del objeto social, la CNEL EP podrá realizar toda clase de acuerdos, convenios, actos o contratos administrativos, civiles, financieros, mercantiles, comerciales, laborales, industriales, de propiedad intelectual o de servicios, debiendo sujetarse a las normas jurídicas específicas que regulen esos actos jurídicos y a las normas que rigen el giro del negocio de la empresa.*

Objetivos Específicos:

- 1) *Distribuir y comercializar el servicio de energía eléctrica mediante un sistema de distribución que esté alineado con la mejora de gestión, implementación de sistemas automatizados en el mediano y largo plazo, procesos estandarizados/ homologados y enmarcados en las políticas del buen vivir.*
- 2) *Estructurar los programas de inversión, operación, mantenimiento y reposición de la empresa, manejando los conceptos de eficiencia, menor costo y eficacia.*
- 3) *Ejecutar oportunamente los planes de inversión de la empresa para conseguir los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad.*
- 4) *Ampliar la cobertura del servicio público de energía eléctrica a nivel de la empresa.*

- 5) *Reducir los costos de operación del sistema eléctrico.*
- 6) *Reducir las pérdidas en el proceso de distribución y comercialización de la electricidad.*
- 7) *Fortalecer la gestión de los sistemas de distribución de energía eléctrica de la empresa, con el fin de alcanzar estándares de una empresa eficiente.*
- 8) *Armonizar el desarrollo y operación de la infraestructura del sector eléctrico con las expectativas de las comunidades.*
- 9) *Promover e impulsar el desarrollo sostenible de los sistemas eléctricos de la zona amazónica y fronteriza del área de concesión.*
- 10) *Reducir al mínimo los impactos negativos en el ambiente, mediante mitigación y/o remediación, con tecnologías limpias y sustentables.*
- 11) *Garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a través del desarrollo de los sistemas de distribución regionales, e impulsar los procesos de integración energética regional y nacional, con miras al uso eficiente de la energía eléctrica en su conjunto.*

2.4.4. Representaciones Gráficas Institucionales:

En el Gráfico 2.3 se presenta el esquema de la Cadena de Valor de la CNEL EP, sustentada en los procesos, la línea funcional del servicio eléctrico, así como el direccionamiento ambiental y social, cumple su misión sobre la base de los macro-procesos.

De igual forma en el Gráfico 2.4 se presenta el Mapa de Procesos de la Corporación, que consta de los procesos: Gobernantes, los Agregadores de Valor y los Habilitantes. En conjunto están direccionados a brindar el servicio eléctrico a la Sociedad Ecuatoriana.

Para cumplir con su misión y alcanzar los objetivos principales planteados por CNEL EP, se requiere una estructura organizacional por procesos, la que se presenta en el Gráfico 2.5 que permita sustentar la ejecución de las acciones y los proyectos en todas las instancias. En esta estructura está definida exactamente la función de la estructura corporativa, que determina: las políticas, la normativa, los lineamientos y la planificación general, en cambio a las Unidades de Negocio les corresponde la función de ejecución u operativa en lo que se refiere a la distribución y comercialización del servicio eléctrico. De igual forma se requiere contar con el recurso humano idóneo en toda la estructura, hecho que hasta el momento no se cuenta, ya que una parte del personal que se dispone no cumple con los perfiles adecuados y la experiencia para su desempeño en varias de las Unidades de Negocio.

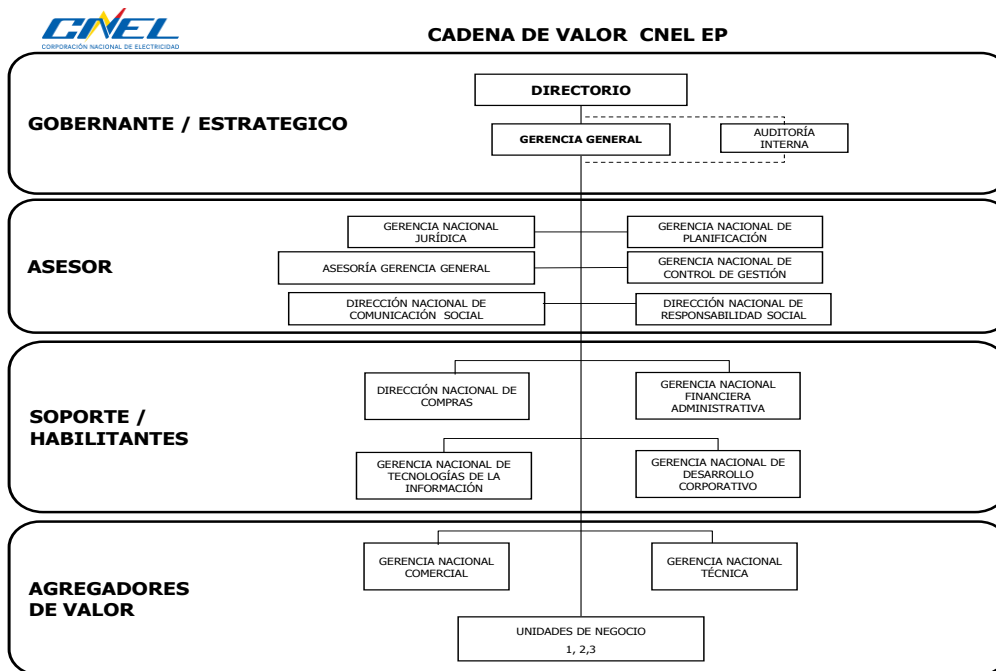


Gráfico 2.3. Esquema de la Cadena de Valor de CNEP EP



Gráfico 2.4. Esquema del Mapa de Procesos de CNEP EP

Un aspecto importante que se debe considerar para lograr que la estructura de las diez Unidades de Negocio de la Corporación, que se presenta en el Gráfico 2.6, es la homologación y estandarización de la estructura, los procesos y los procedimientos, de forma que se pueda ejecutar las acciones de igual manera en todas las Unidades y realizar el control

correspondiente. Para lo cual se requiere implementar un sistema de aseguramiento de la calidad que permita que todos los colaboradores en las diferentes áreas, conozcan lo que se debe y como se debe ejecutar los procedimientos así como el marco de referencia en el cual se realiza la gestión de la Corporación.

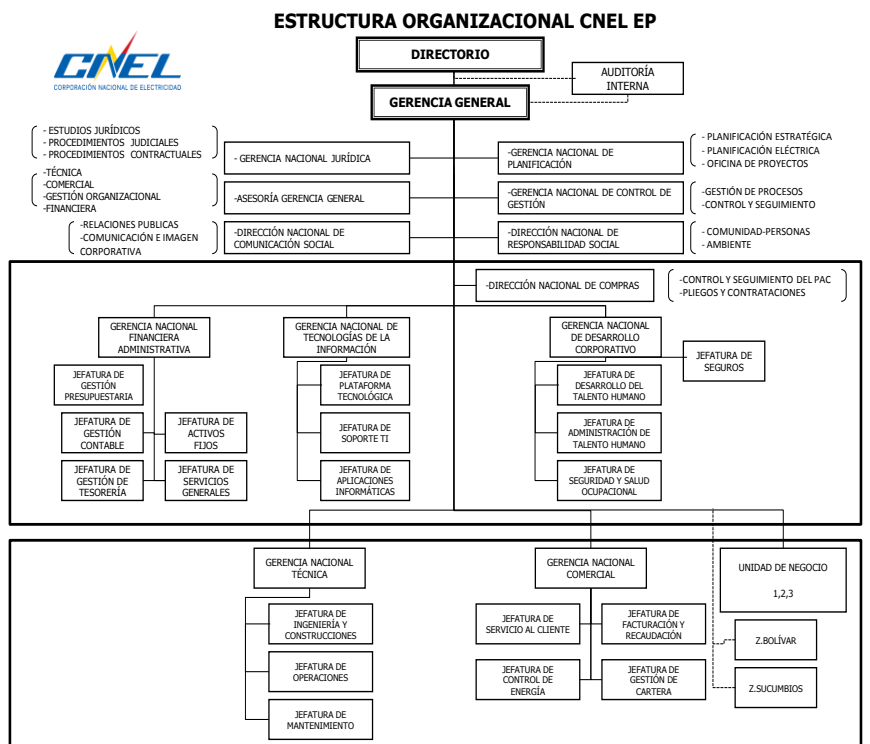


Gráfico 2.5. Estructura Organizacional de CNEL EP



Gráfico 2.6. Estructura Organizacional de las Unidades de Negocio



2.4.5. La Gestión por Procesos:

Considerando la definición de proceso como cualquier actividad o grupo de actividades que emplea insumos, les agrega valor y suministra un producto o servicio a un cliente interno o externo. En otras palabras, “por proceso queremos decir sencillamente una serie de actividades que, tomadas conjuntamente, producen un resultado valioso para el cliente”.

Prácticamente todas las teorías administrativas hacen referencia a cinco componentes principales de las organizaciones

- ✓ Las tareas que realiza la organización
- ✓ La estructura orgánica
- ✓ Las personas que trabajan en la organización
- ✓ El ambiente de trabajo
- ✓ La tecnología que utiliza

Se toman en cuenta estos elementos para mejorar la gestión de la Corporación y lograr los objetivos planteados como organización. A continuación se presenta una breve descripción de los principales procesos.

PROCESOS GOBERNANTES

Determinan la gestión empresarial, administrativa, económica, financiera, comercial, técnica y operativa, con base en el direccionamiento estratégico, la planificación integral estratégica, medición, evaluación y control de la gestión corporativa, a través de la formulación de políticas y regulaciones a nivel interno y externo, la definición de procesos, procedimientos, normas e instrumentos.

PROCESOS AGREGADORES DE VALOR

- GESTIÓN TÉCNICA
 - ✓ INGENIERIA Y CONSTRUCCIONES
 - ✓ OPERACIÓN
 - ✓ MANTENIMIENTO
- GESTIÓN COMERCIAL

- ✓ SERVICIO AL CLIENTE
- ✓ FACTURACIÓN
- ✓ CONTROL DE ENERGÍA
- ✓ RECAUDACIÓN Y GESTIÓN DE CARTERA

PROCESOS HABILITANTES**GESTIÓN DE ASESORIA**

- ✓ GESTIÓN DE ASESORÍA
- ✓ GESTIÓN JURÍDICA
- ✓ GESTIÓN DE RESPONSABILIDAD SOCIAL
- ✓ GESTIÓN DE COMUNICACIÓN SOCIAL
- ✓ GESTIÓN DE PLANIFICACIÓN
- ✓ GESTIÓN DE CONTROL

GESTIÓN DE APOYO

- ✓ GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA
- ✓ GESTIÓN DE DESARROLLO CORPORATIVO
- ✓ GESTIÓN DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

GESTIÓN DESCONCENTRADA

- ✓ GESTIÓN UNIDADES DE NEGOCIO

GESTIÓN TÉCNICA- COMERCIAL OPERATIVA

- ✓ GESTIÓN ZONAL

GESTIÓN TÉCNICA-COMERCIAL OPERATIVA

- ✓ GESTIÓN OFICINAS

GESTIÓN TÉCNICA COMERCIAL OPERATIVA**2.4.6. Estructura Orgánica Descriptiva:**

La estructura orgánica responsable de la gestión de los procesos es la siguiente:

PROCESOS GOBERNANTES		
PROCESO	UNIDAD(ES) ADMINISTRATIVA(S) RESPONSABLE(S) DEL PROCESO	NIVEL JERARQUICO SUPERIOR DE LA UNIDAD ADMINISTRATIVA



Emisión de Políticas, Directrices y Direccionamiento Estratégico	Directorio	Ministerios: MEER MICSE SENPLADES
Gestión empresarial: administrativa, económica, comercial, técnica, otros	Gerencia General	Directorio

PROCESOS AGREGADORES DE VALOR		
PROCESO	UNIDAD(ES) ADMINISTRATIVA(S) RESPONSABLE(S) DEL PROCESO	NIVEL JERARQUICO SUPERIOR DE LA UNIDAD ADMINISTRATIVA
Gestión Técnica	Gerencia Nacional Técnica	Gerencia General
Gestión Comercial	Gerencia Nacional Comercial	Gerencia General
Operatividad Técnica	Unidad de Negocio	Gerencia General
Operatividad Comercial	Unidad de Negocio	Gerencia General

PROCESOS DE ASESORÍA		
PROCESO	UNIDAD(ES) ADMINISTRATIVA(S) RESPONSABLE(S) DEL PROCESO	NIVEL JERARQUICO SUPERIOR DE LA UNIDAD ADMINISTRATIVA
Gestión de Asesoría	Asesoría de Gerencia	Gerencia General
Gestión Jurídica	Gerencia Nacional Jurídica	
Gestión de Comunicación	Dirección de Comunicación	
Gestión de Planificación	Gerencia Nacional de Planificación	Gerencia General
Gestión de Control	Gerencia Nacional de Control	Gerencia General
Gestión de Responsabilidad Social	Dirección de Responsabilidad Social	Gerencia General



PROCESOS HABILITANTES DE APOYO		
PROCESO	UNIDAD(ES) ADMINISTRATIVA(S) RESPONSABLE(S) DEL PROCESO	NIVEL JERARQUICO SUPERIOR DE LA UNIDAD ADMINISTRATIVA
Gestión Administrativa Financiera	Gerencia Nacional Administrativa Financiera	Gerencia General
Gestión de Desarrollo Corporativo	Gerencia Nacional de Desarrollo Corporativo	
Gestión de Tecnologías de la Información	Gerencia Nacional de Tecnologías de Información	
Gestión Administrativa Financiera	Unidad de Negocio	Gerencias Corporativas
Gestión Asesoría	Unidad de Negocio	Gerencias Corporativas



CAPÍTULO III: DIAGNÓSTICO DEL NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CNEL EP

Contenido

3.1. ENFOQUE	- 54
3.2. INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	- 57
3.2.1. Crecimiento de la Cantidad de Clientes	- 57
3.2.2. Energía Disponible	- 59
3.2.3. Energía Facturada	- 62
3.2.4. Pérdidas de Energía	- 65
3.2.5. Instalación de Nuevos Servicios	- 68
3.2.6. Calidad de la Facturación	- 70
3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	- 72
3.3.1. Según su Origen	- 72
3.3.2 Pérdidas no Técnicas	- 74
3.3.2.1 Causas que dan origen a las pérdidas no-técnicas	- 74
3.3.2.2. Clasificación de las pérdidas no-técnicas	- 75
3.4. CONSUMOS CONVENIDOS	- 77
3.5. CONEXIONES DIRECTAS SIN MEDIDOR	- 78
3.5.1. Novedades encontradas en el levantamiento de información de clientes	- 79
3.6. ENCUESTA A USUARIOS	- 80
3.7. COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES COMERCIALES	- 81
3.8. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y PROCESOS	- 84

CAPÍTULO III: DIAGNÓSTICO DEL NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CNEL EP

3.1. ENFOQUE:

Las pérdidas de energía en un sistema de distribución se presentan en sus elementos, tales como: líneas de alta, media y baja tensión, transformadores de potencia y distribución, acometidas, medidores y otros elementos, son las denominadas pérdidas técnicas, así también se producen las denominadas pérdidas no técnicas, debido a: conexiones en forma directa desde las redes de distribución sin el registro correspondiente, alteraciones de los sistemas de medición para modificar su registro correcto, errores en el proceso de lectura y facturación de los consumos de energía, demora en la instalación de nuevos servicios, no se cuenta con el registro de los datos de los clientes en los sistemas comerciales, entre otros, .

El tema de reducción de las pérdidas de energía en las empresas de distribución eléctrica, ha sido ampliamente discutido y se han planteado múltiples alternativas de solución, que dependen de factores: técnicos, económicos, sociales, políticos, jurídicos, entre otros. En este sentido se han obtenido muy buenos resultados en varias empresas distribuidoras al nivel nacional, llegando a niveles de pérdidas de energía totales menores del 7%, pero también se tienen Unidades de Negocio de la CNEL EP que tienen niveles de pérdidas de energía que superan el 20%.

En el Cuadro 3.1 y Gráfico 3.1 se presenta la evolución de los niveles de pérdidas de energía técnicas y no técnicas al nivel nacional.

Orden	Año	Energía Disponible	Pérdidas de energía ((MWh)			Nivel de pérdidas (%)		
			Técnicas	No Técnicas	Totales	Técnicas	No Técnicas	Totales
1	2004	12,305,571.38	1,282,432.17	1,548,879.85	2,831,312.02	10.42%	12.59%	23.01%
2	2005	13,057,022.99	1,321,500.80	1,650,216.53	2,971,717.33	10.12%	12.64%	22.76%
3	2006	13,791,475.18	1,292,723.40	1,776,184.63	3,068,908.03	9.37%	12.88%	22.25%
4	2007	14,427,723.29	1,335,652.69	1,754,178.74	3,089,831.43	9.26%	12.16%	21.42%
5	2008	15,259,584.91	1,421,206.33	1,571,869.81	2,993,076.14	9.31%	10.30%	19.61%
6	2009	15,978,702.39	1,499,097.36	1,266,167.72	2,765,265.08	9.38%	7.92%	17.31%
7	2010	16,824,039.47	1,499,786.88	1,247,639.33	2,747,426.21	8.91%	7.42%	16.33%
8	2011	17,882,881.48	1,560,946.82	1,073,132.71	2,634,079.52	8.73%	6.00%	14.73%
9	2012	18,720,949.85	1,599,118.81	946,937.69	2,546,056.50	8.54%	5.06%	13.60%
10	2013	19,537,747.61	1,632,567.70	832,693.15	2,465,260.85	8.36%	4.26%	12.62%

Cuadro 3.1. Evolución del nivel de pérdidas técnicas y no técnicas de energía al nivel nacional (Fuente SISDAT)

Se puede observar la disminución significativa de las pérdidas totales pasando de 23,01% en el año 2004 hasta 12,62% en el año 2013; esta disminución ha sido mayor en las pérdidas no técnicas, pasando de 12,59% en el año 2004 hasta 4,26% en el año 2013, mientras que las pérdidas técnicas disminuyeron en menor grado de 10,42% en el año 2004 hasta 8,36% en el año 2013.

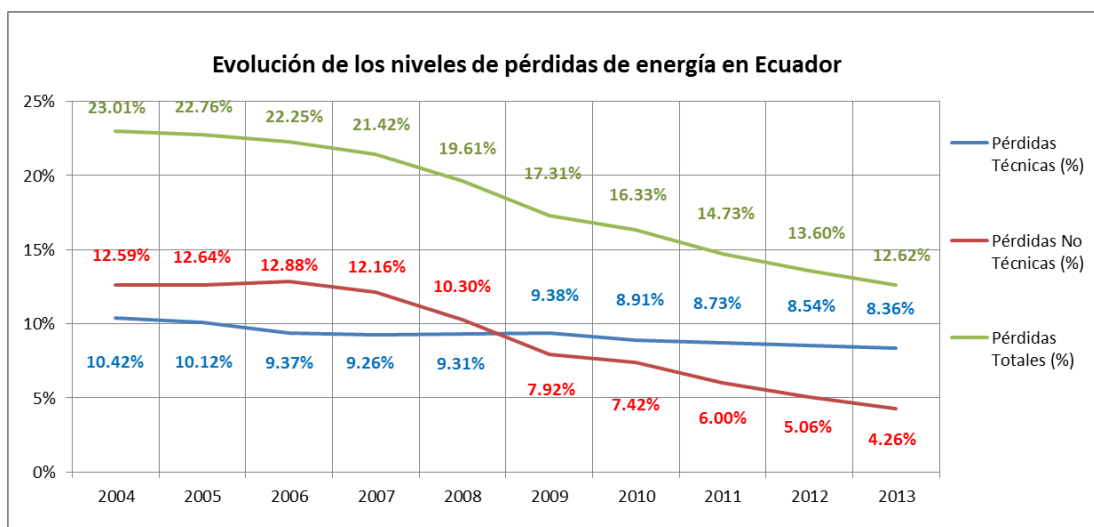


Gráfico 3.1. Evolución del nivel de pérdidas técnicas y no técnicas de energía al nivel nacional (Fuente SISDAT)

En este capítulo se presenta un diagnóstico de los principales aspectos e indicadores de gestión en el ámbito comercial, que muestran el comportamiento de los diferentes procesos que tienen relación directa con el control de las pérdidas de energía, que debe ser tratado como un tema integral, ya que todas las instancias de una empresa distribuidora tienen relación con este tema; es así que, el análisis de los datos está enfocado a establecer una relación de los procesos con la reducción de las pérdidas de energía ya que no solamente depende del proceso directo para su control.

En el cuadro 3.2 y el gráfico 3.2 se presenta la información de los niveles de pérdidas de energía de las Empresas Eléctricas y las Unidades de Negocio de CNEL EP a diciembre de 2013 (año móvil), como se puede observar, la mayoría de las Unidades de Negocio de CNEL EP presentan altos niveles de pérdidas de energía, mientras que las empresas eléctricas de la sierra presentan bajos niveles.

Empresa	% Pérdidas
CNEL-Los Ríos	26.21%
CNEL-Manabí	24.39%
CNEL-Esmeraldas	21.61%
CNEL-Sucumbíos	21.14%
CNEL-Milagro	18.32%
CNEL-Guayas Los Ríos	17.19%
CNEL-Sta. Elena	16.66%
CNEL-El Oro	15.83%
Eléctrica de Guayaquil	12.06%
E.E. Sur	11.19%
E.E. Norte	11.12%
CNEL-Sto. Domingo	10.47%
CNEL-Bolívar	10.42%
E.E. Riobamba	10.22%
E.E. Galápagos	7.24%
E.E. Centro Sur	6.71%
E.E. Ambato	6.15%
E.E. Quito	5.98%
E.E. Cotopaxi	5.79%
E.E. Azogues	4.85%
Total general	12.57%

Cuadro 3.2. Pérdidas de energía de las Distribuidoras al nivel nacional (diciembre 2013)

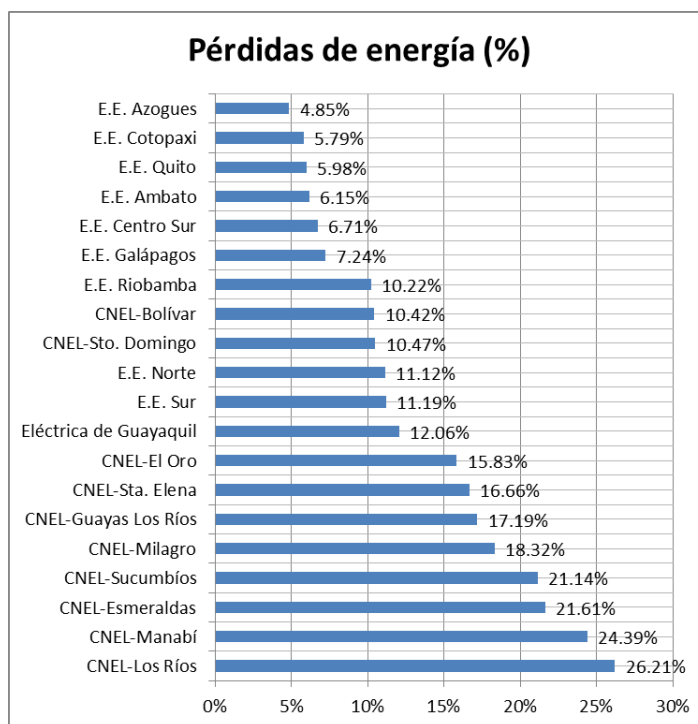


Gráfico 3.2. Pérdidas de energía de las Distribuidoras al nivel nacional (diciembre 2013)

Se presenta una clasificación de las causas para que se produzcan las pérdidas de energía en los sistemas de distribución eléctrica, tanto las técnicas como las no técnicas, así como una breve descripción de estas causas. Este estudio está enfocado directamente con las pérdidas no técnicas, pero se debe considerar que un plan de reducción de pérdidas debe ser integral y



las estrategias y las acciones que se ejecuten deben ser coordinadas bajo los mismos lineamientos que permitan alcanzar las metas, también se debe considerar que la participación activa de todas las instancias que conforman las empresas distribuidoras, para lo cual se deben ejecutar acciones de comunicación interna y externa con el objetivo de involucrar a la gran mayoría de los funcionarios y trabajadores bajo en concepto de que “todos los que conforman la empresa distribuidora tienen relación con la reducción de las pérdidas de energía.

3. 2. INFORMACIÓN ESTADÍSTICA:

Se presenta la información de los principales indicadores de gestión comercial que se han registrado en los últimos años.

3.2.1. Crecimiento de la Cantidad de Clientes:

El incremento de los usuarios que constan en los sistemas comerciales depende de los nuevos servicios que se realicen, es decir de los nuevos usuarios que solicitan el servicio a la Corporación y a quienes se les instala un sistema de medición y el registro correspondiente en los sistemas, así también depende de la instalación de sistemas de medición a usuarios que están conectados directamente a las redes de distribución sin un medidor de energía que registre dichos consumos y se pueda realizar la facturación de los mismos.

En el cuadro 3.3 y en el gráfico 3.3 se presenta la evolución de la cantidad de clientes de la Corporación desde el año 2008 hasta el año 2013, de igual forma se presenta la cantidad de clientes por el tipo o uso de la energía (Gráfico 3.4), es decir: residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público (la facturación del alumbrado público se realiza en algunos casos con base en registros en medidores de energía y en otros casos mediante cálculo, por esta razón constan como varios usuarios) y otros.

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total general	1,221,506	1,298,320	1,385,637	1,497,910	1,586,610	1,659,554
Alumbrado Público	192	201	219	209	154	283
Comercial	101,123	105,915	110,473	119,040	126,529	130,872
Industrial	5,237	5,246	5,487	5,656	5,498	5,573
Otros	18,040	19,031	19,778	21,255	23,194	24,573
Residencial	1,096,914	1,167,927	1,249,680	1,351,750	1,431,235	1,498,253

Cuadro 3.3. Cantidad de clientes de CNEL EP por año

Este incremento de clientes se da en mayor grado en el sector residencial, pasando de 1,09 en el año 2008 a 1,5 millones de clientes en el año 2013 y el sector comercial pasando de 101 a 130 mil clientes y en menor grado el sector industrial, pasando de 5.237 en el año 2008 a 5.573 clientes en el año 2013.

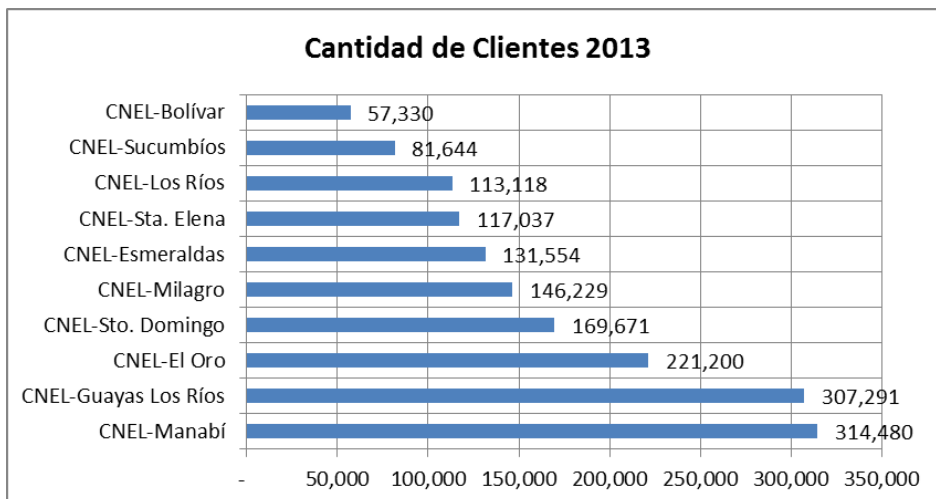


Gráfico 3.3. Cantidad de clientes por Unidad de Negocio a diciembre de 2013



Gráfico 3.4. Clientes por el uso de la energía a diciembre de 2013

En el cuadro 3.4 se presenta en porcentaje los tipos de clientes en el año 2008 y en el año 2013, se puede observar el que la proporción de los clientes residenciales prácticamente se mantiene, mientras que los clientes comerciales y residenciales disminuyen en relación al total de clientes.

AÑO	2008	2013
Total general	100.00%	100.00%
Alumbrado Público	0.02%	0.02%
Comercial	8.28%	7.89%
Industrial	0.43%	0.34%
Otros	1.48%	1.48%
Residencial	89.80%	90.28%

Cuadro 3.4. Porcentaje de clientes por tipos o uso de la energía de CNEL EP

En el Gráfico 3.5 se presenta el incremento de la cantidad de clientes registrados en los sistemas comerciales de la Corporación, en el período desde el año 2008 hasta el año 2013 se tiene un promedio de crecimiento del 6,33%. También se puede observar que en los años 2012 y 2013 se incrementan con menores porcentajes, debido a que se realizó una depuración de los registros de los clientes en las bases de datos (Catastros de clientes), considerando los proyectos de depuración de los catastros y levantamiento de información de los clientes que se ha realizado y se continúa realizando en las diferentes Unidades de Negocio de la Corporación.

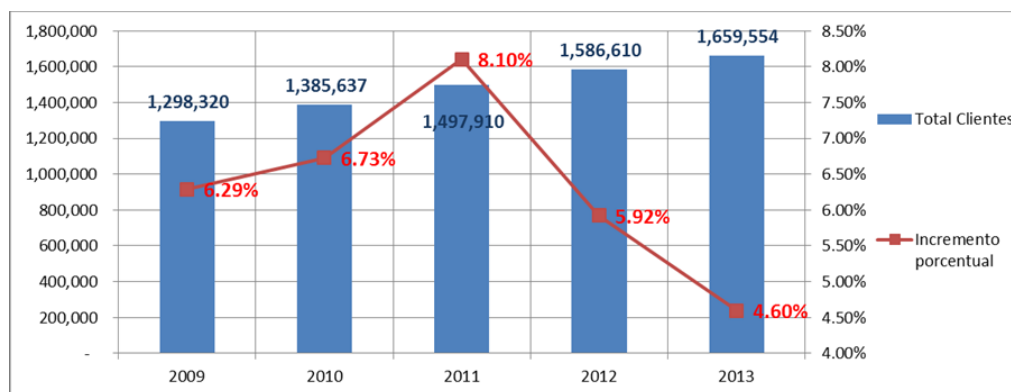


Gráfico 3.5. Incremento de la cantidad de clientes período 2008 a 2013

3.2.2. Energía Disponible:

La energía disponible es la que la empresa distribuidora cuenta para la entrega a sus clientes, considerando un equivalente eléctrico, la energía entregada en las barras de la transmisión, se

considera la entregada desde el Sistema Nacional Interconectado y los aportes de la generación inmersa en los sistemas de las empresas distribuidoras.

En el caso de la Corporación se considera la energía recibida por cada Unidad de Negocio, como se puede observar en el cuadro 3.5 y gráfico 3.6.

AÑOS	Bolívar	El Oro	Esmeraldas	Guayas-Los Ríos	Los Ríos	Manabí	Milagro	Santa Elena	Santo Domingo	Sucumbíos	CNEL EP
2006	53,289.46	532,513.58	359,826.58	955,195.46	261,823.97	1,019,440.89	476,405.47	345,563.47	318,996.01	135,410.24	4,458,465.13
2007	56,224.88	563,436.14	372,651.97	1,037,922.35	272,712.01	1,097,987.01	508,646.24	362,149.40	347,828.40	148,312.02	4,767,870.42
2008	58,600.96	594,196.15	396,790.41	1,149,032.79	288,626.50	1,175,568.58	516,076.76	380,203.42	377,230.45	158,684.42	5,095,010.44
2009	61,604.69	628,283.68	412,302.35	1,311,313.90	300,964.34	1,239,245.37	548,833.06	387,428.42	394,161.04	173,783.54	5,457,920.39
2010	64,519.66	672,987.21	430,457.23	1,396,128.69	321,528.27	1,283,803.01	578,432.48	404,946.38	411,600.01	193,362.01	5,757,764.95
2011	67,809.67	749,121.40	451,158.31	1,518,522.67	343,436.18	1,392,435.97	600,613.11	449,247.92	437,103.78	211,554.47	6,221,003.48
2012	70,861.62	824,922.05	504,876.55	1,590,193.23	350,002.60	1,455,109.07	608,265.84	484,138.70	465,883.11	241,614.57	6,595,867.34
2013	75,776.15	874,533.39	491,926.79	1,708,560.40	368,701.75	1,497,576.99	635,934.08	517,745.15	494,972.71	276,793.48	6,942,520.89

Cuadro 3.5. Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP

Las Unidades de Negocio Guayas-Los Ríos, Manabí y El Oro presentan el mayor crecimiento en la energía disponible en el período, lo que tiene relación con el desarrollo que se ha dado en los cantones: Samborondón, y Durán, Manta y Machala respectivamente, y en otros sectores de las Unidades mencionadas.

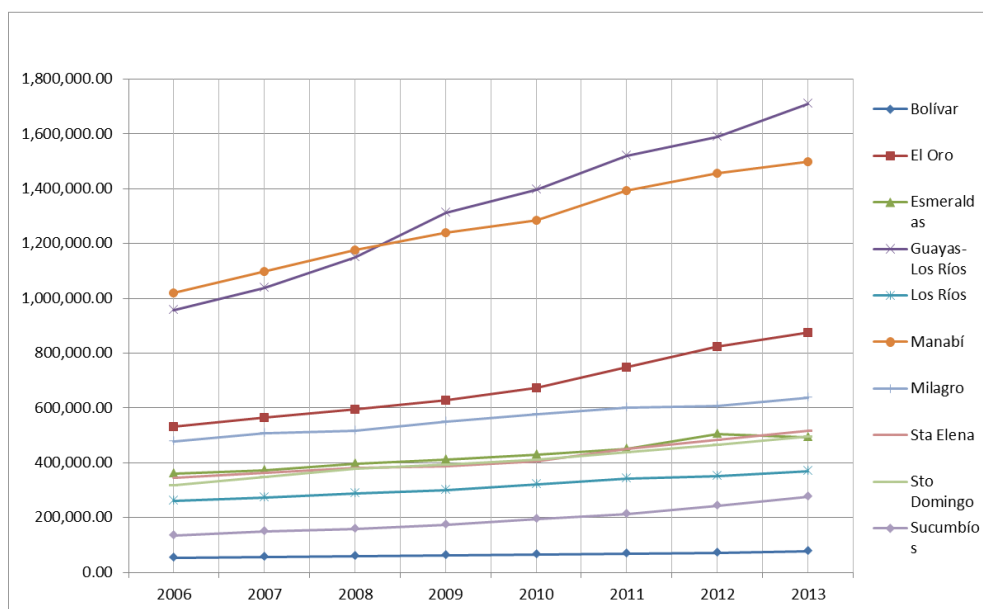


Gráfico 3.6. Energía disponible por Unidad de Negocio período 2006 a 2013

Como se puede observar en el gráfico 3.7, la energía disponible en el período 2006 – 2013 se ha incrementado en el 6,53% promedio anual.

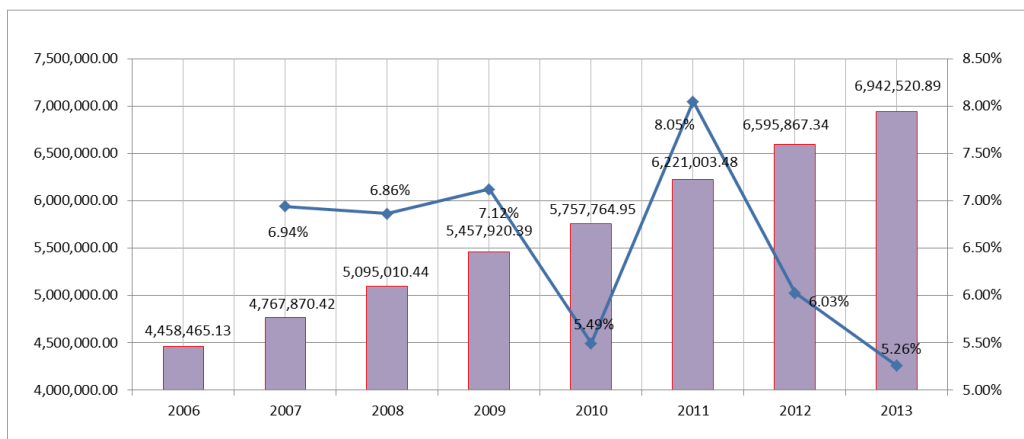


Gráfico 3.7. Energía disponible y porcentaje de incremento anual período 2008 a 2013

En el cuadro 3.6 y gráfico 3.8 se presenta los datos de la energía disponible para la Corporación en forma mensual y en el período desde el año 2009 hasta el año 2013. Se puede observar un comportamiento periódico anual, incrementándose en los meses de: marzo, abril, mayo y diciembre de cada año, debido principalmente al incremento en el uso de aire acondicionado, debido al incremento de la temperatura ambiente en esos meses, proceso de productos de cosechas en ciertas provincias y el incremento de iluminación en el período de navidad.

ENERGÍA DISPONIBLE POR UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (MWh)

AÑOS	2009	2010	2011	2012	2013
Ene	453,940.68	474,092.39	519,099.12	537,121.25	582,047.70
Feb	411,575.46	441,202.38	477,958.56	497,858.97	532,984.66
Mar	468,943.07	507,919.43	551,315.85	556,516.32	602,331.30
Abr	467,152.60	496,088.60	527,907.45	557,403.88	596,919.77
May	480,213.28	506,016.39	544,781.88	584,524.27	591,518.11
Jun	452,590.73	466,526.67	512,899.71	556,731.76	546,895.91
Jul	462,976.05	471,449.12	511,460.49	546,491.87	552,581.20
Ago	463,380.71	472,340.05	509,753.85	538,668.33	571,332.02
Sep	456988.95	464229.95	502073.62	524106.49	565947.56
Oct	469473.4	488310.14	509150.6	554159.91	594498.16
Nov	413889.78	467672.09	504664.38	556606.05	581751.17
Dic	456795.68	501917.74	549937.97	585678.24	623713.33
CNEL EP	5,457,920.39	5,757,764.95	6,221,003.48	6,595,867.34	6,942,520.89
Incremento (%)	7.12%	5.49%	8.05%	6.03%	5.26%

Cuadro 3.6. Energía disponible mensual período 2009 - 2013 CNEL EP

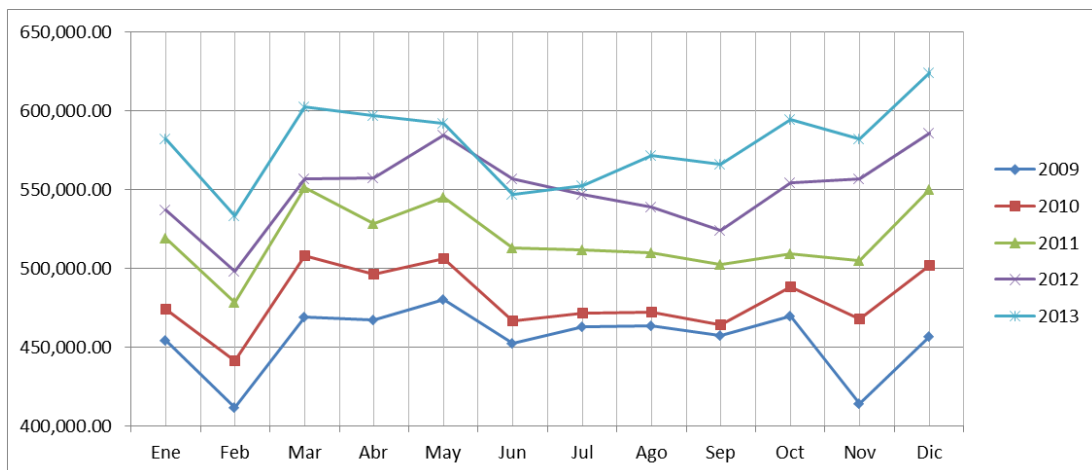


Gráfico 3.8. Energía disponible mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

3.2.3. Energía Facturada:

La energía facturada es la entregada a los clientes en forma mensual con base en los registros que se realizan en los sistemas de medición instalados o determinada en función de una estimación del consumo, denominados luz fija o consumo convenido (estos casos se tienen en varias Unidades de Negocio y se van reduciendo con el proyecto para la instalación de medidores para su regularización, descrito en este trabajo), este último se debe a que anteriormente no se disponía de medidores para las instalaciones a los nuevos usuarios y se determinaba el consumo con valores estimados. Uno de los objetivos para mejorar la gestión comercial es incrementar la facturación, para lo cual se requiere el mejoramiento del ciclo de lectura y facturación de la energía, la instalación de medidores y otras acciones que se describirán en detalle en este trabajo.

En el cuadro 3.7 y el gráfico 3.9 se presenta la información de la facturación por cada Unidad de Negocio de CNEL EP, en el período desde el año 2006 hasta el año 2013.

AÑOS	Bólvivar	El Oro	Esmeraldas	Guayas-Los Ríos	Los Ríos	Manbí	Milagro	Santa Elena	Santo Domingo	Sucumbios	CNEL EP
2006	42,818.78	377,839.99	244,061.74	621,651.84	184,842.27	599,565.92	316,080.46	263,575.97	263,315.37	87,920.66	3,001,673.00
2007	44,508.08	416,112.90	253,022.63	661,378.14	182,390.22	645,231.09	342,688.72	285,290.59	287,442.88	88,538.16	3,206,603.41
2008	47,107.66	458,064.45	281,194.00	772,413.25	212,712.90	697,571.62	362,497.20	305,693.16	317,507.22	103,877.87	3,558,639.33
2009	51,311.21	499,525.13	301,180.87	976,614.43	217,985.28	777,752.04	399,946.87	317,549.43	342,871.69	126,672.81	4,011,409.76
2010	53,768.56	544,752.85	309,915.01	1,077,621.64	223,579.58	837,289.88	434,978.09	340,628.95	365,309.11	149,310.79	4,337,154.46
2011	59,239.20	612,146.97	336,169.44	1,187,847.62	236,269.08	984,811.26	462,796.75	372,967.67	390,688.04	164,375.87	4,807,311.90
2012	63,575.30	684,995.58	388,432.68	1,271,434.69	256,304.54	1,079,296.39	483,839.25	400,771.89	417,915.38	189,528.17	5,236,093.87
2013	67,797.16	735,369.14	384,713.60	1,414,428.03	268,935.27	1,131,413.25	518,327.68	431,354.66	443,135.68	217,717.66	5,613,192.13

Cuadro 3.7. Energía facturada por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

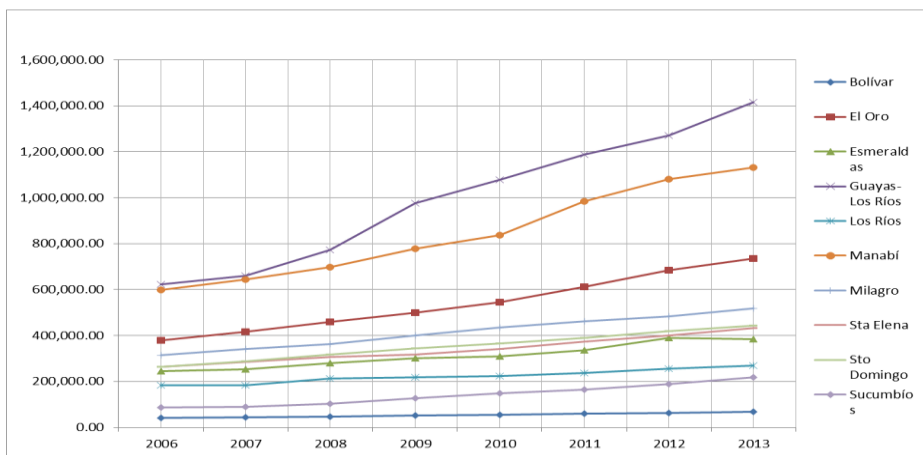


Gráfico 3.9. Energía facturada período 2006 – 2013 CNEL EP

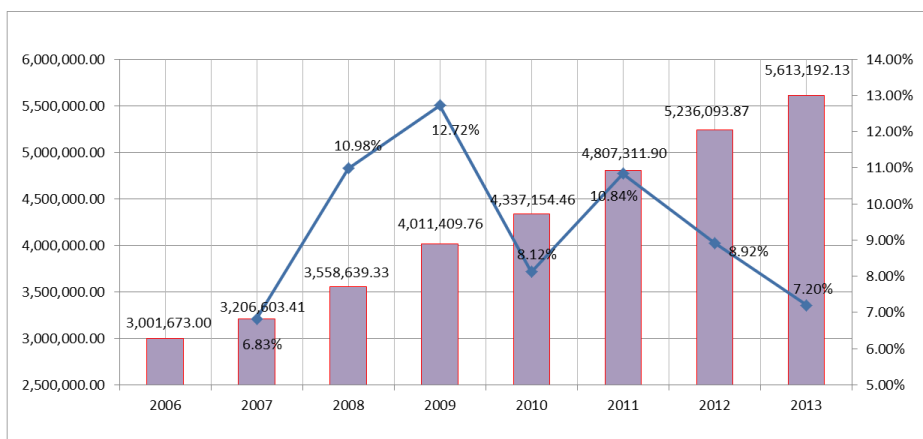


Gráfico 3.10. Energía facturada y porcentaje de incremento período 2006 – 2013 CNEL EP

El porcentaje de incremento promedio anual en el período 2006 – 2013 es de 9,37%, lo que denota el incremento promedio de la facturación en relación con el incremento promedio de la energía disponible, es decir que se ha producido mayor incremento en la facturación que en la energía disponible, por efecto de la disminución de las pérdidas de energía, gráfico 3.10.

ENERGÍA FACTURADA POR UNIDAD DE NEGOCIO DE CNEL EP (MWh)

AÑOS	2009	2010	2011	2012	20013
Ene	333,086.76	343,838.83	393,556.03	417,279.55	465,402.39
Feb	317,802.56	346,832.33	388,023.77	410,102.07	448,736.38
Mar	329,418.32	358,411.17	404,201.11	422,317.10	462,695.23
Abr	323,136.41	364,843.19	416,984.06	449,306.55	479,479.32
May	339,676.26	372,731.26	405,664.18	452,292.00	471,982.38
Jun	334,180.89	362,602.74	399,113.80	444,816.29	459,688.54
Jul	336,377.49	353,489.24	395,966.37	437,424.60	446,699.89
Ago	343,609.64	360,543.24	395,694.06	435,034.16	458,521.53
Sep	350,035.20	359,466.38	396,022.13	426,171.84	466,034.11
Oct	349,075.71	365,067.28	392,703.43	436,881.72	477,061.40
Nov	331,560.00	366,572.90	400,827.86	445,571.11	481,021.21
Dic	323,450.52	382,755.90	418,555.10	458,896.88	495,869.75
CNEL EP	4,011,409.76	4,337,154.46	4,807,311.90	5,236,093.87	5,613,192.13
Incremento (%)	12.72%	8.12%	10.84%	8.92%	7.20%

Cuadro 3.8. Energía facturada mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

En el cuadro 3.8 y en el gráfico 3.11 se presenta la información de la energía facturada en forma mensual y el período desde el 2009 hasta el 2013, se puede observar que en los últimos años el consumo tiene un comportamiento periódico, con mayor demanda en los meses de marzo, abril, mayo y diciembre, tal como se describió en el punto 2.3 para la energía disponible. Así también se debe considerar el período de racionamiento en los años 2009 y 2010.

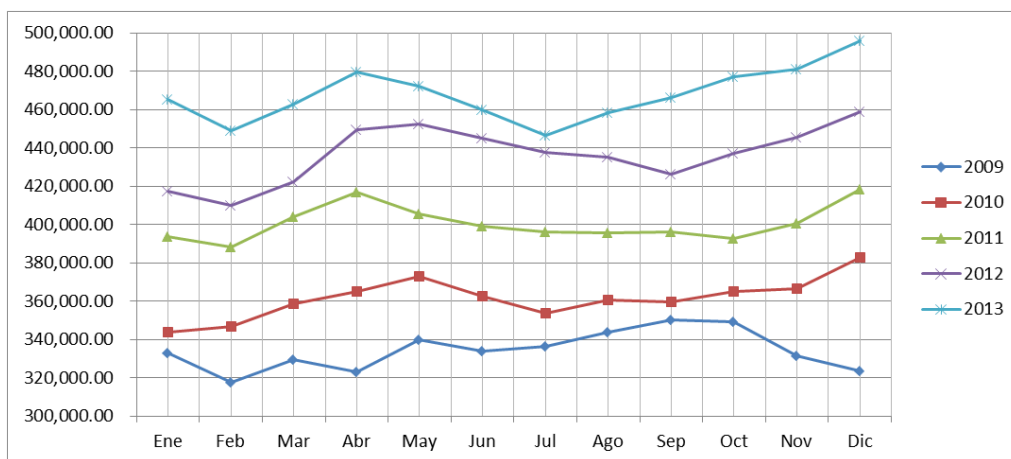


Gráfico 3.11. Energía facturada mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

De igual forma en el gráfico 3.12 se presenta la facturación mensual por cada Unidad de Negocio para el año 2013, se puede observar con más detalle el requerimiento del mercado del servicio eléctrico.

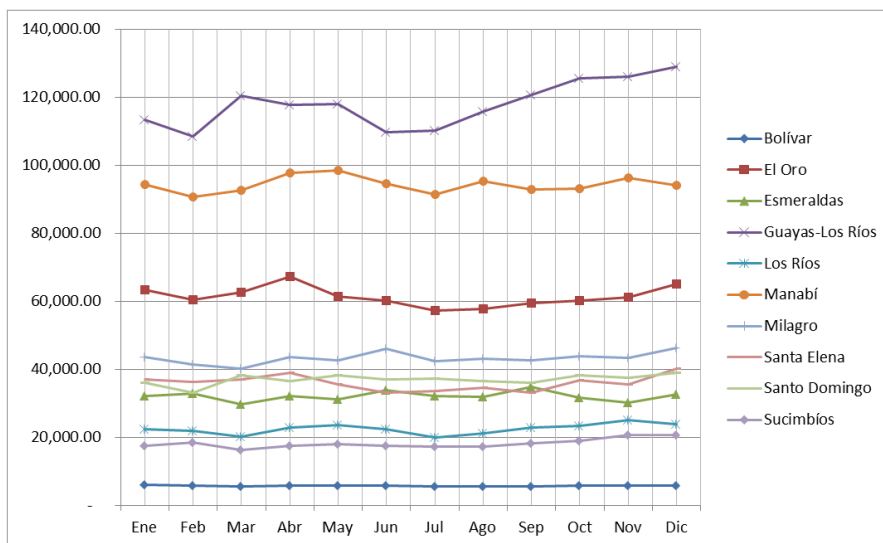


Gráfico 3.12. Energía facturada mensual por Unidad de Negocio año 2013 CNEL EP

3.2.4. Pérdidas de Energía:

Las pérdidas de energía totales se determinan en función de la diferencia entre la energía disponible y la energía facturada, las pérdidas totales incluyen las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. Para determinar las pérdidas no técnicas, se requiere primeramente realizar un estudio técnico del sistema de distribución, con base en modelos matemáticos y sistemas informáticos, para determinar las pérdidas técnicas, luego por diferencia con las pérdidas totales se determinan las pérdidas no técnicas.

En el cuadro 3.9 y gráfico 3.13 se presenta la información de la evolución de las pérdidas de energía por cada Unidad de Negocio, en el período desde al año 2006 hasta el año 2013. Se puede observar una disminución de las pérdidas con mayor énfasis en los últimos años, debido a las acciones y proyectos que se han implementado para lograr dicha reducción en la mayoría de las Unidades de Negocio.

En el gráfico 3.14 se puede observar la energía total perdida y el porcentaje que representa en relación a la energía disponible. El porcentaje va desde el 32,67% en el año 2006 hasta 19,15% en el año 2013, produciéndose una disminución de 13,52% en el período.

AÑOS	Bólvivar	El Oro	Esmeraldas	Guayas-Los Ríos	Los Ríos	Manabí	Milagro	Santa Elena	Santo Domingo	Sucumbios	CNEL EP
2006	10,470.68	154,673.59	115,764.84	333,543.62	76,981.70	419,874.97	160,325.01	81,987.50	55,680.64	47,489.58	1,456,792.13
2007	11,716.80	147,323.24	119,629.34	376,544.21	90,321.79	452,755.92	165,957.52	76,858.81	60,385.52	59,773.86	1,561,267.01
2008	11,493.30	136,131.70	115,596.41	376,619.54	75,913.60	477,996.96	153,579.56	74,510.26	59,723.23	54,806.55	1,536,371.11
2009	10,293.48	128,758.55	111,121.48	334,699.47	82,979.06	461,493.33	148,886.19	69,878.99	51,289.35	47,110.73	1,446,510.63
2010	10,751.10	128,234.36	120,542.22	318,507.05	97,948.69	446,513.13	143,454.39	64,317.43	46,290.90	44,051.22	1,420,610.49
2011	8,570.47	136,974.43	114,988.87	330,675.05	107,167.10	407,624.71	137,816.36	76,280.25	46,415.74	47,178.60	1,413,691.58
2012	7,286.32	139,926.47	116,443.87	318,758.54	93,698.06	375,812.68	124,426.59	83,366.81	47,967.73	52,086.40	1,359,773.47
2013	7,978.99	139,164.25	107,213.19	294,132.37	99,766.48	366,163.74	117,606.40	86,390.49	51,837.03	59,075.82	1,329,328.76

Cuadro 3.9. Energía perdida por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

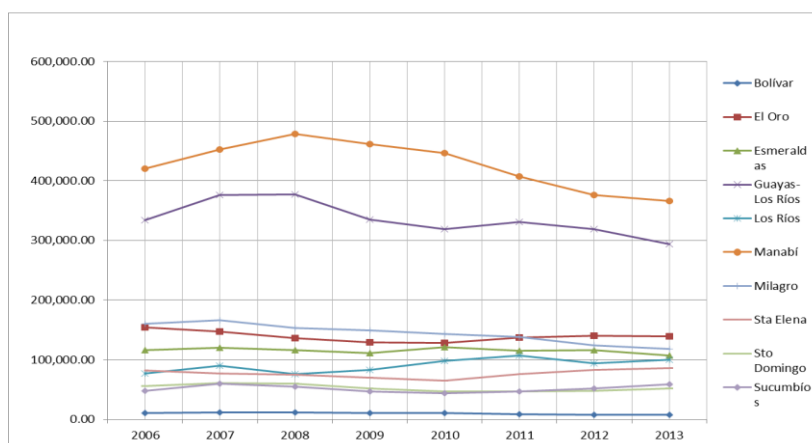


Gráfico 3.13. Energía perdida anual por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

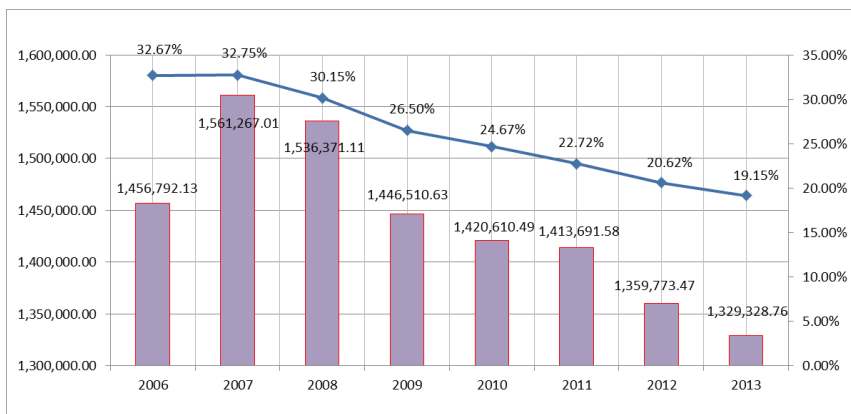


Gráfico 3.14. Disminución de las pérdidas de energía en CNEL EP período 2006 – 2013

En el cuadro 3.10 y en el gráfico 3.15 se presenta las pérdidas de energía totales en forma mensual y en el período desde el año 2009 hasta el año 2013, se observa un comportamiento similar en forma anual es decir que las mayores pérdidas se presentan en los meses de: marzo, abril, mayo y diciembre, que coincide con los meses de mayor consumo y así también, de acuerdo a la información obtenida, son los meses en los cuales se producen la mayor cantidad de tomas directas desde la red de distribución y otras formas de alteración para evitar el registro correcto de los sistemas de medición.

ENERGÍA PERDIDA DE CNEL EP (MWh)

AÑOS	2009	2010	2011	2012	2013
Ene	120,853.92	130,253.56	125,543.09	119,841.70	116,645.31
Feb	93,772.90	94,370.05	89,934.79	87,756.90	84,248.28
Mar	139,524.75	149,508.26	147,114.74	134,199.22	139,636.07
Abr	144,016.19	131,245.41	110,923.39	108,097.33	117,440.45
May	140,537.02	133,285.13	139,117.70	132,232.27	119,535.73
Jun	118,409.84	103,923.93	113,785.91	111,915.47	87,207.37
Jul	126,598.56	117,959.88	115,494.12	109,067.27	105,881.31
Ago	119,771.07	111,796.81	114,059.79	103,634.17	112,810.49
Sep	106,953.75	104,763.57	106,051.49	97,934.65	99,913.45
Oct	120,397.69	123,242.86	116,447.17	117,278.19	117,436.76
Nov	82,329.78	101,099.19	103,836.52	111,034.94	100,729.96
Dic	133,345.16	119,161.84	131,382.87	126,781.36	127,843.58
CNEL EP	1,446,510.63	1,420,610.49	1,413,691.58	1,359,773.47	1,329,328.76
(%)	26.50%	24.67%	22.72%	20.62%	19.15%

Cuadro 3.10. Energía perdida mensual período 2009 – 2013 CNEL EP

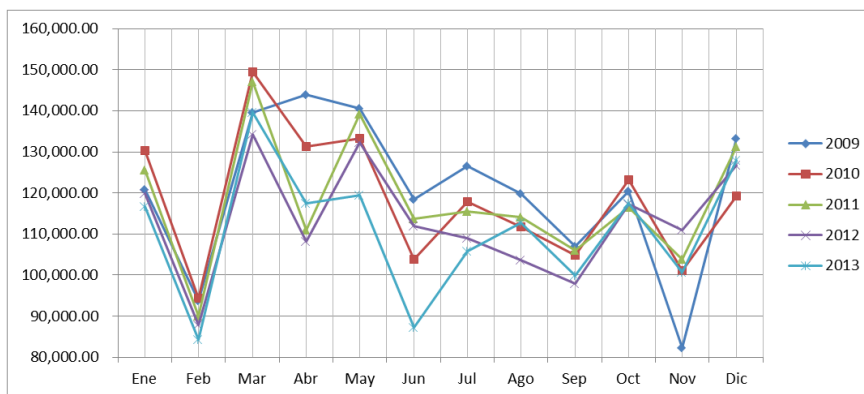


Gráfico 3.15. Energía perdida mensual CNEL EP período 2009 – 2013

En el cuadro 3.11 y en el gráfico 3.16 se presenta el balance de energía del sistema de la Corporación en el período desde el año 2006 hasta el año 2013. Se muestra la energía disponible, la energía facturada y las pérdidas de energía, así también el porcentaje de pérdidas de energía totales. Se observa un incremento de la facturación debido al incremento de la demanda por el crecimiento del uso de la energía y también por la disminución de las pérdidas de energía.

AÑOS	DISPONIBLE	FACTURADA	PERDIDA	POERCENTAJE
2006	4,458,465.13	3,001,673.00	1,456,792.13	32.67%
2007	4,767,870.42	3,206,603.41	1,561,267.01	32.75%
2008	5,095,010.44	3,558,639.33	1,536,371.11	30.15%
2009	5,457,920.39	4,011,409.76	1,446,510.63	26.50%
2010	5,757,764.95	4,337,154.46	1,420,610.49	24.67%
2011	6,221,003.48	4,807,311.90	1,413,691.58	22.72%
2012	6,595,867.34	5,236,093.87	1,359,773.47	20.62%
2013	6,942,520.89	5,613,192.13	1,329,328.76	19.15%

Cuadro 3.11. Balance de energía anual período 2006 – 2013 CNEL EP

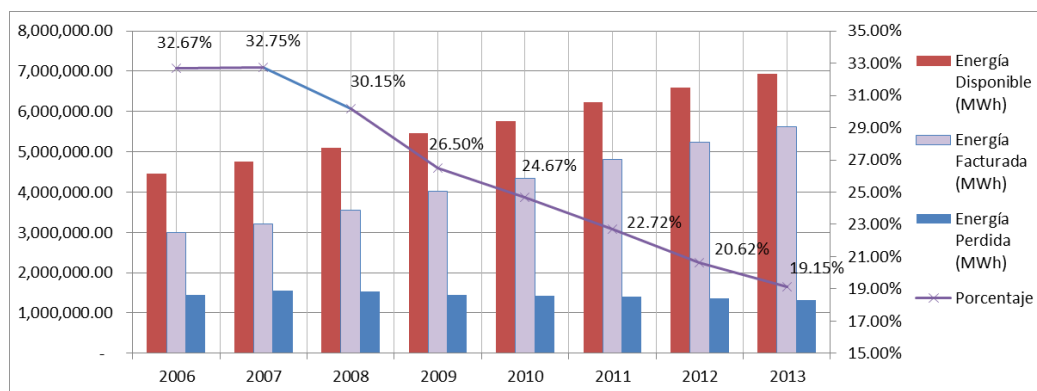


Gráfico 3.16. Balance de energía anual período 2006 – 2013 CNEL EP

Con el objetivo de valorar los costos de las pérdidas de energía no técnicas, se determinó los precios de venta de la energía al nivel de consumidor final, cuadro 3.12 (año 2013) para cada Unidad de Negocio de CNEL EP y para el período desde el año 2006 hasta el año 2013, con esos precios se calcula los costos que han representado para la Corporación las pérdidas no técnicas. En el cuadro 3.13 y gráfico 3.17 se puede observar los costos de las pérdidas no técnicas que en el período indicado, que alcanzan el valor acumulado de 479 millones de dólares, representan pérdidas económicas por 59 millones de dólares promedio anuales; también se observa la disminución de los costos por la reducción de las pérdidas de energía no técnicas, pero siguen siendo muy altas para el proceso de distribución y comercialización de la energía eléctrica.

PRECIOS DE ENERGÍA FACTURADA 2013	
UNIDAD DE NEGOCIO	PRECIO (\$/kWh)
BOLIVAR	0.09113
EL ORO	0.08646
ESMERALDAS	0.08780
GUAYAS LOS RIOS	0.09172
LOS RIOS	0.08124
MANABI	0.07888
MILAGRO	0.08185
SANTA ELENA	0.08963
SANTO DOMINGO	0.09091
SUCUMBIOS	0.09113
Promedio CNEL EP	0.08651

Cuadro 3.12. Precios de venta de energía por Unidad de Negocio período año 2013 CNEL EP

COSTOS DE LAS PERDIDAS DE ENERGÍA NO TÉCNICAS CNEL EP								
UNIDAD DE NEGOCIO / AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
BOLIVAR	636,478.30	667,404.96	607,265.61	474,811.43	470,935.99	277,681.67	111,430.29	146,030.53
EL ORO	7,621,892.13	7,258,845.92	6,391,096.17	5,373,005.25	5,185,590.93	5,434,102.38	5,271,823.05	4,997,937.48
ESMERALDAS	5,501,507.24	5,742,085.89	5,276,332.06	4,609,944.80	5,338,133.58	4,913,404.31	4,781,370.40	4,507,896.66
GUAYAS LOS RÍOS	14,054,397.17	15,507,517.14	15,432,785.74	13,571,904.92	13,107,176.02	13,685,941.78	13,810,698.84	11,955,718.94
LOS RÍOS	3,750,653.49	4,341,827.25	3,065,634.33	3,372,010.37	4,519,080.87	4,960,289.52	4,207,274.27	4,122,642.33
MANABÍ	19,693,974.05	20,934,777.28	21,599,765.52	18,651,705.61	17,526,871.22	16,664,762.03	15,601,565.34	14,585,666.02
MILAGRO	5,468,588.43	5,603,237.51	5,288,201.82	5,283,962.66	5,604,419.54	5,549,538.00	4,810,253.84	4,326,961.90
SANTA ELENA	3,638,615.66	3,514,733.03	3,181,251.36	2,722,148.10	2,267,424.51	2,893,281.51	3,023,817.69	3,351,996.36
SANTO DOMINGO	2,304,614.65	2,445,441.65	2,241,272.28	1,369,148.48	1,023,334.72	805,010.88	763,035.98	992,241.83
SUCUMBIOS	2,902,643.66	3,298,440.65	2,826,310.35	2,109,554.57	1,979,866.18	2,232,177.93	2,233,051.01	2,580,985.25
TOTAL CNEL EP	65,573,364.78	69,314,311.28	65,909,915.23	57,538,196.19	57,022,833.54	57,416,190.01	54,614,320.70	51,568,077.31
TOTAL CNEL EP ACUMULADO	65,573,364.78	134,887,676.06	200,797,591.30	258,335,787.48	315,358,621.03	372,774,811.04	427,389,131.74	478,957,209.05

Cuadro 3.13. Costos de las pérdidas de energía no técnicas por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

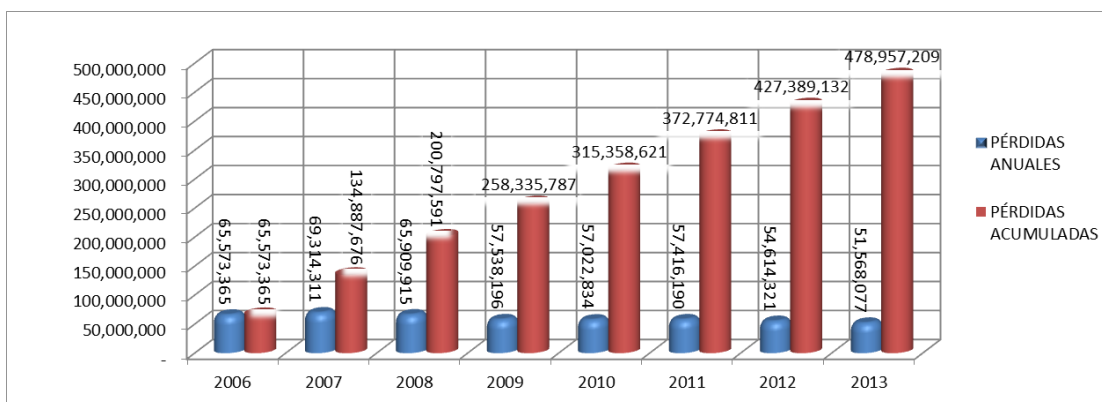


Gráfico 3.17. Costos de las pérdidas de energía no técnicas por Unidad de Negocio período 2006 – 2013 CNEL EP

3.2.5. Instalación de Nuevos Servicios:

Un indicador que debe analizarse al momento de evaluar el proceso para la reducción de las pérdidas de energía, es el tiempo en el cual se realiza la instalación de los nuevos servicios. Si no se instalan o se tienen demoras en la atención de instalaciones de los nuevos servicios, se convierten en conexiones directas desde las redes de distribución, se ha detectado casos de tiempos de instalación que superan los 30 días y hasta varios meses en algunas Unidades de Negocio.



En la Regulación CONELEC 004/01 se establecen los tiempos límite para la instalación de nuevos servicios, para el indicador individual determina:

Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor

Se consideran los tiempos máximos en que el Distribuidor debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada Consumidor, a partir de la fecha de pago del depósito en garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y el equipo de medición. Los referidos plazos serán los siguientes:

a) Sin modificación de red:

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta y/o Zonas Urbanas	8 días	4 días
Densidad Demográfica Media	10 días	5 días
Densidad Demográfica Baja y/o Zonas Rurales	15 días	7 días

b) Con modificación de red dentro de la franja de servicio de 200 m:

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta y/o Zonas Urbanas	15 días	10 días
Densidad Demográfica Media	17 días	12 días
Densidad Demográfica Baja y/o Zonas Rurales	20 días	15 días

c) Instalaciones a Medio Voltaje, con instalación a cargo del consumidor:

Subetapa 1: 10 días

Subetapa 2: 5 días

d) Instalaciones a Medio Voltaje, con instalación a cargo del distribuidor: Plazo a convenir entre las partes con los siguientes máximos.

Subetapa 1: 20 días

Subetapa 2: 15 días

Para los indicadores globales se establece:

Conexiones de Servicio

Se considera los porcentajes mínimos de conexiones de servicio que deben realizarse dentro de los plazos máximos establecidos como índices individuales para cada consumidor, para aquellos consumidores que no requieran de ampliación o modificación de la red de distribución. Aunque no se ha realizado un seguimiento a la aplicación de esta normativa, se considera que actualmente se estaría en la Subetapa 2, por lo que los valores a cumplir corresponderían a esa subetapa.

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta	95 %	98 %
Densidad Demográfica Media y Baja	95 %	98 %

En el cuadro 3.14 se presentan los porcentajes de cumplimiento de los tiempos límite para la instalación de nuevos servicios; como se puede observar, la información de algunas Unidades de Negocio de CNEL EP no es coherente como de la Unidad de Negocio Los Ríos, otras que tienen bajos porcentajes de cumplimiento y solamente la Unidad de Negocio Manabí tiene mayores porcentajes de cumplimiento, pero en definitiva el proceso de atención e instalación de nuevos servicios no se ejecuta razonablemente y no cumple con los estándares establecidos, por lo que es uno de los aspectos que se debe mejorar para alcanzar los objetivos de disminución de las pérdidas de energía no técnicas.

CUMPLIMIENTO DEL TIEMPO LÍMITE PARA LA INSTALACIÓN DE NUEVOS SERVICIOS ELÉCTRICOS						
UNIDAD DE NEGOCIO	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL GENERAL
CNEL-Bolívar	44.96%	26.37%	39.42%	38.53%	59.08%	41.67%
CNEL-El Oro	82.95%	41.05%	61.11%	45.96%	78.22%	61.86%
CNEL-Esmeraldas	88.38%	74.58%	72.30%	63.27%	66.51%	73.01%
CNEL-Guayas Los Ríos	58.92%	52.25%	65.96%	66.00%	63.71%	61.37%
CNEL-Los Ríos	0.00%	0.00%	20.03%	0.47%	0.20%	4.14%
CNEL-Manabí	85.18%	88.92%	95.71%	91.96%	88.91%	90.13%
CNEL-Milagro	50.02%	49.97%	49.95%	50.00%	80.25%	56.04%
CNEL-Sta. Elena	56.98%	52.34%	50.77%	52.73%	46.39%	51.84%
CNEL-Sto. Domingo	52.71%	82.83%	50.58%	71.21%	72.77%	66.02%
CNEL-Sucumbíos	42.67%	48.55%	32.35%	47.74%	55.13%	45.29%
Total CNEL EP	56.28%	51.69%	53.82%	52.79%	61.12%	55.14%

Cuadro 3.14. Cumplimiento de tiempos para instalación de nuevos servicios período 2009 – 2013 CNEL EP

3.2.6. Calidad de la Facturación:

La medición del desempeño del Distribuidor en lo que se refiere a la calidad de la facturación a los consumidores se evaluará conforme al siguiente índice, según la Regulación CONELEC 004/01:

Porcentaje de Errores en la Facturación (PEF)

Se considera, mensualmente y por categoría tarifaria, el porcentaje máximo de refacturaciones de facturas emitidas.

$$PEF = \frac{Fa}{Ne} * 100$$

Dónde:

Fa: Número de facturas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

Ne: Número total de facturas emitidas

Los límites establecidos son los siguientes:

Subetapa 1: 4%

Subetapa 2: 2%

En el cuadro 3.15 se presenta los datos del indicador de la calidad de la facturación en las Unidades de Negocio, para el periodo desde el año 2009 hasta el año 2013, en general se puede establecer que en promedio se tienen errores de facturación de 26.220 clientes mensualmente, pero a pesar de lo establecido en la regulación CONELEC 004/01 como valor máximo del 2% en la subetapa 2, los valores de este indicador que se han producido en el período analizado son altos, por lo que se requieren implementar las acciones que correspondan para disminuir estos valores y mejorar el proceso de facturación en todas las Unidades de Negocio de CNEL EP.

RECLAMOS DE FACTURACIÓN PEF DE CNEL EP						
UNIDAD DE NEGOCIO	2009	2010	2011	2012	2013	Total general
CNEL-Bolívar	0.65%	0.37%	0.22%	0.50%	0.72%	0.49%
CNEL-El Oro	0.35%	0.00%	0.07%	4.21%	0.52%	1.03%
CNEL-Esmeraldas	0.46%	4.50%	0.92%	0.66%	0.56%	1.42%
CNEL-Guayas Los Ríos	0.88%	0.64%	0.67%	1.67%	1.54%	1.08%
CNEL-Los Ríos	0.00%	0.00%	0.74%	0.66%	0.62%	0.40%
CNEL-Manabí	0.09%	0.06%	1.00%	1.66%	1.08%	0.78%
CNEL-Milagro	6.32%	16.46%	11.22%	0.82%	0.54%	7.07%
CNEL-Sta. Elena	0.44%	0.84%	1.01%	1.00%	0.34%	0.73%
CNEL-Sto. Domingo	2.35%	2.39%	2.09%	2.03%	1.10%	1.99%
CNEL-Sucumbíos	0.47%	0.81%	1.00%	0.83%	0.73%	0.77%
Total CNEL EP	1.20%	2.61%	1.89%	1.40%	0.77%	1.58%

Cuadro 3.15. Calidad de la facturación PEF período 2009 – 2013 CNEL EP

Un indicador comercial que debe ser analizado para disminuir el porcentaje de errores de facturación, es la cantidad de lecturas tomadas en relación al total de clientes registrados en

los sistemas comerciales, pues tiene relación directa entre la cantidad de lecturas con los errores de facturación y también con los niveles de pérdidas de energía.

En el cuadro 3.16 se presentan los datos de los porcentajes de la toma de lecturas en cada Unidad de Negocio y en forma mensual para el año 2013. Se debe anotar que en los últimos años se han tomado acciones para mejorar este proceso de lectura y facturación, como se describe en los siguientes capítulos. Las Unidades de Negocio que tienen niveles críticos en la toma de lecturas son: Los Ríos, Esmeraldas, Guayas - Los Ríos y Manabí y como se puede observar en este capítulo son también las Unidades que tienen los niveles de pérdidas más altas.

UNIDADES DE NEGOCIOS	PORCENTAJE DE TOMA DE LECTURAS											
	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
BOLIVAR	88.38%	90.40%	91.59%	93.60%	94.98%	95.49%	94.51%	82.54%	92.14%	95.01%	94.48%	92.47%
EL ORO	96.72%	94.43%	96.16%	98.19%	98.46%	96.75%	97.29%	96.98%	97.16%	96.06%	96.24%	96.02%
ESMERALDAS	49.25%	50.47%	55.04%	54.02%	56.89%	58.31%	60.32%	57.95%	57.33%	55.51%	55.17%	54.11%
GUAYAS LOS RIOS	68.53%	69.21%	67.43%	67.34%	69.01%	69.33%	70.70%	72.27%	73.77%	71.62%	73.21%	72.84%
LOS RIOS	43.88%	44.70%	40.92%	41.74%	39.67%	37.03%	38.26%	36.08%	38.60%	44.51%	47.03%	51.59%
MANABI	70.81%	71.45%	72.62%	72.57%	72.71%	65.05%	71.03%	68.67%	71.30%	72.54%	74.00%	75.88%
MILAGRO	91.40%	82.64%	82.26%	73.61%	77.61%	88.54%	89.32%	89.21%	91.30%	91.48%	91.58%	91.40%
SANTA ELENA	90.62%	91.72%	93.61%	92.40%	93.95%	92.41%	91.82%	93.59%	92.01%	93.22%	96.08%	95.28%
SUCUMBIOS	96.83%	93.82%	91.90%	93.11%	94.14%	95.42%	94.96%	94.62%	95.59%	96.24%	96.36%	96.23%
SANTO DOMINGO	93.29%	93.47%	93.02%	92.91%	93.36%	93.59%	93.91%	93.65%	93.71%	93.78%	93.94%	93.96%
CNEL EP	75.99%	75.21%	75.50%	74.93%	76.09%	75.36%	77.16%	76.23%	77.74%	77.93%	78.97%	79.32%

Cuadro 3.16. Porcentaje de tomas de lecturas por Unidad de Negocio año 2013 CNEL EP

3.3. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA:

La clasificación de las pérdidas de energía se la puede realizar por su origen y por su variación en función de ciertos parámetros, se presenta a continuación.

3.3.1. Según su Origen:

- ✓ Pérdidas Técnicas
- ✓ Pérdidas no Técnicas

Pérdidas Técnicas de energía:

Obedecen a las condiciones propias de las instalaciones o los elementos que confirman un sistema eléctrico, del manejo y transporte de la energía.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar:

Por el tipo de pérdidas: Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así se tiene:

- a) Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en conductores de las líneas de transmisión y subtransmisión, redes de distribución primaria y secundaria, acometidas, redes de alumbrado.
- b) Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de potencia y distribución y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
- c) Pérdidas en los medidores de energía: producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones de la energía
- d) Pérdidas en luminarias y sus accesorios.

Por la causa de las pérdidas: se agrupan de acuerdo a tres causas:

- a) Efecto corona
- b) Efecto joule.
- c) Corrientes parásitas e histéresis.

El cálculo de pérdidas técnicas tiene sus dificultades por: falta de mediciones intermedias, variabilidad instantánea de demanda, Cambios diarios de la configuración del sistema de distribución, entre otros, por lo cual se realiza el análisis del sistema en las mejores condiciones posibles.

Pérdidas No Técnicas:

Son aquellas determinadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas calculadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas como criterio de clasificación, se tiene:

- a) Robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la CNEL EP.
- b) Fraude: realizado por clientes de la CNEL EP con la finalidad de reducir su consumo real.
- c) Mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión comercial - administrativa.



En un programa de reducción de pérdidas de energía de un sistema de distribución eléctrico debe contemplar un enfoque para las pérdida en general, es decir las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas; por la amplitud del tema, este estudio se enfoca al análisis de las pérdidas no técnicas o también denominadas comerciales, se plantea un Plan Integral para la reducción de este tipo de pérdidas en CNEL EP.

3.3.2. Pérdidas no Técnicas:

En las diferentes etapas de gestión comercial que son: Instalación y registro de clientes, medir, facturar, recaudar los valores facturados y control de la energía para evitar las pérdidas, se producen anomalías de diversos tipos y por causas diferentes, las que dan origen a las pérdidas comerciales, las que se agrupan bajo la denominación de **pérdidas no-técnicas**, debido a que su existencia no obedece al normal proceso físico de transporte y suministro de energía, sino debido a los errores y deficiencias que se producen en los procesos comerciales.

3.3.2.1. Causas que dan origen a las pérdidas no-técnicas:

En cada una de las etapas de la gestión comercial se producen deficiencias que son en su mayoría las causas de las pérdidas no técnicas; las que se podrían describir de la siguiente forma:

- ✓ Niveles de pobreza de grupos de usuarios
- ✓ Atraso o no instalación de los nuevos servicios
- ✓ Corrupción de algunos colaboradores de CNEL EP
- ✓ Facilidades para el fraude
- ✓ Desorganización en los procesos comerciales
- ✓ Medidores defectuosos
- ✓ Medidores, TPs, TCs inadecuados para el tipo de instalación
- ✓ Medidores no registrados en los sistemas comerciales
- ✓ Errores de lecturas
- ✓ Error en la toma de datos de los clientes
- ✓ Consumos estimados mal determinados (presentes en varias Unidades de Negocio)
- ✓ Falta de información de los usuarios
- ✓ Errores en la aplicación de las tarifas.
- ✓ Errores en el calendario del ciclo de lectura - facturación

- ✓ Circuitos secundarios con conductores desnudos
- ✓ Clientes no registrados en los sistemas comerciales
- ✓ Asistencia inadecuada para los consumidores especiales
- ✓ Uso ilegal con la colaboración del personal interno de la distribuidora
- ✓ Colusión para el uso de la energía sin el registro
- ✓ No se tiene determinados los balances de energía por circuitos
- ✓ Falta de uso de medición inteligente
- ✓ Bajo o nulo control de los sistemas de medición
- ✓ Falta de programas de comunicación a los clientes
- ✓ Falta de programas sociales
- ✓ Falta de control de sellos de seguridad de los sistemas de medición y alumbrado público.

3.3.2. Clasificación de las pérdidas no-técnicas:

Pérdidas de energía	Técnicas	Líneas		
		Transformadores		
		Otros elementos		
	No Técnicas	Administrativas	Usuarios sin medidor	
			Usuarios no registrados	
			Falta de procesos	
			Falta de normativa	
			No registro alumbrado público	
			Ferías y otros eventos	
	Accidentales		Mal funcionamiento de equipos	
Mal conexionado				
Fraudulentas	Externas la medidor	Acometidas clandestinas		
		Cargas antes del medidor		
		Bases punteadas		
	Medidor intervenido	Otras alteraciones		
		Control de sellos de seguridad		
		Alteración del registro del medidor		
		Transformadores de medida alterados		
		Medidores intervenidos		
		Ajustes de los medidores movidos		

Cuadro 3.17. Clasificación de las pérdidas de energía por su causa

La necesidad de eliminar las causas que ocasionan las pérdidas no técnicas, se agrupan en aspectos más generales que faciliten su tratamiento y la toma de acciones orientadas a su solución. Así se tiene la siguiente clasificación y agrupamiento de las causas de las pérdidas:

Acometidas clandestinas:

Se dan en las conexiones directas a la red, sin previo conocimiento y autorización por parte de CNEL EP y realizada por personas sin ningún compromiso con la empresa y/o por usuarios con el suministro suspendido por irregularidades. Este tipo de pérdidas es característico de las zonas urbano-marginales, debido sobre todo, a la pobreza de la zona, lo que junto con la facilidad de



acceso a la red, provoca estas pérdidas. A estas causas se suman: la corrupción, retraso en el tiempo que se requiere la instalación de los nuevos suministros y la falta de mecanismos de administración económico-sociales, además de la falta de actividades orientadas a la normalización de las instalaciones de los usuarios ilegales y sus respectivas sanciones.

Acometida sin medidor:

También se trata de una conexión directa, pero con conocimiento de la empresa, esto obliga a realizar una estimación del consumo (conocidas también como servicios convenidos o luces fijas); lo que conduce a subestimar sistemáticamente dichos consumos y además estimula al usuario a consumos mayores. Las causas básicas de este tipo de pérdidas son: la desorganización de los procesos comerciales, la falta de medidores de energía y políticas de administración orientadas a evitar este tipo de instalaciones.

Ausencia de identificación y registro de usuarios:

Corresponde a los usuarios que teniendo un medidor instalado no están registrados en las bases de datos de CNEL EP, por lo cual sus consumos no son facturados, tiene relación con los errores de registro en los catastros de los clientes. Las causales de este tipo de pérdidas son la desorganización de los procesos comerciales y la corrupción.

Mediciones inexactas:

Las medidas inexactas, es la fuente de error más difundida y consiste en el irregular estado y funcionamiento de los medidores de energía. Las causas generales son los medidores defectuosos, inadecuados y traficados, los que además tienen por causa:

- La descalibración natural o accidental del contador
- La descalibración e instalación defectuosa intencional del contador.

Errores en lecturas:

Los errores de lectura en general se producen por causas involuntarias, cometidos por el personal encargado de realizar las lecturas y toma de datos del cliente o sistema de medición, y en otros casos son inducidos a cometer imprecisiones voluntariamente. Se produce una lectura errada del equipo de medición diferente a la real, obteniéndose un registro del estado de cuenta irreal.

Errores en la determinación de los consumos:



Los suministros directos por cualquier motivo, crean la necesidad de estimar el consumo de los clientes, lo que tiende a ser erróneo y generalmente a ser subestimado. Así también se producen errores en el procedimiento para establecer los consumos aun teniendo lecturas reales, se pueden dar por aspectos involuntarios o de corrupción.

Datos de cálculo erróneos:

Este es otro tipo de pérdidas financieras, su estimación se realiza en unidades monetarias y básicamente, se produce por problemas de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas o por su incorrecta aplicación.

Falta de control del proceso comercial:

Para reducir y mantener niveles de pérdidas de energía bajos, se requiere establecer un proceso de control en todos los subprocesos y procedimientos comerciales y técnicos, de forma que permita detectar los casos de hurtos, alteraciones de los sistemas de medición, errores de lecturas y facturación, tiempos altos para resolver reclamos. Este proceso de control debe contar con la colaboración de todo el personal que conforma la Corporación, generando en sentido de pertenencia en el trabajador para con su empresa.

Las causas de las pérdidas anteriores obedecen a aspectos de carácter: político, económico, social, técnico, de organización, de falta de control, entre otros; para su mejor identificación y tratamiento se pueden clasificar como se muestra en el cuadro 3.17.

3.4. CONSUMOS CONVENIDOS:

A pesar de que la política actual de la corporación es que, un nuevo servicio se debe instalar con medición, están registrados en las bases de datos de los sistemas comerciales casos de usuarios que anteriormente, por no disponer de equipos de medición de energía, fueron instalados de manera directa a la red de distribución y fueron registrados con los denominados consumos convenidos; es decir los valores de consumo de energía se determinaron con base en un censo de carga u otras formas. Lamentablemente una gran parte de estos registros no se pueden localizar a pesar de estar registrados en una ruta de lectura, ya que no tienen un georeferenciamiento.

La Corporación ha implementado el proyecto para ubicar y eliminar los casos de consumos convenidos en las Unidades de Negocio que tienen incidencia con estos casos, cuya información

se puede observar en el cuadro 3.18, ya que de acuerdo a la Ley de Defensa al Consumidor, no se pueden realizar con presuntivos o estimativos para la facturación del consumo de energía.

A diciembre de 2012, la Corporación tenía registrados 60.375 casos de clientes con consumos convenidos, pero se ha priorizado la instalación de medidores en las seis Unidades de Negocio que se indican en el Cuadro 3.17.

Unidad de Negocio	Consumo Convenido
Bolívar	441
El Oro	5,123
Esmeraldas	9,555
Guayas - Los Ríos	6,316
Los Ríos	5,690
Manabí	33,250
Total	60,375

Cuadro 3.18. Cantidad de usuarios con consumos convenidos CNEL EP

A diciembre de 2013 se tienen 29.272 casos de clientes con consumos convenidos registrados en las bases de datos de las Unidades de Negocio de la Corporación.

3.5. CONEXIONES DIRECTAS SIN MEDIDOR:

En el proceso de levantamiento de información de las red de distribución para el sistema de información geográfica – GIS, que se desarrolló en la CNEL EP desde el año 2011 y que a septiembre de 2014 se continúa con la verificación y complementación de dicha información, la cual constituye la base fundamental para el mejoramiento de la gestión de la Corporación, ya que tiene relación con aspectos: técnicos, comerciales, financieros, de planificación, entre otros; se detectaron las denominadas conexiones directas, es decir una conexión a la red de distribución con una acometida pero sin un sistema de medición para determinar los consumos de energía.

La información que se levantó en el proceso descrito en relación a la parte de acometidas y medidores fue: el número, la marca y la lectura del medidor, así como el calibre y tipo de acometida, pero no se levantó la información del cliente con quien se tiene un contrato de servicio eléctrico, para poder relacionar con el medidor de energía. Así mismo no se levantó la información para determinar si se trataban de los casos de los denominados Consumos Convenidos, que fueron descritos en el punto 4.



El aporte fundamental del levantamiento del GIS fue el georeferenciamiento de los casos de conexiones directas, para ubicarlas y realizar la verificación y la conexión de medidores y otras acciones para regularizar a los usuarios del servicio eléctrico.

3.5.1. Novedades Encontradas en el Levantamiento de Información de Clientes:

El levantamiento de información de campo que se ejecutó en el Proyecto SIG, incluye el estado de las acometidas y de los sistemas de medición de energía eléctrica. Al respecto, se consideró adecuado codificar los tipos de novedades que se encontraban, estas son:

- Tipo 1. Medidor alto
- Tipo 2. Medidor dentro de predio
- Tipo 3. Puerta cerrada
- Tipo 4. Servicio convenido
- Tipo 5. Hurto
- Tipo 6. Acometida subterránea o empotrada
- Tipo 7. Revisar medidor
- Tipo 8. Revisar medidor especial
- Tipo 9. Medidor sin sello, caja, tapa
- Tipo 10. Revisar acometida
- Tipo 11. Luminaria con conexión directa
- Tipo 12. Medidor quemado, destruido, dañado
- Tipo 13. Medidor abandonado
- Tipo 14. Revisar caja de distribución

Las novedades encontradas fueron reportadas a las Direcciones Comerciales en cada Unidad de Negocio, para que se implementen las acciones de corrección que incluyan: las revisiones, instalación y reubicaciones de los medidores, con la finalidad de mejorar la información de la base de datos comercial, reducir las pérdidas de energía, entre otros aspectos.

En el Cuadro 3.19 se presenta un resumen de las novedades encontradas en el levantamiento de la información de los usuarios por cada Unidad de Negocio, ejecutadas en el proyecto del Sistema de Información Geográfico - SIG.

Se observa que a diciembre de 2012 el 34,18%, que representan 567.214 casos de clientes de CNEL EP, presentaban alguna de las novedades descritas. En la Unidad de Negocio Sucumbíos se realizó el levantamiento de la información de los medidores con la actualización del catastro comercial. La Unidad de Negocio Santo Domingo presenta el 3% de novedades, mientras que la Unidad de Negocio Los Ríos presenta el 59% de novedades. Las novedades que presentan mayor incidencia en la Corporación son: hurto de energía 10,78%, medidor dentro del inmueble 5,72% y medidor alto 5,37%, las restantes tienen menor incidencia pero debieron ser corregidas para el mejoramiento del sistema y de los procesos comerciales.

Unidad de Negocio	Clientes	Sin novedad	Medidor alto	Medidor dentro	Puerta cerrada	Hurto de energía	Revisar medidor	Medidor sin sellos	Otros
BOLÍVAR	57,330	41,851	2,866.50	10,319	573	-	573	573	573
EL ORO	221,200	174,748	6,636.00	2,212	2,212	8,848	2,212	11,060	13,272
ESMERALDAS	131,554	86,826	5,262.16	7,893	1,316	11,840	5,262	7,893	5,262
GUAYAS - LOS RÍOS	307,291	199,739	24,583.28	15,365	6,146	27,656	12,292	6,146	15,365
LOS RÍOS	113,118	46,378	14,705.34	10,181	2,262	28,280	1,131	9,049	1,131
MANABÍ	314,480	163,530	15,724.00	22,014	6,290	66,041	31,448	-	9,434
MILAGRO	146,229	97,973	5,849.16	10,236	2,925	13,161	1,462	10,236	4,387
SANTA ELENA	117,037	72,563	9,362.96	9,363	2,341	5,852	1,170	11,704	4,681
SANTO DOMINGO	169,671	166,278	-	1,697	-	-	1,697	-	-
SUCUMBIOS	81,644	42,455	4,082.20	5,715	1,633	17,145	8,164	-	2,449
TOTAL	1,659,554	1,092,341	89,072	94,994	25,697	178,822	65,412	56,662	56,555

Cuadro 3.19. Novedades encontradas en el levantamiento del GIS en acometidas y medidores

3.6. ENCUESTA A USUARIOS:

Con el objetivo de conocer, entre otros aspectos, los motivos por los cuales los usuarios toman energía eléctrica directamente desde las redes de distribución, así como alteran el funcionamiento de los equipos de medición para evitar el correcto registro del consumo de energía, entre noviembre de 2012 y febrero de 2013, se realizó una encuesta en todas las Unidades de Negocio de la CNEL EP.

El nivel de percepción de los usuarios en relación con el hurto de energía se presenta en el cuadro 3.20 y gráfico 3.17.

Se puede observar que los principales motivos por los cuales se producen hurtos de energía eléctrica son: la Situación económica de los usuarios, alto costo del servicio eléctrico, la costumbre que han adquirido los usuarios y la facilidad de acceder a las redes de distribución.

Causas de hurto de energía	Porcentaje
Difícil situación económica de los usuarios	33.30%
Alto costo del servicio eléctrico	28.90%
Es costumbre de los consumidores	18.20%
Facilidades para el robo en la red de la Empresa	10.20%
No considera el hurto de energía como delito	4.90%
Consumidor lo ve como compensación la Empresa factura demás	3.50%
Otras causas	1.10%

Cuadro 3.20. Resultados de la encuesta de satisfacción de los usuarios CNEL EP

En función de estos datos se deben implementar programas de control y beneficio social, en ciertos sectores que se presentan con mayor incidencia el hurto de energía.

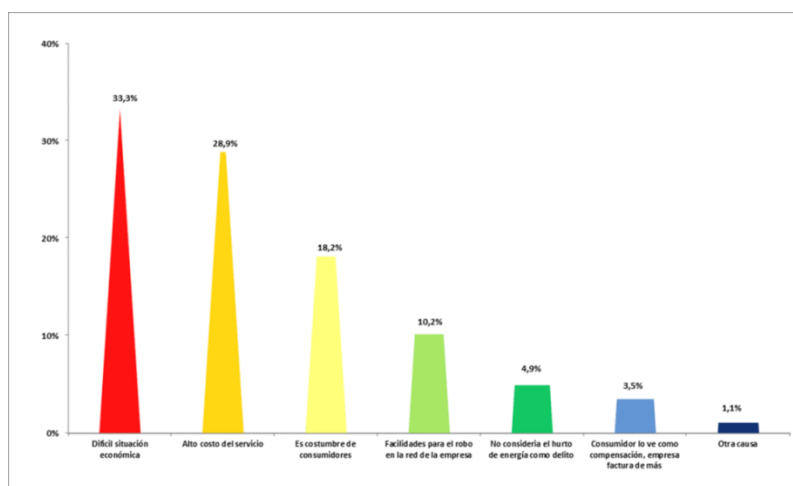


Gráfico 3.18. Resultados de encuesta para determinar los motivos de hurto de energía CNEL EP

3.7. COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES COMERCIALES:

En el cuadro 3.21 se incluyen los principales indicadores comerciales que se han presentado en este capítulo, de manera que se pueda hacer una comparación entre las Unidades de Negocio.

En el cuadro 3.22 se muestran los porcentajes de cada indicador tomando como referencia el valor máximo de cada indicador comercial; es decir, se toma como base la Unidad de Negocio que presenta el mejor valor del indicador.

VARIABLES DE CONTROL COMERCIAL CNEL EP AÑO 2013

Unidades de Negocio	Energía Disponible MWh	Energía Facturada MWh	% Pérdidas de Energía	Clientes a Diciembre 2013	Cumplir Tiempo Nuevos Servicios	Reclamos de Facturación	Toma de Lectura	Con Novedad GIS
Bolívar	75,776.14	67,797.16	10.53%	57,330	41.67%	0.49%	92.47%	27.00%
El Oro	874,533.39	735,369.14	15.91%	221,200	61.86%	1.03%	96.02%	21.00%
Esmeraldas	491,926.79	384,713.60	21.79%	131,554	73.01%	1.42%	54.11%	34.00%
Guayas Los Ríos	1,708,560.41	1,414,428.03	17.22%	307,291	61.37%	1.08%	72.84%	35.00%
Los Ríos	368,701.77	268,935.27	26.34%	113,118	4.14%	0.40%	51.59%	59.00%
Manabí	1,497,576.98	1,131,413.25	24.45%	314,480	90.13%	0.78%	75.88%	48.00%
Milagro	635,934.07	518,327.68	18.49%	146,229	56.04%	7.07%	91.40%	33.00%
Santa Elena	517,745.14	431,354.66	16.69%	117,037	51.84%	0.73%	95.28%	38.00%
Santo Domingo	494,972.72	443,135.68	10.47%	169,671	66.02%	1.99%	93.96%	2.00%
Sucumbíos	276,793.50	217,717.66	21.34%	81,644	45.29%	0.77%	96.23%	48.00%
Total.....	6,942,520.91	5,613,192.13	19.15%	1,659,554	55.14%	1.58%	79.32%	34.18%

Cuadro 3.21. Comparación de indicadores comerciales por Unidad de Negocio CNEL EP

Unidades de Negocio	Energía Disponible (%)	Energía Facturada (%)	% Pérdidas de Energía	Clientes a Diciembre 2013 (%)	Cumplir Tiempo Nuevos Servicios (%)	Reclamos de Facturación (%)	Toma de Lectura (%)	Con Novedad GIS (%)
Bolívar	4.44%	4.79%	39.97%	18.23%	46.23%	6.92%	96.09%	45.76%
El Oro	51.19%	51.99%	60.40%	70.34%	68.63%	14.58%	99.78%	35.59%
Esmeraldas	28.79%	27.20%	82.73%	41.83%	81.00%	20.05%	56.23%	57.63%
Guayas Los Ríos	100.00%	100.00%	65.35%	97.71%	68.09%	15.26%	75.70%	59.32%
Los Ríos	21.58%	19.01%	100.00%	35.97%	4.59%	5.72%	53.61%	100.00%
Manabí	87.65%	79.99%	92.81%	100.00%	100.00%	11.00%	78.86%	81.36%
Milagro	37.22%	36.65%	70.20%	46.50%	62.17%	100.00%	94.99%	55.93%
Santa Elena	30.30%	30.50%	63.34%	37.22%	57.52%	10.28%	99.01%	64.41%
Santo Domingo	28.97%	31.33%	39.75%	53.95%	73.25%	28.15%	97.64%	3.39%
Sucumbíos	16.20%	15.39%	81.02%	25.96%	50.25%	10.87%	100.00%	81.36%

Cuadro 3.22. Comparación de indicadores comerciales en relación al valor máximo por Unidad de Negocio CNEL EP

En el gráfico 3.19 se presenta el comportamiento de los diferentes indicadores comerciales por cada Unidad de Negocio, y se puede observar el nivel de cumplimiento en relación con las otras Unidades.

Energía Disponible:

Las Unidades de Negocio Guayas – Los Ríos y Manabí presentan la mayor cantidad de energía disponible, en cambio las Unidades Bolívar y Los Ríos presentan el menor requerimiento de energía disponible.

Energía Facturada:

Al igual que la energía disponible, las Unidades de Negocio Guayas – Los Ríos y Manabí presentan la mayor cantidad de energía facturada, en cambio las Unidades Bolívar y Los Ríos presentan las menores energías facturadas.

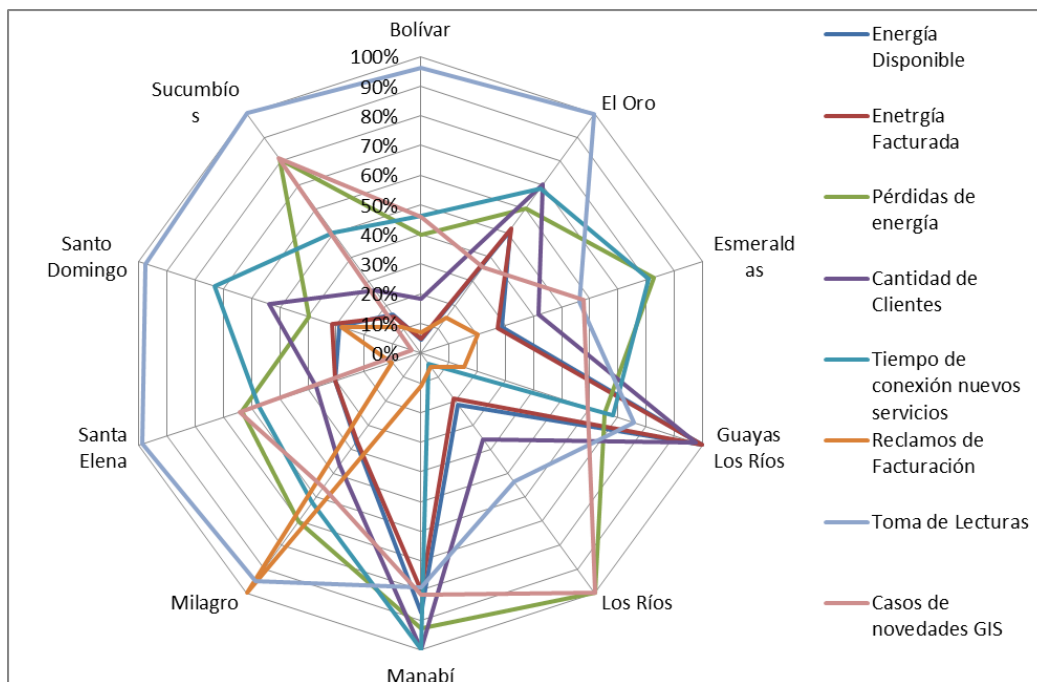


Gráfico 3.19. Comparación de indicadores comerciales en relación al valor máximo por Unidad de Negocio CNEC EP

Pérdidas de Energía:

Las Unidades de Negocio Bolívar y Santo Domingo presentan el menor porcentaje de pérdidas de energía, en cambio las Unidades: Los Ríos, Manabí y Esmeraldas presentan los mayores porcentajes.

Cantidad de Clientes:

Las Unidades de Negocio Guayas – Los Ríos y Manabí presentan la mayor cantidad de clientes, en cambio las Unidades Bolívar, Los Ríos y Santa Elena presentan las menores cantidades.

Tiempo para la instalación de nuevos servicios:

Las Unidades de Negocio Manabí y Esmeraldas presentan el mayor cumplimiento de los tiempos límites de instalación de nuevos servicios, en cambio las Unidades: Los Ríos, Bolívar y Sucumbíos presentan el menor cumplimiento de los tiempos.

Reclamos de Facturación:

Las Unidades de Negocio Milagro y Esmeraldas presentan la mayor cantidad de reclamos de facturación, en cambio las Unidades: Los Ríos y Bolívar presentan la menor cantidad de reclamos. Se debe resaltar el caso de la Unidad de Negocio Milagro que tiene un alto



porcentaje de reclamos de facturación debido a la conformación de la Sociedad Eloy Alfaro, en el cantón Milagro, que incentiva a presentar reclamos a la CNEL EP a sus miembros.

Toma de lecturas de medidores:

Las Unidades de Negocio Sucumbíos, El Oro y Santa Elena presentan la mayor cantidad de lecturas tomadas, en cambio las Unidades: Los Ríos, Esmeraldas, Guayas – Los Ríos y Manabí presentan la menor cantidad de lecturas.

Novedades encontradas en el levantamiento del GIS:

Las Unidades de Negocio: Santo Domingo y El Oro presentan la menor cantidad de novedades en el levantamiento de información del Sistema de Información Geográfica – GIS, en cambio las Unidades: Los Ríos, Manabí y Sucumbíos presentan la mayor cantidad de novedades.

Se debe resaltar que las Unidades de Negocio que tienen los indicadores comerciales bajos, son también las que tienen los mayores porcentajes de pérdidas de energía, por lo que es una relación directa este comportamiento. Se requiere el mejoramiento integral en los procesos comerciales y en otros aspectos, para sistematizar la reducción de las pérdidas de energía.

En este capítulo se presenta la información de los principales indicadores comerciales y su evolución en los últimos años, de lo que se puede colegir su mejoramiento, con la conformación de la CNEL SA y posteriormente CNEL EP. A pesar de esta mejora, se requiere implementar un plan de acción para lograr los niveles de pérdidas considerados adecuados al nivel internacional, como se mencionó anteriormente, no solo en el proceso de control de las pérdidas sino en todos los aspectos que tienen relación directa e incluso aquellos que tienen relación indirectamente con este tema.

3.8. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y PROCESOS:

Aspectos adicionales que tienen relación con el mejoramiento de los índices de pérdidas de energía son: una adecuada estructura organizacional y la implantación y homologación de los procesos y procedimientos, que permitan la ejecución, el control y la sistematización de las acciones de manera ordenada. Si se consideran los esquemas de organización en cada Unidad de Negocio, primero que no responden a los requerimientos actuales para dar un sustento real en cada función de dicha organización, así mismo al no contar con procesos optimizados y



homologados en todas las Unidades de Negocio, cada una los realiza individualmente y con objetivos diferentes a los planteados en la Corporación.

Desde el año 2012 se planteó el esquema organizacional de la CNEL EP pero no ha sido implementado por la falta de aprobación y porque se realizó en forma paralela los trabajos del proyecto para el planteamiento de una estructura organizacional del sector eléctrico denominado proyecto E-mig, razón por la cual no se ha implementado los esquemas que inicialmente se crearon para la Corporación.

El personal de la Corporación está consciente de que uno de los temas fundamentales para mejorar la gestión en todos los niveles, es contar con una estructura organizacional acorde a las actuales necesidades y la implantación de los procesos optimizados para la ejecución de las acciones y proyectos para, en el caso del presente estudio, la reducción y el control de los niveles de pérdidas energía.

Como se mencionó anteriormente, la reducción y el control de las pérdidas de energía es un tema que atañe a todos los estamentos de la Corporación, por lo cual, el plan que se plantea en este trabajo contempla la mayoría de los aspectos que tienen relación con el objetivo de reducción de los niveles de pérdidas no técnicas de energía.



CAPÍTULO IV: PROYECTOS EJECUTADOS PARA LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

Contenido

4.1. ENFOQUE	- 89
4.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS DE LOS CLIENTES	- 90
4.2.1. Levantamiento y depuración de las rutas de lectura (Catastros)	- 90
4.2.2. Información de identificación	- 91
4.2.3. Información de ubicación	- 91
4.2.4. Información de contacto	- 92
4.2.5. Información técnica del servicio	- 93
4.2.6. Estrategias a aplicar para actualizar la información de los clientes	- 93
4.2.6.1. Depuración de los datos existentes en el sistema comercial	- 94
4.2.6.2. Cruzar información con bases de datos de otras instituciones	- 94
4.2.6.3. Entrega de información en puntos de pago y atención al cliente	- 94
4.2.6.4. Campaña de comunicación y publicidad	- 94
4.2.6.5. Actualización en todo contacto con el cliente	- 95
4.2.6.6. Mensajes en comprobantes de pago	- 95
4.2.6.7. Cambios en el sistema informático de comercialización	- 95
4.2.6.8. Campaña de llamadas salientes en el Centro de Contacto	- 95
4.2.6.9. Convenios de electrificación rural y PLANREP	- 95
4.2.7. Políticas empresariales de actualización de la información de los clientes	-96
4.2.8. Digitalización del archivo de contratos de servicio eléctrico	- 96
4.2.9. Levantamiento de información en campo	- 96
4.2.10. Conformación del Área de Catastro	- 98
4.3. PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS – PLANREP	- 99
4.4. FORTALECIMIENTO DE LOS GRUPOS Y ÁREAS DE CONTROL DE PÉRDIDAS	- 101
4.4.1. Descripción del proyecto	- 102
4.4.2. Monto de inversión	- 103
4.4.3. Plazo de ejecución	- 104
4.4.4. Beneficio financiero	- 104
4.5. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE – TELEGESTIÓN	- 106
4.5.1. Descripción del proyecto	- 106



4.5.2. Objetivos y Alcance	- 107
4.5.3. Localización de Proyectos y Características Geográficas	- 108
4.5.4. Tipo y número de Consumidores	- 109
4.5.5. Tipo de Red	- 109
4.5.6. Presupuesto	- 110
4.5.7. Evaluación Comercial de Telegestión	- 110
4.6. INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN CONEXIONES DIRECTAS LEVANTADAS POR EL GIS	-111
4.6.1. Objetivos del proyecto	- 112
4.6.2. Datos generales del proyecto	- 112
4.6.3. Resultados esperados	- 114
4.6.4. Identificación de los puntos a ser intervenidos	- 114
4.6.5. Socialización del proyecto	- 114
4.6.6. Fiscalización del proyecto	- 115
4.6.7. Informe de avance del proyecto normalización de conexiones directas	- 115
4.7. SISTEMA DE COMUNICACIÓN CON EQUIPOS DE MEDICIÓN – TELEMETRÍA	- 116
4.8. ELIMINACIÓN DE INSTALACIONES CON CONSUMOS CONVENIDOS	- 117
4.8.1. Objetivos del proyecto	- 118
4.8.2. Datos generales del proyecto	- 118
4.8.3. Resultados esperados	- 120
4.8.4. Avance del proyecto de normalización de clientes con consumos convenidos	- 120
4.9. INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA REALIZAR BALANCES DE ENERGÍA	- 120
4.10. CAMBIO DE REDES CONVENCIONALES POR REDES PREENSAMBLADAS	- 125
4.10.1. Datos generales del proyecto	- 126
4.10.2. Objetivos del proyecto	- 127
4.10.3. Indicadores de resultados	- 127
4.11. REVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE CLIENTES CON ALTOS CONSUMOS	- 130
4.12. INSTALACIÓN Y MEJORAS DE LABORATORIOS DE MEDIDORES	- 131
4.13. ANÁLISIS Y CONTROL DEL PROCESO DE FACTURACIÓN	- 133
4.14. MEJORA DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS COMERCIALES	- 135
4.15. VERIFICACIÓN DE SELLOS DE SEGURIDAD EN MEDIDORES	- 136
4.16. NORMATIVA PARA INSTALACIONES, ESQUEMAS DE CONEXIÓN Y SEGURIDADES	- 137



4.17. POLÍTICAS PARA EL CONTROL DE ENERGÍA	- 138
4.17.1. Operativas	- 138
4.17.2. De Proyectos	- 139
4.17.3. Con la Comunidad	- 141
4.17.4. De las Infracciones y Sanciones	- 141



CAPÍTULO IV: PROYECTOS EJECUTADOS PARA LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

4.1. ENFOQUE:

Desde los inicios de la creación de CNEL EP, la reducción de las pérdidas de energía ha sido uno de sus objetivos principales. En este capítulo se describen los principales proyectos, acciones ejecutadas para reducir las pérdidas no técnicas de energía; estas actividades se realizaron en función de los recursos con los que se disponía en la Corporación; como: financieros, de información, personal, sistemas informáticos, materiales, entre otros.

La reducción de pérdidas de energía está íntimamente relacionada con acciones de tipo: técnico, administrativo, social, comercial, comunicacional, entre otras; es decir, un plan que se elabore debe contemplar estrategias que involucre a: la sociedad, los clientes, el personal interno de la Corporación, la Administración; sumado a una reestructuración organizacional, procesos y otorgar los recursos: tecnológicos, económicos, infraestructura, entre otros.

Entre los proyectos que se han ejecutado están: el levantamiento de información y actualización de los catastros comerciales en armonía con la información geográfica, que son la base para realizar la gestión comercial. Proyectos para la instalación y cambio de medidores en los segmentos de clientes de menores consumos y los denominados clientes especiales o de mayor consumo de energía. Proyectos destinados a la instalación de sistemas de medición para clientes de consumos medios y altos, que incluye la tecnología de telemetría y telegestión.

Así también el proyecto para realizar la instalación de los medidores en los casos detectados con conexiones directas desde la red y los denominados consumos convenidos o luces fijas. El fortalecimiento de los Grupos de Control de Energía de las Unidades de Negocio para mejorar el control de los sistemas de medición. Cambio de las redes convencionales con conductores de aluminio desnudos por redes pre-ensambladas para evitar la vulnerabilidad de las redes para las conexiones directas y en otros elementos. Instalación de medidores totalizadores en alimentadores primarios, circuitos secundarios, complejos habitacionales y edificios, para



realizar el balance de energía con relación a los consumos individuales de los medidores que están relacionados en el circuito.

Varios de los proyectos indicados han sido financiados con el Plan de Reducción de Pérdidas denominado PLANREP, que fue implementado por el CONELEC y el MEER.

En varios de los proyectos descritos se presentan los costos que han representado y los beneficios obtenidos, de forma que se pueden establecer los rendimientos de cada proyecto, que además han servido para adquirir experiencia en su ejecución y pueden servir para implementar en la Corporación en general.

4.2. ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS DE LOS CLIENTES:

Este proyecto contempla la depuración de los catastros (rutas de lectura) y la actualización de los datos de los clientes de la Corporación. Conocer la información de los clientes y sus necesidades es un recurso indispensable en el desarrollo de los procesos comerciales y técnicos, así como establecer las estrategias que permitan mantener y mejorar el servicio brindado. Se plantea el levantamiento de la siguiente información:

- ✓ Levantamiento y depuración de las rutas de lectura
- ✓ De identificación.
- ✓ De ubicación.
- ✓ De contacto.
- ✓ Técnica del servicio.

4.2.1. Levantamiento y Depuración de las Rutas de Lectura (Catastros):

Los procesos comerciales que se ejecutan en las Unidades de Negocio, están basados en un ordenamiento secuencial de las ubicaciones de los predios de los clientes, es decir que en forma geográfica se ordenan y se agrupan en rutas de lectura, a su vez un conjunto de estas rutas conforman los denominados sectores de emisión. Contar con la información real de la ubicación geográfica y los registros de la información que se indica en este documento en los sistemas comerciales, es fundamental para realizar una buena gestión en: la instalación y cambios de medidores, las lecturas de los medidores, la entrega de facturas en los domicilios o



envío a direcciones electrónicas, las revisiones de los sistemas de medición, la gestión de la cartera vencida, la atención de sus requerimientos o reclamos por falta de servicio, entre otros procesos; por eso la necesidad urgente de realizar el levantamiento y/o depuración de las coordenadas geográficas de cada cliente y de las rutas de lectura o catastro en general.

Se debe puntualizar que no solamente basta con el levantamiento de la información de los medidores con su ubicación, sino que se requiere la información de los clientes asociados a esos medidores de energía y la ubicación georeferenciada en el sistema de información geográfico, de forma que se cuente con toda la información para establecer una relación entre Empresa - Cliente para brindarle un buen servicio.

4.2.2. Información de identificación:

Personas Naturales:

- ✓ Número de cédula de identidad del propietario y del usuario del servicio
- ✓ Nombres completos del cliente propietario o usuario del servicio
- ✓ Apellidos completos del cliente propietario o usuario del servicio
- ✓ Fecha de nacimiento.

Personas Jurídicas:

- ✓ Número de Registro Único de Contribuyente propietario o usuario del servicio
- ✓ Nombre de la Razón social propietario o usuario del servicio
- ✓ Nombre comercial del propietario o usuario del servicio
- ✓ Nombres y apellidos completos del representante legal propietario o usuario del servicio
- ✓ Nombres y apellidos completos del representante técnico (notificaciones y coordinación de aspectos técnicos)
- ✓ Nombres y apellidos completos del representante financiero
- ✓ Sociedad de hecho: Pueden ser: servicios comunales, asociaciones, juntas, otros.
- ✓ Número de cédula del representante legal
- ✓ Nombres y apellidos completos del representante legal
- ✓ Nombre de la sociedad de hecho propietaria del servicio.

4.2.3. Información de ubicación:



Para personas: naturales, jurídicas y de hecho:

- ✓ Provincia
- ✓ Cantón
- ✓ Parroquia
- ✓ Nombre del sector (barrio, localidad, recinto)
- ✓ Urbano o rural
- ✓ Nombre de la urbanización o edificio
- ✓ Número del predio, departamento u oficina
- ✓ Número del piso
- ✓ Nombre de la calle principal
- ✓ Número de la Manzana
- ✓ Número del zaguán
- ✓ Nombre de la calle transversal
- ✓ coordenada georeferenciada X
- ✓ coordenada georeferenciada Y
- ✓ Fotos del predio y del medidor

Se requiere establecer la relación de los sistemas informáticos comerciales, el sistema de información geográfico, el sistema de atención de reclamos y otros que tengan relación directa con el servicio, de forma que se obtenga determinada información de cada sistema en función de sus fortalezas, es decir, si se trata de la ubicación geográfica, tendrá como referencias los elementos del sistema eléctrico, la cartografía existente, entre otra información, así mismo, si se requiere los niveles de consumo de energía, valores adeudados, se encontrará en los sistemas comerciales y los casos de requerimientos de los clientes se podrán encontrar en el sistema de atención de reclamos, conformándose un esquema de atención hacia el cliente.

4.2.4. Información de Contacto:

Persona natural:

- ✓ Número de teléfono fijo del propietario
- ✓ Número de teléfono móvil del propietario
- ✓ Dirección de correo electrónico del propietario
- ✓ Profesión u oficio (relación con el cliente)
- ✓ Actividad



- ✓ Nivel de criticidad (Necesidades especiales en relación a salud o vida, Si/No)
- ✓ Nivel de importancia (designación en una escala establecida)
- ✓ Número de teléfono fijo del usuario del servicio
- ✓ Número de teléfono móvil del usuario del servicio
- ✓ Dirección de correo electrónico del usuario del servicio

Persona Jurídica:

- ✓ Número de teléfono fijo
- ✓ Número de teléfono móvil
- ✓ Dirección de correo electrónico
- ✓ Actividad de: servicio, comercio o industria
- ✓ Nivel de criticidad
- ✓ Nivel de importancia (fábricas, comercios, instituciones públicas, designación en escala)
- ✓ Correo electrónico del representante técnico
- ✓ Número de teléfono fijo del representante técnico
- ✓ Número de teléfono móvil del representante técnico
- ✓ Dirección de correo electrónico del representante técnico
- ✓ Número de teléfono fijo del representante financiero
- ✓ Número de teléfono móvil del representante financiero
- ✓ Dirección de correo electrónico del representante financiero

4.2.5. Información Técnica del Servicio:

- ✓ Número de alimentador de distribución
- ✓ Número de transformador de distribución
- ✓ Número de poste
- ✓ Ubicación del medidor en el predio
- ✓ Tipo de sistema de medición (número de conductores).
- ✓ Número de fases. / fases a las que se conecta
- ✓ Nivel de tensión del servicio.
- ✓ Tarifa aplicada.
- ✓ Uso final de la energía (código CIU)

4.2.6. Estrategias a Aplicar para Actualizar la Información de los Clientes:



Se planteó la implementación de las siguientes estrategias para realizar la actualización de la información de los clientes, las cuales se describen a continuación.

4.2.6.1. Depuración de los datos existentes en el sistema comercial:

La información que se contaba en las bases de datos en los sistemas comerciales de las Unidades de Negocio, fue revisada y depurada, en aspectos como: cambio “de forma” de los nombres de los clientes, validación de números de cédulas, validación de los números de teléfonos fijos y celulares, validación de los primeros dígitos, tanto para teléfonos fijos como móviles, complementar las direcciones de calles principales y transversales, entre otros datos.

4.2.6.2. Cruzar información con bases de datos de otras instituciones:

En esta estrategia se planteó establecer acuerdos o convenios con otras instituciones para obtener la información de sus bases de datos, estas instituciones fueron: Registro Civil, Municipios, Servicio de Rentas Internas (SRI), Consejo Electoral, Corporación Nacional de Telecomunicaciones, Central de Riesgos, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, Gremios, Cámaras de producción, Colegios de profesionales, instituciones financieras, entre otras instituciones.

4.2.6.3. Entrega de información en puntos de pago y atención al cliente:

Se requiere implementar en todas las ventanillas de recaudación, puntos de pago y locales de atención al cliente, la entrega de material publicitario como: trípticos, dípticos, hojas volantes, indicando los datos y el procedimiento para la actualización de la información de los clientes. Además en estos sitios se realiza la recepción de los formatos en los cuales los clientes han consignado su información para que sea actualizada en el sistema comercial.

4.2.6.4. Campaña de comunicación y publicidad:

Se establecieron campañas de comunicación y concienciación para los clientes, sobre la importancia de que sus datos se encuentren actualizados en la Corporación, para mejorar los procesos de comunicación y relación empresa - clientes. Esta campaña se realiza en forma



masiva a través de los medios de comunicación, como son: radial, escrito, anuncios por televisión, entre otros medios.

4.2.6.5. Actualización en todo contacto con el cliente:

En todo contacto con los clientes, tales como: personal, telefónico, página Web, correo electrónico, redes sociales (Facebook, twitter), entre otras formas, se obtiene la información de los clientes y se actualizará directamente en la base de datos del sistema comercial, salvo en los casos en los que se requiera una validación previa (correo-electrónico, página web, redes sociales).

4.2.6.6. Mensajes en comprobantes de pago:

Publicación de anuncios individuales para la actualización de información de los clientes en los anuncios en las planillas de pago (Comprobantes de pago y Notas de venta), en función de la información disponible en el sistema de comercialización.

4.2.6.7. Cambios en el sistema informático de comercialización:

Crear en el módulo de recaudación los campos para receptor los números de teléfonos fijos y móviles de los clientes, luego se realizará el contacto con esos clientes, a través del centro de contacto, para recabar su información. Adecuar los módulos informáticos de consulta general de información de los clientes y en otros que sean necesarios para realizar el ingreso de la información de los clientes. De igual forma generar los reportes de los casos en los cuales se actualizó la información de los clientes para el seguimiento correspondiente.

4.2.6.8. Campaña de llamadas salientes en el Centro de Contacto:

Una vez que se obtengan los números de teléfonos fijos o celulares de los clientes, se realizará una campaña de llamadas salientes desde el Centro de Contacto, con el objetivo de receptor la información de los clientes de manera directa, para lo cual se trazó un plan en los horarios, los textos, los mensajes más adecuados.

4.2.6.9. Convenios de electrificación rural y PLANREP:



Se debe anotar que en los proyectos de electrificación y PLANREP, que realiza la Corporación, se tiene contacto directo con los clientes beneficiarios de cada proyecto, por lo que se realiza la recopilación de dicha información al momento de la recepción de la documentación para el registro de los nuevos servicios y cambios de los sistemas de medición.

4.2.7. Políticas Empresariales de Actualización de la Información de los Clientes:

Con la finalidad de mantener actualizada la base de datos de los clientes de la Corporación, es necesario contar con políticas empresariales para el registro de la información, como las que se indican a continuación:

Para realizar cualquier trámite, será necesario solicitar al cliente la actualización de sus datos. La solicitud de información se la debe realizar si el registro de la última actualización se la hizo en un tiempo mayor a 12 meses, que deberá ser controlada automáticamente en los sistemas de comercialización. Los datos levantados deben ser de ingreso obligatorio en los sistemas informáticos.

4.2.8. Digitalización del Archivo de Contratos de Servicio Eléctrico:

Para realizar un mejor control de los documentos entregados por los clientes, al momento de firmar el contrato de servicio, se deberá implementar sistemas informáticos para la revisión y digitalización, así como el ordenamiento del archivo de contratos de servicio eléctrico. Se debe aprovechar los contactos con los clientes para que suscriban los contratos de servicio, de manera que se pueda legalizar la relación contractual de los clientes con la CNEL EP.

4.2.9. Levantamiento de Información en Campo:

La Corporación realizó el levantamiento de información de la red de distribución en el sistema de información geográfico GIS, para lo cual contrató con compañías y profesionales que realizaron el levantamiento de la información de los elementos que conforman el sistema eléctrico. En lo que tiene relación con las acometidas y medidores, se levantó los tipos y calibres de las acometidas y la marca, modelo, número y lectura de los medidores, así como novedades encontradas en estos elementos, como se describió en el capítulo III.

En el levantamiento descrito no se incluyó la información de los clientes, de forma que se relacionen los datos de la red de distribución con los datos del servicio eléctrico, con todos los datos descritos en los puntos anteriores de este capítulo. Se requirió realizar esta relación con el levantamiento en campo de la información del servicio, debido al desorden que se encontraba en las bases de datos comerciales de varias Unidades de Negocio.

Los procesos de actualización y mantenimiento de la información de los datos comerciales deben estar relacionados y coordinados con la información del GIS, de manera que no se dupliquen los esfuerzos en la actualización de la información de los clientes y se mantenga actualizada los dos sistemas, que constituyen complemento para ejecutar los procesos comerciales y técnicos, así como para Irlos unificando con miras al SIC único nacional.

A diciembre de 2013 se mantiene en algunas Unidades de Negocio los casos de registros de clientes que, estando registrados en las bases de datos comerciales, no están identificados ni ubicados geográficamente, lo que produce errores en la facturación al considerar consumos promedio o no incluir consumos que sí se producen, incrementándose las pérdidas de energía. En el Cuadro 4.1 se muestran los niveles de actualización de los datos de los clientes por cada Unidad de Negocio a diciembre de 2014 y la modalidad que se aplica para dicho levantamiento. Así también en el Gráfico 4.1 se muestra una sectorización para realizar dicho levantamiento en la Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, cantón Samborondón.

Unidad de Negocio	Ejecución del levantamiento de información	Nivel de actualización
Guayas Los Ríos	Contratación externa	85.0%
Milagro	Personal propio	95.0%
Santo Domingo	Contratación externa	98.0%
Santa Elena	Contratación externa	80.0%
Los Ríos	Contratación externa	72.0%
Manabí	Conformación de Grupos propios	80.0%
El Oro	Contratación externa	88.0%
Esmeraldas	Conformación de Grupos propios	67.0%
Bolívar	Personal propio	95.0%
Sucumbíos	Conformación de Grupos propios	90.0%

Cuadro 4.1. Nivel de actualización de los datos de los clientes de CNEL EP



Gráfico 4.1. Segmentación de sectores para el levantamiento de información de los clientes en campo.

4.2.10. Conformación del Área de Catastro:

Con el propósito de mantener actualizadas las bases de datos de los clientes en los sistemas comerciales y los datos de los puntos de carga, como se denominan en el GIS, de las Unidades de Negocio, ya que la información de estos sistemas, por el momento, son los que se requieren para realizar de buena forma los procesos comerciales; se requiere conformar una Área que se encargue de mantener actualizados los datos en estos sistemas informáticos. Las funciones que deben realizar en esta área son:

- ✓ Levantamiento de la información del catastro comercial
- ✓ Levantamiento de la información del GIS en relación a aspectos comerciales
- ✓ Mantenimiento y depuración de la información del catastro comercial
- ✓ Control de los procesos comerciales que tienen relación con modificaciones de los datos de los clientes

El esquema administrativo que se debe implementar para que se realicen las actividades descritas para mantener actualizada la información de los clientes y la coordinación con todos los procesos que tengan relación con aspectos comerciales, se presenta en el Gráfico 4.2.

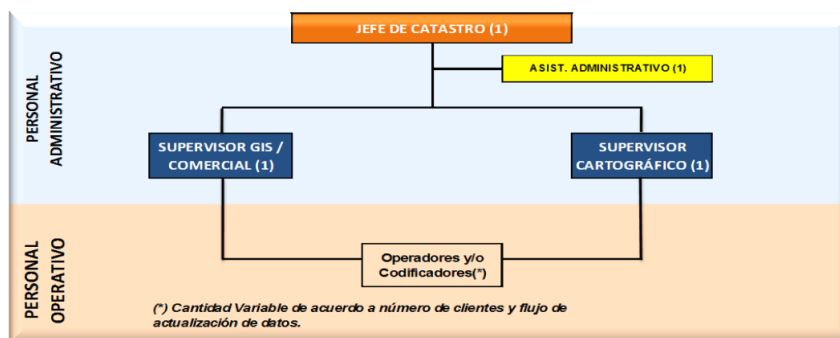


Gráfico 4.2. Esquema de organización para el Área de Catastro

4.3. PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS – PLANREP:

Con el objetivo de disminuir los niveles de pérdidas de energía en las empresas de distribución al nivel nacional, el MEER y el CONELEC implementaron el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía denominado – **PLANREP**, especialmente para las empresas que presentaban altos niveles de este indicador, como es el caso de CNEL EP que tiene varias Unidades de Negocio que mantienen valores altos de pérdidas de energía.

Se asignaron recursos desde el año 2010 hasta el año 2013, para la ejecución de los proyectos que tienen como objetivo principal la reducción de las pérdidas, la mayor parte de esos recursos fueron asignados a CNEL EP, cuya distribución por cada Unidad de Negocio se presenta en el Cuadro 4.2.

Unidad de Negocio	2010		2011		2012		2013		Total	
	Cantidad	Monto (\$)	Cantidad	Monto (\$)	Cantidad	Monto (\$)	Cantidad	Monto (\$)	Cantidad	Monto (\$)
CNEL Bolívar	1	956,738.75	8	1,307,860.45	4	646,847.00	3	130,735.00	16	3,042,181.20
CNEL El Oro	1	896,254.00	5	1,975,198.00	17	1,937,763.50	5	1,037,145.00	28	5,846,360.50
CNEL Esmeraldas	1	2,598,397.00	6	4,124,559.78	24	1,528,677.00	3	1,975,312.34	34	10,226,946.12
CNEL Guayas Los Ríos	2	2,082,661.00	18	6,241,791.00	3	1,727,442.00	1	1,298,929.00	24	11,350,823.00
CNEL Los Ríos	3	2,235,400.00	3	3,782,275.00	3	1,577,491.00	9	1,209,363.76	18	8,804,529.76
CNEL Manabí	2	3,878,199.00	7	15,417,000.00	2	2,793,912.00	1	1,324,498.00	12	23,413,609.00
CNEL Milagro	1	1,003,649.00	17	3,587,593.24	3	1,458,655.08	36	1,264,454.73	57	7,314,352.05
CNEL Santa Elena	3	1,046,070.00	10	1,747,151.26	5	1,644,988.00	2	1,108,350.52	20	5,546,559.78
CNEL Santo Domingo	0	-	4	2,600,000.00	3	1,350,292.50	4	5,710,315.66	11	9,660,608.16
CNEL Sucumbios	1	515,727.00	8	2,816,437.00	3	1,757,452.00	4	1,945,278.60	16	7,034,894.60
Total	15	15,213,095.75	86	43,599,865.73	67	16,423,520.08	68	17,004,382.61	236	92,240,864.16

Cuadro 4.2. Asignación de recursos para los Proyectos de Reducción de Pérdidas PLANREP a CNEL EP

De las asignaciones dadas a CNEL EP desde el año 2010 para el PLANREP, la mayor cantidad fue asignada en el año 2011, que alcanzó a 43,6 millones de dólares, los años restantes se asignaron un promedio de 16,2 millones de dólares, como se puede observar en el Gráfico 4.3.

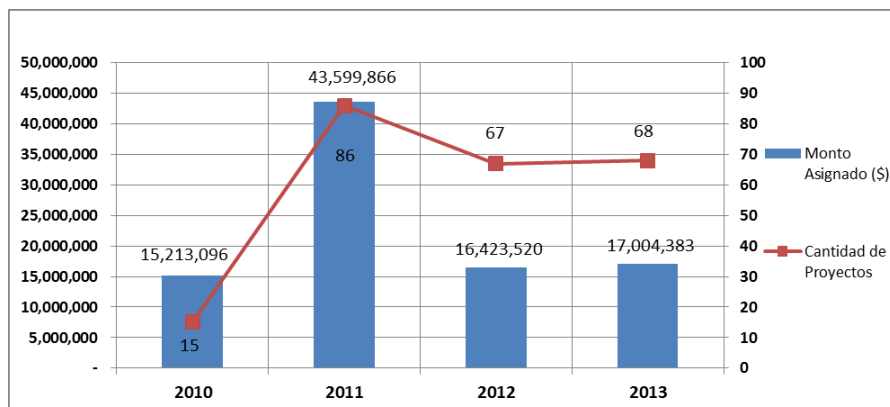


Gráfico 4.3. Asignación anual de recursos y cantidad de proyectos del PLANREP en CNEL EP

La asignación en el período desde el año 2010 hasta el año 2013 alcanzó la cantidad de \$92'240.840; en el mismo período se ha reducido el porcentaje de pérdidas en 7,35%; pasando de 26,50% en el año 2009 al 19,15% en el año 2013.

Los proyectos del PLANREP fueron encaminados a: levantar la información de los clientes para actualizar los catastros de los sistemas comerciales; instalación de medidores en los casos de conexiones directas, servicios convenidos, equipos de medición alterados o dañados; cambio de redes de distribución de baja tensión con conductores desnudos por redes pre-ensambladas; mejoramiento de los sistemas de medición de clientes con altos consumos; proyectos de telemetría y telegestión; entre otros.

La CNEL EP, para la reducción de las pérdidas implementó varios proyectos y se tomaron las acciones que contribuyeron para alcanzar los niveles que se indica, los cuales son descritos en este capítulo, todos han contribuido para alcanzar las metas. Se establece una relación entre los niveles de asignación y la disminución de pérdidas, por cada punto porcentual corresponde una asignación promedio anual de alrededor de 12,6 millones de dólares.

De igual forma se puede determinar que la recuperación alcanzada por la disminución de los niveles de pérdidas no técnicas de energía, y por ende el incremento de la facturación, fue en los años: 2010 de 8,82 millones, 2011 de 10,19 millones, 2012 de 11,88 millones y 2013 de 8,82 millones, que da como resultado una recuperación promedio anual en el período de aproximadamente 9,93 millones de dólares; lo que hace muy rentables los proyectos de reducción de pérdidas, considerando una vida útil de los proyectos de 10 años.



De lo descrito en este capítulo se puede colegir que para lograr el objetivo de reducir los niveles de pérdidas de energía, se requiere un conjunto de acciones de todo orden: mejoras en los procesos administrativos, en el esquema organizacional, entre otros aspectos, contribuyen a dicho objetivo; pero es cierto también que los niveles de inversión no han sido los necesarios para alcanzar mejores resultados, pues se requiere mejorar el equipamiento, la tecnología, la infraestructura, entre otros elementos de los sistemas eléctricos.

4.4. FORTALECIMIENTO DE LOS GRUPOS Y ÁREAS DE CONTROL DE PÉRDIDAS:

CNEL EP, dentro de su giro específico del negocio, que es la distribución y comercialización de la energía eléctrica en su zona de concesión, requiere un proceso consolidado de control de las instalaciones del sistema de distribución, especialmente de los equipos de medición, que permiten el registro del consumo de energía para su facturación y cobro.

Los indicadores de pérdidas de energía mostrados en el capítulo III conminan a plantear soluciones integrales para lograr el objetivo de reducir y controlar los niveles de pérdidas de energía, lo que permitirá la recuperación de los recursos económicos necesarios para ejecutar la operación de las Unidades de Negocio y la recuperación de los activos en operación para mejorar la calidad del servicio.

En los Gráficos 4.4 y 4.5 se presentan las cantidades de clientes y consumo de energía por tipo de usuario o uso de la energía. Se puede observar que solamente el 0,34%, que constituyen los usuarios industriales, consumen el 22,53% de la energía; el 7,89% de los clientes que utilizan la energía para actividades comerciales consumen el 18,29% de la energía y el 1,48% de los clientes que utilizan la energía para otras actividades como: sector público, sector municipal, culto religioso, actividades comunitarias, entre otras, consumen el 12,24% de la energía. En estos sectores se tienen altos consumo por cliente; razón por la cual, el plan de reducción y control de pérdidas de energía debe contemplar de manera prioritaria la revisión de los sistemas de medición para mantener el control de éstos.

Con lo indicado en el párrafo anterior no quiere decir que se descuiden las revisiones de los otros sectores de consumo: residencial y alumbrado público, pero el Plan debe contemplar una programación de revisiones de los medidores de los clientes con consumos altos de manera más periódica y los otros casos de clientes residenciales o de consumos menores se pueden

realizar con otros mecanismos de focalización, por sectorización geográfica, análisis estadístico, atención de reclamos y denuncias, entre otras formas de detección, varias de las cuales se describen en esta tesis.

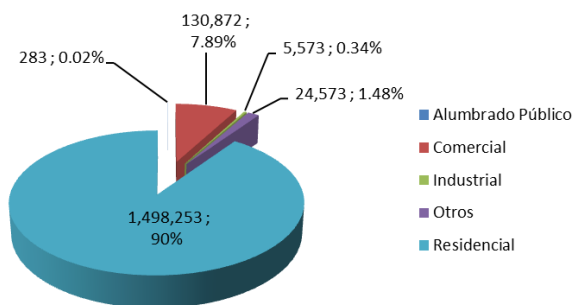


Gráfico 4.4. Cantidad de clientes por uso de energía

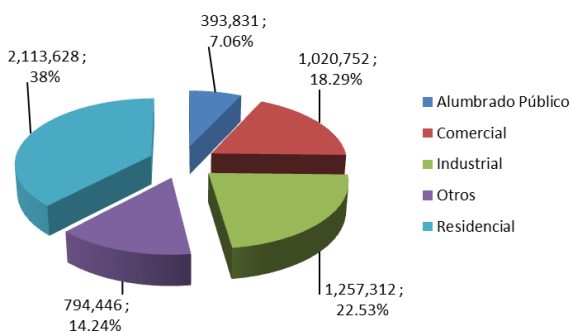


Gráfico 4.5. Consumo de energía por uso

4.4.1. Descripción del proyecto:

Todas las Unidades de Negocio de la Corporación han desarrollado planes y programas para la reducción de los niveles de pérdidas de energía, obteniendo en muchos casos buenos resultados, en cambio en otras Unidades no se han logrado resultados positivos y se siguen manteniendo niveles altos.

En el año 2012, la mayoría de las Unidades de Control de Pérdidas o Control de Energía de las Unidades de Negocio, no estaban conformadas ni equipadas de manera correcta, por lo cual no se podía aspirar a que el control se realice técnicamente y que garantice la ejecución de un plan bien estructurado y que contemple: el personal, el equipamiento, la movilización, las

herramientas, un plan de trabajo y la forma de evaluación para el seguimiento de indicadores de gestión.

El objetivo general del proyecto es el “Fortalecimiento de las Unidades de Control de Energía de CNEL EP”.

Los objetivos específicos son:

- ✓ Adquirir los equipos, herramientas, vehículos y otros medios
- ✓ Seleccionar y contratar el personal técnico
- ✓ Impartir la capacitación y el entrenamiento del personal
- ✓ Implementar un plan estructurado de control de los sistemas de medición especiales y masivos.
- ✓ Realizar el control del Plan en función de indicadores de gestión

El proyecto contempla la conformación de 33 Grupos de Control de Energía en las Unidades de Negocio, como se indican el siguiente Cuadro 4.3.

Unidad de Negocio	Grupos
El Oro	3
Esmeraldas	6
Guayas - Los Ríos	6
Los Ríos	3
Manabí	6
Milagro	3
Santa Elena	3
Santo Domingo	3
Total....	33

Cuadro 4.3. Distribución de Grupos de Control de Energía

Cada Grupo de Trabajo especializado está conformado por un Ingeniero Eléctrico y un Tecnólogo o Electricista, de forma que se incorporaron a la Corporación 66 técnicos eléctricos para ejecutar los planes descritos.

4.4.2. Monto de Inversión.



El valor de la inversión del proyecto alcanzó la cantidad de \$1'677.177,79 y su detalle se puede observar en el Cuadro 4.4.

Descripción	Cantidad
Equipos analizadores de parámetros eléctricos	211,381.50
Herramientas	151,338.07
Equipos de seguridad	63,810.60
Equipo de datos	26,500.00
Vehículos y accesorios	1,044,450.00
Suma.....	1,497,480.17
Total con IVA	1,677,177.79

Cuadro 4.4. Inversión para la conformación de Grupos de Control de Energía

4.4.3. Plazo de Ejecución:

Para la conformación de los Grupos de Control de Energía se estimó en 6 meses, pero debido a factores como: demoras en los procesos de compra, procesos de contratación del personal y falta de recursos (flujo de caja), el proyecto concluyó en aproximadamente 10 meses.

4.4.4. Beneficio Financiero:

Considerando los costos que representan la operación de los Grupos de Trabajo, que se presentan el Cuadro 4.6, como son: la mano de obra, la depreciación de los equipos, vehículos y herramientas, gastos de combustible, lubricantes, neumáticos y reparaciones; y, por otra parte la recuperación de valores no pagados por energía como producto de las revisiones que se realizan en los medidores especiales y masivos, que se presentan en el Cuadro 4.5 y tomando el valor promedio de venta de energía al nivel del cliente final de 8,18 c/kWh, se puede establecer el beneficio financiero del proyecto, considerando únicamente la diferencia entre los costos y los ingresos del proyecto, se estima en aproximadamente 2,54 millones de dólares anuales.

El Plan de Acción que se implementó para los Grupos de Control de Energía considera la desagregación de los tipos de usuarios, como son: industriales, comerciales, residenciales, sector público, tarifa dignidad, entre otros; así también la zonificación por sectores geográficos y socio-económicos, para determinar los sectores en los cuales se encuentran ubicados los diferentes tipos de usuarios y sus niveles de consumo.



Unidad de Negocio	Grupos	Trabajos-mes		Recuperación energía (kWh)		Recuperación económica (\$)		
		Especial	Masivo	Especial	Masivo	Especial	Masivo	
El Oro	3	79.2	415.8	190,080	199,584	15,539.72	16,316.71	
Esmeraldas	6	158.4	831.6	380,160	399,168	31,079.44	32,633.42	
Guayas - Los Ríos	6	158.4	831.6	380,160	399,168	31,079.44	32,633.42	
Los Ríos	3	79.2	415.8	190,080	199,584	15,539.72	16,316.71	
Manabí	6	158.4	831.6	380,160	399,168	31,079.44	32,633.42	
Milagro	3	79.2	415.8	190,080	199,584	15,539.72	16,316.71	
Santa Elena	3	79.2	415.8	190,080	199,584	15,539.72	16,316.71	
Santo Domingo	3	79.2	415.8	190,080	199,584	15,539.72	16,316.71	
Total....	33	871.2	4573.8	2,090,880	2,195,424	170,937	179,484	
							Recuperación mensual (\$)	350,421
							Recuperación anual (\$)	4,205,048.75

Cuadro 4.5. Trabajos y recuperación de los Grupos de Control de Energía

Descripción	Cantidad (\$)	Depreciación	
		Años	Valor mensual
Equipos analizadores de parámetros eléctricos	211,381.50	3	5,871.71
Herramientas	151,338.07	3	4,203.84
Equipos de seguridad	63,810.60	3	1,772.52
Equipo de datos	26,500.00	3	736.11
Vehículos y accesorios	1,044,450.00	5	17,407.50
Suma.....	1,497,480.17		29,991.67
Total con IVA	1,677,177.79		

Costos del proyecto	Mensual	Anual
Depreciación	29,991.67	359,900.06
Mano de Obra	105,063.75	1,260,765.00
Gastos de combustibles y lubricantes	3,481.94	41,783.28
Costo total de la gestión	138,537.36	1,662,448.34
Recuperación de pérdidas de energía	350,420.73	4,205,048.75
Beneficio económico	211,883.37	2,542,600.42

Cuadro 4.6. Costos y beneficio económico del proyecto de Fortalecimiento de las Unidades de Control de Energía

Sobre la base de esta clasificación y sectorización se elaboró un cronograma de revisiones que contempla como prioritarios los usuarios que tiene mayor consumo y así sucesivamente hasta los que tienen menores consumos, de esta forma se optimizan los recursos disponibles y se garantiza el control a los usuarios de mayor consumo de energía.

Bajo los mismos lineamiento indicados en este proyecto, se conformaron dos Grupos de Control de Energía que dependen administrativamente de la Gerencia Comercial de la Matriz de CNEL EP, con el objetivo de realizar el control de los Grandes Clientes y de todo el proceso de control de energía en la Corporación, pues se encargan de la supervisión de los trabajos realizados en las Áreas de Control de Energía en las Unidades de Negocio y revisiones



puntuales que se requieran, de esta forma se da un mensaje de control general sobre las actividades que se realicen en este proceso tan importante para la Corporación.

4.5. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE – TELEGESTIÓN

4.5.1. Descripción del Proyecto:

El proyecto corresponde la Implementación de un Sistema de Medición Inteligente denominado TELEGESTIÓN en CNEL EP, orientado a la instalación de equipos de medición para todos los clientes en las áreas definidas en las Unidades de Negocio Manabí y El Oro, incluyendo la legalización y registro de los consumidores no ingresados en los sistemas comerciales y que se encontraron conectados a la red en forma ilegal. Este proyecto constituye un piloto para obtener las experiencias y evaluar los resultados en los diferentes parámetros planteados.

El sistema denominado TELEGESTION comprende la interacción con los equipos de medición para realizar en forma remota: la lectura, el corte y la reconexión de los sistemas de medición, la detección de posibles fraudes, envío de señales para desconexión de equipos de los clientes, entre otras funciones, de manera que se puedan realizar acciones más efectivas para mejorar los procesos comerciales de CNEL EP; además permite mejorar la gestión de la distribución eléctrica, ya que se cuenta con datos de la carga y el estado del servicio en cada punto de suministro de energía contemplado en el proyecto.

Hasta el año 2013, en los sectores designados para la implantación del sistema, se tenían inconvenientes para la toma de las lecturas de los medidores y las suspensiones del servicio por mora en el pago; ya sea por no tener una adecuada infraestructura, el personal y otros recursos para realizar estos trabajos, por la inexistencia de rutas lógicas de lecturas y por falencias en los procesos de registro de nuevos clientes, lo que producía facturación incorrecta, como consecuencia elevadas pérdidas de energía y recaudación baja en relación a la facturación.

La TELEGESTIÓN es una técnica automatizada de las comunicaciones, que ayuda a realizar las mediciones y la recolección de datos que se generan en los puntos de carga del sistema. La transmisión de estos datos se efectúa a través de redes de radiofrecuencia denominado “red

MECH”, cuyo esquema se presenta en el Gráfico 4.6, en la cual se comunican entre los medidores habiendo diversos caminos para que la información llegue a los colectores principales y desde los cuales se transmite al centro de control.

La TELEGESTIÓN comprende un sistema de comunicación bidireccional, que no depende de estado de las redes eléctricas, haciendo versátil su funcionamiento; la implantación tiene como propósito dar solución a los problemas de registros de información y trabajo administrativo en lo referente a la gestión del Sistema Comercial, reduciendo los costos en los procesos relacionados con el tratamiento de esta información. Es además el primer escalón de una empresa de distribución en la senda hacia una SMART GRID (Redes Inteligentes).

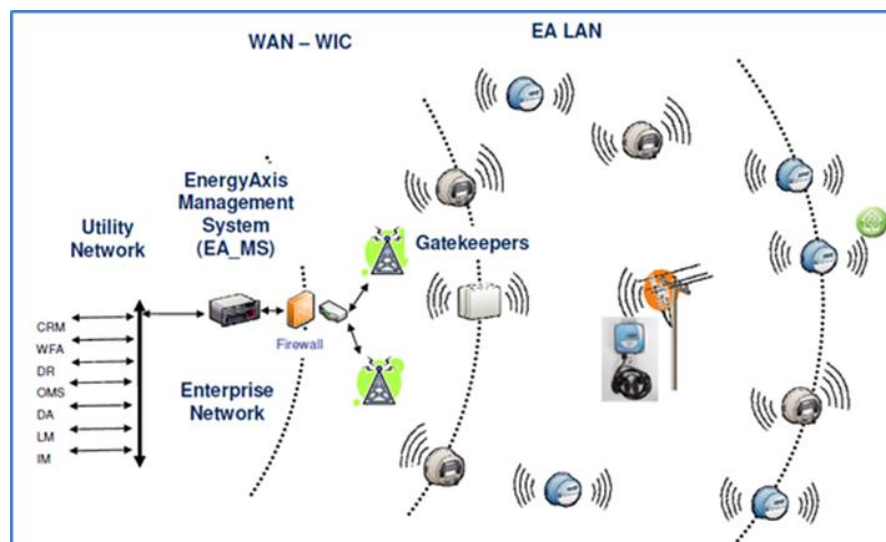


Gráfico 4.6. Esquema de telegestión usando radiofrecuencia (red MECH)

4.5.2. Objetivos y Alcance:

Los objetivos planteados en el proyecto de TELEGESTION en las áreas contempladas a implementarse son:

- Reducir las Pérdidas de Energía por hurto de Energía a 0.3%
- Incrementar la eficiencia en el proceso de toma de lecturas, reduciendo a cero los errores de lectura y disminuyendo los tiempos para la facturación
- Incrementar la recaudación y oportunidad de pago.

- En los procesos de distribución contar con la información de la carga y el estado del servicio para mejorar los tiempos de atención de reclamos

Para seleccionar los sectores para la implementación del proyecto se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- Sectores de clientes residenciales de nivel socioeconómico medio y alto
- Sectores con altos índices o antecedentes por hurto de energía
- Clientes comerciales e industriales que se encuentren en los sectores resultante de las dos premisas anteriores; y,
- Clientes industriales y comerciales de elevados consumos y con antecedentes de manipulación de sus sistemas de medición.

4.5.3. Localización de Proyectos y Características Geográficas:

El proyecto se ha implementado en 3 ciudades del área de concesión de CNEL EP, estas son: Machala en la provincia de El Oro y Manta y Portoviejo en la provincia de Manabí.

Machala y Portoviejo son ciudades cuyas geografías son planas, mientras que Manta tiene una superficie irregular, en todas las implementaciones el funcionamiento se da de acuerdo a lo requerido en el proyecto. A continuación se presentan las áreas en las que se ha implementado el proyecto:



Gráfico 4.7. Sectores seleccionados para la telegestión en Machala



Gráfico 4.8. Sectores seleccionados para la telegestión en Portoviejo



Gráfico 4.9. Sectores seleccionados para la telegestión en Manta

4.5.4. Tipo y Número de Consumidores:

Los clientes que forman parte de este proyecto son en su mayoría de tipo residencial y comercial y suman 13.264. Adicionalmente existen 366 clientes comerciales e industriales con sistemas de medición indirecta y semi-indirecta.

4.5.5. Tipo de Red:

En las áreas de implementación del proyecto, la topología de la red en un 80% corresponde a redes aéreas monofásicas tipo radial, 13.8kV/240-120 V; el 18% redes monofásicas subterráneas tipo radial 13.8kV/240-120 V; y el 2% a sistemas trifásicos con redes subterráneas 13.8kV/220 V conexión Y.

4.5.6. Presupuesto:

El presupuesto del proyecto se determinó en 5,3 millones de dólares, financiados con recursos del PLANREP, correspondiente al año 2011.

4.5.7. Evaluación Comercial de Telegestión:

Se presenta una evaluación de la facturación del consumo de energía mensual en las zonas geográficas en las que se implementó el sistema de Telegestión, en las ciudades de: Machala, Manta y Portoviejo; clientes masivos residenciales y comerciales, comparación de los valores dados en los años 2012 y 2013.

Año	Facturación	
	kWh	(\$)
2012	37,775,213	5,200,398
2013	41,009,465	5,491,732
Incremento	8.56%	5.60%

Cuadro 4.7. Evaluación de la facturación en el proyecto de telegestión

En el cuadro 4.7. se presentan los valores facturados en los sectores del proyecto, y se puede observar un incremento del 8,56% en la facturación de la energía y el 5,60% en los valores en dólares.

Así también en los Gráficos 4.10 y 4.11 se muestran los comportamientos de los valores facturados, en energía (kWh) y económicos (\$), en forma mensual en los años 2012 y 2013, período en los cuales se implementó el proyecto de Telegestión; es claro el incremento dado en la facturación en los meses posteriores al proyecto.

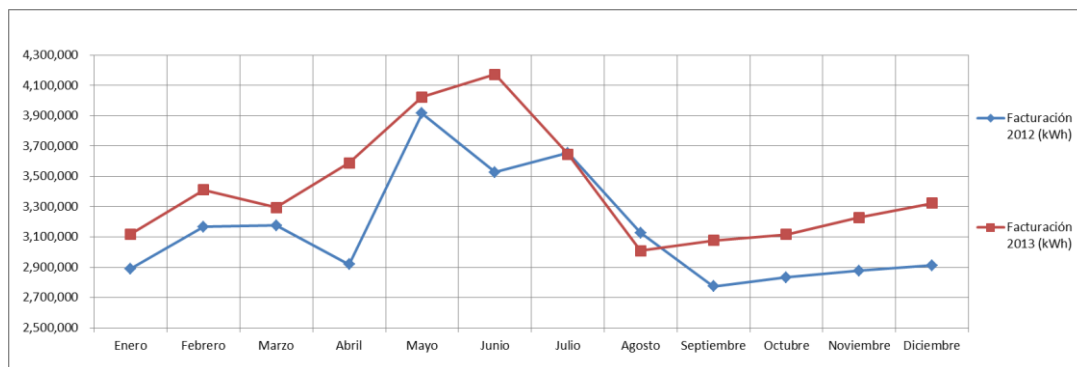


Gráfico 4.10. Facturación de energía en el proyecto de Telegestión

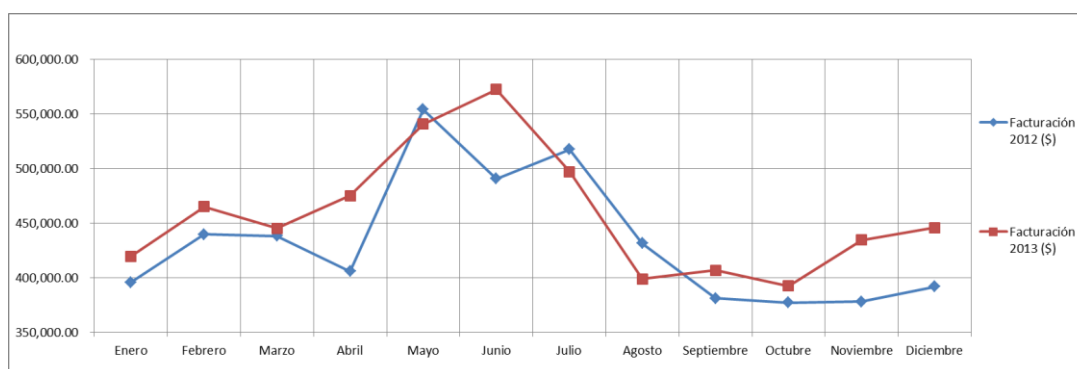


Gráfico 4.11. Facturación en dólares en el proyecto de Telegestión

Se debe anotar que el proyecto de telegestión presentó otros beneficios, como son el incremento en la recaudación, la disminución de la cartera vencida, determinar los puntos en los que no se tienen servicio eléctrico, alarmas para detectar posibles alteraciones en los equipos de medición, entre otros, pero se ha descrito solamente el incremento de la facturación por el objetivo de este trabajo.

4.6. INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN CONEXIONES DIRECTAS LEVANTADAS POR EL GIS:

Como parte del proyecto de levantamiento de información del Sistema de Información Geográfico (SIG o GIS por sus siglas en inglés), se cuenta con la información de los casos en los cuales se encontraron conexiones directas, medidores al interior de los predios, medidores dañados, entre otras novedades, las cuales sirven de base para el proyecto que se describe y el desglose de esa información se muestra en el Cuadro 4.8.

Unidad de Negocio	Sin Medidor	Revisar Medidor	Medidor dañado
Guayas Los Ríos	12,340	3000	381
Milagro	6,009	712	139
Santo Domingo	229	778	16
Santa Elena	3,318	736	177
Los Ríos	10,836	282	120
Manabí	39,888	15000	621
El Oro	4,640	1314	457
Esmeraldas	7,363	3000	118
SUEMA.....	84,623	24,822	2,029
TOTAL DEL SISTEMA			111,474

Cuadro 4.8. Casos de novedades encontradas en el levantamiento del GIS

La instalación de equipos de medición en los predios que tienen conexiones directas, convierten automáticamente en clientes de la Corporación, logrando una mayor facturación y por ende reducir las pérdidas de energía.

4.6.1. Objetivos del proyecto:

Objetivo general

El proyecto está dirigido a los segmentos: residencial, comercial menor e industrial menor de las zonas urbanas y rurales del Área de concesión de la Corporación, que han sido identificados con un alto índice de hurto de energía, existiendo una gran cantidad de viviendas que presentan novedades en el levantamiento de la información del GIS.

Objetivos específicos:

- Reducir el porcentaje de pérdidas de energía
- Incrementar la recaudación con la normalización de los consumos
- Instalar equipos de medición en todas las viviendas que presentaron novedades
- Incrementar la facturación con el registro de nuevos usuarios
- Cumplir con el compromiso presidencial de que todos los clientes tengan medidor

4.6.2. Datos generales del proyecto:

Nombre del proyecto

El proyecto se ha denominado “INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN PREDIOS CON CONEXIONES DIRECTAS” en la Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP.

Entidad ejecutora

El proyecto está a cargo de la Gerencia Comercial de la Corporación, en coordinación con todas las Direcciones Comerciales de las Unidades de Negocio que conforman la Corporación.

Cobertura y localización

Contempla las Unidades de Negocio: El Oro, Esmeraldas, Guayas Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena y Santo Domingo, de la CNEL EP.

Presupuesto de inversión para mano de obra

El costo de inversión del proyecto para la mano de obra se estimó en \$2'500.000,00 desglosados para cada Unidad de Negocio, para lo cual se ha dividido en tres zonas, cuyo detalle se muestra en el cuadro 4.9.

Zona	Regional	Sin medidor		Revisar medidor		Medidor dañado		Valor en \$
Zona 1	ESM	7.363	11.866,00	3.000	5.385,00	118	201,00	287.958,00
	STD	229		778		16		
	MAN-N	4.274		1.607		67		
Zona 2	MAN	35.614	38.932,00	13.393	14.129,00	554	731,00	887.568,00
	STE	3.318		736		177		
Zona 3	LRS	10.836	33.825,00	282	5.308,00	120	1.097,00	663.795,00
	MLG	6.009		712		139		
	EOR	4.640		1.314		457		
	GLR	12.340		3.000		381		
Total instalaciones de medidores en predios con conexiones directas								\$ 1.839.321,00
Identificación de los puntos (inspecciones)								\$ 190.500,00
Socialización del proyecto (entrega de información en los predios)								\$ 18.389,34
Fiscalización del proyecto (contratación mediante consultoría)								\$ 183.932,10
Subtotal del proyecto								\$ 2.232.142,44
IVA								\$ 267.857,09
TOTAL DEL PROYECTO								\$ 2.500.000

Cuadro 4.9. Costos de la mano de obra para las instalaciones de los medidores (información inicial)

Plazo de ejecución



El plazo de ejecución del proyecto fue de 10 meses y contempló la instalación de los medidores y el ingreso de la información a los sistemas comerciales. Se financió con recursos propios de CNEL EP.

4.6.3. Resultados esperados:

Recuperación de valores no pagados por energía

En el año 2012, en las Unidades de Negocio que conforman la Corporación, se tenía gran cantidad de viviendas con conexiones directas, las cuales no estaban registradas como clientes, por lo que no se les podía facturar valores por el uso de la energía. Con este proyecto se estima recuperar valores no pagados en alrededor de 120 kWh/mes promedio por cada predio en el cual se haya instalado los medidores, lo cual incrementaría la facturación y disminuiría las pérdidas de energía.

Dada la recuperación de los valores no pagados por energía en 12.000 MWh mensuales y considerando el costo de la energía de \$0,08 por kWh, se tendría un incremento en la facturación mensual en el orden de \$960.000/mes.

4.6.4. Identificación de los puntos a ser intervenidos:

Para iniciar el proyecto, se debían conocer los puntos en los cuales se realizarían los cambios o nuevos servicios e identificarían las zonas en las cuales se deben cambiar los medidores que se encuentran en mal estado. Se contrató la ejecución de las inspecciones para realizar el levantamiento de la información georeferenciada de los casos.

4.6.5. Socialización del Proyecto:

El proyecto debió difundirse y comunicarse en los sectores en los cuales se iba a realizar las instalaciones de los medidores, debido a que muchas veces las comunidades se oponen y no prestan las facilidades para realizar los trabajos; por lo que, previamente se realizó una campaña de comunicación sobre los beneficios al tener normalizado el servicio de energía eléctrica, tales como:

- Instalación de acometida segura
- Tener un registro de sus consumos
- Mejorar la calidad de servicio en sus viviendas
- Prevenir cortocircuitos para evitar incendios en las viviendas
- Protección de sus electrodomésticos
- Derecho a reclamos en caso de ser afectados por una suspensión del servicio.

4.6.6. Fiscalización del Proyecto:

La fiscalización se realiza en cada Unidad de Negocio con el fin de verificar en campo, los trabajos que se realicen y la información entregada de las instalaciones. Es fundamental el ingreso de la información de las inspecciones e instalaciones en los sistemas comerciales, ya que el objetivo es el incremento de la facturación de energía.

4.6.7. Informe de Avance del Proyecto Normalización de Conexiones Directas:

El proyecto se dividió en 2 etapas plenamente definidas, la primera para realizar las INSPECCIONES de campo y la segunda etapa para realizar la NORMALIZACIÓN de los casos determinados en la primera etapa, de acuerdo a las novedades encontradas.

La cantidad de actividades planificadas, contratadas y ejecutadas en este proyecto por Unidad de Negocio, con corte a febrero de 2014, se indican en el Cuadro 4.10.

UNIDAD DE NEGOCIO	CONEXIONES DIRECTAS	INSPECCIONES			NORMALIZACIONES			TOTAL
	REPORTADOS EN GIS A OCT. 2012	CONTRATADAS	EJECUTADAS	% INSPECCIONES	PLANIFICADAS	EJECUTADAS	% EJECUCION	% AVANCE
EL ORO	6.411	6.411	6.411	100%	4.328	3.695	85%	94%
ESMERALDAS	10.481	10.481	10.481	100%	4.059		0%	72%
GLR DAULE	4.635	4.635	3.798	82%	2.402		0%	54%
GLR DURAN	6.451	6.451	6.038	94%	3.137		0%	63%
GLR QUEVEDO	4.635	4.635	4.635	100%	2.865	1.028	36%	76%
LOS RIOS	11.238	11.238	11.238	100%	8.706	5.208	60%	82%
MILAGRO	6.860	6.860	6.860	100%	4.000		0%	63%
MANABI	55.509	55.509	54.167	98%	27.097		0%	66%
SANTA ELENA	4.231	4.231	4.231	100%	1.518		0%	74%
SANTO DOMINGO	1.023	1.023	1.256	123%	790	334	42%	88%
TOTALES	111.474	111.474	109.115	98%	58.902	10.265	17%	70%

9%

Cuadro 4.10. Evaluación del avance del proyecto de normalización de conexiones directas



El avance del proyecto, a febrero de 2014, considerando que las 2 etapas se ejecutarían independientemente, es del 70%.

Del desarrollo de las inspecciones se determinó que se requería normalizar 58.902 casos de usuarios, de los cuales han sido regularizados un total de 10.265 hasta diciembre de 2013, lo que indica un avance del 17,42% en relación a los casos de normalización efectivos encontrados, y si relacionamos con el total de inspecciones iniciales se tiene un avance del 9,2%.

El análisis también evidenció que un 59% del total de usuarios a normalizar ya tenían medidores instalados, pero se requieren otros tipos de acciones tales como: cambio de materiales, reubicaciones de los medidores, inactivaciones o suspensiones por deudas pendientes, usuarios no ubicados, entre otros.

4.7. SISTEMA DE COMUNICACIÓN CON EQUIPOS DE MEDICIÓN – TELEMETRÍA:

A partir del año 2009 se implementó en CNEL EP el sistema denominado de Telemetría, para realizar la lectura automática de los medidores instalados en los casos de clientes considerados especiales por el nivel de consumo de energía, así también se tiene la opción de transmitir ciertos eventos de posibles alteraciones en los equipos de medición.

Este sistema de medición fue implementado en las Unidades de Negocio: Guayas – Los Ríos, Manabí, Milagro, El Oro y Los Ríos, mediante la contratación de la compañía SERCOEL S.A., empresa que fue creada por algunas empresas del sector eléctrico para brindar servicios a las empresas de distribución.

Unidad de Negocio	Marca Medidor	Instalados	Suma	Observaciones
Guayas - Los Rios	General Electric	247	268	No operan
	ELSTER	21		No operan
Manabi	General Electric	287	462	No operan
	ELSTER	175		No operan
Los Rios	General Electric	119	133	No operan
	ELSTER	14		No operan
Milagro	General Electric	0	434	
	ELSTER	434		En operación
El Oro	General Electric	0	196	
	ELSTER	196		En operación
SUMA	General Electric	653	1,493	
	ELSTER	840		

Cuadro 4.11. Medidores instalados con telemetría por Unidad de Negocio

El esquema consiste en la instalación de una tarjeta electrónica en los medidores de energía de marca ELSTER y General Electric, la toma los datos registrados en el medidor para transmitirlos mediante señal GPRS (señal celular) hasta el Centro de Control de SERCOEL, para que se registre en un sistema informático datos de las magnitudes eléctricas y eventos. Los usuarios del sistema tienen acceso a esa información mediante un aplicativo web con las autorizaciones correspondientes. Lamentablemente este sistema no está operando en las Unidades de Negocio: Manabí, Guayas – Los Ríos y Los Ríos por fallas en la instalación de las tarjetas y en las Unidades de Negocio: Milagro y El Oro están operando con normalidad. Esta información se presenta en el Cuadro 4.11.

4.8. ELIMINACIÓN DE INSTALACIONES CON CONSUMOS CONVENIDOS:

Como se indicó en el punto 4 del capítulo III, la cantidad de clientes con consumos convenidos es aún considerable y de acuerdo a lo establecido en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, la Corporación no puede facturar los consumo de energía que fueran establecidos con base en presuntivos y estimativos, por lo que se requiere identificar geográficamente estos casos para realizar la instalación de medidores de energía que permita establecer sus consumos reales.

En el año 2012 se tenía 58.455 casos de clientes con consumos convenidos en CNEL EP, a diciembre de 2013 estos casos disminuyen a 29.272, se ha priorizado la instalación de medidores en las seis Unidades de Negocio, como se puede observar en el cuadro 4.12.

Unidad de Negocio	Convenidos	Convenidos
	2012	2013
Bolívar	441	152
Guayas Los Ríos	6316	3378
Los Ríos	5690	3533
Manabí	31330	11707
El Oro	5123	2582
Esmeraldas	9555	7920
SUMA.....	58,455	29,272

Cuadro 4.12. Consumos convenidos por Unidad de Negocio

El principal inconveniente para eliminar estos casos de Consumos Convenidos, denominados también Luces Fijas, es la ubicación física de los mismos, ya que a pesar de tener registros en



los sistemas comerciales no se pueden ubicar con facilidad para realizar la instalación de medidores; de allí la necesidad de realizar las inspecciones, en forma conjunta para determinar las conexiones directas descrito en el punto 6 de este capítulo.

Los consumos convenidos se presentan de dos formas en los sistemas de las diferentes Unidades de Negocio de la Corporación, mediante la conexión directa a la red de distribución y los casos que si bien tienen instalados y asignados medidores de energía, éstos se encuentran dañados y el consumo de igual forma se establece con estimativos.

4.8.1. Objetivos del Proyecto:

La instalación de medidores en viviendas de clientes con consumos convenidos, tiene como objetivo disminuir los altos niveles de pérdidas de energía, para incrementar la facturación y recaudación por concepto del servicio eléctrico.

Objetivo general

La instalación de 58.455 medidores en los predios de clientes con consumos convenidos y su regularización, en las zonas urbanas y rurales del Área de concesión de CNEL EP.

Objetivos específicos

- Reducir las pérdidas de energía eléctrica.
- Incrementar la facturación de los consumos en este segmento de clientes.
- Reducir los reclamos por consumos presuntivos y estimativos.
- Instalar equipos de medición a todos los usuarios con consumos convenidos.
- Facilitar el proceso de facturación con consumos reales.
- Cumplir con el compromiso presidencial que todos los clientes tengan medidor.

4.8.2. Datos Generales del Proyecto:

Nombre del proyecto:

El proyecto se ha denominado “INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN VIVIENDAS DE CLIENTES CON CONSUMOS CONVENIDOS” para CNEL EP y está orientado a instalar sistemas de medición para 58.455 clientes, que están conectados a la red eléctrica y no disponen o están dañados registradores de energía para determinar con exactitud sus consumos, debido a que en su

momento se tenía falta de medidores, se les realizó un estudio de carga para determinar sus consumos de manera estimada, para posteriormente registrarlos en los sistemas comerciales como clientes convenidos.

Para la ejecución de este proyecto la CNEL EP proveerá todos los equipos y materiales complementarios para la instalación de los 58.455 medidores.

Entidad ejecutora:

El proyecto es de responsabilidad de CNEL EP y coordinado a través de la Gerencia Comercial, en coordinación con cada una de las Direcciones Comerciales de las seis Unidades de Negocio que tienen estos casos.

Cobertura y localización:

Este proyecto contempla la instalación de los medidores de energía en los servicios denominados convenidos en las Unidades de Negocio: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas - Los Ríos, Manabí y Los Ríos.

Monto de inversión:

El costo de inversión del proyecto para la mano de obra se estimó en \$501.270,00; desglosado para cada Unidad de Negocio y el tipo de proceso de contratación se muestra en el cuadro 4.13.

REGIONAL	MONTO (INCLUYE IVA)	TIPO DE CONTRATACIÓN
BOLÍVAR	\$ 8.149,68	Menor cuantía servicios
EL ORO	\$ 94.673,04	Cotización servicios
ESMERALDAS	\$ 176.576,40	Cotización servicios
GUAYAS LOS RÍOS	\$ 116.719,68	Cotización servicios
LOS RÍOS	\$ 105.151,20	Cotización servicios

Cuadro 4.13. Costo de inversión y tipo de proceso de contratación por Unidad de Negocio

Plazo de ejecución:

El plazo de ejecución del proyecto se determinó en (6) meses, tiempo en el cual se contempla la instalación de los medidores y el ingreso de la información a los sistemas Comerciales.

4.8.3. Resultados Esperados:

Recuperación de energía:

Con este proyecto se espera recuperar un promedio de 60 kWh/mes, lo cual incrementaría la facturación de energía, provocando una moderada disminución en las pérdidas de energía, reiterando que los clientes con consumos convenidos son aquellos clientes de baja demanda de energía.

CONSUMO CONVENIDO PROMEDIO	CONSUMO REAL PROMEDIO	RECUPERACIÓN DE ENERGÍA POR CLIENTE	CLIENTES CONSUMOS CONVENIDOS	RECUPERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA
50 kWh	110 kWh	60 kWh	58.455	3.507,30 MWh

Recuperación financiera:

Con la proyección de recuperación de energía mensual y considerando un costo de energía de \$0,083/kWh, se tendrá un incremento en la facturación mensual de \$291,105.90. Dicho incremento permitirá registrar los consumos reales a los clientes, cumpliendo con la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor.

4.8.4. Avance del Proyecto de Normalización de Clientes con Consumos Convenidos:

Como se muestra en el Cuadro 13, al término del año 2013, se tienen 29.272 casos de consumos convenidos que se mantienen en el sistema, lo que representa que se han detectado e instalado medidores para 29.183 casos, el 49,92% de los casos iniciales. La recuperación de energía mensual es de 1'750.980 kWh y el incremento en los ingresos en relación a la energía recuperada es de aproximadamente \$145.331 por mes.

4.9. INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA REALIZAR BALANCES DE ENERGÍA:

El principal inconveniente para detectar los casos de alteraciones de los medidores para disminuir el registro de energía, los cuales no se tratan solamente de conexiones directas desde las acometidas o la red de distribución, puentes en las borneras de los medidores, mecanismos físicos para detener o frenar el registro de la energía; sino que se utilizan métodos directamente en los mecanismos ciclométricos en los medidores de inducción y en los circuitos



de los medidores electrónicos, accesos a las programaciones de los medidores especiales para modificar sus parámetros, entre otras formas.

Para detectar estos casos de alteraciones de los sistemas de medición, se requiere el uso de nuevos métodos y tecnología que permita determinar las áreas más vulnerables y los casos de medidores con alteraciones. Una forma es implementando sistemas de medición que permita realizar balances de energía en troncales y ramales principales al nivel de alimentadores primarios, transformadores de distribución o circuitos secundarios, de esta forma se pueden determinar los sectores en los cuales los balances de energía, entre la medida centralizada con relación a la sumatoria de los consumos de los usuarios, tienen mayores variaciones y por ende los niveles de pérdidas son mayores.

Así también se requiere de sistemas informáticos que permitan el manejo de la información de los elementos de la red de distribución, los datos de las lecturas de los registros de los medidores centralizados, los históricos de consumos de los usuarios, entre otros elementos, para obtener los balances de energía por circuitos, y con base en modelos estadísticos que analicen los historiales de consumo de los usuarios, obtener los posibles casos en los cuales se producen alteraciones en los medidores.

Estos sistemas informáticos deben dar las alertas de los casos de balances de energía con mayores pérdidas y el listado de los posibles infractores, de esta forma se complementa con el programa de revisiones de los sistemas de medición descritos en el punto 4, optimizando el proceso de control de energía al nivel global y particular.

CNEL EP, bajo el concepto de balances de energía ha implantado dos tipos de proyectos, el primero que consiste en la instalación de sistemas de medición en los alimentadores primarios, tanto en los circuitos troncales como en los ramales principales, de forma que se obtengan los balances de energía al nivel de los alimentadores primarios y un segundo proyecto que se ha implementado en varias Unidades de Negocio, que consiste en la instalación de sistemas de medición en los transformadores de distribución, obteniendo los balances de energía al nivel de los circuitos secundarios, comparando los consumos de los usuarios conectados a esos transformadores, con las mediciones de energía registrados en los medidores centralizados.

A continuación se describe el proyecto implementado en la Unidad de Negocio Milagro, el cual tiene como objetivo la focalización de las pérdidas de energía a nivel de transformadores de distribución instalados en el área urbana de la zona de servicio de esa Unidad de Negocio, de esta forma minimizar el uso de recursos, tanto económicos como de tiempo para el control efectivo de las pérdidas no técnicas, así también proporcionar datos actualizados de la cargabilidad de cada centro de transformación, el balance de las corrientes de las fases, entre otros beneficios que se pueden obtener con estas instalaciones.

Se han instalado 1.053 medidores centralizados en transformadores de distribución en los centros poblados que se indican en el Cuadro 4.14.

Sector	Cantidad
Milagro urbano	744
Naranjito	142
Naranjal	77
Triunfo	90
TOTAL	1053

Cuadro 4.14. Distribución de medidores totalizadores

Así también como muestra del proyecto global de instalación de medidores totalizadores, se presenta la información del caso de la estación de transformación de 25 kVA ubicado en la Av. Jaime Roldós y Julián Coronel en la ciudad de Milagro y el listado de los medidores de usuarios que están conectados a este transformador, Gráfico 4.12 y Cuadro 4.15.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
MEDIDORES MONOFASICOS CLASE 20 FORMA 4S, KWH, KVARH Y KW	U	1,053
CONDUCTOR CONCÉNTRICO DE COBRE	m	6,318
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	U	2,106
CAJA METALICA INCLUIDO 2 ABRASADERAS Y 4 PERNOS	U	1,053
TUBO EMT 1". CODO REVERSIBLE. CONECTOR	U	1,053
BASE DE SOCKET	U	1,053
CONECTORES DENTADOS	U	3,159
SUMINISTRO E INSTALACION DE 1053 MEDIDORES TOTALIZADORES (\$)	U	655,205.24
COSTO UNITARIO (\$)	U	622.23

Cuadro 4.15. Materiales y costos requeridos

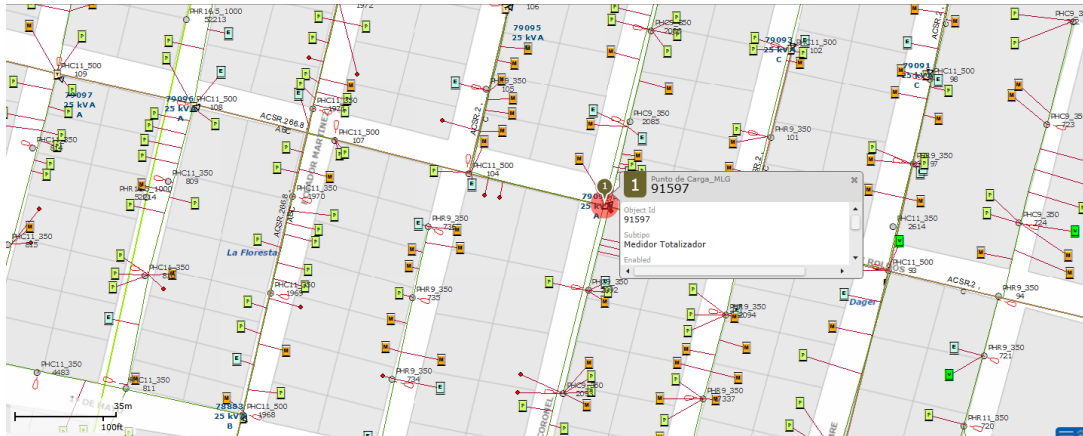


Gráfico 4.12. Muestra de instalación de medidor totalizador serie 14059263 transformador de 25 kVA

En el Cuadro 4.16 se presenta el listado de los materiales y los costos de inversión para la implementación de este proyecto.

CNEL REGIONAL MILAGRO							ESTADO DE PERDIDAS	
JEFATURA DE CONTROL DE PERDIDAS							Emission:	
REPORT DE CONTROLADORES DE CIRCUITO							% de Pérdidas	
		Controlador de circuito #: 16	Ubicación: AV. JAIME ROLDOS-JULIAN CORONEL			Capacidad: 25 Kva		sep-13
		Serie: 14059162				Posición GR: 0655549 / 9763128		2.67
		Empresa: 261908				Transform. de corriente: 41128035;41128035		Kwh no medidos: 157.00
		Código: 1028089						Consumo del circuito: 5,876.00
								Consumo clientes: 5,511.00
								Consumo fijo: 208.00
Clientes conectados al circuito:								
ITEM	CODIGO	USUARIO	DIRECCION	DATOS DEL MEDIDOR		LECTURA		FECHA
				Serie	Empresa	Kwh	Kw	Kvarh
0	1028089	TOTALIZADOR	AV. JAIME ROLDOS-JULIAN CORONEL	14059162	261908			
1	41038	RIZO PEÑAFIEL BERNARDO CRUZ	AV. JAIME ROLDOS JULIAN CORONEL CDLA. LOS	1109636	245249			
2	41020	MARQUEZ MORENO ANA ALEJANDRA	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	HE1145477	155706			
3	1025369	ACOSTA PADILLA LORENZO ELIAS	MILAGRO-JULIAN CORONEL Y AV JAIME ROLDOS CDLA LOS	11009205	237164			
4	413500	ACOSTA PADILLA LORENZO ELIAS	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	1011006698	188956			
5	674002	NORIEGA BARCO JORGE LUIS	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS MZ 14 S 12 CDLA.	1200185000	185000			
6	41012	CARCELEN TORRES FELIX AMADO	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	HE1145505	155734			
7	924191	MORALES CASTILLO CIRO HERIBERTO	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	807021017	172325			
8	30254	ROSADO CARPIO NELLY MARIA	JULIAN CORONEL 215 Y AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	11173625	50029255			
9	840363	TORRES BRIONES JUANA MARTHA	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	807021038	172346			
10	1003505	SILVA VILLALBA LIDIA VILMA	MILAGRO CDLA LOS VERGELES CALLES - JULIAN CORONELE	180586	212325			
11	974943	SANTACRUZ QUITO LUIS CRISTOBAL	JULIAN CORONEL ENT PEDRO GARCIA Y JAIME ROLDOS CDL	11172361	50027991			
12	535179	ZUÑIGA MORA NILA DEL TRANSITO	JULIAN CORONEL Y PEDRO GARCIA CDLA. ZOILITA	7315693	81010			
13	1023848	ARISTEGA DELGADO JERMANIA PORFIRIA	MILAGRO - CDLA. LOS VERGELES, CALLE JULIAN CORONE	1011006700	188958			
14	40923	GONZALEZ SUAREZ ROSA MARIA	CDLA. VERGELES	11035711	251076			
15	870410	ZUÑIGA MARQUES JORGE WASHINGTON	JULIAN CORONEL PEDRO GARCIA - CDLA. I. C	177809	213777			
16	399519	VILLAMAR MONCADA FAUSTO	AV. JAIME ROLDOS JULIAN CORONEL CDLA. LOS	11414244	121795			
17	41046	TAPIA CONTRERAS ANA JULIA	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	10064118	178599			
18	647222	MARTINEZ TIXE WILLIAM CLEVER	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS - TALLE	200610329	153422			
19	996338	MARTINEZ LOPEZ JUAN ABELARDO	JULIAN CORONEL ENTRE IRO D MAYO Y J ROLDOS ANTENA	93668	205885			
20	41053	MARTINEZ LOPEZ LAURA ERNESTINA	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	11735458	124092			
21	41061	LOZADA PAREDES LUIS ALEJO	JULIAN CORONEL AV. JAIME ROLDOS CDLA. LOS	11035712	251077			
22	13094	PEREZ GAVILANES MARCO VINICIO	CDLA DAGER: RIO PIFO # 117 ENTR RIO CHANCHAN Y RIO	HE1146068	156297			
23	949134	ORTIZ OÑATE TERESA MARLENE	JULIAN CORONEL 1 DE MAYO CDLA. LOS TRONCOS	1061445	183163			
24	830471	GOMEZ MOREIRA MIRIAM ELVIRA	RIO PALORA AV. TUMBEZ CDLA. UNID	1200184312	184312			
25	977004	ORTIZ OÑATE TERESA MARLENE	JULIAN CORONEL Y IERO DE MAYO CDLA. LOS VERGELES (177870	213335			
26	117838	SILVA MUÑOZ FLOR MARIA	J. CORONEL J.R.AGUILERA VERGELES	20857464	110217			
27	40949	RODRIGUEZ RODRIGUEZ ABRAHAM	JULIAN CORONEL 1 DE MAYO CDLA. LOS	11030878	239037			
28	1023849	VASQUEZ DIAZ JUAN CARLOS	MILAGRO - CDLA. LOS VERGELES, CALLE JULIAN CORONE	193094	250673			
29	960357	GUALLI NAIGUA ERNESTO MARIN	J. CORONEL(ESQ.) 1ER.MAYO CDLA. LOS VERGELES	2623187990	187990			

Cuadro 4.16. Lista de medidores totalizadores y usuarios serie 14059263 transformador de 25 kVA

Este proyecto se ha implementado en otras Unidades de Negocio, tales como: El Oro, Santo Domingo y Guayas - Los Ríos, de forma que se tiene el conocimiento y la experiencia para implementarlo al nivel de toda la Corporación. En los Gráficos 4.13 y 4.14 se muestran dos instalaciones de medidores centralizados por tipo de transformador en la Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, entrada a la Urbanización Panorama en Durán y en el Centro Comercial Río Plaza en Samborondón.

Así también se está concluyendo la implementación del módulo informático ligado a los sistemas comerciales, que permitirá realizar el manejo de la información y el control de los casos detectados en este esquema de balance de energía.



Gráfico 4.13. Medidor centralizado Urbanización Panorama - Durán



Gráfico 4.14. Medición centralizada Centro Comercial Río Plaza - Samborondón

En la Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos se ha implementado la modalidad de instalación de medición centralizada en urbanizaciones, con lo cual se tienen instalados 27 sistemas de medición en Durán y 176 sistemas en Samborondón, Así también para centros comerciales o edificios que tengan varias actividades de vivienda y comerciales.

En lo que tiene relación con los balances de energía en alimentadores primarios, se está implementado el proyecto para la instalación de alrededor de 1.100 sistemas de medición, en puntos de ramales y troncales principales en todas la Unidades de Negocio de CNEL EP. Estos sistemas de medición tendrán comunicación en línea con los Centros de Control, mediante señal GPRS, de forma que se podrá realizar de mejor manera el control de los balances de energía de acuerdo a las necesidades.

4.10. CAMBIO DE REDES CONVENCIONALES POR REDES PREENSAMBLADAS:

En varios de los sectores de la zona de concesión de la Corporación, se han encontrado conexiones directas desde la red de distribución en media y baja tensión, desde las acometidas



y en los medidores de energía. Estas conexiones se pueden realizar por los conductores desnudos utilizados en la red de baja tensión y en las acometidas, que por lo general se han utilizado conductores de aluminio multiplex (dúplex, tríplex y cuádruplex, aluminio con el neutro desnudo), la conexión directa se realiza con una perforación en el aislamiento de las fases y el neutro de conductor desnudo, así también la facilidad de acceder a las borneras de los medidores de energía.

También se han encontrado conexiones directas en media tensión, especialmente en el sector rural para pequeñas industrias o para actividades agrícolas, los consumos en estos casos son altos. Se requiere de técnicos en la parte eléctrica para realizar estas instalaciones y no se descarta la participación de cierto personal de las Unidades de Negocio de CNEL EP.

Para evitar o por lo menos disminuir estos casos de conexiones directas en la baja tensión, se ha implementado un esquema de red de distribución aislada o denominada red preensamblada, cuyo concepto es blindar los elementos de la red para evitar el acceso a los puntos energizados.

4.10.1. Datos Generales del Proyecto:

Nombre del Proyecto: “CAMBIO DE REDES CONVENCIONALES POR REDES PREENSAMBLADAS”

Entidad Ejecutora: CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CNEL EP

Cobertura y Localización:

Este proyecto se desarrolló para el cambio de redes convencionales por redes preensambladas, en sectores en los cuales los clientes no cancelan oportunamente los valores facturados y otros se conectan directamente a la red de distribución sin contar con equipo de medición, además se previó el cambio de los medidores de inducción por electrónicos, incluyendo su caja de protección.

Otro parámetro que se debe considerar es la cantidad de novedades encontradas en relación a las conexiones directas y medidores alterados o mal ubicados, en los sectores que se realizó el levantamiento de la información del GIS.



4.10.2. Objetivos del Proyecto:

Objetivo General:

Cambiar las redes secundarias convencionales de aluminio desnudo por redes preensambladas.

Objetivo Específico:

Implementar redes más seguras y menos propensas al fraude, así como permitir tomas de lecturas y facturaciones confiables, mejorar otros procesos de recuperación de cartera, servicios al cliente, entre otros.

Los beneficios del cambio son:

- Mejorar la situación financiera de CNEL EP
- Reducir las pérdidas no técnicas de energía
- Facturar correctamente el consumo de energía eléctrica especialmente en sectores rurales y urbanos marginales.
- Generar información de los usuarios para optimizar la gestión comercial y técnica de CNEL EP.

4.10.3. Indicadores de Resultados:

Se estimó que la vida útil del proyecto es 10 años, la inversión se realizó en el año inicial (año cero), se establecen los costos de inversión inicial con lo que se requiere para poner en marcha el proyecto, los costos operativos que representan las actividades a realizar para la comercialización a los nuevos clientes que se incorporen, los ingresos considerando la recuperación de las pérdidas de energía al contar con el registro y la facturación de la energía real consumida. Se toma como tasa base el 11,5% de estudios anteriores para el sector eléctrico, los costos de inversión inicial contemplan los que tienen relación con los materiales y la mano de obra a contratar. Se toma como referencia de consumo mensual de energía el

promedio ponderado del uso de clientes residenciales y comerciales que son la mayoría de los casos detectados sin medición.

Como ejemplo de un proyecto se puede observar en el Cuadro 4.17., el costo de la inversión inicial es de \$1'075.200, considerando lo indicado en costos de operación e ingresos, la tasa interna de retorno TIR es de 25,83% que representa un rentabilidad alta con relación a la tasa referencial del 11,50% determinada para el sector eléctrico, el Valor Actual Neto es de \$705.469,08 y la relación beneficio / costo es 1,65 veces, lo que determina la viabilidad financiera de este tipo de proyectos.

Este proyecto permitirá a CNEL EP asegurar en un alto porcentaje, que los nuevos clientes legalicen sus contratos de servicio eléctrico, permitiendo incrementar la facturación de la energía suministrada. Por consiguiente se disminuirán las pérdidas de energía en esos sectores; de igual forma se podrá realizar una mejor gestión de cartera vencida ya que la mayoría de los clientes deben cancelar sus cuentas pendientes con CNEL EP, incrementando la recaudación de valores y por ende la situación financiera de la Corporación.

VALORACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

CAMBIO DE REDES CONVENCIONALES A REDES PREENSAMBLADAS

Orden	Año	Inversión	costos	Ingresos	Flujo Neto	
1	0	2.010	1.075.200,00		-1.075.200,00	
2	1	2.011	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
3	2	2.012	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
4	3	2.013	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
5	4	2.014	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
6	5	2.015	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
7	6	2.016	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
8	7	2.017	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
9	8	2.018	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
10	9	2.018	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
11	10	2.019	143.706,58	452.434,01	308.727,44	
			1.075.200,00	1.437.065,76	4.524.340,13	2.012.074,37
			Tasa Interna de Retorno (TIR)		25,83%	
Tasa de referencia	11,50%	Valor Actual Neto (VAN)		705.469,08		
			Beneficio / Costo (B/C)		1,65613	
Costo de inversión inicial		1.075.200,00				
Cantidad de clientes		10.166				
Costo unitario instalación monofásica		135,00				
Costo unitario instalación bifásica		135,00				

Costo materiales	860.160,00	\$
Costo de mano de obra	215.040,00	\$
Costo de lectura de medidores	12.199,20	\$/año
Costo de gestión de cartera	88.810,18	\$/año
Costo de recaudación y otros	42.697,20	\$/año
Costo de operación y mantenimiento	143.706,58	\$/año
<hr/>		
Costo unitario de compra de energía	0,053	\$/kWh
Precio medio de venta de energía	0,085	\$/kWh
Consumo promedio residencial	98,98	kWh/mes
Consumo promedio comercial	227,89	kWh/mes
Consumo promedio res + comerc	109,08	kWh/mes
<hr/>		
Ingresos por venta de energía	37.702,83	\$/mes
Ingresos por venta de energía	452.434,01	\$/año
<hr/>		
Recuperación de pérdidas de energía	13.306.883	kWh/año
Porcentaje de recuperación anual	4,44%	

Cuadro 4.17. Evaluación financiera de los proyectos de reemplazo de redes convencionales por preensambladas

En el gráfico 4.15 se muestran algunos elementos que se utilizan para la instalación de la red pre-ensamblada. En la baja tensión y acometidas.



Gráfico 4.15. Elementos de la red de distribución preensamblada

Un gran parte de los recursos del PLANREP fueron destinados a este tipo de proyectos que están siendo ejecutados en los sectores vulnerables y tienen un alto grado de conexiones directas y alteraciones de medidores, de forma que se elimine o disminuyan estos casos, logrando buenos resultados en la disminución de las pérdidas de energía.



4.11. REVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE CLIENTES CON ALTOS CONSUMOS:

Como se indicó en el punto 4 de este capítulo, a diciembre de 2013, alrededor de 5.500 clientes que representan el 0,33% de los clientes totales, constituyen los denominados clientes especiales, por el nivel alto de consumo de energía. Así también, los clientes que tienen consumos altos en los diferentes tipos de usos, tienen instalados sistemas de medición tipo semi-indirecto, con el uso de transformadores de corriente en baja tensión y sistemas indirectos, con el uso de transformadores de corriente y potencial en media tensión.

Para realizar de mejor manera la atención y control de los clientes de altos consumos, se han segmentado en los diferentes tipos de usos de la energía, mayoritariamente del tipo industrial, en menor grado comerciales y otros usos, agrupándolos en “sectores” o “planes” de emisión para darles prioridad en todos los procesos comerciales, iniciando con la instalación de los sistemas de medición con grupos de trabajo especializados en los esquemas de conexión especiales, el uso de equipos que permiten obtener mayores niveles de información, como: registro automático de lecturas (autolectura) en horas determinadas del mes, registros de las curvas de carga cada 15 minutos, diagramas fasoriales, registros de la calidad de la energía suministrada, entre otros funciones; la facturación se realiza independiente, ya que exige mayores controles para asegurar los registros y cálculos; la atención personalizada y directa para el envío de las facturas mensuales y el cobro de los valores facturados y el control de los sistemas de medición con grupos de trabajo especializados, ya que se requiere de equipos especializados de contrastación para este tipo de instalaciones.

Al ser prioritario el control de este este segmento de clientes, se planteó el proyecto que contempló como primera parte, la revisión de los sistemas de medición especiales para establecer los inconvenientes que se presentan en el registro correcto de la energía, se detectaron los problemas que tenían los equipos de medida. Como segunda parte se planteó la adquisición de los equipos y demás elementos para corregir los sistemas de medición y la instalación de nuevos equipos de medición en los casos en los que no eran adecuados y ejecutar la instalación y cambio de los equipos para garantizar el registro del consumo de los clientes especiales.

Uno de los mayores casos detectados en las revisiones realizadas de los sistemas de medición especiales, es que los equipos de medición se encontraban en el interior de las fábricas o comercios, lo que no permitía realizar su control y en varios casos se facilitaba para que se realicen alteraciones a los equipos de medición por parte de los usuarios, para evitar el registro de la energía. Por lo indicado se requiere la reubicación de los equipos de medición a la parte exterior de los predios, lo cual puede contemplar modificaciones en la red de distribución, para instalar los sistema en estructuras más cercanas a los predios a los cuales se brinda el servicio eléctrico, se requieren materiales y mano de obra para ejecutar estos cambios en la red, de esta forma se puede realizar la revisión y mantener el control de los sistemas de medición y garantizar el correcto registro de la energía consumida.

En el Cuadro 4.18. se presenta una descripción de los equipos y materiales que se requieren para realizar los cambios de equipos inadecuados y los nuevos sistemas de medición para el segmento de los clientes considerados especiales por el alto consumo de energía.

ORDEN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	MEDIDOR FM 13A	U	600	319.20	191,520.00
2	MEDIDOR FM 45A	U	809	319.20	258,232.80
3	MEDIDOR FM 10A	U	1,000	319.20	319,200.00
4	MEDIDOR FM 16A	U	350	319.20	111,720.00
5	CONDUCTOR CONCENTRICO 4x4 CU	M	13,300	10.52	139,916.00
6	CONDUCTOR 3X14	M	6,472	1.21	7,811.70
7	CONDUCTOR 4X14	M	22,472	1.58	35,505.76
9	CAJAS DE PROTECCION DE ANTIHURTO PARA INTERPERIE	U	2,759	33.32	91,929.88
11	HEBILLAS PARA FLEJE	U	2,759	0.77	2,132.16
12	FLEJE	M	4,139	2.77	11,448.75
13	PRESINTO 350MM	U	33,108	0.15	4,820.52
14	FUNDA SELLADA 1"1/2	M	14,472	14.92	215,899.08
15	CONECTOR CODO REVERSIBLE 1"1/2	U	1,809	4.51	8,165.10
16	CONECTOR TERMINAL 1"1/2	U	1,809	6.99	12,642.74
17	TACOS FISHER F10	U	5,518	0.02	137.20
18	TIRAFONDOS 10mm X 40mm	U	5,518	0.13	741.62
19	CINTA AISLANTE	U	1,102	2.46	2,713.02
20	CINTA AUTOFUNDENTE	U	325	6.10	1,982.50
21	TC's 200/5	U	3,118	90.00	280,620.00
22	TC's 400/5	U	1,500	90.00	135,000.00
23	CONECTORES PH CU-AL 2-1/0	U	5,184	2.50	12,944.70
24	PINZA PLASTICA PARA ACOMETIDA	U	3,305	1.00	3,304.50
SUMA EQUIPOS Y MATERIALES					1,848,388.03
MANO DE OBRA		U	2,759	270.00	744,930.00
SUMA EQUIPOS + MATERIALES + MAMO DE OBRA					2,593,318.03
IVA (12%)					311,198.16
TOTAL					2,904,516.20

Cuadro 4.18. Listado de equipos, materiales y mano de obra para instalación de medidores especiales

4.12. INSTALACIÓN Y MEJORAS DE LABORATORIOS DE MEDIDORES:



CNEL EP debe garantizar que los medidores instalados en el sistema tengan el grado de precisión que se establece en la norma; es decir $\pm 2\%$ para medidores de inducción, $\pm 1\%$ para los medidores electrónicos instalados para clientes masivos y el $\pm 0,5\%$ para los medidores para los clientes con medición especial, para lo cual se deben realizar las pruebas de contrastación de los medidores con medidores patrones, con el uso de equipos especiales con niveles de precisión en el orden del $\pm 0,2\%$ y menor.

Para este efecto se debe realizar las pruebas de contrastación en los laboratorios de medidores, al cien por ciento de los medidores que se adquieran o los que han sido retirados del sistema por diferentes causas y se determinen técnicamente que se vuelven a instalar en el sistema. Para lo cual se requieren la instalación de bancos de contrastación, generalmente para 12 o 24 posiciones (12 y 24 medidores contrastados al mismo tiempo) como se puede observar en el Gráfico 4.16, que permita contar con los medidores para realizar las nuevas instalaciones y cambios de los medidores.

A partir del año 2010 se realizó la implantación o mejora de los laboratorios de medidores en todas las Unidades de Negocio de CNEL EP, en parte utilizando los recursos del PLANREP, de forma que se pueda garantizar el correcto funcionamiento de los medidores de energía.

En estos proyectos se incluyó también la adquisición de equipos de contrastación para medidores especiales y requirió de la capacitación y el entrenamiento de los técnicos para que se puedan instalar y programar los medidores especiales, ya que requieren del acceso a través de módulos informáticos que controlan las diferentes funciones que presentan estos equipos para facilitar su control, en este sentido los accesos a las programaciones de los medidores deben ser tratados con la seguridad del caso.



Gráfico 4.16. Banco de pruebas o contratación de medidores para 12 posiciones

4.13. ANÁLISIS Y CONTROL DEL PROCESO DE FACTURACIÓN:

Una de las principales fuentes de información para realizar el control de las pérdidas no técnicas de energía, es en el proceso de lectura y facturación; ya que en forma mensual se deben obtener las lecturas de todos los medidores y realizar el proceso de: verificación, validación de la información para determinar los consumos de los clientes, en este proceso se pueden detectar segmentos de clientes que variaron sus consumos, posibles casos de alteraciones o fraudes de medidores, al detectar variaciones bruscas de los consumos, entre otros casos.

En el desarrollo del proceso de lectura y facturación o una vez que ya se tienen los resultados de la facturación a todos los segmentos de clientes, se debe realizar la revisión de la información y el comportamiento de ciertas variables, que se indican a continuación:

- Cantidad de clientes por segmento de consumo y zonas geográficas analizando su evolución para detectar casos de posibles errores que se pudieron producir y garantizar que se realizó la facturación al total de clientes registrados en las bases de datos comerciales.
- Seguimiento de los consumos por uso de energía para determinar su evolución.



- Análisis de los consumos del segmento del alumbrado público que están en función de la información proporcionada por las áreas técnicas y debe así mismo tener un comportamiento lógico en base a porcentajes en relación al total de la facturación.
- Revisar la cantidad de casos de “consumos cero”, especialmente aquellos que en meses anteriores si tenían consumos, por posibles medidores dañados o alterados.
- Como se describió en el punto 7 de este capítulo, se está ejecutando el proyecto para eliminar los “consumos convenidos” o “luces fijas” en todas las Unidades de Negocio de CENEL EP, por lo que se debe hacer un seguimiento de estos casos en el proceso de facturación.
- Hacer el seguimiento de los casos de “Casas Cerradas” con el objeto realizar las reubicaciones de los medidores a la parte exterior de los predios que permitan realizar las lecturas.
- Controlar los casos que se facturan con “consumos promedios”, por no disponer de lecturas o porque las lecturas tomadas no son tomadas en cuenta en la facturación por errores.
- Revisar el nivel de lecturas en relación con la cantidad total de registros de clientes. La meta de este indicador es el 98% de lecturas. En el año 2012 se tenía el 67,63% y en el año 2013 llegó al 74,67%.
- Controlar la facturación de los nuevos servicios y cambios de medidores. La información de estos casos debe ser ingresada en tiempos límites para que no se presenten errores en la facturación.
- Revisar la cantidad y resolución de los reclamos de usuarios, así como los reportes de casos detectados por Grupos de la Corporación, por aspectos de errores en facturación.
- Revisión de la cantidad de clientes y los valores por la “tarifa de la dignidad”.
- Detectar los casos de clientes que presentan variaciones significativas de consumos, en especial en de los consumos altos.
- Revisión de los registros de consumos de los medidores totalizadores de: urbanizaciones, transformadores, edificios, otros; comparados con los registros de consumo de los medidores conectados a esos medidores.
- Revisar los valores facturados de “terceros”.
- Revisar los valores facturados por “otros ingresos”.
- Revisar los valores por subsidios de: la tercera edad, discapacidad, cruzado y tarifa dignidad.



- Revisar los valores de refacturación de energía.
- Revisar la programación de los procesos o ciclo de lectura – facturación para optimizar su ejecución, es decir que con la menor cantidad de recursos se realice la lectura y la facturación de los consumos de energía, para poner a disposición de los clientes en el menor tiempo para el pago. Se recomienda que las actividades de lectura y facturación se distribuyan durante todo el mes o período entre facturaciones, de forma que los recursos de: personal, movilización, herramientas, administración, entre otros, sean utilizados para la mayor cantidad de actividades y no concentrar gran cantidad de actividades en pocos días del mes.

4.14. MEJORA DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS COMERCIALES:

Desde el año 2007 y bajo los lineamientos de los organismos del sector eléctrico, se ha implementado al nivel nacional la unificación de los sistemas informáticos comerciales; para el caso de CNEL EP, se seleccionaron los sistemas comerciales que fueron desarrollados por la Empresa Eléctrica Quito, denominado SIEEQ y la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A., denominado SICO, de esta forma se ha implementado el uso de estos sistemas en las Unidades de Negocio, el SIEEQ en: Guayas – Los Ríos, Sucumbíos, Esmeraldas y Santa Elena; y, el SICO en: Los Ríos, Manabí, El Oro, Milagro y Santo Domingo. En la Unidad de Negocio Bolívar se ha implementado el sistema comercial de la Empresa Eléctrica Ambato, denominado SISCOM.

El principal objetivo es la implementación y homologación de los procesos y procedimientos comerciales de las empresas Quito y CENTROSUR, en las Unidades de Negocio indicadas en el párrafo anterior, ya que en estas Unidades se tenían modelos de gestión comercial que no garantizaban la seguridad en el manejo de la información en la gestión comercial. Se requiere el manejo unificado de procesos y procedimientos para realizar los interfaces con otros sistemas, todo en preparación para el Sistema Comercial único nacional, que se está adquiriendo como parte del programa SIGDE, que lleva adelante el MEER.

Otro aspecto fundamental fue la migración de la información de los sistemas comerciales anteriores de las Unidades de Negocio a los sistemas seleccionados a nivel nacional, datos de: los clientes, historiales de las lecturas, historiales de consumos mensuales, pagos y deudas pendientes, entre otra. En algunos casos esa información no se disponía o no estaba actualizada, en otros casos no se pudieron migrar la totalidad de la información por la



diferencia en las estructuras de las bases de datos, pero se ha logrado consolidar ya en la mayoría de la Unidades de Negocio los sistemas comerciales, siendo necesario continuar con la actualización de la información para depurar las bases de datos comerciales.

Los sistemas comerciales para unificar Para la ejecución de los procesos comerciales se requieren de un sistema informático que permita el manejo y la administración de la información de los usuarios.

A diciembre de 2013 se han implementado los nuevos sistemas comerciales en todas las Unidades de Negocio y en algunas Unidades se está consolidando los procesos y el sistema informático. Se han realizado los interfaces con los sistemas: financiero - CGWEB, atención de reclamos - SAR, Sistema de Información geográfico – GIS, entre otros.

4.15. VERIFICACIÓN DE SELLOS DE SEGURIDAD EN MEDIDORES:

Una forma de control efectiva de los medidores es mediante el uso adecuado de los sellos de seguridad, los que se instalan en los sistemas de medición, al nivel de: la tapa principal, la tapa de la bornera, los bornes de los transformadores de medida, los tableros, entre otros sitios. Estos sellos deben tener una secuencia en su numeración la que se ingresa al sistema comercial para realizar dicho control.

El uso de los sellos se realiza en función de las actividades comerciales, asignando el color y tipo de sello de seguridad, como son:

Revisión en Laboratorio de medidores	Sello color azul tipo mixto (tapa principal de medidor)
Instalación de medidores	Sello color blanco tipo mixto (metal + plástico)
Suspensión de servicio por mora	Sello color rojo tipo plástico (instalación transitoria)
Reconexión de servicio por mora	Sello color verde tipo mixto
Revisión de medidores por control	Sello color negro tipo mixto
Atención de reclamos	Sello color café tipo mixto

Al adquirir un lote de sellos con su secuencia correspondiente, es asignado a un funcionario encargado del proceso, e ingresado en el sistema, quedando registrada su responsabilidad en el uso de los sellos, el Funcionario encargado del proceso designa a una Jefe de Grupo u otro



funcionario y así también se registra en el sistema comercial que la responsabilidad en el uso de los sellos cambió la persona asignada y así hasta que se realiza el trabajo en los sistemas de medición, los sellos son asignados al medidor, quedando registrado así mismo en el sistema comercial; de esta forma se tiene la trazabilidad de la responsabilidad en el uso de los sellos. Si algún Grupo de Trabajo rompe un sello de seguridad de un medidor éste debe ser reportado y registrado en el sistema comercial, quedando registrado el número de sello que retira y el que instala en el sistema de medición.

Una vez que los sellos son asignados a Grupos de CNEL EP o Contratistas, se asigna la responsabilidad de su uso; para el caso de los contratistas, en caso de pérdidas, tendrá una multa significativa y responderán por los perjuicios que se deriven del mal uso de los sellos, lo cual deberá asumir; en el caso de pérdida, los trabajadores de CNEL EP se harán acreedores a una sanción y así mismo responderán por el mal uso de los sellos.

Con este esquema de control se pueden determinar, en caso de encontrar casos de alteraciones en medidores para evitar el registro de energía correspondiente, quién es la persona bajo la cual tenía la responsabilidad de responder por los sellos de seguridad. Si bien no evita que se violen las seguridades de los medidores por personas extrañas a la Corporación, sí controla y evita que personal de CNEL EP y de Contratistas realicen estas alteraciones y además es un argumento legal válido para sancionar a los usuarios en caso de encontrarse alteraciones en los sistemas de medición.

4.16. NORMATIVA PARA INSTALACIONES, ESQUEMAS DE CONEXIÓN Y SEGURIDADES:

Para garantizar que las instalaciones de los requerimientos eléctricos que se requieren para brindar el servicio eléctrico, tanto en media y baja tensión, que incluyen los sistemas de medición, Se ha elaborado la normativa técnica para la instalación de sistemas de medición para determinar los esquemas de conexión, los elementos que conforman las redes de distribución y como deben ser instalados para garantizar su funcionamiento y tengan las seguridades que correspondan para evitar las conexiones directas sin medición o alteraciones que se realizan para evitar el correcto registro de la energía eléctrica.

La norma para la presentación de los diseños de la red de distribución en media y baja tensión, está siendo revisada y se pondrá en vigencia para homologar en todas las Unidades de



Negocio, las estructuras tipo con sus unidades de propiedad estándar fueron homologadas de manera consensuada con las empresas distribuidoras en el SIGDE, modelos de configuración para estaciones de transformación aéreas, subterráneas y cabinas. Así como la metodología para el cálculo de los parámetros eléctricos para el dimensionamiento de los elementos que conforman la red de distribución. Esta normativa está siendo difundida y socializada en las Unidades de Negocio para cumplimiento de los profesionales y entidades que tienen relación con el desarrollo del sector eléctrico, pero hace falta el cumplimiento de la misma, labor que se ha designado a las áreas técnica y comercial de la Unidades de Negocio.

Así mismo está en período de revisión la norma para la instalación de los sistemas de medición de los diferentes tipos: directos, semi-indirectos e indirectos, en la que se establecen los esquemas de conexión, los equipos y demás elementos que los conforman, niveles de precisión de: los medidores de energía, los transformadores de corriente y los transformadores de potencial, las seguridades que debe tener las instalaciones para garantizar el funcionamiento de estos sistemas.

En el año 2013 se estableció lo que se denominó el “Manual de Políticas Comerciales”, en el que se dan los lineamientos para el desarrollo de las actividades y procesos comerciales en la Corporación.

4.17. POLÍTICAS PARA EL CONTROL DE ENERGÍA:

A continuación se presentan varias de las políticas impartidas en la Corporación para el control de energía en el sistema.

4.17.1. Operativas:

- Las Unidades de Negocio deben contar con un Plan de Reducción de Pérdidas no técnicas de energía, en cual debe contener lo siguiente:
 - Diagnóstico de los balances de energía por alimentador, ramal y transformador de distribución, dependiendo del grado de detalle disponible de la información.
 - Causas principales que ocasionan las pérdidas no técnicas.
 - Determinar las acciones para el cumplimiento del Plan.

- Determinar indicadores de gestión que permita la evaluación del cumplimiento del Plan.
- Las Áreas de Control de Energía en cada una de las Unidades de Negocio estarán dedicadas exclusivamente al análisis y revisión de los sistemas de medición.
- Todos los alimentadores primarios de distribución, deberán contar con sistemas de medición.
- Los sistemas de medición deberán instalarse acorde a lo dispuesto en el manual de instalación de sistemas de medición.
- Para determinar el consumo de energía del alumbrado público en general, semáforos, equipos de seguridad u otros que correspondan, las Áreas que estén a cargo de esta actividad reportarán en forma mensual la información de los incrementos y retiros de esos equipos a la Dirección Comercial para el registro correspondiente.
- Todo suministro eléctrico debe tener su respectivo sistema de medición, técnicamente instalado, debidamente legalizado y registrado en el sistema comercial.
- Previa a su instalación y/o energización, todo transformador de potencia o de distribución deberá poseer el respectivo informe técnico que avale el cumplimiento de la normativa técnica del equipo, en base a la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2114:2004).
- Todo proyecto eléctrico de distribución **deberá contar con la supervisión y el aval de la Dirección Comercial**, en cada una de sus etapas: aprobación del diseño, implementación, recepción y energización, precautelando el cumplimiento de las normas técnicas y comerciales.
- Previa a la energización de los proyectos eléctricos de clientes, sea para pruebas o definitiva, se deberá contar con el sistema de medición respectivo; la que se deberá realizar en coordinación con el área comercial.
- Los sistemas de medición y seccionamiento deben instalarse en la parte exterior de los inmuebles, para facilitar su revisión y operación.
- En los casos de aquellos clientes con consumos representativos y que se detecte el hurto de energía a través de cualquier mecanismo, el Jefe del Departamento de Control de Energía, deberá coordinar con la Asesoría Jurídica de la Unidad de Negocio, para que se inicien las acciones legales correspondientes.

4.17.2. De Proyectos:



- Las redes de distribución, en los elementos que correspondan, deberán ser diseñadas y construidas con el fin de evitar el hurto de energía, por lo que debe primar el uso de conductores aislados y elementos protegidos contra manipulación. Se aplicará en áreas urbano marginales y rurales obligatoriamente; y para el área urbana en zonas con elevado índice de conexiones directas.
- El dimensionamiento y uso de los transformadores de distribución debe ajustarse a los requerimientos de la demanda, de manera de evitar la subutilización o la sobrecarga de los transformadores.
- La implementación de sistemas de Telegestión (AMI), debe definir las áreas específicas en las que se ejecutaran, previendo que no se deberá mezclar con medición convencional.
- Los proyectos de Telegestión tendrán como zona de implementación prioritariamente áreas de consumos elevados.
- En todo proyecto de Telegestión se debe contemplar la instalación de sistemas de medición en los transformadores de distribución con las mismas capacidades de transmisión de datos.
- Los proyectos deben contemplar métodos de control y seguimiento, por lo tanto los servicios que sean objeto de los proyectos deben estar plenamente identificados en los sistemas de comercialización.
- La medición para clientes industriales procurará contar con medidores con capacidad de telemetría. La implementación deberá priorizarse de acuerdo a niveles de consumo y antecedentes de novedades.
- En la etapa de construcción de las redes de distribución, las Áreas encargadas de dicha construcción deberán coordinar con el Área Comercial para realizar las siguientes actividades:
 - Previo a la construcción, realizar el levantamiento de los casos de clientes que intervienen en el proyecto, para identificar: conexiones directas, deudas pendientes, medidores en mal estado, medidores a reubicar, consumos convenidos, cambios de acometidas, entre otros casos.
- Se deben instalar transformadores de distribución que no superen el nivel de pérdidas de energía totales del 2% (pérdidas en vacío y con carga para transformadores mayores o iguales a 10 kVA. Con base en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2114:2004).



- El dimensionamiento y el uso de los transformadores de distribución debe ajustarse a los requerimientos de la demanda, de manera de evitar la subutilización o la sobrecarga de los transformadores.

4.17.3. Con la Comunidad:

- Todo el personal de la Corporación debe ser el vocero principal que fomente el uso eficiente de la energía por parte de los usuarios y combatir la utilización fraudulenta de la misma, detectando y reportando a los Centros de Control de Energía para que se tomen las acciones correctivas del caso.
- Fomentar la denuncia de hurtos de energía por parte de la comunidad, garantizado la reserva de la información.
- Realizar la revisión de los sistemas de medición de todo el personal labora en la Corporación. Se debe dar ejemplo de cumplimiento de las condiciones del servicio eléctrico.

4.17.4. De las Infracciones y Sanciones:

- Las infracciones y sanciones aplicables al Cliente están previstas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el Contrato de Suministro Eléctrico y otras normas conexas.
- En caso de infracción o contravención imputables al Cliente, se lo notificará para que en un plazo de hasta 72 horas presente las correspondientes pruebas de descargo.
- La Corporación tiene la facultad a retirar e incautar los materiales y equipos que estén conectados en forma fraudulenta. Para legalizar el servicio se deberá seguir la normativa para la instalación de nuevos servicios
- El Personal de la Corporación que: incumpliere, cometiere o permitiere irregularidades que se contrapongan con las disposiciones del presente Manual, serán sancionados conforme a lo establecido en el Reglamento Interno de Trabajo, sin perjuicio de las acciones legales que pudieren entablarse.



CAPÍTULO V: PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Contenido

5.1. ENFOQUE	- 145
5.1.1. Pérdidas no técnicas	- 146
5.2. PLAN ESTARTÉGICO DE CNEL EP	- 146
5.2.1. Estructura Organizacional	- 148
5.2.2. Agenda Intersectorial MICSE	- 148
5.2.3. Objetivos Estratégicos MEER	-148
5.2.4. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022	-149
5.2.5. Planificación Estratégica de CNEL EP	-149
5.3. GESTIÓN ESTRATÉGICA	-152
5.3.1. Planear	- 153
5.3.2. Hacer	- 154
5.3.3. Verificar	- 154
5.3.4. Actuar	- 154
5.4. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	- 155
5.5. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	- 157
5.5.1. Estrategia Técnica	- 159
5.5.2. Estrategia Comercial	- 159
5.5.3. Estrategia Administrativa	- 159
5.5.4. Estrategia Social	- 160
5.5.5. Estrategia Normativa	- 160
5.6. ESTABLECER METAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	- 161
5.7. ESTRATEGIA TÉCNICA	- 163
5.7.1. Definición de la potencia, consumo y procedimiento del alumbrado público	- 164
5.7.2. Balances de energía en primarios, transformadores y circuitos secundarios	- 165
5.7.3. Cambio de redes desnudas convencionales por redes pre-ensambladas	- 166
5.7.4. Uso de tecnología para la reducción de pérdidas, telegestión, telemetría, otros	-168



5.7.5.	Instalación de medidores en los casos de conexiones directas detectados por el GIS	-172
5.7.6.	Revisión de los medidores en laboratorio	- 173
5.7.7.	Eliminación de los consumos convenidos con la instalación de medidores	-175
5.7.8.	Cambio e instalación de los sistemas de medición especiales	- 176
5.7.9.	Uso de equipos móviles y sistemas informáticos para revisión de medidores	- 178
5.8. ESTRATEGIA COMERCIAL		- 180
5.8.1.	Control del balance de energía	- 181
5.8.2.	Unificación de los sistemas informáticos comerciales	- 185
5.8.3.	Plan optimizado de la revisión de medidores masivos y especiales	- 188
5.8.4.	Levantamiento y actualización de la información de los clientes	- 191
5.8.5.	Establecer un esquema de indicadores de gestión para los procesos	- 192
5.8.6.	Control y seguimiento de los proyectos para la reducción de pérdidas PLANREP	- 194
5.8.6.1.	Políticas	- 195
5.8.6.2.	Ejecución de Proyectos	- 197
5.8.6.3.	Cronograma de ejecución, seguimiento y control de PLANREP y de los Proyectos	- 200
5.8.7.	Esquema de fiscalización y control de los procesos comerciales	- 201
5.8.7.1.	Instalación de nuevos servicios y cambios de medidores	- 201
5.8.7.2.	Lectura de medidores	- 202
5.8.7.3.	Facturación de energía consumida por los usuarios finales	- 203
5.8.7.4.	Atención de reclamos por errores en facturación y de otros procesos comerciales	- 204
5.8.7.5.	Intervención en los medidores por gestión de cartera y atención de reclamos técnicos	- 205
5.9. ESTRATEGIA ADMINISTRATIVA		- 205
5.9.1.	Procedimiento para el control de energía aplicando calidad total P-H-V-A	- 205
5.9.2.	Visión y compromiso empresarial integral y cultura de la organización	- 211
5.9.3.	Esquema organizacional comercial	- 211
5.9.3.1.	Dirección Comercial	- 212
5.9.3.2.	Departamento de Servicios al Cliente	- 212



5.9.3.3.	Departamento de Catastro y Facturación	- 212
5.9.3.4.	Departamento de Recaudación y Gestión de Cartera	- 213
5.9.3.5.	Departamento de Control de Energía	- 214
5.9.3.6.	Departamento de Agencias	- 214
5.9.4.	Mejoramiento de la relación costo-servicio para el cliente	- 214
5.9.5.	Desarrollar el proceso de benchmarking al nivel nacional e internacional	- 215
5.9.6.	Capacitación y entrenamiento del personal a cargo del plan en todos sus niveles	- 217
5.10.	ESTRATEGIA SOCIAL	- 218
5.11.	ESTRATEGIA NORMATIVA	- 219
5.12.	MODELO FINANCIERO PARA LA EJECUCIÓN DEL PLAN INTEGRAL	- 220
5.12.1.	<i>Datos generales de entrada</i>	- 221
5.12.2.	<i>Valoración detallada de las acciones y estrategias</i>	- 221
5.12.3.	Inversiones y costos	- 222
5.12.4.	Ingresos	- 225
5.12.5.	Estado de resultados (P&G)	- 226
5.12.6.	Alternativa de financiamiento con los ingresos adicionales	- 226
5.12.7.	Pasos a seguir para el financiamiento del plan integral	- 229



CAPÍTULO V: PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1. ENFOQUE:

Como se indicó anteriormente, el tema de la reducción de pérdidas de energía eléctrica ha sido planteado en múltiples artículos y publicaciones, pero a pesar de aquello no se cuenta con una base sólida de bibliografía que abarque todos los aspectos de este tema. Este trabajo plantea la metodología para elaborar un Plan de Reducción de Pérdidas, tomando en cuenta la mayoría de los aspectos internos y externos de CNEL EP relacionados, mediante la definición detallada de estrategias cuantificadas en términos de acciones dirigidas, que permitan la viabilidad financiera de la Corporación.

El propósito de este estudio es ilustrar académicamente sobre las ventajas que presenta este proceso metodológico, en la consecución de mayores ingresos de una empresa distribuidora, cuando se emprenden programas que tienen por objeto la reducción de pérdidas no técnicas de energía.

Esta metodología tiene la ventaja de diseñar un mapa conceptual de las acciones desde la misma concepción del plan estratégico del proyecto. El modelo permite desde el principio, definir las acciones, cuantificar su costo, estimar su plazo de ejecución, de manera que permitan darle un claro direccionamiento al objetivo planteado.

Basados en conceptos de publicaciones y la experiencia adquirida en la Corporación, en la ejecución de los proyectos para la reducción de pérdidas no técnicas de energía, se define una metodología de trabajo y se establece un proceso a través del cual se desarrollan las estrategias planeadas, materializadas en acciones evaluadas para determinar su viabilidad financiera y de ejecución.

La metodología planteada en este trabajo se puede esquematizar como un ciclo, en donde sus componentes están relacionados directamente, actividades necesarias para llevar a cabo las estrategias planteadas. El resultado final es una evaluación técnico-financiera con acciones valoradas adecuadamente, de manera que se pueda dirigir efectivamente un plan en la



búsqueda del objetivo final, que es reducir las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, en los sistemas de CNEL EP, de 19,15% en el año 2013, a 12,00% en el año 2018.

5.1.1. Pérdidas no Técnicas:

Como este es el tema que se analiza en este trabajo, se puede decir inicialmente que todo sistema de distribución y de medida es vulnerable a las pérdidas: por hurto, por robo y otras causas que producen las denominadas pérdidas administrativas.

Las maneras que tienen los usuarios o infractores para evitar el registro y pago por el servicio eléctrico, son cada día más sofisticadas y técnicamente realizadas, de diversa índole y de mucha creatividad; es por esto que las acciones que se deben emprender en la Corporación para combatir este tipo de pérdidas, deben ser igualmente creativas y dinámicas, contar con un proceso sistemático, uso de la tecnología y procesos estables de control, son parte de las soluciones.

Las pérdidas no técnicas suelen ser de dos órdenes diferentes; aquellas que tienen relación con el sistema de distribución y su vulnerabilidad inherente, más las que tienen que ver con los sistemas de medición de los clientes. El otro tipo de pérdidas no técnicas son aquellas de tipo administrativo y que por falta de orden y disciplina de los procesos propios de control o de procesos conexos, generan condiciones de riesgo que finalmente conducen a la generación de pérdidas de energía.

Existen otros agentes internos y externos que pueden influir negativamente en el tema de las pérdidas de energía eléctrica y requieren de mucha atención. Es el caso del ingreso de nuevas cargas y de nuevos clientes al sistema, este proceso debe ser cuidadoso y oportuno. El manejo de la operación, el mantenimiento y la expansión futura del sistema, son procesos que deben ser abordados con criterio de control de pérdidas de energía; es decir, que cualquier adecuación o cambio no puede generar una mayor vulnerabilidad, ni comprometer los equipos o sistemas ya instalados en los procesos y proyectos de Control de Energía. Igualmente el manejo de los procesos de detección y notificación de anomalías e irregularidades por parte de los Grupos Operativos y de la oficina de Control de Energía de las Unidades de Negocio de CNEL EP, deben ser correctamente estructurados y su ejecución atender a la normativa existente.

También influyen negativamente en los planes para la reducción de pérdidas de energía, el crecimiento desordenado de algunos sectores de las ciudades por falta de control de los Municipios, que los convierten en potenciales infractores del servicio eléctrico, casos de violencia en sectores para evitar el control de las redes de distribución, condiciones socio-culturales de los clientes, condiciones económicas; por mencionar algunas causas, y que deben ser atendidas a través de programas de Gestión Social, para prevenir ciertos comportamientos ilegales o para mitigar el impacto de las acciones que se derivan de los procesos de control.

Sin la intención de que este trabajo contemple todos los aspectos que deben ser tomados en cuenta para la elaboración de un plan de reducción de pérdidas no técnicas de energía, se ha tomado la base científica, experiencias de otras empresas distribuidoras y también la experiencia adquirida en la aplicación de las estrategias de la Corporación. Se plantea lo que se ha realizado y lo que se debe ejecutar dentro de un plan integral, los resultados responderán a la aplicación y el seguimiento de las estrategias planteadas.

5.2. PLAN ESTARTÉGICO DE CNEL EP¹:

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, consciente de la responsabilidad social de cumplir con el desarrollo del sector eléctrico del país y enmarcada dentro de las políticas contenidas en el Plan Nacional del Buen Vivir, presentó su Plan Estratégico encaminado a lograr el éxito empresarial, ofreciendo un servicio continuo y bajo los estándares de calidad establecidos.

Al ser los sistemas de distribución muy dinámicos, se requiere de una planificación que permita atender el crecimiento de la demanda de potencia y energía, la cual es la base fundamental para establecer un Plan de Obras Eléctricas prioritarias, que permitan brindar un servicio eléctrico con calidad, oportunidad y continuidad.

La consecución de este Plan Estratégico, requiere de una correcta política administrativa, técnica y financiera, mejorando la estructura organizacional, con alto nivel de capacitación al personal, priorizando las obras en los sectores que presentan mayores problemas, realizando un trabajo en conjunto, tanto: los Directores, la Gerencia y los Empleados.

¹ Tomado del documento Planeación Estratégica de CNEL EP

5.2.1. Estructura Organizacional:

Con el objeto de cumplir con el propósito de la Corporación y conociendo que uno de los elementos importantes para su funcionamiento es el Organigrama Funcional de CNEL EP, que permita ejecutar las acciones, los procedimientos y los proyectos para alcanzar las metas planteadas. El esquema organizacional se presentó en el capítulo II.

5.2.2. Agenda Intersectorial MICSE:

El Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, entre otros sectores, determinó las Políticas Intersectoriales, relacionadas con el sector eléctrico que establece, incrementar la eficiencia, suficiencia y renovabilidad energética.

- ✓ Garantizar el suministro de energía eléctrica con criterios de eficiencia, sostenibilidad energética, calidad, continuidad y seguridad.
- ✓ Promover el uso y producción eficiente de la energía eléctrica.
- ✓ Impulsar la modernización, investigación y desarrollo tecnológico en el sector eléctrico.
- ✓ Controlar los impactos socio-ambientales del sistema eléctrico.

5.2.3. Objetivos Estratégicos MEER:

De igual forma el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, definió los objetivos para el sector eléctrico:

Objetivo 1. Incrementar la oferta de generación y transmisión eléctrica.

Objetivo 2. Incrementar el uso eficiente de la demanda de energía eléctrica.

Objetivo 3. **Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución.**

Objetivo 4. Incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica.

Objetivo 5. Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país.

Objetivo 6. **Incrementar la eficiencia operacional.**

Objetivo 7. Incrementar el desarrollo del talento humano.

Objetivo 8. Incrementar el uso eficiente del presupuesto.

Objetivo 9. Reducir los impactos socio-ambientales del Sistema Eléctrico.

5.2.4. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022:

El Plan Maestro de Electrificación - PME constituye uno de los mecanismos que permite determinar las inversiones orientadas a garantizar el abastecimiento de la demanda del servicio público de electricidad. La elaboración del PME se articula dentro del proceso de construcción de la Agenda Estratégica Participativa, con los actores institucionales y sectoriales.

El plan contempla los aspectos que se consideran necesarios para garantizar un adecuado servicio de electricidad, prestado en las mejores condiciones de calidad y economía; y, propone un afianzamiento del sector eléctrico, de tal manera que se constituye en una palanca que impulsa el desarrollo económico y social del país.

5.2.5. Planificación Estratégica de CNEL EP:

Objetivos estratégicos:

Se formulan los objetivos estratégicos que ayudarán a afrontar aquellas amenazas y debilidades, y al aprovechamiento de las fortalezas y oportunidades de CNEL EP, los cuales se detallan a continuación:

- ✓ Incrementar la calidad de servicio y el nivel de satisfacción del cliente.
- ✓ Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en su área geográfica.
- ✓ **Reducir las pérdidas de energía.**
- ✓ Incrementar la eficiencia Institucional.
- ✓ Incrementar el desarrollo del Talento Humano.
- ✓ Incrementar el uso eficiente del presupuesto.

Estrategias:

Entre otras estrategias se establecen las que corresponden al objetivo de reducir las pérdidas de energía:

Objetivo III: Reducir las pérdidas de energía.



Estrategia 3.1: Fortalecer los recursos humanos y tecnológicos de las Unidades de Control Especializadas.

Los Grupos de Control de Energía de las Unidades de Negocio de CNEL EP, no están bien estructurados ni equipados de manera adecuada para el desarrollo normal de los trabajos de control que deben realizar en los sistemas de medición, por lo que es urgente proporcionar los siguientes recursos: Personal Técnico capacitado y entrenado, equipos de contrastación, herramientas, vehículos, equipos de seguridad, entre otros, que permitan utilizarlos para el desarrollo de las actividades operativas de control de energía en las Unidades de Negocio.

Con el equipamiento y capacitación del personal que conforman los grupos de control de energía de las Unidades de Negocio de CNEL EP, se podrá realizar controles de manera eficaz y eficiente. Así también, se capacitará en los procedimientos homologados a implementarse en todas las Unidades.

Estrategia 3.2: Actualizar y mantener el catastro de clientes. A través de la implementación de las Unidades de Catastro en las diferentes Unidades de Negocios, y el trabajo coordinado con el GIS, se logrará actualizar y mejorar la información del catastro de clientes de la Corporación. La estrategia incluirá trabajos de oficina (cruce de información) y de campo (inspecciones), coordinando con las distintas áreas comerciales proveedoras de información, así como de instituciones externas.

La aplicación de esta estrategia nos permitirá: ubicar, enrutar y actualizar datos de los clientes, (información georeferenciada), además de identificar diversos problemas con la cual se logrará reducir errores en la facturación y reducir las pérdidas de energía.

Estrategia 3.3: Implementar sistemas de medición focalizados para realizar balances energéticos. Dirigidos a la recuperación de energía en los circuitos de distribución de la CNEL EP, mediante la instalación de 25.000 medidores totalizadores en los transformadores de distribución, ramales y troncales de alimentadores primarios ubicados en el área de concesión, que permitan realizar balances energéticos. Con lo que se logrará la identificación, detección, seguimiento y corrección de los casos de clientes con irregularidades que impiden, dificultan, afectan o adulteran la correcta medición del consumo eléctrico.



Estrategia 3.4: Implementar sistemas de medición inteligente (AMI). En zonas de clientes masivos de alto consumo y clientes especiales; lo que permitirá mejorar y automatizar el proceso de facturación, corte y reconexión; optimizar el uso de recursos logístico y humano para efectuar la gestión comercial; eliminar la cartera vencida con la optimización de la gestión de recaudación y otros beneficios.

- ✓ Reducción de errores en la toma de lectura;
- ✓ Fidelidad en el registro de energía en los equipos de medición.
- ✓ Efectividad en la gestión de recaudación.

Estas justificaciones son posibles por el monitoreo remoto, la capacidad de hacer corte y reconexión remotamente en clientela masiva y la emisión de alarmas respecto de manipulación sobre los sistemas de medición.

Estrategia 3.5: Blindar la red secundaria en zonas críticas. Las redes secundarias abiertas son fáciles de violentar por parte de los clientes, por esta causa se deben blindar las redes secundarias, usando materiales de óptima calidad, impidiendo que el cliente manipule la red secundaria y logrando minimizar en esta etapa el hurto de energía.

Estrategia 3.6: Establecer y ejecutar planes anuales de control de clientes industriales y masivos. Ejecución de planes de revisión y supervisión a los clientes, con mayor énfasis a la clientela especial, debido a que representa el mayor bloque de energía facturada de la Corporación. Se establecen procedimientos para la inspección, control e instalación de equipos de medición.

El Fortalecimiento de las Unidades de Control de Energía es fundamental para el cumplimiento de esta estrategia, mediante el monitoreo y control de los equipos de medición de los grandes clientes, se logra facturar mayor cantidad de energía y por ende reducir los porcentajes de pérdidas.

Estrategia 3.7: Establecer y ejecutar el plan de optimización del sistema de distribución. Tiene entre sus principales actividades, la ubicación óptima de capacitores, determinación del conductor óptimo para circuitos primarios y secundarios, ubicación de transformadores en secundarios, ubicación de seccionamientos, mantenimientos preventivos, entre otros. Todas

estas acciones permiten disminuir las pérdidas técnicas de energía, al disminuir el efecto Jule en los elementos resistivos del sistema de distribución (cantidad de calor que se genera en un elemento resistivo al paso de una corriente en un tiempo determinado), se necesita además de personal de ingenieros eléctricos que estén trabajando con programas técnicos sobre la red, realizando estudios y análisis para minimizar pérdidas.

Estrategia 3.8: Mejorar la calidad de información para facturación. Esta estrategia está asociada a la actualización continua del catastro, esto nos permitiría mejorar la calidad de la facturación ya que al tener clientes con información completa y precisa, disminuiría los clientes no registrados en los sistemas comerciales y las lecturas propuestas, consumos cero y novedades asociadas al proceso de toma de lecturas, que deberán ser reportadas a las áreas comerciales correspondientes, para luego realizar el seguimiento y lograr la efectividad deseada.

Al tener una facturación más real se disminuyen las pérdidas de energía y se incrementan los niveles de recaudación; inclusive la atención de novedades que se presentan en facturación permite a las unidades de control de energía, tomar acciones tendientes a la reducción de posibles contravenciones.

Un Plan Integral de Reducción de Pérdidas no puede estar alejado del Plan Estratégico de la Corporación, ya que todas las acciones están relacionadas y vinculadas entre sí, por lo que se plantea como uno de los objetivos estratégicos la reducción de las pérdidas de energía, por la importancia que tiene para mejorar las condiciones: técnicas, administrativas, económicas y de procesos de CNEL EP.

5.3. GESTION ESTRATEGICA²:

Para la elaboración y ejecución del Plan Integral de Reducción de Pérdida no Técnicas de Energía, se requiere aplicar los conceptos de la gestión estratégica que permita, de una manera ordenada realizar todas las acciones y se ejecuten los proyectos para lograr los objetivos.

² Tomado una parte de: <http://www.blog-top.com/el-ciclo-phva-planear-hacer-verificar-actuar>



A continuación se presentan los conceptos teóricos de la Gestión estratégica y la aplicación del ciclo denominado de Deming que consta de: **Planear**, **Ejecutar**, **Verificar** y **Actuar** (tomar acciones correctivas), conocido como el ciclo PHVA, sobre el cual se sustenta la gestión que se realizará en el plan a describir en este capítulo, este concepto de manera esquemática se presenta en el Gráfico 5.1.

La utilización continua del PHVA brinda una solución que permite mantener el control de las acciones en el proceso de control de energía implementado en las Unidades de Negocio de CENEL EP, mejora la calidad, reduce los costos, mejora la productividad. Los componentes del Círculo de Deming se describen de la siguiente forma:

5.3.1. Planear:

Es establecer los objetivos y procesos necesarios para conseguir resultados de acuerdo con los requisitos de los clientes y las políticas de la Corporación, como son:

- ✓ Involucrar a la gente correcta
- ✓ Recopilar datos clave
- ✓ Identificar servicios
- ✓ Identificar clientes
- ✓ Identificar requerimientos de los clientes
- ✓ Trasladar los requerimientos del cliente a especificaciones
- ✓ Identificar los pasos claves del proceso (diagrama de flujo)
- ✓ Identificar y seleccionar los parámetros de medición
- ✓ Determinar la capacidad del proceso
- ✓ Identificar con quien compararse
- ✓ Desarrollar el Plan

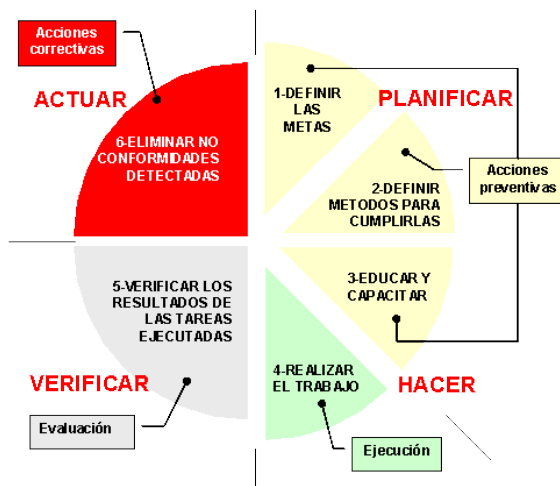


Gráfico 5.1. Esquema de Gestión Estratégica

5.3.2. Hacer:

- ✓ Implementar los procesos.
- ✓ Identificar oportunidades de mejora
- ✓ Desarrollar planes piloto
- ✓ Implementar las mejoras
- ✓ Identificar causas del problema

5.3.3. Verificar:

- ✓ Realizar el seguimiento y medir los procesos y los productos contra las políticas, los objetivos y los requisitos del producto e informar sobre los resultados.
- ✓ Evaluar la efectividad
- ✓ Analizar los datos
- ✓ Revisar y comprender los problemas

5.3.4. Actuar:

- ✓ Tomar acciones para mejorar continuamente el desarrollo de los procesos.
- ✓ Sistematizar la mejora y/o volver al paso de Hacer
- ✓ Incorporar la mejora
- ✓ Comunicar a todos los participantes la mejora
- ✓ Identificar nuevos proyectos

Aplicando el PHVA en la implementación de un plan integral de reducción de pérdidas en la Corporación, se tiene:

La definición y aseguramiento de los procesos, la política de calidad y los objetivos, son responsabilidad de la Gerencia Comercial y las aprueba la Gerencia General.

En el “Hacer” se realiza la implementación de lo definido en la planeación, es decir, todas las Unidades de Negocio de CNEL EP se alinean de acuerdo a las definiciones, se conforman equipos de trabajo para que documenten los procesos con el enfoque de PHVA y con la metodología definida.

En el “Verificar” se aplica el subproceso de Revisión de la Gerencia Comercial, respecto de los procesos y proyectos a ejecutar.

En el “Actuar” se aplica el subproceso de Acciones correctivas, preventivas y planes de mejoramiento como consecuencia de los informes del seguimiento, adicionalmente se aplica la metodología para análisis y solución de problemas a aquellos subprocesos que necesitan un mejoramiento continuo para luego incorporarlos en los subprocesos y convertirlos nuevamente como parte de la ejecución.

La metodología PHVA no da lugar a fisuras en cuanto a su propósito; se define una meta y dejándose llevar por la sabiduría contenida en cada etapa, se llega a cumplirla quitando del camino los obstáculos (no conformidades) que se interpongan, ya sean humanos, materiales o financieros. Si el objetivo es realista y considera las variables del entorno, entonces siguiendo la estrategia del Ciclo de la Calidad, la probabilidad de éxito es mayor. No debe olvidarse que en cada paso habrá que realizar acciones tácticas y operativas para seguir adelante con el plan.

5.4. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS:

Partiendo del balance básico que se produce en un sistema eléctrico, en el cual se tiene la energía disponible y la energía facturada, se determina el nivel de pérdidas de energía de acuerdo a la siguiente relación matemática:

$$\text{Índice de Pérdidas (\%)} = \frac{\text{Energía Disponible} - \text{Energía Facturada}}{\text{Energía Disponible}} * 100 \quad (5.1)$$

Así mismo al determinar las pérdidas totales, se pueden establecer las denominadas pérdidas no técnicas, con el uso de sistemas informáticos de análisis de redes de distribución, para lo cual se requiere la información completa de los elementos que conforman dicha red, ya que dependiendo de la exactitud de los resultados de las pérdidas técnicas será también el resultado de las pérdidas no técnicas.

En un estudio de pérdidas técnicas se deben considerar todas las etapas de un sistema eléctrico y en cada etapa todos los elementos que las conforman; es decir: generación, transmisión y distribución. En la etapa de distribución se consideran los elementos: líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas, medidores de energía eléctrica y otros elementos que se consideren importantes para la mayor exactitud del cálculo. Se debe anotar que, así se cuente con información detallada, por los cambios diarios que se introducen en las redes y las variaciones de las curvas de demanda en cada día, los valores de pérdidas técnicas y no técnicas siempre resultan estimaciones para un caso puntual; por lo tanto, las pérdidas no técnicas son el resultado final de este proceso de cálculo utilizando la relación siguiente, para un período determinado, usualmente cada mes:

$$\text{Pérdidas No Técnicas (kWh)} = \text{Pérdidas totales} - \text{Pérdidas Técnicas} \quad (5.2)$$

Si bien las pérdidas no técnicas se las puede clasificar por su origen, como se indicó en el capítulo I, no se puede determinar las cantidades con esta clasificación porque no se tiene la información adecuada para dicho cálculo, lo que sí se puede es estimar cual tiene mayor incidencia en un sector geográfico o grupo de clientes, como por ejemplo, en sectores marginales se tiene mayor cantidad de conexiones directas, en sectores industriales se tiene mayor cantidad de casos de alteraciones en los elementos de los sistemas de medición, en sectores comerciales y residenciales con consumos altos se tiene mayor cantidad de alteraciones en los medidores para evitar su registro correcto; así también, en función del análisis de indicadores de los procesos comerciales se pueden determinar cuáles sectores tienen mayor cantidad de casos de facturaciones con errores, entre otros.

Se puede clasificar los diferentes casos de alteraciones detectados en el proceso de revisión de los sistemas de medición, como son: puentes en las borneras, alteración de los mecanismos ciclométricos en los medidores de inducción, frenado del disco, modificación de las conexiones



en los circuitos electrónicos, conexiones directas desde la acometida, puentes en los transformadores de corriente, modificación en los factores de multiplicación, modificación en la programación de los medidores especiales, entre otros casos.

5.5. PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA:

El Plan para que sea integral debe contemplar las acciones y los proyectos para la disminución de las pérdidas técnicas y las no técnicas, estas últimas denominadas también como comerciales. La Corporación debe estructurar un Plan de Acción que contemple proyectos que a la vez que mejore el sistema eléctrico disminuyan las pérdidas técnicas, se requiere el mejoramiento de los elementos que conforman la red de distribución en los cuales se producen las pérdidas naturales de energía y los proyectos que eviten las denominadas pérdidas no técnicas, que se producen por: hurtos, alteraciones de los elementos de medición y errores administrativos como se describe en este documento.

El Plan contempla la ejecución de múltiples acciones, tanto internas como externas de la Corporación, que permitan lograr los objetivos planteados. En el Gráfico 5.2 se presentan de manera esquemática la descripción del Plan y sus estrategias:

Se determinan las principales estrategias del Plan en los diferentes aspectos que tiene relación directa o indirecta en la reducción de pérdidas de energía en la Corporación. Las acciones se han agrupado en cinco (5) estrategias que se consideran las más relevantes y que deben ser consideradas y ejecutadas en conjunto para llegar a los niveles de pérdidas que se requiere, para mejorar los aspectos: técnicos, comerciales, financieros y administrativos de la Corporación.



Gráfico 5.2. Esquema estratégico para reducción de pérdidas de energía



5.5.1. Estrategia Técnica:

Tiene relación con la instalación o modificación de los elementos que constituyen la red de distribución y el uso de la tecnología para mejorar los procesos y la implementación de proyectos direccionados al objetivo principal. Se aplican las siguientes acciones:

- ✓ Definición de la potencia, consumo y procedimiento del alumbrado público.
- ✓ Balances de energía en primarios, transformadores y circuitos secundarios.
- ✓ Cambio de redes desnudas convencionales por redes pre-ensambladas.
- ✓ Uso de la tecnología para la reducción de pérdidas, telegestión, telemetría, otros.
- ✓ Instalación de medidores en los casos de conexiones directas detectados por el GIS.
- ✓ Revisión de los medidores en laboratorio.
- ✓ Eliminación de los consumos convenidos con la instalación de medidores.
- ✓ Cambio e instalación de los sistemas de medición especiales.
- ✓ Uso de equipos móviles y sistemas informáticos para revisión de medidores.

5.5.2. Estrategia Comercial:

Aspectos que tienen relación directa con los problemas detectados y que causan las pérdidas no técnicas, su corrección permite direccionar de manera directa los aspectos clave para obtener las metas. Las acciones a tomar son:

- ✓ Balance de energía disponible, energía facturada, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.
- ✓ Unificación de los sistemas informáticos comerciales.
- ✓ Plan optimizado de la revisión de medidores masivos y especiales con base en análisis de los consumos, mercado, ingeniería, clasificación de los usuarios por uso de energía, geográfico, tipos de clientes, entre otros.
- ✓ Levantamiento y actualización de la información de los clientes en los sistemas comerciales y sistema de información geográfico – GIS.
- ✓ Establecimiento de un esquema de indicadores de gestión para los procesos.
- ✓ Control y seguimiento de los proyectos para la reducción de pérdidas PLANREP.
- ✓ Esquema de fiscalización y control de los procesos comerciales.

5.5.3. Estrategia Administrativa:

Para sentar la base que permita ejecutar las acciones descritas en este trabajo, se requiere de una estructura organizacional moderna y eficiente, levantar y homologar los procesos de la Corporación, entre otros aspectos; no se puede actuar en un plan integral sin el componente administrativo, por lo que se tomarán las siguientes acciones:

- ✓ Procedimiento para el control de energía aplicando calidad total P-H-V-A.
- ✓ Visión y compromiso empresarial integral y cultura de la organización para la reducción de pérdidas (todos deben participar).
- ✓ Esquema organizacional comercial.
- ✓ Mejoramiento de todos los procesos comerciales y técnicos para mejorar la relación costo-servicio para el cliente.
- ✓ Desarrollar el proceso de benchmarking con otras empresas de otros países y del Ecuador.
- ✓ Capacitación y entrenamiento del personal a cargo del plan en todos sus niveles.

5.5.4. Estrategia Social:

Un elemento fundamental para que las acciones que se realicen lleguen de manera directa a nuestros clientes es el trabajo con las comunidades y la sociedad entera, por lo que en este campo se tomarán las siguientes acciones:

- ✓ Campañas de comunicación para comunidades y grupos sociales.
- ✓ Suscripción de convenios con: Municipios, Fiscalías, Secretaría de Control de Asentamientos Irregulares, entre otros.
- ✓ Programa de incentivos para denuncias de hurto de energía.
- ✓ Acompañamiento con acciones sociales para procesos y proyectos.
- ✓ Definición y ejecución de campaña y pauta publicitaria.
- ✓ Proceso de gestión social con las comunidades.

5.5.5. Estrategia Normativa:

El aspecto normativo constituye el marco de referencia y el apoyo para que las acciones que se realicen tengan el respaldo de todas las Instancias, tanto internas como externas a la Corporación, en este campo se requiere las siguientes acciones:



- ✓ Normativa y Regulación para el control de energía.
- ✓ Instructivo para la presentación de proyectos eléctricos en CNEL EP.
- ✓ Multas y compensaciones para evitar el hurto de energía aplicación a CNEL EP.
- ✓ Procedimiento para el control de energía coordinado con Fiscalía.

5.6. ESTABLECER METAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA:

Determinar las metas de los niveles de pérdidas de energía para una empresa de distribución eléctrica es uno de los parámetros fundamentales, ya que se determina así también los niveles de inversión, prioridad en las acciones que se deben ejecutar; estas metas deben ser realistas y alcanzables, considerando los recursos con los que se cuenta y se delinear las estrategias y acciones que correspondan.

En los últimos años, las metas de reducción de pérdidas han sido determinadas por el MEER, para el año 2012, reducir de 22,72% en el año 2011 a 18,74% en diciembre de 2012 y 16,0% en diciembre de 2013, en función de las asignaciones en el presupuesto de inversión en los diferentes programas, tales como: el Fondo de Electrificación Urbano Marginal - FERUM, el Plan de Expansión de la Distribución - PMD y el Plan de Reducción de Pérdidas - PLANREP. Pero se requiere mayor inversión para intensificar la ejecución de los proyectos para disminuir los niveles de pérdidas y aplicar en la Corporación este Plan Integral para obtener mejores resultados, ya que los proyectos que se plantean son altamente rentables, porque los recursos que se recuperan pueden servir para la recuperación de las inversiones.

Se pueden plantear una serie de escenarios de reducción de pérdidas para la Corporación, dependiendo del nivel de inversión y de las acciones que se realicen para alcanzar dichas metas. A manera de ejemplo en los cuadros 5.1 y 5.2 y en el Gráfico 5.3 se presentan los datos de las metas hasta el año 2017 para las Unidades de Negocio, para alcanzar la meta general de la Corporación de 12% y 10% respectivamente, en el primer escenario las pérdidas técnicas corresponde al 10,0% y 2% para las pérdidas no técnicas, y para el segundo escenario, el 8,5% para las pérdidas técnicas y 1,5% para las no técnicas.

UNIDAD DE NEGOCIO	Dic-2013	Dic-2014	Dic-2015	Dic-2016	Dic-2017
BOLIVAR	10.53%	9.55%	8.56%	7.58%	6.60%
EL ORO	15.91%	14.43%	12.94%	11.46%	9.97%
ESMERALDAS	22.03%	19.94%	17.84%	15.75%	13.66%
GUAYAS LOS RIOS	17.22%	15.61%	14.00%	12.40%	10.79%
LOS RIOS	27.06%	24.53%	22.01%	19.48%	16.96%
MANABI	24.45%	22.17%	19.89%	17.60%	15.32%
MILAGRO	18.63%	16.87%	15.11%	13.35%	11.59%
SANTA ELENA	16.69%	15.13%	13.57%	12.02%	10.46%
SANTO DOMINGO	10.47%	9.49%	8.52%	7.54%	6.56%
SUCUMBIOS	21.35%	19.36%	17.36%	15.37%	13.38%
CNEL EP	19.15%	17.36%	15.58%	13.79%	12.00%

Cuadro 5.1. Proyección de reducción de pérdidas de energía al 12% en 2017

UNIDAD DE NEGOCIO	Dic-2013	Dic-2014	Dic-2015	Dic-2016	Dic-2017
BOLIVAR	10.53%	9.27%	8.01%	6.76%	5.50%
EL ORO	15.91%	14.01%	12.11%	10.21%	8.31%
ESMERALDAS	22.03%	19.37%	16.71%	14.04%	11.38%
GUAYAS LOS RIOS	17.22%	15.16%	13.11%	11.05%	8.99%
LOS RIOS	27.06%	23.83%	20.60%	17.36%	14.13%
MANABI	24.45%	21.53%	18.61%	15.69%	12.77%
MILAGRO	18.63%	16.39%	14.14%	11.90%	9.66%
SANTA ELENA	16.69%	14.70%	12.70%	10.71%	8.71%
SANTO DOMINGO	10.47%	9.22%	7.97%	6.72%	5.47%
SUCUMBIOS	21.35%	18.80%	16.25%	13.70%	11.15%
CNEL EP	19.15%	16.86%	14.58%	12.29%	10.00%

Cuadro 5.2. Proyección de reducción de pérdidas de energía al 10% en 2017

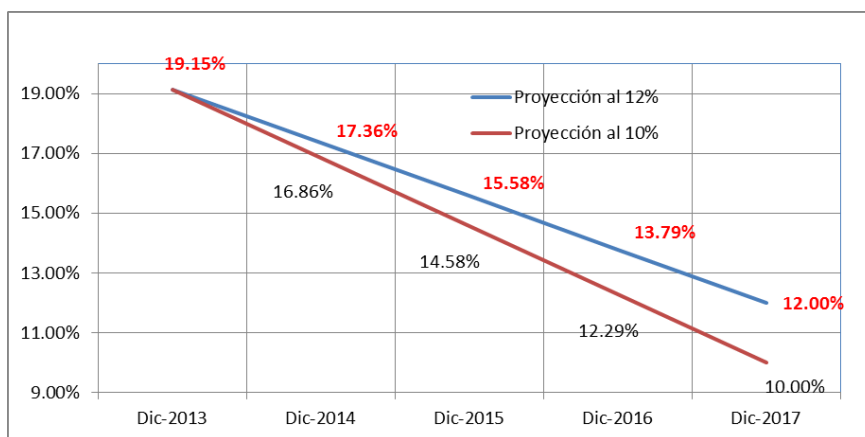


Gráfico 5.3. Proyección de reducción de pérdidas de energía hasta dic 2017

Considerando la reducción del nivel de pérdidas, del 19,15% en diciembre de 2013 hasta el 12% en el año 2017, representaría un ingreso adicional de \$105'925.512,48 y si se considera un nivel del 10% en el año 2017, representaría un ingreso adicional de aproximadamente \$135'431.226,26, recursos que pueden ser utilizados para financiar las inversiones requeridas para dicha reducción de pérdidas de energía.

Por lo que la determinación de las metas de reducción de pérdidas debe realizarse en función de las políticas y los recursos con los que se cuente en la Corporación. Este estudio puede

recomendar se implemente un Plan agresivo para lograr dicha reducción en el menor tiempo posible, aplicando todos los conceptos, acciones y proyectos que se describen.

5.7. ESTRATEGIA TÉCNICA:

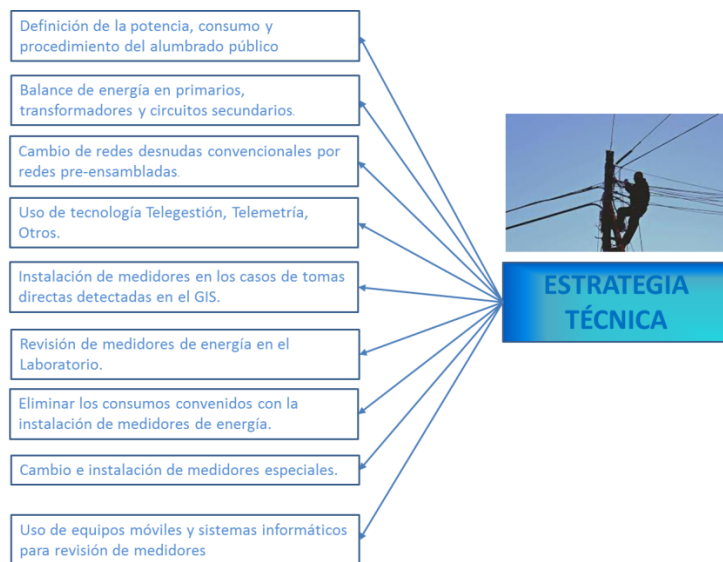


Gráfico 5.4. Acciones y proyectos de la estrategia técnica

En esta estrategia se considera los procesos y los proyectos que contemplan la modificación de la red de distribución, ya sea por reemplazo o por la instalación de nuevos elementos. Si bien este trabajo está enfocado a la reducción de pérdidas no técnicas de energía y la descripción de los acciones se enfoca en ese sentido, en el aspecto técnico se deben implementar los proyectos tanto para reducir las pérdidas técnicas y las no técnicas, con la optimización de la red de distribución y el uso de sistemas informáticos que analizan las redes de distribución, y uno de los parámetros de revisión es las pérdidas técnicas: Entre otros proyectos que generalmente se ejecutan para este propósito son:

- ✓ Cambio de calibres de conductores en alimentadores primarios.
- ✓ Cambio de calibres de conductores de circuitos secundarios.
- ✓ Cambio de transformadores de distribución.
- ✓ Optimizar el uso de los transformadores de distribución para que se utilice en función de la demanda.
- ✓ Reconfiguración de alimentadores primarios y circuitos secundarios para optimizar las pérdidas y condiciones de calidad.



- ✓ Ubicación de equipos para regular los niveles de tensión en alimentadores primarios (capacitores, reguladores, otros).
- ✓ Balanceamiento de fases en circuitos primarios y secundarios.
- ✓ Ubicación óptima de nuevas subestaciones considerando como uno de los parámetros de análisis las pérdidas de energía.
- ✓ Otros proyectos

A continuación se describen las acciones de orden técnico para la reducción de pérdidas no técnicas de energía, las que se muestran en el Grafico 5.4.

5.7.1. Definición de la potencia, consumo y procedimiento del alumbrado público:

El alumbrado público como uno de los componentes del balance de energía de la Corporación, requiere atención especial para realizar el levantamiento de todos sus elementos, como son: luminarias, semáforos, cámaras de seguridad y otros equipos que estén incluidos dentro de este grupo. Se requiere las características de los equipos para determinar la potencia y los tiempos de funcionamiento, para establecer la energía que consumen.

En el levantamiento de información de los elementos de la red de distribución para el sistema de información geográfico GIS, están incluidos los elementos del alumbrado público y depende de su nivel de actualización para poder determinar de mejor manera la energía consumida por estos equipos.

La Regulación N° 008/11 del CONELEC "*Servicio de Alumbrado Público General – SAPG*", establece el procedimiento para determinar el consumo mensual del alumbrado público para incluirlo en el balance de energía general del sistema de distribución. Siendo el GIS el sistema que contiene la información actualizada del alumbrado público, se requiere un reporte mensual de los elementos que están operando en un mes determinado y se establece su consumo de energía, el cual se reporta al sistema comercial para complementar el balance de energía general.

Se debe anotar que en los últimos años se han ejecutado en la Corporación, programas para reemplazar las luminarias de vapor de mercurio por luminarias de vapor de sodio de mayor

eficiencia, es decir menor consumo de energía con el mismo o mayor nivel lumínico; por lo que el consumo del segmento del alumbrado público se ha reducido en relación al consumo total.

5.7.2. Balances de energía en primarios, transformadores y circuitos secundarios:

Como se indicó en el punto 8 del capítulo IV, con el objetivo de optimizar el proceso de control de energía en la Corporación y detectar los casos de hurto de energía y fraude de los sistemas de medición, se requiere aplicar procedimientos técnicos que permitan detectar los posibles infractores de manera focalizada, para lo cual se requiere obtener balances de energía en: alimentadores primarios, ramales principales y transformadores de distribución, mediante la instalación de sistemas de medición, que ligados a los consumos de los medidores relacionados al circuito eléctrico en análisis, se puedan determinar los casos críticos de pérdidas de energía elevadas.

Para facilitar el manejo de la información que se genera, es necesario el desarrollo de un módulo informático que permita realizar el control de los consumos registrados en los medidores totalizadores de los circuitos analizados, con relación a los consumos registrados en los medidores de energía de los usuarios, las luminarias, los semáforos, las cámaras de seguridad y otros elementos que consumen energía de la red de distribución; de forma que al detectarse porcentajes superiores a límites establecidos en los balances de energía, se puedan tomar acciones correctivas de manera efectiva.

La ecuación del balance de energía debe dar como resultado las pérdidas técnicas más un porcentaje de pérdidas no técnicas permisible, si estas pérdidas son superiores a los porcentajes permitidos, se han detectado los circuitos que tienen posibles infractores y se requiere una revisión en detalle de los consumos de los usuarios conectados al circuito analizado.

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{CONSUMO} \\ \text{REGISTRADO EN EL} \\ \text{MEDIDOR} \\ \text{TOTALIZADOR (kWh)} \\ \hline \end{array} - \begin{array}{|c|} \hline \text{CONSUMOS} \\ \text{REGISTRADOS EN LOS} \\ \text{MEDIDORES DE LOS} \\ \text{USUARIOS (kWh)} \\ \hline \end{array} - \begin{array}{|c|} \hline \text{CONSUMO DE: LUMINARIAS,} \\ \text{SEMÁFOROS, CÁMARAS DE SEGURIDAD,} \\ \text{FUENTES DE PODER DE CABLE, OTROS} \\ \text{EQUIPOS (kWh)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{PÉRDIDAS DE} \\ \text{ENERGÍA TOTALES} \\ \text{(kWh)} \\ \hline \end{array}$$

Una vez que se ha detectado los circuitos que tienen mayores pérdidas de energía, se deben ejecutar dos procesos, el de revisión de los sistemas de medición y el de análisis para realizar el blindaje de las redes de distribución.

Para facilitar el manejo e ingreso de la información de los casos de revisión de los medidores, se requiere, por parte de los Grupos de Trabajo de Campo, el uso de equipos móviles que interactúen en línea directamente con las bases de datos de los sistemas comerciales, para obtener la información de los historiales de consumo, resultados de revisiones anteriores y actualizar los datos obtenidos en las revisiones.

La metodología para obtener los balances de energía en las redes de distribución, es ampliamente aplicada en empresas que han logrado reducir sus pérdidas de energía a los niveles adecuados, para que no afecten la sustentabilidad financiera de las Empresas, ya que la revisión de los medidores es optimizada y sus resultados son altamente rentables, a la vez que se asegura el mantener en los niveles bajos de pérdidas, ya que al producirse nuevamente incrementos, éstos son detectados de manera inmediata.

La Corporación ha instalado medidores totalizadores en una parte de los transformadores de distribución de las Unidades de Negocio: Milagro, El Oro y Guayas – Los Ríos, así también se está realizando las instalaciones de los sistemas de medición de energía en ramales principales de los alimentadores de distribución como parte del proyecto GIS.

5.7.3. Cambio de redes desnudas convencionales por redes pre-ensambladas.

El uso común de conductores de aluminio desnudo en las redes secundarias de distribución en la Corporación, ha dado facilidades para que algunos usuarios tengan acceso y realicen conexiones de forma directa a la red, sin el registro del consumo de energía. Este hecho se evidenció al realizar el levantamiento de la información de las redes de distribución para el sistema GIS en el cual se detectaron alrededor de ciento veinte mil conexiones directas.

Además se han identificado que las conexiones directas se producen en ciertos sectores geográficos considerados de bajo nivel socioeconómico, asentamientos irregulares que no disponen de infraestructura eléctrica y en menor grado en sectores urbanos comerciales y residenciales. Este hecho se produce también por la falta de control de las redes de distribución y a veces por la indolencia de otros usuarios que sí tiene instalados medidores para el registro de su consumo; y, hasta del personal propio de la Corporación.



Para evitar o por lo menos dificultar se realicen las conexiones directas y la manipulación de las redes secundarias de distribución eléctrica; desde hace más de diez años se ha realizado el cambio de las redes con conductores de aluminio desnudos o convencionales por redes denominadas pre-ensambladas, que están constituidas por elementos aislados para evitar que se tengan puntos en los cuales se puedan realizar conexiones directas. Estas redes están constituidas por los siguientes elementos:

- ✓ Conductores aislados pre-ensamblados
- ✓ Conectores dentados
- ✓ Seccionador unipolar NH
- ✓ Tensor mecánico
- ✓ Conductor concéntrico para acometida
- ✓ Terminales y empalmes pre-aislados
- ✓ Derivador para conductor concéntrico
- ✓ Conectores para conexión de acometidas
- ✓ Pinza de acometida
- ✓ Pinzas de retención
- ✓ Pinza de suspensión
- ✓ Precintos plásticos
- ✓ Protectores para punta de cables
- ✓ Herrajería de sujeción

De la experiencia adquirida en la instalación de este tipo de redes secundarias, se puede establecer un alto grado de eficiencia para evitar su manipulación. Así mismo se puede establecer los costos aproximados entre 180 y 220 dólares por usuario en sectores urbanos, mientras que en sectores rurales se tiene costos entre 300 y 400 dólares por usuario, considerando que parte de la red existente es utilizada en la nueva red. Por otro lado se establecieron los parámetros de tomas directas encontradas y evitadas por el cambio de redes entre el 15 y 25% de los usuarios conectados con y sin medidor.

Se recomienda que para la aplicación de esta alternativa se realicen los estudios eléctricos para el cambio o nuevos proyectos de redes pre-ensambladas, de forma que se puedan establecer las condiciones técnicas, los materiales y la mano de obra necesarios y los costos



reales de inversión. Al tener los estudios eléctricos se pueden agrupar los proyectos en paquetes para la contratación de su ejecución.

5.7.4. Uso de Tecnología para la Reducción de Pérdidas, Telegestión, Telemetría, Otros.

Una de las formas más eficientes que se han aplicado en la Corporación para reducir las pérdidas de energía, es el uso de nuevas tecnologías que permiten obtener la información y/o realizar el control de los medidores de manera remota, denominados sistemas de telegestión o telemetría; es decir, utilizando sistemas de comunicación entre los equipos de medición y un centro de control, en el cual se procesan los datos recolectados y se convierten en información para tomar acciones y decisiones, entre las cuales permiten identificar infractores que alteran el funcionamiento de los equipos en el registro de energía.

Los cinco componentes principales del sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure), que se muestran en el Gráfico 5.5, son:

1. Un sistema de administración de datos de medidores (ADM) que proporciona un único depósito escalable para los datos almacenados en el medidor. Utiliza interfaces estándar con otros sistemas de empresas eléctricas como el sistema de información de clientes (SIC), el sistema de administración de interrupciones (SAI), el sistema de información geográfica (SIG) y la administración del personal.
2. El sistema con centro distribuidor que recopila datos de la red.
3. Una red de comunicaciones. Incluye la WAN (enlace de comunicación) y puede incluir un colector y una LAN. Proporciona comunicación de datos y comandos bidireccional entre la empresa eléctrica y el hogar o la instalación comercial. La red de recolección puede ser privada o pública y puede operar con estándares abiertos y privados.

Características del sistema AMI

Comunicaciones bidireccionales

Hay una comunicación bidireccional desde el hogar, a través del ADM y hacia las aplicaciones ascendentes.



Gráfico 5.5. Ejemplo de sistema AMI (Tomado de catálogo de la firma AITRON)

- Un medidor inteligente puede recopilar y almacenar datos de intervalo de energía para su propio tipo de servicio. También puede interactuar con otros dispositivos, recopilar y almacenar temporalmente datos de otros dispositivos, como medidores y puertas de enlace domésticas. Puede iniciar y responder comunicaciones bidireccionales con la empresa eléctrica.
- Una red de área doméstica (HAN) puede recopilar datos, comunicarse y controlar varios aparatos eléctricos en todo el hogar, como aires acondicionados y calentadores de agua. También tiene comunicaciones bidireccionales con la empresa eléctrica.

Existen varios tipos de sistemas en el mercado que utilizan para la comunicación en línea, los canales de la señal de celulares GPRS, radiofrecuencia, PLC, fibra óptica, conductores telefónicos, entre otros, así como combinaciones entre estas tecnologías.

Los sistemas que utilizan la señal celular (GPRS) se comunican directamente con los medidores, para lo cual se requiere la instalación de un chip (dispositivo electrónico de comunicación) en cada equipo identificado con un código para clasificar la información entre grupos de medidores que están enviando la señal al centro de control, el cual dispone de un canal de comunicación robusto denominado de última milla con la capacidad adecuada para la cantidad de medidores que se conecten.

Para el sistema de radiofrecuencia (utilizado como parte de los proyectos de la Corporación) se tienen instalados en cada medidor circuitos electrónicos de emisor – receptor para que se

comuniquen entre estos, obteniendo múltiples caminos para que la señal de un medidor llegue a un colector principal, que a su vez se conecta con el centro de control utilizando el mismo u otros medios de comunicación. Este esquema se puede observar en el Gráfico 4.5 del capítulo IV.

El Sistema de Telemedición utiliza la tecnología PLC (Power Line Communications o en español comunicaciones mediante cable eléctrico) para la transmisión de datos a través de las redes eléctricas existentes, es un sistema de lectura automática de medidores (AMR), basada en el desarrollo y fabricación de medidores electrónicos inteligentes, que se comunican bidireccionalmente vía PLC, con un equipo colector de datos instalado en la subestación de distribución eléctrica.

El colector es capaz de transmitir los datos a distancia vía: micro-onda, telefónica, GPRS, fibra óptica o Ethernet, hasta un servidor instalado en el centro de control y facturación de la Corporación, en donde se administrará la información y se generará las planillas de consumo a los clientes.

Tecnología PLC utiliza las líneas de conducción de energía eléctrica convencionales para transmitir señales de radio con el propósito de comunicación, para convertirla en una línea digital de alta velocidad de transmisión de datos, permitiendo entre otras cosas el acceso a internet mediante banda ancha. El esquema de funcionamiento se puede observar en los Gráficos 5.6 y 5.7.

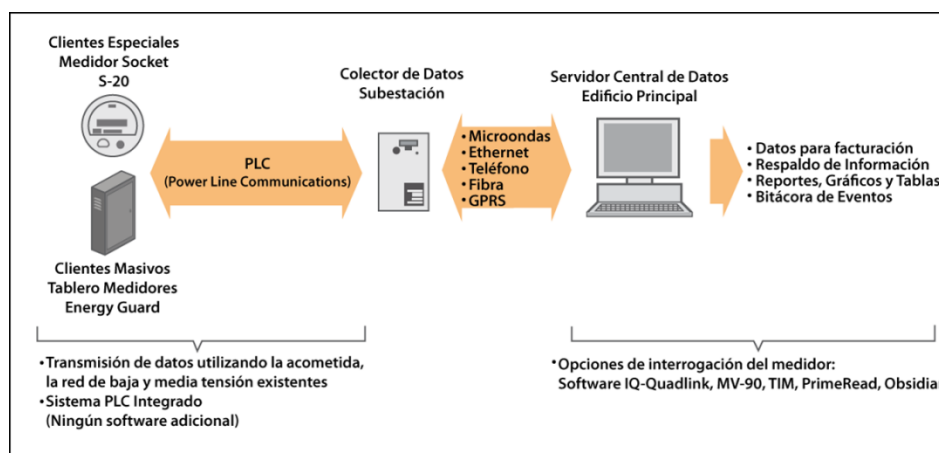


Gráfico 5.6. Sistema de telegestión utilizando tecnología PLC (Catálogo de QUADLOGIC)

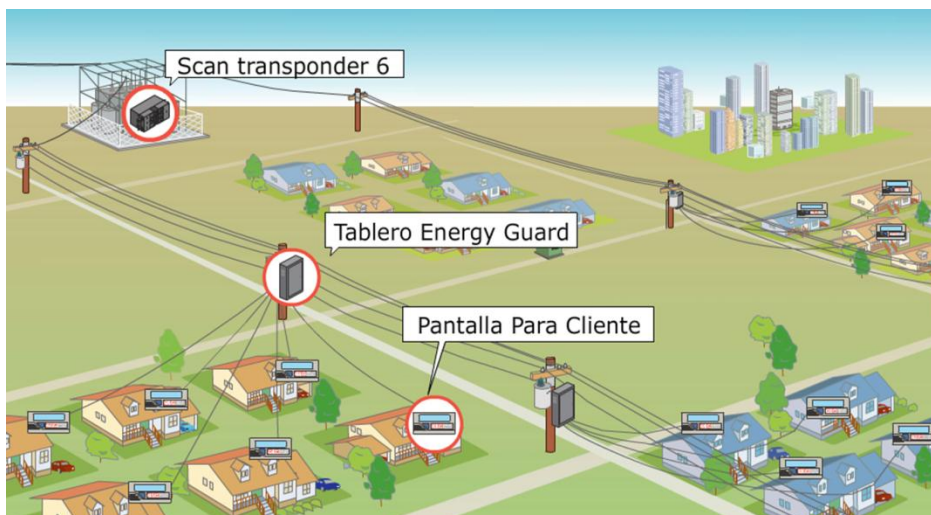


Gráfico 5.7 Esquema de conexión del sistema de telegestión utilizando PLC

Este esquema consiste en la instalación de medidores a pie del transformador de distribución y de estos medidores salen las acometidas directamente a las viviendas o predios de los usuarios, garantizando el registro y control de los consumos. Consta además de una pantalla instalada en el interior del predio del cliente para que pueda observar su consumo, este equipo se conecta a un tomacorriente de las instalaciones interiores del predio.

Estos sistemas usando PLC están instalados en las Unidades de Negocio: Santo Domingo, Esmeraldas y Santa Elena, como planes piloto para adquirir experiencia en el uso de esta tecnología. Los resultados han dependido de la forma de implementación de los proyectos, ya que se tiene buena experiencia en el proyecto en la Unidad de Negocio Santo Domingo y Santa Elena, mientras que no se ha podido completar la instalación en la Unidad de Negocio Esmeraldas. En el Gráfico 5.8 se muestra un tablero de medición de este sistema.

De acuerdo a los resultados obtenidos y que fueron descritos en el capítulo IV, estos sistemas son altamente rentables a la vez que prestan otros beneficios para la operación de la red de distribución, ya que se cuenta con el estado del servicio en cada punto de la red en los cuales están instalados los medidores, con lo cual se puede prever y anticipar la atención en la reposición del servicio eléctrico, optimizar los procesos comerciales de lectura de medidores, facturación, entrega de la información de los valores facturados y la gestión de cartera vencida, así también realizar la gestión para la administración de la demanda, al poder comandar circuitos internos de los predios de los clientes con los respectivos acuerdos con los clientes.



Gráfico 5.8. Tablero de medidores y protección del sistema de telegestión utilizando PLCs

5.7.5. Instalación de Medidores en los Casos de Conexiones Directas Detectados por el GIS:

El Plan Integral de Reducción de Pérdidas debe continuar con la instalación de los medidores en los casos detectados con conexiones directas desde la red de distribución. Este proyecto debe considerar el análisis de los sectores en los cuales se han detectado estas conexiones, ya que en ciertos casos se tratan de asentamientos que no disponen de infraestructura eléctrica, y se requiere primeramente la legalización de esos asentamientos, en coordinación con la Secretaria de Control de Asentamientos que está controlando estos casos.

En el proceso de implementación del proyecto para eliminar las conexiones directas, se ejecutó primero las inspecciones para determinar los casos reales de conexión directa, la posibilidad de instalar los medidores o si se trata de los casos en los cuales se requiere la construcción de la red de distribución para brindar el servicio eléctrico en las mejores condiciones. Como segunda etapa se realizan las instalaciones en los casos reales determinados.

Se debe realizar los cambios de los medidores dañados por deterioro o por alteraciones, las reubicaciones de los medidores que se encuentran en el interior de los predios de los usuarios al exterior de los mismos, de forma que permite realizar las lecturas mensuales, las revisiones por parte de los Grupos de Control de Energía y la gestión de cartera por valores adeudados a CNEL EP.



En este proceso de inspección e instalación de los casos de: nuevos servicios por la eliminación de las conexiones directas, cambios o reubicaciones de los medidores y otros casos, es fundamental que la información generada sea ingresada en los sistemas comerciales en el menor tiempo posible luego de ejecutado el trabajo, para de esta forma realizar la facturación de los consumos de energía y por ende lograr la reducción de las pérdidas.

De la experiencia dada en otras empresas distribuidoras del País para la reducción de pérdidas de energía, que han logrado niveles de pérdidas totales que alcanzan valores entre 6% y 7%, se tiene, entre otras estrategias, los planes para la instalación y mantenimiento de los sistemas de medición y acometidas, para mantenerlos en óptimas condiciones y tener el acceso directo para ejecutar todos los procesos comerciales y técnicos.

Inicialmente se debe complementar el proyecto de instalación y cambio de medidores de los 111.474 casos de conexiones directas detectados en el levantamiento de información para el sistema de información geográfico GIS (informe presentado en marzo de 2013) y se emprenda el Plan de mantenimiento de acometidas y medidores para cubrir todos los sectores geográficos de la Corporación.

5.7.6. Revisión de los Medidores en Laboratorio:

Dentro de los procesos comerciales se tiene el de Control de Energía y el subproceso corresponde a la revisión de los medidores de energía, de forma que se garantice en estos equipos se mantengan dentro de los rangos de precisión determinados por normativa, de esta forma se garantiza que el registro de energía sea el correcto para los Usuarios y la Corporación.

Debido a los múltiples tipos de medidores que fueron utilizados en los sistemas de las Unidades de Negocio, se tiene diferentes normas que los regulan, como son: ANSI (norma norteamericana) e IEC (norma europea). Están instalados medidores tipo bornera y tipo socket, medidores monofásicos dos hilos, monofásicos tres hilos, bifásicos tres hilos, trifásicos cuatro hilos, de múltiples corrientes nominales y niveles de voltaje, entre otros parámetros. Se ha dispuesto el uso de equipos de medición fabricados con la norma IEC y se ha implementado la política para la adquisición de los equipos y materiales principales de las acometidas,



mediante la modalidad de Compras Corporativas, para aprovechar la economía de escala y obtener mejores precios con la misma calidad de los bienes adquiridos.

Al momento se encuentran operando en todas las Unidades de Negocio, laboratorios para la verificación y contrastación de los medidores de energía, de manera que la totalidad de los medidores sean revisados y cumplan con los estándares de precisión, bajo la política de evitar que un error en un medidor produzca un reclamo del cliente.

Los equipos de contrastación, tanto para los medidores de los usuarios masivos como para los medidores de usuarios de consumos altos, requieren lo que se conoce como la Trazabilidad, es decir que se realice la revisión y contrastación contra medidores patrón, garantizados por laboratorios calificados al nivel internacional, de esta forma se garantiza que las pruebas de contrastación que se realizan a los medidores sean correctas.

Otro aspecto que debe ser tratado en los laboratorios de medidores es la programación y parametrización de los medidores especiales para usuarios de alto consumo de energía, aspecto importante por tratarse de garantizar la precisión de los medidores, la programación de las magnitudes a registrar, factores de multiplicación por los transformadores de medida y el manejo prolijo de las claves de seguridad de los accesos a las programaciones de los medidores.

Además se debe ingresar al sistema informático comercial la información de: los parámetros de los medidores, los resultados de las pruebas de contrastación y los números de sellos de seguridad.

Para verificar el estado de los medidores una vez que se han instalado en el sistema, se realiza las revisiones por parte de los Grupos de Control de Energía, que se describe de manera detallada en esta tesis. Así también se realizan revisiones de los medidores nuevamente en los laboratorios cuando se retiran los medidores del sistema por: alteraciones, no pago de deuda o cambios por la ejecución de proyectos, entre otros motivos; en todos los casos esos medidores deben ser revisados y contrastados, para clasificar los que se pueden volver a instalar y los que se deben retirar definitivamente para dar de baja.



Todas las acciones de revisión que se realicen a los medidores generan reportes y se deben ingresar al sistema comercial para contar con el historial de las intervenciones y realizar el control de estas acciones.

5.7.7. Eliminar los Consumos Convenidos con la Instalación de Medidores:

Los servicios denominados “Convenidos” o “Luces Fijas”, que se produjeron en años anteriores porque no se disponían de equipos de medición para instalar y atender los nuevos servicios o realizar los cambios de los medidores: obsoletos, dañados, alterados o intervenidos, se instalaban solamente las acometidas y para determinar el consumo de energía se realizaba una estimación en función de la carga instalada en el predio o una simple inspección del sector en el cual estaba ubicado el inmueble que requería el servicio; así también, cuando se producía un daño en el medidor se dejaba instalado el medidor pero se registraba en el sistema comercial un consumo fijo mensual, ya sea tomando un promedio de los consumos registrados anteriormente o una estimación como se indicó para los nuevos servicios.

El proyecto contempla la ubicación de los casos de consumos convenidos y realizar la instalación de medidores para el registro de los consumos de energía mensuales, de esta forma se cumple con lo establecido en el artículo 40 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor que establece, *“Es un derecho del consumidor el conocer el valor exacto que debe cancelar por concepto de consumo y recargos legales adicionales, por tanto, queda prohibido el planillaje en base de sistemas diferentes a la medición directa, tales como valores presuntivos o estimativos....”*. Así también se determinan los consumos reales que por lo general son mayores a los que se establecieron como consumos convenidos, lo que aporta significativamente a la reducción de las pérdidas de energía.

Se requiere completar el proyecto planteado para la ubicación de 29.272 casos de consumos convenidos, para la instalación de medidores o determinar que esos casos se resolvieron y ya no existen en el sistema; en este caso, se actualice la información en los sistemas comerciales para depurar sus bases de datos. Este proyecto tiene relación directa con el levantamiento de información de los clientes que se ejecuta para la depuración de los catastros comerciales y la información del GIS y con el proyecto para la instalación de los medidores en los casos de conexiones directas que también se ejecuta.

5.7.8. Cambio e Instalación de los Sistemas de Medición Especiales.

Como política de la Corporación, está el trato especial al grupo de clientes de consumos altos, ya que al representar un alto porcentaje de la energía consumida en un grupo pequeño de usuarios, se requiere un tratamiento especial en todos los procesos comerciales, como: contar con Grupos Especializados para la instalación de los sistemas de medición especiales, la toma de lecturas y la facturación de los consumos se realiza agrupando los clientes especiales, que requiere mayor control, la entrega de las facturas y la gestión de los pagos que se deben realizar de manera preferente y con atención directa, cuidando de no afectar las actividades de los usuarios, así mismo se cuenta con Grupos Especializados en el control de energía para ejecutar las revisiones de las instalaciones de los sistemas de medición, entre otras actividades.

Considerando que el 0,34% de los usuarios de tipo industrial de la Corporación, representan el 22,53% del consumo de energía, para este grupo de clientes se requiere garantizar que los sistemas de medición estén dentro de los límites de precisión establecidos por norma y de esta forma mantener el control de los consumos.

Los casos detectados para evitar el correcto registro del consumo de energía en los medidores en este segmento de clientes, se indican a continuación:

- ✓ Errores en los factores de multiplicación de los transformadores de medida
- ✓ Errores en el dimensionamiento de los transformadores de medida
- ✓ Conexiones directas en media tensión especialmente en los sectores marginales y rurales
- ✓ Puenteado de los transformadores de corriente en media tensión
- ✓ Errores en las conexiones de los transformadores de medida y los medidores de energía
- ✓ Daños provocados en los medidores de energía
- ✓ Cambio de tarjetas electrónicas en los medidores de energía
- ✓ Intervención para alterar los circuitos electrónicos de las tarjetas de los medidores de energía
- ✓ Intervención en la programación de los medidores para alterar sus parámetros
- ✓ Intervención en el registro de los medidores para disminuir los consumos
- ✓ Desconexión de los medidores para evitar el registro de la energía
- ✓ Sistemas de medición en el interior de las predios lo que facilita las alteraciones indicadas



✓ Intervención en los transformadores de corriente en baja tensión

Como se puede observar que en los casos detectados para evitar el registro de los medidores de energía especiales, se aplican formas que requieren gran conocimiento de los equipos y otros elementos que conforman los sistemas de medición, ya que se intervienen en los circuitos electrónicos y en la programación de los medidores; por lo que, las acciones que se realicen para detectar o evitar estas intervenciones, requieren el uso de la tecnología y la revisión periódica de los equipos de medición por parte de los Grupos Especializados en todas las Unidades de Negocio de la Corporación. Se requiere el uso de sistemas que permitan monitorear el funcionamiento de los equipos de medición y den alertas cuando se producen cambios en sus magnitudes y conexiones, así como cuando se producen intervenciones en las programaciones de los medidores.

Este proyecto para el mejoramiento de los sistemas de medición especiales requiere el cambio y reubicación de los equipos y demás elementos que los conforman, ubicándolos en lugares totalmente accesibles para el personal de la Corporación, para que se pueda realizar con facilidad la toma de lecturas, revisiones y otras actividades en el ámbito comercial y técnico. Así mismo aplicar la tecnología e incluirlos en el sistema de telegestión que permita monitorear su funcionamiento.

Otro aspecto fundamental para lograr el correcto funcionamiento de los sistemas de medición es el control que se debe realizar de manera periódica de forma que se dé un a los Usuarios, de que la Corporación tomó a cargo el control de sus instalaciones y que en cualquier momento pueden ser detectados casos de alteraciones en los elementos de medición, así también el control de los sellos de seguridad que se deben ubicar en los transformadores de medida, medidores de energía, tableros donde se alojan estos equipos y en las cabinas de transformación, dependiendo del caso.

Así también está íntimamente relacionado el tema de la normativa para estas instalaciones que determinen los aspectos: técnicos, el uso de equipos y materiales estandarizados, esquemas de conexión y los procedimientos para la instalación de nuevas mediciones de usuarios y el control que se debe realizar a todas las instalaciones existentes.

Como se puede observar es un conjunto de acciones que deben conjugarse para evitar las intervenciones o alteraciones de los sistemas de medición especiales, pero lo importante es que se cuente con un Plan de Acción bien estructurado y se lo ejecute estrictamente, para que se obtengan los resultados de reducir las pérdidas en este y los otros sectores de usuarios de la Corporación.

5.7.9. Uso de equipos móviles y sistemas informáticos para revisión de medidores:

Con el propósito de optimizar los procedimientos comerciales en lo que se refiere a: inspecciones en campo e instalaciones de nuevos servicios, cambios de medidores, lectura de medidores, lecto-facturación, gestión de cartera vencida mediante notificaciones y suspensiones del servicio eléctrico, revisión de los sistemas de medición para el control de las pérdidas de energía, atención de reclamos, entre otras actividades; se utilizan equipos móviles que están conectados en línea con los sistemas informáticos comerciales (SICO, SIEEQ) y el de información geográfico GIS, para la asignación de Órdenes de Trabajo a los Grupos de Campo, que luego de concluidos los mismos, se ingresa la información generada así mismo en forma remota y automática a los sistemas comerciales y técnicos. La comunicación entre los sistemas informáticos y los equipos móviles se realiza mediante señal celular GPRS u otra forma, sistemas de radiofrecuencia o una combinación de estas formas de comunicación.

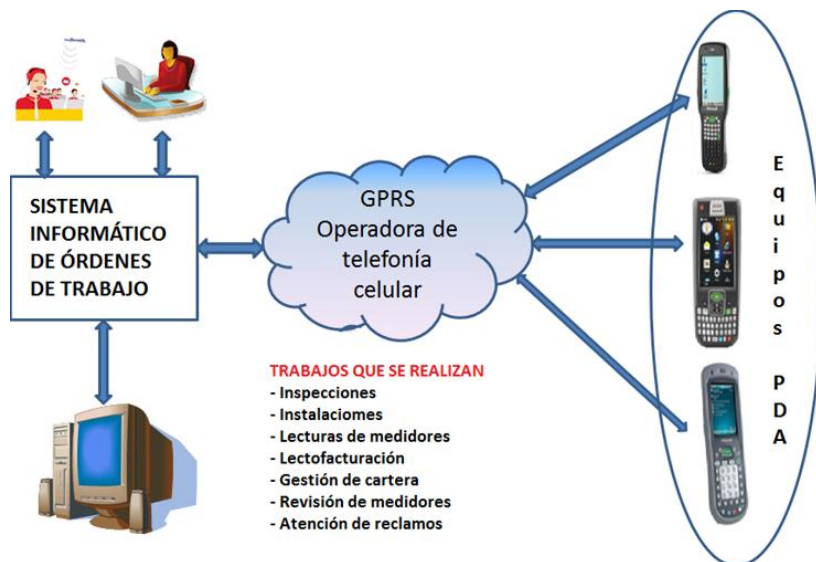


Gráfico 5.9. Esquema del uso de sistema informático y equipos móviles (parte del gráfico tomado del catálogo de WM WIRELESS & MOBILE W)



En el Gráfico 5.9 se presentan los elementos que conforman el sistema que utiliza los equipos móviles para la ejecución de los procesos comerciales. El módulo informático debe considerar el ingreso de la información de los requerimientos de los clientes y de los trabajos que requiere la Corporación en los diferentes procesos comerciales como son: inspecciones para nuevos servicios, atención de reclamos, cambios y reubicaciones de los medidores, revisiones de los sistemas de medición para evitar las intervenciones que se realizan a fin de coartar el correcto registro del consumo de energía, notificaciones y suspensiones del servicio eléctrico como gestión para el pago de valores adeudados, lectura de los medidores, lecto-facturación, que consiste en realizar la lectura de los medidores y la emisión de las facturas en el mismo instante usando impresoras móviles, entre otras actividades.

Este módulo informático debe contemplar el manejo de los datos de los medidores totalizadores para la ejecución de los balances de energía en relación con los medidores de energía y otros elementos que consumen energía eléctrica en los circuitos, realizar el análisis de los balances de energía y determinar los casos de transformadores de distribución, alimentadores primarios o sus ramales, que tengan niveles de pérdidas altos, comparados con los estándares establecidos para estos casos, realizar los análisis estadísticos de los consumos de los clientes para determinar variaciones y de esta forma establecer los posibles casos de fraudes.

La Corporación ha implementado un plan piloto en la Unidad de Negocio Santo Domingo y para el efecto se ha desarrollado un software para el manejo y control de los trabajos en campo a través de equipos móviles, por lo cual se requiere complementarlo e implementarlo en las otras Unidades de Negocio, ya que el desarrollo contempla las interfaces con los sistemas comerciales SICO y SIEEQ; así también en el proyecto SIGDE se contempla la implementación de este tipo de sistema para todas las empresa eléctricas del país, denominado MWM (Mobile Workforce Management – Sistema de Gestión de Equipos Móviles).

La programación de los equipos móviles incluye el manejo de la información relacional de los sistemas comerciales y la información del sistema GIS; es decir que en los equipos móviles se debe incluir una aplicación para el manejo gráfico, pero las denominadas órdenes de trabajo que se transmiten desde el sistema central transfieren únicamente los datos de las coordenadas de los sitios en los cuales se requiere ejecutar los trabajos, volviendo a la

aplicación muy rápida al transferir datos simples y no gráficos, además debe tener la posibilidad de trazar una ruta gráfica desde la ubicación del vehículo del grupo de trabajo hasta el sitio en el cual se realizará el trabajo, facilitando la ubicación del predio o referencia para dicha ejecución, optimizando el tiempo de los grupos de trabajo.

Para el uso de los equipos móviles en los procesos comerciales y técnicos mediante órdenes de trabajo, se requiere:

- ✓ Complementar el desarrollo del módulo informático de órdenes de trabajo y las interfaces con los sistemas comerciales, GIS, Sistema de Atención de Reclamos – SAR, entre otros.
- ✓ Complementar el uso del sistema de comunicación mediante radiofrecuencia, GPRS u otro.
- ✓ Complementar el módulo informático para el control de los balances de energía para detección automática de posibles infractores de los sistemas de medición.
- ✓ Complementar el módulo informático para el uso de los equipos móviles con el uso de la información geográfica para la ubicación de los puntos en los cuales se debe realizar los trabajos.
- ✓ Capacitación y entrenamiento del Personal de los Grupos de Trabajo en el uso de esta tecnología.

Si bien se está trabajando en el proyecto SIGDE para la compra e implementación del módulo para el uso de los equipos portátiles, la implementación del sistema desarrollado por personal de la misma Corporación, es muy importante para que el personal tenga la experiencia en el uso de estos equipos, dará mayor viabilidad en la implementación del sistema único a nivel nacional.

5.8. ESTRATEGIA COMERCIAL:

La reducción y control de las pérdidas de energía en CNEL EP no solo depende de las inversiones que se realicen, el mejoramiento de los procesos y procedimientos comerciales produce también reducción de pérdidas no técnicas, ya que su comportamiento está en relación directa con el control de dichos procesos. En el Gráfico 5.10 se muestran las acciones y proyectos de la estrategia comercial de este Plan Integral.



Gráfico 5.10. Acciones y proyectos de la estrategia comercial

5.8.1. Control del Balance de Energía:

Para mantener el control de los componentes de la ecuación básica del balance de la energía para determinar las pérdidas de energía en la Corporación, se deben determinar con exactitud la Energía disponible, la Energía Facturada y las Pérdidas de energía.

Energía disponible:

Se determina en función de la energía que ingresa en el sistema eléctrico de la Corporación desde el Sistema Nacional Interconectado, para lo cual se han establecido los Puntos de Frontera en los cuales se han instalado sistemas de medición bidireccionales, para determinar la cantidad de energía transferida en cada unidad de negocio. La energía generada al interior de los sistemas eléctricos de las unidades de negocio, para lo cual se cuenta con sistemas de medición en cada central de generación y la energía transferida a otros sistemas eléctricos de otras empresas de distribución desde el sistema eléctrico de CNEL EP.

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{ENERGÍA DISPONIBLE} \\ \hline \text{(Kwh)} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{ENERGÍA TRANSFERIDA EN LOS PUNTOS} \\ \hline \text{DE FRONTERA CON EL SISTEMA} \\ \hline \text{INTERCONECTADO NACIONAL (kWh)} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline \text{ENERGÍA GENRADA EN LAS CENTRALES} \\ \hline \text{INTERNAS AL SISTEMA ELÉCTRICO DE CNEL} \\ \hline \text{EP (kWh)} \\ \hline \end{array} - \begin{array}{|c|} \hline \text{ENERGÍA TRASFERIDA A} \\ \hline \text{OTROS SISTEMAS DE OTRAS} \\ \hline \text{EMPRESA DE DIDTRIBUCIÓN} \\ \hline \text{(kWh)} \\ \hline \end{array}$$



La información de los equipos de medición en los puntos de frontera es controlada por el personal técnico del CENACE, del Centro de Control de la Unidad de Negocio Santo Domingo para toda la Corporación y la supervisión del personal del Área de Control de Energía de la Gerencia Comercial, que cuenta con el equipamiento y el personal experto para realizar dicho control, tanto de los sistemas de medición como de la información generada.

De igual forma se realiza el control de los sistemas de medición y la información registrada en las centrales de generación que están inmersas en los sistemas eléctricos de las Unidades de Negocio de la Corporación.

En algunas Unidades de Negocio se presentan transferencias de energía desde los sistemas eléctricos de las Unidades de Negocio hacia otros de distribuidoras vecinas, algunas de las cuales sí son controladas por el CENACE en el Mercado Eléctrico y otras que no están registradas en este sistema y requieren el control interno de las Unidades de Negocio.

Se debe considerar que el control mencionado se lo debe realizar en forma horaria, ya que la energía transferida en una hora determinada, tiene relación con el precio de la energía de esa hora, por lo que el balance de energía se determina en forma horaria con un reporte resumen mensual que lo realiza el CENACE, fundamentado en la información de la liquidación de las transacciones en el Mercado Eléctrico y en los resultados obtenidos por la aplicación del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, del Reglamento de Despacho y Operación y las Regulaciones CONELEC 006/08, 013/08 y 004/09.

Energía Facturada:

La facturación de la energía se realiza en forma cíclica mensual, con base en los consumos de los usuarios finales, los cuales se registran en los medidores o son calculados en función de la potencia y la cantidad de los equipos existentes en el sistema como el alumbrado público los semáforos, cámaras de seguridad, entre otros.

Para el caso de los registros en medidores de energía, las lecturas se realizan cada 30 días y dependiendo del tipo de cliente o uso de la energía se dispone de medidores que tienen la función de tomar el registro de la energía al final de cada mes calendario, en cambio de los



otros medidores se deben tomar las lecturas a lo largo del mes, en forma manual o mediante los mecanismos de lectura y registro remoto en los sistemas comerciales y no van a coincidir con los períodos de registro mensuales de la energía disponible, por lo que al hacer una relación entre la energía disponible y la energía facturada se produce un desfase en los períodos de toma de lecturas, pero para efectos de comparación a lo largo del tiempo se van compensando estas diferencias y se tiene información para el análisis de las pérdidas de energía. Es por eso adecuado analizar cada mes las pérdidas de energía para el año móvil.

Es importante incluir en la facturación todos los elementos que consumen energía y están plenamente identificados, casos como los consumos de usuarios a quienes se les establece un consumo mensual en función de su carga instalada o su historial anterior, servicios eventuales que se brindan sin el registro de un medidor, entre otros casos, de manera que la energía facturada refleje en su mayoría los consumos realizados.

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Tarifas, se clasifican los consumos de energía en las siguientes categorías:

- ✓ **Categoría Residencial:** *Servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los Consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar. También se incluye a los Consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.*

- ✓ **Categoría General:** *Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria. Los Distribuidores tienen la obligación de mantener en sus bases de datos una clasificación adicional para identificar a los consumidores Comerciales e Industriales.*

- ✓ **Sistema de Alumbrado Público General:** *Comprende el conjunto de luminarias, redes y equipos necesarios para la prestación del servicio de alumbrado público, que no formen parte del sistema de distribución.*

Los sistemas comerciales tienen clasificaciones adicionales de los consumidores para efectos de aplicación de Leyes o Normativas, como el caso de la aplicación de la Tarifa Dignidad,



entidades oficiales, comerciales, industriales, culto religioso, entre otros grupos, para el relacionamiento con los diferentes segmentos de los clientes.

En lo que tiene relación con la determinación del consumo del alumbrado público, se realiza con base en la cantidad de luminarias por tipo (sodio, mercurio, LED, otros) y potencia (vatios), las horas de funcionamiento (generalmente 12 horas diarias), se consideran también los semáforos y cámaras de seguridad con sus potencias y cantidades, que se incluyen en la Regulación N° CONELEC 008/11 “Prestación del Servicio de Alumbrado Público General”. Se debe tomar en cuenta los tipos de tecnología de las luminarias, el consumo de los balastos, luminarias de doble nivel de potencia, que disminuyen el consumo de energía en horas de la madrugada para optimizar el uso de la energía, entre otros factores.

La Corporación realizó el levantamiento de los elementos que conforman el sistema eléctrico en el GIS, parte de los cuales corresponden al sistema de alumbrado público; se dispone de la información actualizada de las características de las luminarias y sus cantidades reales, información que debe mantenerse actualizada para establecer los consumos del alumbrado público general.

Pérdidas de Energía:

Una vez determinados la energía disponible y la energía facturada, se establecen las pérdidas totales de energía; a su vez se puede calcular con razonable aproximación las pérdidas técnicas de energía con base en herramientas informáticas y la información de curvas de demanda y características de los elementos que conforman el sistema eléctrico de la Corporación en sus correspondientes Unidades de Negocio, determinando estas pérdidas por etapa funcional, como son: subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas y medidores.

Las pérdidas no técnicas de energía se determinan por diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, cualquier error que se produzca en el proceso para determinar: la energía disponible, la energía facturada y las pérdidas técnicas de energía, tienen efecto sobre el resultado de las pérdidas no técnicas de energía, por ende la importancia de realizar este proceso con el cuidado y utilizando la mejor información.

5.8.2. Unificación de los Sistemas Informáticos Comerciales:

El proyecto SIGDE contempla el fortalecimiento del sector eléctrico y plantea la modernización y homogenización de los procesos de gestión de las distintas Empresas de Distribución Eléctrica y en particular los procesos de gestión comercial.

Los sistemas comerciales continúan siendo pieza clave en las empresas de servicios (utilities) para llevar a cabo los procesos de negocio de comercialización y distribución de energía eléctrica, de modo que la unificación de tales procesos conlleva necesariamente a la convergencia de los sistemas de gestión comercial en dichas empresas.

Se debe empezar por la gestión relacionada con: la facturación, la recaudación, los sistemas de control y seguimiento, los sistemas de comunicación internos y externos y la aplicación de acciones técnicas y legales a usuarios infractores. Para lo cual, se plantea la adquisición e implementación de un *Sistema de Gestión de la Información Comercial de Clientes CIS* (Customer Information System) y de un *Sistema de Gestión para el Relacionamento con los Cliente CRM* (Customer Relationship Management), para el sector eléctrico ecuatoriano.

La complejidad de las funcionalidades a cubrir por los sistemas de gestión comercial, la evolución tecnológica y el desarrollo de las Redes Inteligentes (Smart Grids), han hecho que varios de los módulos tradicionalmente incluidos en los sistemas comerciales se instalen en plataformas especializadas. Así, las funciones de atención al cliente (front-office) se ubican dentro de un CRM, la gestión de la medición en un MDM (Meter Data Management), la gestión de obras (trabajos) en un WMS (Work Management System), la gestión de equipos de trabajo móviles en un MWM (Mobile Workforce Management), entre otros módulos; constituyéndose el CIS en pilar fundamental del sistema, en lo que se refiere a: nuevos servicios, lecturas, facturación, cobros, gestión de cartera, control de anomalías y fraudes, entre otros componentes.

Para conseguir tales objetivos se diseñó el proyecto SIGDE “Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica”, que actualmente se encuentra en ejecución, el cual persigue la implantación de un modelo de gestión único, sustentado en estándares de la industria eléctrica y de comunicaciones, que proporcione la homologación de procesos, procedimientos, modelo común de información (CIM), estructuras, sistemas y tecnologías, aprovechando las



mejores prácticas de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica a nivel nacional e internacional.

La Comisión Electrotécnica Internacional - IEC, por sus siglas en inglés de: International Electrotechnical Commission, adopta el Modelo Común de Información (CIM) como modelo de información internacional estándar para la gestión de los sistemas eléctricos, que permitirá la interoperabilidad entre los diferentes sistemas empleados en la gestión de las redes de distribución eléctrica, mediante una arquitectura de interfaces conforme a normas tales como las IEC 61968 (Common Information Model - CIM / Distribution Management) e IEC 61970 (Common Information Model (CIM) / Energy Management).

El SIGDE impulsa la adopción del modelo CIM dentro del sector eléctrico ecuatoriano, como una forma de conseguir la integración de todos los sistemas críticos implicados en la gestión de las Empresas de Distribución Eléctrica (GIS, SCADA, DMS, OMS, HIS, CIS, CRM y MDM, entre otros), en base a estándares internacionales.

En este marco se plantea un nuevo escenario objetivo que integre procesos, estructura organizacional, componentes y módulos, que se fundamente en la asignación de capacidades entre plataformas especializadas, de forma que se maximice la capacidad de gestión y la funcionalidad global del sistema comercial único a implantar en el sector eléctrico ecuatoriano.

Al mes de junio de 2014, las empresas distribuidoras tienen implementados sistemas informáticos con desarrollos ajustados a sus necesidades pero independientes entre sí, CNEL EP ha homologado dos sistemas comerciales, en las Unidades de Negocio: Los Ríos, El Oro, Manabí, Milagro y Santo Domingo, el sistema comercial desarrollado por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. denominado SICO y en las Unidades: Guayas-Los Ríos, Santa Elena, Esmeraldas y Sucumbíos, el sistema comercial desarrollado por la Empresa Eléctrica Quito, denominado SIEEQ; se implementó en la Unidad de Negocio Bolívar el sistema desarrollado por la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A., denominado SISCOM; la Unidad de Negocio CNEL EP Guayaquil, anteriormente Eléctrica de Guayaquil, tiene implementado también el sistema SIEEQ de la E.E. Quito, por lo que no requiere cambio para homologar su sistema comercial.

Por lo indicado, se tiene claro que la unificación de los procesos comerciales, estructuras organizacionales y la implementación un sistema informático comercial, tiene amplias ventajas para mejorar la gestión de la Corporación, tales como:

- ✓ Alto nivel de control sobre los procesos operativos.
- ✓ Unificar los procesos y procedimientos en toda la Corporación.
- ✓ Optimizar el uso de la información para la toma de decisiones gerenciales.
- ✓ Aplicación unificada de los pliegos tarifarios, impuestos y otros conceptos.
- ✓ Gestión eficiente de clientes en sus respectivos segmentos.
- ✓ Formas múltiples de pago por el servicio eléctrico.
- ✓ Adaptación rápida a las disposiciones regulatorias con parámetros configurables.
- ✓ Ampliar la funcionalidad de los sistemas comerciales.
- ✓ Integrarse con otros módulos informáticos de CNEL EP.
- ✓ Aumentar la productividad y satisfacción de los usuarios.
- ✓ Garantizar la calidad en los ingreso de datos en los procesos de negocio definidos.
- ✓ Conseguir seguridad avanzada de procesos e información.
- ✓ Aumentar la satisfacción del cliente con los servicios recibidos de la Corporación.
- ✓ Ofrecer a los clientes servicios de calidad, beneficios y atención personalizada.
- ✓ Controlar los procesos y recursos relacionados con la gestión con clientes.
- ✓ Uso de sistemas telemáticos y herramientas de gestión con un portal de servicios único.
- ✓ Capacitación conjunta en los procesos comerciales unificados.
- ✓ Mantenimiento de los sistemas utilizando un mismo Grupo Técnico.
- ✓ Respaldo mutuo del personal de las diferentes Unidades de Negocio.
- ✓ Facilitar la implantación y gestión de redes inteligentes.

En el modelo de sistemas CIS y CRM, la comunicación entre los diferentes sistemas se realizará a través del bus empresarial (Enterprise Service Bus – ESB) bajo modelo CIM. Este componente supervisará y controlará todas las comunicaciones entre los diferentes Agentes. La relación con el resto de los sistemas del modelo de gestión comercial se realizará a través de los mismos medios, de modo que se independizará cada implementación concreta del resto de los sistemas. Un esquema modelo de sistemas se presenta en el Gráfico 5.11.

Se debe considerar además que un sistema comercial es dinámico, requiere de cambios continuos, en la estructura y aplicación de los pliegos tarifarios, tipos de clientes, necesidades

de implementación de programas y campañas de uso eficiente de energía, gestión de cartera, formas de pago, interfaces con otros módulos y desarrollos para el control de los procesos comerciales, entre otros; por lo cual, los sistemas deben ser totalmente parametrizables y que se puedan adaptar a las necesidades que requieren la gestión comercial.

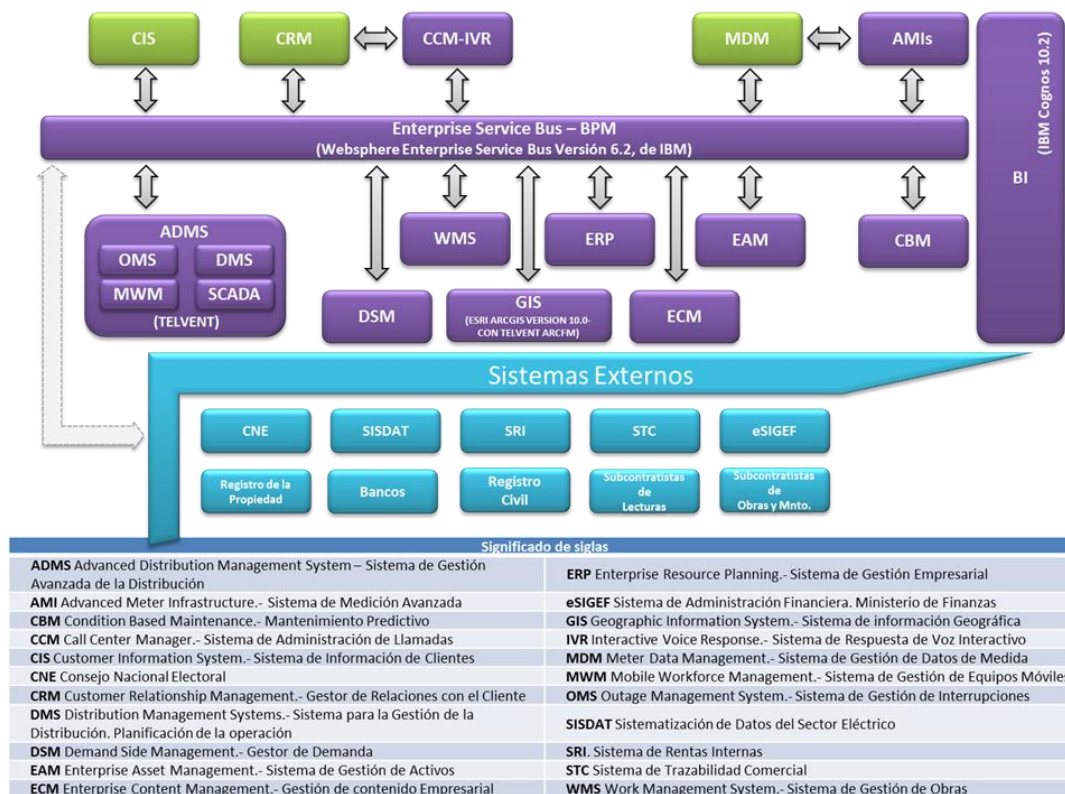


Gráfico 5.11. Esquema del modelo CIM (tomado del proyecto SIGDE del MEER)

5.8.3. Plan Optimizado de la Revisión de Medidores Masivos y Especiales:

Se puede establecer que la mayoría de los casos que se presentan en relación con: alteraciones de los medidores, tomas directas y otros mecanismos para evitar el registro del consumo eléctrico, es la falta de control por parte del Personal de la Corporación; por tal razón, se requiere armar una estructura fuerte para realizar dicho control, con base en un plan que contemple los varios aspectos que se describen a continuación:

- ✓ Uno de los factores que se debe considerar para el denominado control de energía, es la estructura organizacional de las Áreas que se dedican a la revisión de los sistemas de medición, tanto de los medidores instalados en los casos de clientela masiva y los medidores considerados para los clientes especiales de mayor consumo; la conformación

de un grupo de trabajo técnico para que, los casos que se revisen en campo sean el resultado del análisis de la información disponible en los sistemas comerciales, por posibles variaciones en el consumo de energía, consumos cero, lecturas tomadas en sitio pero que no se validaron en el proceso de facturación, segmentación de los usuarios en función de las zonas geográficas para establecer los niveles de consumo, entre otros; y la revisión de los medidores de energía en el Laboratorio para garantizar su funcionamiento correcto, como se puede observar en el gráfico 5.12.

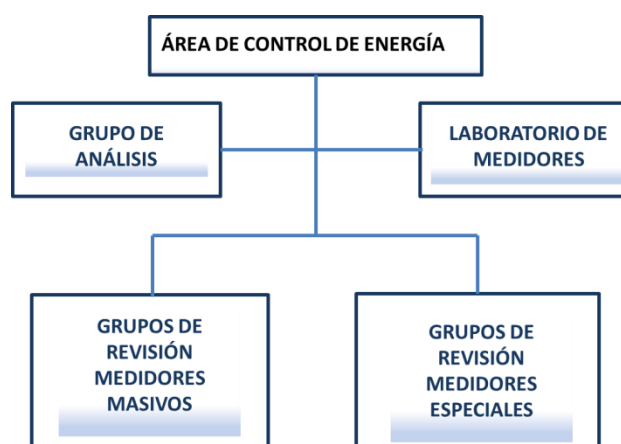


Gráfico 5.12. Esquema organizacional de las Áreas de Control de Energía de las Unidades de Negocio

- ✓ El Personal que labore en estas Áreas debe tener el conocimiento técnico completo en relación a los sistemas de medición, capacitados en los diferentes aspectos, entrenamiento en campo y en el análisis de la información que permita detectar los casos a revisar y personas con altos valores para evitar que caigan en posibles casos de corrupción, así también deben tener remuneraciones preferenciales que les permitan dedicación exclusiva a sus actividades.
- ✓ Elaborar, difundir, homologar e implementar los procedimientos para el control de energía en un sistema BPM, para mantener actualizados para garantizar su ejecución y realizar el seguimiento y control.
- ✓ Contar con un Plan de Acción que contemple de manera sistemática, segmentada y priorizada, el análisis de la información y la revisión de los sistemas de medición que permita tener mayor efectividad en el proceso de control de la energía.



- ✓ Para obtener mayor efectividad en el control de energía se requiere además el uso de la tecnología, información de los sistemas de telegestión y telemetría, sistemas de medición con mayores prestaciones y protección contra posibles alteraciones, equipos de contrastación para la detección de alteraciones, uso de software para el análisis de la medición centralizada, entre otros.

- ✓ Para ejercer el control de energía se requiere establecer las normas que rijan la ejecución de las instalaciones eléctricas, los materiales y los equipos para los sistemas de medición, procedimiento para la recepción de las instalaciones particulares y proyectos de electrificación, tipos de medidores y conexiónado, entre otras, estas normas deben ser homologadas y difundidas a todas las instancias, tanto internas de la Corporación como externas, especialmente a los profesionales: ingenieros eléctricos, arquitectos e ingenieros civiles, que se dedican a la construcción que incluyen las instalaciones eléctricas. Parte de las actividades que debe realizar el Grupo de Control de Energía es el seguimiento y control del cumplimiento de la normas, de forma que se pueda garantizar de manera sistemática su correcta aplicación.

- ✓ Otro aspecto que debe tomarse en cuenta, es la coordinación con otras instituciones para la ejecución de los procesos de control que requiere, en algunos casos, la intervención de la Fiscalía para comprobar y validar las alteraciones en los sistemas de medición, así también con la Policía para evitar la manipulación de las redes de distribución al ser bienes del Estado, de forma que se genere el respeto por estas instalaciones y evitar su manipulación.

- ✓ La reducción de pérdidas depende también de la correcta ejecución de los procesos comerciales y técnicos, ya que: la no instalación de medidores a tiempo, la no toma de lecturas o leerlos fuera de los períodos establecidos, una incorrecta facturación, la incorrecta intervención en los medidores de energía para ejecutar varios de los trabajos de atención de reclamos, corte y reconexión por gestión de pago de valores pendientes, entre otras acciones, causan el registro incorrecto de los consumos o la vulnerabilidad para que se realicen alteraciones o conexiones directas que a la postre resultan en el incremento de las pérdidas de energía; por tal razón se debe llevar un control de los procesos señalados determinando indicadores de gestión para control de energía.

Para facilitar y sistematizar el proceso de control de energía, se requiere implementar el “Módulo Informático de Control de Energía”, cuyo esquema se presenta en el Gráfico 5.13, que permita el manejo de la información del sistema comercial, sistema de información geográfico- GIS, sistema de atención de reclamos - SAR y los módulos: de la medición centralizada, telegestión y telemetría, control de los medidores en los laboratorios, control de grupos de trabajo para el manejo ordenado y optimizado de las acciones realizadas en campo para la revisión de los sistemas de medición.

El módulo de control de energía debe incluir el análisis estadístico y probabilístico de las variables de consumo de electricidad, para determinar con mayor probabilidad los casos de alteraciones de los sistemas de medición, ya que debe primar el análisis previo de la información disponible en todos los sistemas informáticos relacionados para optimizar el trabajo en campo, con base en análisis de: consumos de energía, mercado, sistema eléctrico, uso de energía, ubicación geográfica, entre otros parámetros.

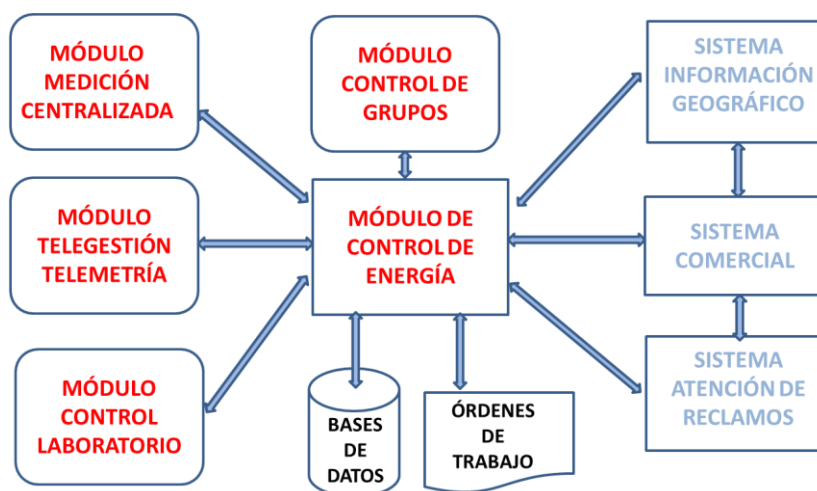


Gráfico 5.13. Esquema del módulo informático de Control de Energía y relación con otros sistemas

5.8.4. Levantamiento y Actualización de la Información de los Clientes:

Este aspecto de mantener actualizada la información de los clientes en lo que se refiere a sus datos de: identidad, ubicación, contacto, otros; es fundamental para ejecutar los procesos comerciales y técnicos. La gestión está basada en un ordenamiento básico como son las rutas de lectura, el conjunto de éstas se denominan Sectores de Emisión (planes de emisión en el sistema SIEEQ) y a su vez el conjunto de estos sectores conforman los sistemas comerciales de las Unidades de Negocio de CNEL EP. Si no se cuenta con la información básica de los usuarios

para identificarlos y ubicarlos, la estructura descrita no funciona, por lo cual se debe mantener actualizada esta información con el uso de sistemas informáticos y políticas que incentiven a que, cuando los clientes cambien sus datos, se actualicen por los medios que cuenta la Corporación para que se contacten, como son: Centro de Contacto, Pagina WEB, Puntos de Atención Personalizada o usando la tecnología a través de medios de comunicación SMS, correo-electrónico, redes sociales, entre otros.

Se requiere complementar los procesos de levantamiento y actualización de información de los clientes que se desarrollan en todas las Unidades de Negocio. Este levantamiento comprende la información de las bases de datos de los sistemas comerciales y el sistema de información geográfica, GIS, de forma que se obtenga la información completa y georeferenciada para su fácil ubicación.

Para mantener actualizada la información descrita, se ha conformado las Áreas de Catastro en las Unidades de Negocio, cuya función es el control de los datos de los sistemas informáticos, de manera que se puedan mantener y mejorar la calidad de los datos, en coordinación con las otras áreas de las Unidades de Negocio y otras instituciones que mantienen datos de los ciudadanos, los predios, las actividades, las personas jurídicas, entre otras, como el Registro Civil, el Servicio de Rentas Internas SRI, Superintendencia de Compañías, Secretaría Nacional de Información, entre otras, de forma que se establezcan interfaces o conexiones informáticas para la actualización de los datos en todos los procedimientos que se realizan en la Corporación y tienen relación con la información de los usuarios del servicio eléctrico.

5.8.5. Establecer un Esquema de Indicadores de Gestión para los Procesos:

Bajo el concepto de *"lo que no se puede medir no se puede controlar"*, se debe establecer un grupo de indicadores de gestión, que corresponda a los principales procesos comerciales y técnicos y a los proyectos dedicados a la reducción de pérdidas de energía, dentro de la evaluación general de la gestión de la Corporación. El énfasis actual de las organizaciones es alinear las estrategias a la medición de los procesos claves de la empresa, el desarrollo de un modelo de implementación del Balance Scorecard o "Cuadro de Mando Integral" para la toma de decisiones. En el Gráfico 5.14 se presenta el esquema del Cuadro de Mando Integral.

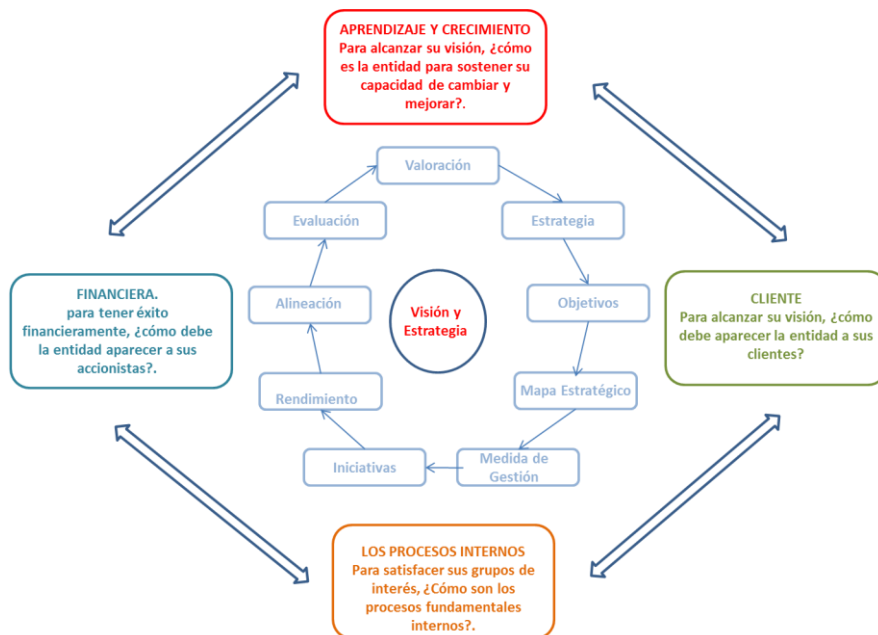


Gráfico 5.14. Esquema del Cuadro de Mando Integral para la Corporación

EL Cuadro de Mando Integral es una herramienta de administración de empresas que muestra continuamente cuándo una compañía y sus empleados alcanzan los resultados definidos en el Plan Estratégico. También es una herramienta que ayuda a alcanzar los objetivos e iniciativas necesarias para cumplir con la estrategia.

La visión y la estrategia dictan el camino hacia el que deben dirigirse los esfuerzos individuales y colectivos de una empresa. La definición de estrategias debe acompañarse de la determinación de un conjunto coherente de indicadores de gestión a monitorear, para convertir la visión en acción y comunicar en todos los niveles de la Corporación si se están alcanzando las metas a través de acciones.

El modelo contempla la conformación de indicadores en varias perspectivas, como son: la financiera, del Cliente, los procesos internos y de formación y crecimiento. Cada empresa deberá adecuar las perspectivas y, sobre todo, la información que cada una de ellas tendrá, pero lo principal es que se comuniquen los resultados alcanzados.

La recopilación de los indicadores de gestión que se definan debe ser de forma automática, con el uso de un sistema denominado BI (Business Intelligence) que toma la información directamente de los sistemas informáticos que están implementados en la Corporación, estos indicadores pueden ser obtenidos en línea, como el caso de los niveles de recaudación en



relación con la facturación, y otros pueden obtenerse al final de los períodos de tiempo, generalmente mensuales. El sistema BI es una herramienta de gestión fundamental para tomar las acciones en línea para alcanzar las metas y no esperar que se completen los períodos de tiempo para conocer los resultados de los indicadores con relación a las metas.

En este contexto, se requiere definir los indicadores de gestión que tienen relación directa con la reducción de pérdidas no técnicas de energía. En el Cuadro 5.3 se muestra algunos indicadores de gestión de procesos y subprocesos, pero su definición depende del nivel de influencia del indicador; pues, se pueden establecer indicadores de gestión al nivel de toda la Corporación, de las Unidades de Negocio, de las Direcciones Comerciales, de los Departamentos, de las Áreas y hasta de los Grupos de Trabajo. Además se deben establecer los indicadores estrictamente necesarios, deben ser comprensibles para todo el personal involucrado y ser difundidos para conocimiento en las Áreas que tengan relación.

5.8.6. Control y Seguimiento de los Proyectos para La Reducción de Pérdidas PLANREP:

Otro aspecto al que debe realizarse el seguimiento para su cumplimiento, es la ejecución de los proyectos que tienen como objetivo principal la reducción de pérdidas de energía, especialmente los que se incluyen en el Plan de Reducción de Pérdidas – PLANREP. Uno de los inconvenientes que se han producido en CNEL EP es el incumplimiento de los cronogramas de ejecución de los proyectos de reducción de pérdidas, por factores como: falta de seguimiento por parte del personal asignado para la fiscalización, falta de cumplimiento de los contratistas, no se cuenta con un esquema organizacional para realizar el control de los proyectos, falta de estudios eléctricos previos a la ejecución, falta de coordinación con las instituciones que controlan la ejecución del PLANREP como CONELEC y MEER, falta de recursos en los niveles que requiere para lograr los objetivos en menor tiempo, duplicidad de esfuerzos al realizar el control de los proyectos por parte de las instituciones mencionadas anteriormente y desde la Matriz de CNEL EP, entre otros. El esquema de la estructura de organización se presenta en el Gráfico 5.15.

Se plantea un esquema organizacional para realizar el control y fiscalización de los proyectos, de forma que se pueda garantizar su ejecución en los tiempos establecidos. *(Esta información se ha tomado de los informes presentados por la Gerencia de Planificación en coordinación con las otras Gerencias de CNEL EP).*

PROCESO	SUBPROCESO	INDICADO DE GESTIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	META	OBSERVACIÓN
Comercial	Servicio al Cliente	Tiempo de Instalación	Tiempo desde la suscripción del contrato de servicio eléctrico hasta el registro en los sistema comercial y geográfico	Días laborables	8	
	Catastro y Facturación	Errores de facturación	Cantidad de errores en facturación en relación con el total de usuarios facturados	%	1%	
		Energía facturada por segmentos de uso de energía	Cantidad de energía facturada por los segmentos: industrial, comercial, residencial, tarifa dignidad, alumbrado público, otros; en relación a porcentajes establecidos.	%	A determinar por Unidad de Negocio	Se determinarán las metas en función de los datos históricos por segmento.
	Control de Energía	Pérdidas de energía	Nivel de pérdidas de energía total en relación a la energía disponible	%	12%	Se determinarán las metas en función de los sistemas y circuitos primarios.
		Pérdidas no técnicas de energía	Nivel de pérdidas no técnicas de energía en relación a la energía disponible.	%	2%	Se determinarán las metas en función de los sistemas y circuitos primarios o secundarios
		Revisión de medidores en sitio	Nivel de cumplimiento de revisiones de medidores en sitio en relación con la cantidad planificada.	%	100%	Se determinarán las metas para las áreas de control de energía en las UN y los Grupos de Trabajo.
		Energía recuperada	Nivel de cumplimiento de recuperación de energía en el proceso de control de energía de las revisiones en sitio en relación con la cantidad planificada.	%	100%	Se determinarán las metas para las áreas de control de energía en las UN.

Cuadro 5.3. Muestra de Indicadores de gestión para la reducción de pérdidas no técnicas de energía.

Se debe indicar que las metas para la reducción de pérdidas son para el año móvil a diciembre de 2017; y, en el cuadro 5.1 se presenta la línea base del año móvil a diciembre de 2013; los indicadores de seguimiento de los proyectos y acciones pueden ser ingresados en un sistema que permita sean: oficiales, verificables y auditables.

5.8.6.1. Políticas:

Portafolio de Proyectos:

- ✓ Fortalecer el portafolio de proyectos y priorizarlos de acuerdo con una matriz de decisiones.



- ✓ Presupuestar los proyectos de acuerdo con los precios unitarios homologados y difundidos anualmente por la oficina central de CNEL EP.
- ✓ Verificar que el expediente del proyecto cuente con el cronograma de inversiones, su evaluación económica, y la programación anual o plurianual.
- ✓ Verificar que todos los proyectos cuenten con los estudios necesarios para incluirlos en la priorización para su ejecución.
- ✓ Cada UN debe realizar continua y permanentemente estudios de ampliación de redes y coordinará con la GT, GC, GP, y GAF la planificación oportuna y asignación de recursos para los estudios de proyectos que requieran ser contratados.

Estudios y Diseños:

- ✓ Levantar el inventario de proyectos que requieren estudios y diseños de corto plazo.
- ✓ Crear un fondo para ejecutar los estudios con recursos del Gobierno central y recursos propios de CNEL EP.
- ✓ Ejecutar, en el año inmediato anterior a la ejecución de la obra, todos los estudios y diseños previos que sean necesarios.

Financiamiento:

Financiar complementariamente, con recursos propios, los proyectos que, por alguna razón, actualmente no cuentan con los recursos suficientes asignados por el Estado.

- ✓ Verificar que el presupuesto del proyecto incluya todos los costos, sin excluir ningún concepto. En caso de existir faltantes para que el proyecto califique de acuerdo a la normativa vigente, incluir lo necesario con cargo a recursos propios.
- ✓ Los estudios de los proyectos seleccionados deben formar parte de la inversión del Gobierno Central, ya que es una etapa más de los proyectos.

Convenios:

- ✓ Suscribir convenios con los GADs (Gobiernos Autónomos Descentralizados) u otros Organismos, cuando se trate de potenciales aportaciones institucionales.
- ✓ Suscribir convenios con las comunidades cuando colaboren con la mano de obra para realizar los huecos, izada de postes y otras actividades de la mano de obra no calificada.

Ejecución y Fiscalización:

- ✓ Contratar y ejecutar integralmente los proyectos de inversión (llave en mano). En casos de excepción y debidamente motivados, la Gerencia General autorizará otra modalidad. Esto disminuirá los riesgos y garantizará el cumplimiento de los programas de inversión.
- ✓ Fiscalizar, verificando la calidad de los equipos y materiales suministrados por los proveedores, en el caso de proyectos contratados con la modalidad “Llave en Mano”.
- ✓ Fiscalizar, constatando que el material que sale de las bodegas sea efectivamente instalado en la red eléctrica.
- ✓ Los proyectos deben incluir todos sus costos asociados como se muestra en el cuadro 5.4.

COSTOS PREVIOS	COSTOS DIRECTOS	COSTOS INDIRECTOS	OTROS COSTOS
Estudios Eléctricos	Materiales y Equipos	Administración	Impuestos adicionales
Estudios Ambientales	Mano de Obra	Fiscalización	Pagos ambientales
Adquisición de Terrenos	Transporte	Socialización	Otros
Indemnizaciones		Transporte	
Diseños		Liquidación	

Cuadro 5.4 Costos de los proyectos del PLANREP de CNEL EP

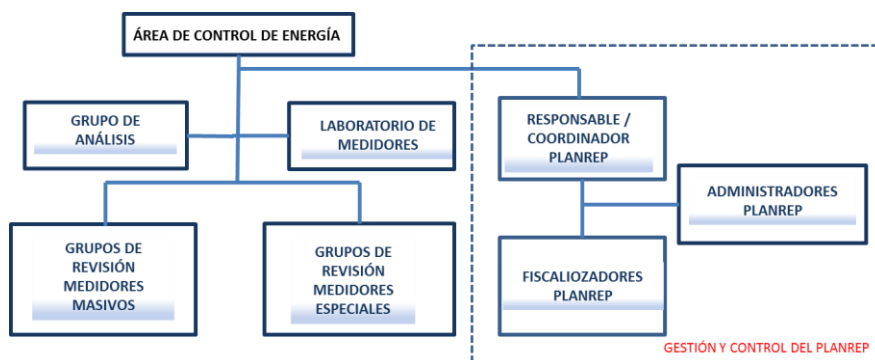


Gráfico 5.15. Esquema organizacional para la gestión del PLANREP

5.8.6.2. Ejecución de Proyectos:

Estructura

La organización propuesta para cada programa de inversión estaría dotada de:

- ✓ Ingeniero eléctrico líder (coordinador del programa)
- ✓ Administradores de proyectos
- ✓ Fiscalizadores
- ✓ Socializadores
- ✓ Financiero (liquidador contable)(*)
- ✓ Secretaria(*)

(*) Según el caso, puede ser cubierto por el personal existente en la U. de Negocio.



Coordinador

- ✓ Responsable del plan de inversión y trabajará en coordinación con la DT (responsable de la jefatura de construcciones, FERUM y PMD) o de la DC (jefatura de control de pérdidas de energía, PLANREP) de cada UN.
- ✓ Vela por el fiel cumplimiento de las obligaciones y funciones dadas al equipo responsable de la administración de los proyectos.

Administrador

- ✓ Coordina, participa y supervisa las actividades de costeo de proyectos, comisiones técnicas, proceso precontractual, administración de contratos de ejecución y de fiscalización, coordina y participa en la elaboración de la liquidación técnica, entre otras actividades.
- ✓ Participa desde el inicio del proceso de diseño y construcción de los proyectos.
- ✓ Modalidad de contratación: Contrato de servicios ocasionales con cargo al programa específico.

Administración

- ✓ La administración de los proyectos se realizará con un equipo de profesionales externos, contratados para dicho propósito, de conformidad con el modelo que remitirá la Matriz.
- ✓ La actividad será financiada con el 7% de los costos indirectos e incluirá la dotación de socializadores, equipos, materiales, herramientas, movilización, otros.

Responsabilidad de la Administración

- ✓ Administrar los Contratos de Ejecución y de Fiscalización y reportar cualquier novedad a las DT y DC de las UN.
- ✓ Preparar y proponer, sobre la base del modelo dado por la Corporación, los pliegos para la contratación de obras.
- ✓ Acompañar en el proceso de contratación y de análisis de las ofertas.
- ✓ Participar en la recepción de las obras.
- ✓ Preparar informes completos y detallados de liquidación y someterlos a la revisión y aprobación de las DT y DF de cada UN.



- ✓ Motivar debidamente los procesos que requieran de la inclusión de nuevos rubros, contratos complementarios, ampliación de rubros existentes y otros necesarios para la ejecución a cabalidad de las obras de inversión.
- ✓ Revisar los reportes quincenales enviados por el fiscalizador y remitir a las DT y DC de cada UN para su aprobación y posterior envío a las GT, GC, GP y GCG.

Fiscalizador

- ✓ Coordina las actividades de acuerdo a lo establecido en el Manual de Fiscalización vigente en CNEL EP; fiscaliza la ejecución de los proyectos; genera reportes de avance de los proyectos; y, los reportes GPR en los formatos que defina CNEL EP. La información se remitirá quincenalmente en archivo magnético al administrador de los proyectos para su consolidación, revisión y envío a las DT y DC de cada UN.
- ✓ Su contratación será por el tiempo específico para la ejecución y liquidación de las obras y el costo debe incluir la movilización respectiva con cargo al programa específico, lo cual deberá establecerse claramente en el contrato.

Fiscalización

- ✓ La fiscalización se ejecutará con personas naturales, jurídicas y/o consorcios, de conformidad con la LOSNCP.
- ✓ Se podrá agrupar los proyectos por zonas geográficas.
- ✓ Los fiscalizadores deberán acreditar experiencia en el objeto de cada uno de los proyectos.
- ✓ El 5% de costos indirectos servirá para financiar esta actividad.

Socializador, financiero y secretaria

Socializador: Forma parte del equipo administrador, trabajará en coordinación con el responsable del Plan de Inversión y los administradores. La contratación deberá realizarse por el tiempo específico para las tareas que deba realizar bajo la modalidad de servicios; incluyendo aspectos de movilización y todo lo requerido para la realización de las actividades de socialización con cargo al programa específico, lo cual deberá establecerse claramente en el contrato. Cuando sea necesario y factible, el socializador participará en los tres programas de inversión.

El liquidador contable y la secretaria, podría desprenderse de personal administrativo de apoyo de las Unidades de Negocio.



Lineamientos:

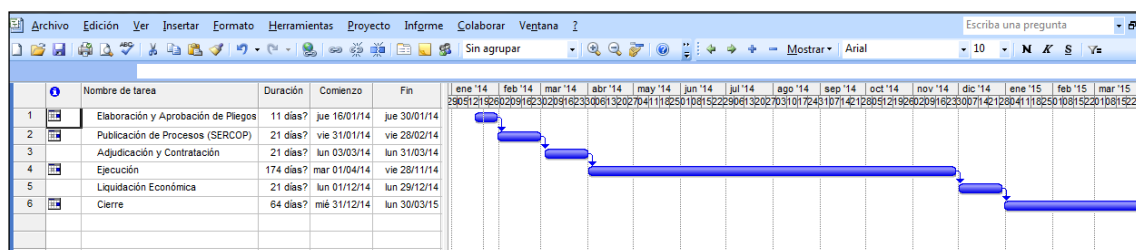
- ✓ El número de Administradores, Fiscalizadores y Socializadores dependerá del número y magnitud de los proyectos en ejecución.
- ✓ Los Fiscalizadores y Socializadores deberán ser contratados mediante el SERCOP.
- ✓ La contratación de los Socializadores y Fiscalizadores deberán incluir la movilización; y, para el caso de Socializadores inclusive lo concerniente al lanzamiento e inauguración de obras.
- ✓ El personal debe dedicarse a tiempo completo al cumplimiento de las funciones para los cuales fueron contratados.
- ✓ Los responsables de los programas de inversión, deben planificar reuniones con fiscalizadores y contratistas con el fin de establecer la modalidad de monitoreo y control de las obras. El cronograma de ejecución debe establecerse y actualizarse semanalmente en base al cumplimiento de hitos programados y ejecutados y las multas por incumplimiento, aplicadas por cada hito.
- ✓ Los costos de los administradores, fiscalizadores y los socializadores deben ser cubiertos con cargo al 12% de costos indirectos de cada programa de inversión. Si los límites de asignación no permitiesen cubrir todos los costos indirectos, éstos deberán ser financiados con recursos propios de CNEL EP.
- ✓ Supervisar el correcto registro contable de todos los costos directos e indirectos, con las cuentas auxiliares y el grado de detalle suficiente por cada concepto del costo y por cada unidad de propiedad, y por supuesto, con la documentación de soporte necesaria.
- ✓ Supervisar el pago oportuno de los servicios profesionales asociados a los costos indirectos.

5.8.6.3. Cronograma de ejecución, seguimiento y control de PLANREP y de los Proyectos:

Para la ejecución de los proyectos de reducción de pérdidas de energía, en el período de tiempo dado, los cuales son de responsabilidad de la Gerencia Comercial y las Direcciones de Comercialización de las Unidades de Negocio, se establecen hitos y fechas que deben cumplirse como se indica a continuación:

Elaboración y Aprobación de Pliegos	hasta el xx de enero de 201x
Publicación Procesos (INCOP)	hasta el xx de febrero de 201x

Adjudicación y Contratación	hasta el xx de marzo de 201x
Ejecución	hasta el xx de noviembre de 201x
Liquidación Económica	hasta el xx de diciembre de 201x
Cierre	hasta el xx de marzo de 201x



Cuadro 5.5. Cronograma para el Plan de Reducción de Pérdidas de energía CNEP EP.

Así también, se debe establecer los cronogramas de ejecución de cada uno de los proyectos asignados a las Unidades de Negocio, que se garantiza en un alto porcentaje su éxito en cuanto al plazo de ejecución, por la estandarización del proceso, el diseño del programa de contratación y principalmente a su ejecución y seguimiento con “cadena crítica”.

Un aspecto fundamental es el cumplimiento estricto del seguimiento de la ejecución de los proyectos, a cargo de: Administradores, Fiscalizadores, Coordinadores y Funcionarios del proceso comercial.

5.8.7. Esquema de Fiscalización y Control de los Procesos Comerciales:

Los subprocesos comerciales tienen relación directa con la reducción de pérdidas de energía y para garantizar mantener los niveles óptimos en el sistema de la Corporación; por lo que se requiere establecer un esquema de fiscalización y control de los siguientes subprocesos:

- ✓ Instalación de nuevos servicios y cambios de medidores
- ✓ Lectura de medidores
- ✓ Facturación de energía consumida por los usuarios finales
- ✓ Atención de reclamos por errores en facturación y de otros procesos comerciales
- ✓ Intervención en los medidores por gestión de cartera y atención de reclamos técnicos

5.8.7.1. Instalación de nuevos servicios y cambios de medidores:



Estas actividades en CNEL EP se realizan en su mayoría, mediante la contratación de compañías o profesionales que brindan este servicio; en menor grado con el personal propio de las Unidades de Negocio. Como se indicó anteriormente, las instalaciones deben realizarse dentro de los tiempos máximos establecidos, desde la entrega de las órdenes de trabajo hasta la entrega e ingreso de información en los sistemas comerciales, de forma que se atienda el requerimiento de los clientes cumpliendo lo establecido en la Regulación CONELEC 004/01 y se realice el registro de la información para dar inicio o no interrumpir la facturación de los consumos de energía.

Para garantizar su correcta ejecución se debe implementar un esquema de revisión o fiscalización por muestreo, en función de un lote de instalaciones entregado a un Contratista o Grupo de Trabajo de la Corporación, esta revisión se realiza a una muestra de entre el 5% al 20% de las instalaciones que conforman el lote, ese porcentaje depende de las novedades encontradas con errores en su ejecución, al inicio se realizaría al 20% del lote y puede reducirse hasta el 5% si se comprueba que los errores que se presentan son mínimos, así también si se encuentra errores superiores al 20%, el costo de las revisiones será a cargo de los contratistas. Se debe recalcar que el procedimiento de instalación de los nuevos servicios y los cambios de medidores concluyen cuando se ingrese correctamente la información de estos trabajos en los sistemas comerciales.

5.8.7.2. Lectura de medidores:

Este proceso contempla la clasificación y ordenamiento de los medidores ubicados de manera georeferenciada para realizar los recorridos de las RUTAS DE LECTURA tomando las lecturas de los consumos en los días del mes establecidos para cada sector, de forma que no sean menores a 28 días y no superiores a 32 días. Este proceso requiere de un esquema de fiscalización y control para garantizar que la información reportada, en su mayoría por compañías o profesionales que brindan este servicio a la Corporación, sean reales; es decir, que se llegó a cada punto de ubicación de los medidores y se registró la información que corresponde a los consumos de los clientes y/o novedades encontradas.

Para la fiscalización se propone el control con base en las rutas de lectura, de forma que se seleccionen por muestreo y en forma mensual una parte de las rutas de lectura para verificar la información de las lecturas entregadas por los contratistas en las Unidades de Negocio, la



determinación de las rutas se realiza en forma aleatoria seleccionando hasta el 2% de las rutas, en esta revisión se aceptaría hasta el 1% (parámetro que puede variar de acuerdo a las condiciones de cada Unidad de Negocio) de errores detectados en la fiscalización de cada ruta de lectura; de darse una porcentaje mayor al establecido, no se aceptarían las lecturas tomadas y el Contratista deberá repetir el proceso de toma de lecturas; de persistir esos niveles de error, se podrá rescindir los contratos y recibir las indemnizaciones que se señalen en los mismos.

Cabe anotar que el proceso de lectura de medidores se lo realiza utilizando equipos portátiles, y con las modalidades de conexión en línea con los sistemas comerciales o fuera de línea, dependiendo de la cobertura de los sistemas de comunicación utilizados, por lo que el esquema de fiscalización y control de las lecturas se lo debe realizar así mismo utilizando sistemas automáticos para facilitar este proceso y que los resultados se obtengan en el menor tiempo. Al momento de la toma de la lectura se realiza una validación previa, comparándola con datos históricos o consumos medios, de forma que si supera los rangos que se establezcan para validar las lecturas en relación con los consumos promedios, se generen estados de validación para que sean analizados en otra etapa del procedimiento.

Este esquema de fiscalización y control de las lecturas de medidores se aplica también en la modalidad de lecto-facturación, que contempla la entrega de la factura al cliente en el mismo instante de realizar la lectura.

5.8.7.3. Facturación de energía consumida por los usuarios finales:

Considerando que la facturación es el resultado de la aplicación de las otras estrategias descritas en esta tesis, ya que su incremento representa el objetivo principal de los proyectos y procesos para la reducción de las pérdidas de energía. Se debe realizar la revisión de los resultados obtenidos en este proceso de facturación, como indicadores de gestión que reflejen el comportamiento de las variables seleccionadas para realizar dicho seguimiento, como son:

- ✓ Cantidad de clientes facturados
- ✓ Cantidad de energía facturada en cada segmento de clientes: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado público, tarifa dignidad, tercera edad, clientes especiales, sector público, culto religioso, entre otros.



- ✓ Cantidad de reclamos de facturación
- ✓ Cantidad de errores de lecturas
- ✓ Cantidad de lecturas validadas
- ✓ Cantidad de casos de clientes facturados con promedios
- ✓ Consumos cero
- ✓ Consumos convenidos
- ✓ Cantidad de nuevos usuarios
- ✓ Cantidad de suspensiones definitivas de usuarios que ya no requieren el servicio
- ✓ Cantidad casos de clientes y energía refacturada
- ✓ Determinación del balance de energía en cada Unidad de Negocio y de la Corporación
- ✓ Otros que se requieran

Así mismo, el subproceso de facturación es la principal fuente de información y detección de casos para que sean revisados por el Personal del subproceso de Control de Energía, empezando por el seguimiento para eliminar los consumos convenidos, revisión de los consumos cero, variaciones bruscas en más o menos de los consumos, reclamos generados por los usuarios y por el Personal de la Corporación que realiza los trabajos que tienen relación con: las acometidas, los medidores, los consumos de equipos conectados directamente a la red de distribución, entre otros; de allí la importancia de analizar con mucho detenimiento los resultados de la facturación.

Un aspecto importante a considerar es el ingreso de los nuevos usuarios y los cambios de los medidores en los proyectos que modifican la red de distribución, sean estos de los programas del FERUM, PLANREP y otros, los cuales involucran a los usuarios y sus consumos. Se han presentado casos de proyectos en los cuales no se ingresa la información a los sistemas comerciales de los nuevos usuarios y tampoco se actualiza la información de los cambios de los medidores, lo que provoca doble efecto en la facturación al no incluir los consumos de los nuevos usuarios y en algunos casos se deja de facturar a los usuarios existentes, por tal razón se debe realizar el seguimiento en detalle por parte del personal de las áreas de facturación sobre estos casos y exigir a los administradores y fiscalizadores el cumplimiento estricto del reporte e ingreso de la información de los usuarios de estos proyectos.

5.8.7.4. Atención de reclamos por errores en facturación y de otros procesos comerciales:



Para realizar el control de los reclamos, tanto comerciales como técnicos, se ha implementado en la Corporación el Sistema informático de Atención de Reclamos – SAR; en el cual se ingresan los reclamos generados por los usuarios, a través del Centro de Control, la página Web, los puntos de atención personalizada, entre otros medios. Así también se implementará los denominados “*reclamos de personal interno*”, que consiste en aquellos detectados en los trabajos que realizan los Grupos de la Corporación como: lectores, instaladores, inspectores, atención de reclamos técnicos, entre otros; los cuales son ingresados en el SAR para hacer el seguimiento correspondiente de su atención.

Para garantizar que esos reclamos sean atendidos, personal a cargo del Centro de Contacto Corporativo y de los Centros de Control de cada Unidad de Negocio, realizarán el seguimiento hasta que sean atendidos o resueltos completamente, para lo cual se cuenta con las facilidades de manejo de la información, reportes y alertas a los casos de reclamos que no han sido atendidos o que están fuera de los plazos que se estipulan por tipo de reclamo.

5.8.7.5. Intervención en los medidores por gestión de cartera y atención de reclamos técnicos:

En varios subprocesos que se realizan en la Corporación se debe intervenir en los sistemas de medición, por lo cual personal de la Corporación o de Contratistas tiene acceso a estos equipos, por ende pueden ser intervenidos a nivel de las borneras y conexiones con la acometida y la red de distribución, estos subprocesos son: gestión de cartera, atención de reclamos técnicos, instalación y cambio de medidores. Para realizar el control de estas intervenciones en los medidores y elementos de conexión, se ha implementado el denominado “control de sellos de seguridad”, mediante el cual se puede determinar el Grupo de Trabajo de la Corporación o Contratista que realizó dicha intervención.

5.9. ESTRATEGIA ADMINISTRATIVA:

Posiblemente entre las estrategias que no se ha podido gestionar adecuadamente en la Corporación ha sido la administrativa, aspectos como la estructura organizacional, el levantamiento, homologación y socialización de los procesos, homologación de puestos y salarios para el personal, entre otros aspectos, han quedado pendientes por los trabajos que se realizan en el proyecto para la conformación de una sola empresa en el sector eléctrico al

nivel nacional denominado proyecto Emig. Se considera que esta estrategia debe ser una de las más importantes, ya que se define la estructura de gestión en los aspectos: comercial, técnico, financiero y otros macro procesos. En el Gráfico 5.16 se muestran las acciones y proyectos de la estrategia administrativa de este Plan Integral.

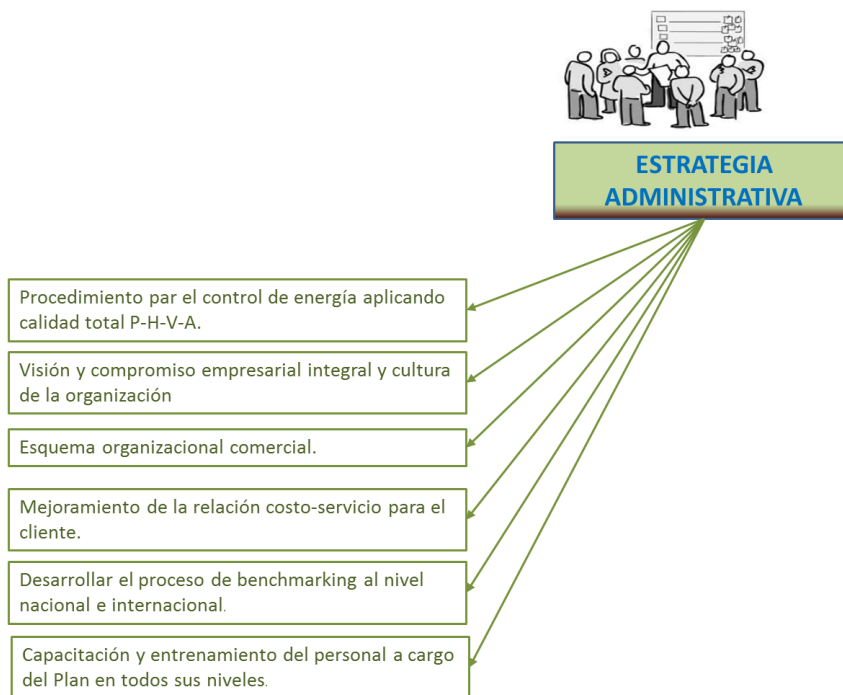


Gráfico 5.16. Acciones y proyectos de la estrategia administrativa

5.9.1. Procedimiento para el Control de Energía Aplicando Calidad Total P-H-V-A:

Como se indicó en el punto 3 de este capítulo en relación de la Gestión Estrategia que considera la aplicación del concepto del ciclo de Deming que consta de: la Planeación, la Ejecución, la Verificación y el Actuar, conocido como el ciclo PHVA; se aplica al procedimiento que se realiza en el subproceso de Control de Energía a cargo de personal que conforma las Unidades de Control de Energía en cada Unidad de Negocio y de la Gerencia Comercial de la Corporación.

Como se indicó en el punto 8.3 de este capítulo, se requiere ejecutar el procedimiento de control de energía, considerando un plan de acción y aplicar la mejora continua para obtener los mejores resultados. En el Gráfico 5.17 se presenta el esquema del subproceso de control de energía que se desarrolla en las Unidades de Negocio, a continuación se describe de manera resumida las etapas del subproceso:

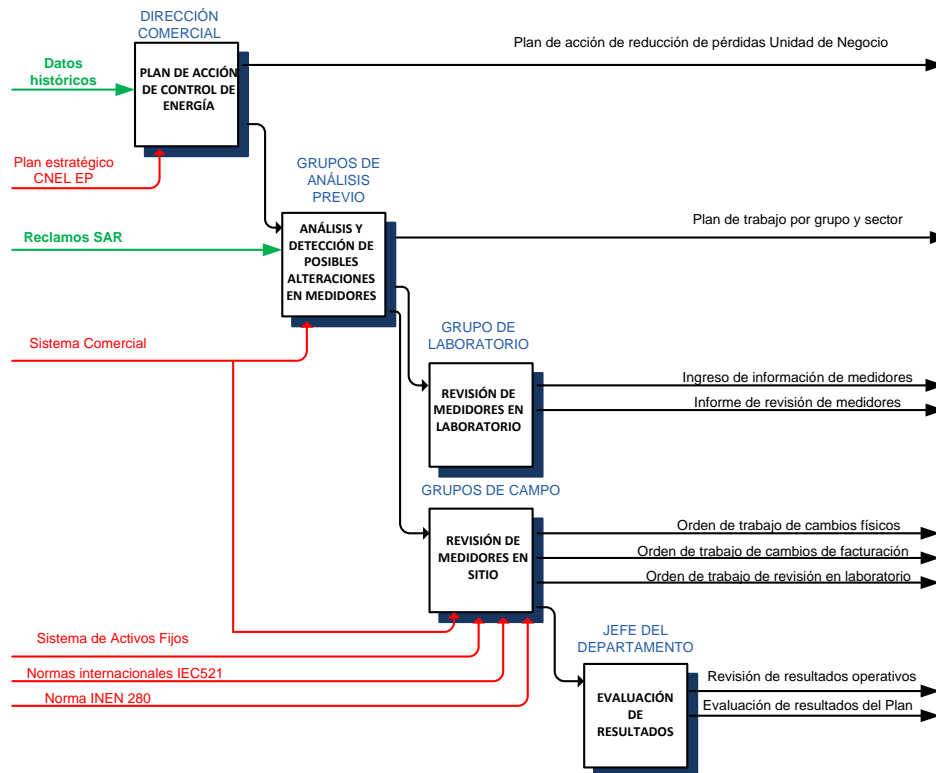


Gráfico 5.17. Subproceso de Control de Energía aplicando P-H-V-A

Plan de Acción de Control de Energía: En función de lo establecido en el Plan Estratégico de la Corporación y las metas de reducción de pérdidas de energía para cada Unidad de Negocio, se elabora el Plan de Acción (Plan Operativo Anual Comercial POA-C), en el que se describe detalladamente los proyectos y procedimientos que se deben ejecutar para alcanzar las metas: como se desarrollarán; quienes son los responsables; los equipos, los materiales, las herramientas requeridos, los recursos económicos y los otros recursos que se requieren. Además se determina la forma de evaluación en función de indicadores de gestión en cada etapa del subproceso y de cada estrategia. Se debe tomar el tiempo necesario en esta etapa para determinar con exactitud cómo se llevaría a la práctica las estrategias planteadas y como se obtendrían los resultados en cada estrategia, pues cada una debe tener una variable de medición para monitorear su cumplimiento. Así también se debe socializar en plan a todo el personal involucrado para que todos compartan la misma visión y se alineen a los objetivos planteados. En el cuadro 5.6 se muestra un ejemplo de aplicación del plan de acción de una Unidad de Negocio.



PLAN OPERATIVO ANUAL COMERCIAL - POA-C

Unidad: EL ORO
 Área: Dirección de Comercialización
 Objetivo Reducción de pérdidas de energía
 Meta: **14.95%**

Energía Disponible anual: 926,240,746 kWh
 Pérdidas de energía dic. de 2013 meta: 16 (%)
 Pérdidas de energía meta a diciembre de 2014: 14.95 (%)
 Disminución de pérdidas de energía: 1.05 (%)
 Energía a recuperar en el año 2014: **9,725,528 kWh**

ORDEN	ACTIVIDADES / ACCIONES	PESO	RESPONSABLE	INVOLUCRADOS	INDICADORES DE EFICIENCIA			INDICADOR PROGRESIÓN	Meta	Energía a recuperar (kWh)	CUMPLIMIENTO MENSUAL
					Fecha inicio	Fecha final	Presupuesto				
1	Revisión clientes reducir pérdidas Huaquillas	11.19%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	114,088.00	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3477 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 150.005 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3477 usuarios revisados y normalizados mensual. 150.005 kWh Energía recuperada mensual.	1,200,040	
2	Revisión clientes para reducir pérdidas Machala	9.66%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	109,927.84	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3004 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 129.493 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3004 usuarios revisados y normalizados mensual. 129.493 kWh Energía recuperada mensual.	1,035,940	
3	Revisión clientes para reducir pérdidas Central 1	10.22%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	109,456.92	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3230 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 137.030 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3230 usuarios revisados y normalizados mensual. 137.030 kWh Energía recuperada mensual.	1,096,240	
4	Revisión clientes para reducir pérdidas Los Pinos	10.63%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	110,915.39	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3292 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 142.420 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3292 usuarios revisados y normalizados mensual. 142.420 kWh Energía recuperada mensual.	1,139,360	
5	Revisión clientes para reducir pérdidas Sta Rosa	12.15%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	111,125.28	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3400 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 162.850 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3400 usuarios revisados y normalizados mensual. 162.850 kWh Energía recuperada mensual.	1,302,800	
6	Revisión clientes para reducir pérdidas Pasaje	13.22%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	110,543.10	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3760 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 177.190 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3760 usuarios revisados y normalizados mensual. 177.190 kWh Energía recuperada mensual.	1,417,520	
7	Revisión clientes para reducir pérdidas Arenillas	9.86%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	112,090.98	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3135 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 132.193 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3135 usuarios revisados y normalizados mensual. 132.193 kWh Energía recuperada mensual.	1,057,540	
8	Revisión clientes para reducir pérdidas Bañao	11.15%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	110,870.33	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 2979 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 149.473 kWh energía recuperada proyectada mensual.	2979 usuarios revisados y normalizados mensual. 149.473 kWh Energía recuperada mensual.	1,195,780	
9	Revisión clientes para reducir pérdidas El Guabo	11.92%	Ing. John Moreno	Ings. Fausto Espinoza, Juan Araujo, Jorge Arias	01-may-14	30-dic-14	110,842.76	XX usuarios revisados y normalizados efectivamente/ 3410 usuarios revisados y normalizados planificados. AA energía recuperada/ 159.758 kWh energía recuperada proyectada mensual.	3410 usuarios revisados y normalizados mensual. 159.758 kWh Energía recuperada mensual.	1,278,060	
Total		100.00%					999,860.60		Energía recuperada	10,723,280	

Cuadro 5.6. Plan Operativo Anual Comercial UN El Oro, objetivo reducción de pérdidas de energía.



Análisis y detección de posibles alteraciones en medidores de energía: Una actividad que no es muy común en el proceso de revisión de los sistemas de medición es el análisis previo para hacer más efectivas las revisiones de los medidores en sitio; ya que por lo general, los recursos son limitados por lo que se debe analizar previamente la información para determinar con relativa exactitud los casos de: clientes que presentan modificaciones bruscas en sus consumos mensuales; los transformadores que presentan las mayores pérdidas de energía en relación de la energía registrada en los medidores totalizadores con los consumos de los usuarios, alumbrado público y otras cargas; variaciones del consumo en segmentos por uso de energía en sectores geográficos determinados, variación de registros del consumo de energía en clientes especiales, entre otros aspectos; de forma que se puedan establecer programas de revisión en los sectores que presenten mayores indicios de posibles alteraciones de los medidores o consumos directos no registrados.

Esta actividad requiere de un equipo de técnicos en ingeniería eléctrica que puedan procesar la información de los sistemas: comerciales, atención de reclamos, información geográfica, entre otros; y, que sean expertos en el manejo estadístico de la información. Así también evaluarán el cumplimiento de las acciones correctivas que se debe realizar para superar las alteraciones por novedades encontradas en los sistemas de medición y que están a cargo de otras áreas comerciales y técnicas, de forma que se garantice su ejecución.

Revisión de medidores en el laboratorio: En el esquema planteado para la revisión y control de los equipos de medición, se requiere que en el Laboratorio de Medidores se realicen las siguientes actividades:

- ✓ Revisión (contrastación) de lotes de nuevos medidores de energía masivos: monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- ✓ Revisión de nuevos medidores especiales.
- ✓ Programación de medidores especiales con los parámetros establecidos.
- ✓ Mantener el cuidado de las claves de los medidores especiales.
- ✓ Participar en los procesos de selección de medidores a adquirir.
- ✓ Ingreso de información de los medidores de energía en el sistema informático comercial.
- ✓ Revisión de equipos de medición de casos de reclamos, alteraciones o daños.

En el Gráfico 5.18 se presenta el procedimiento de revisión en el Laboratorio de medidores de las Unidades de Negocio.

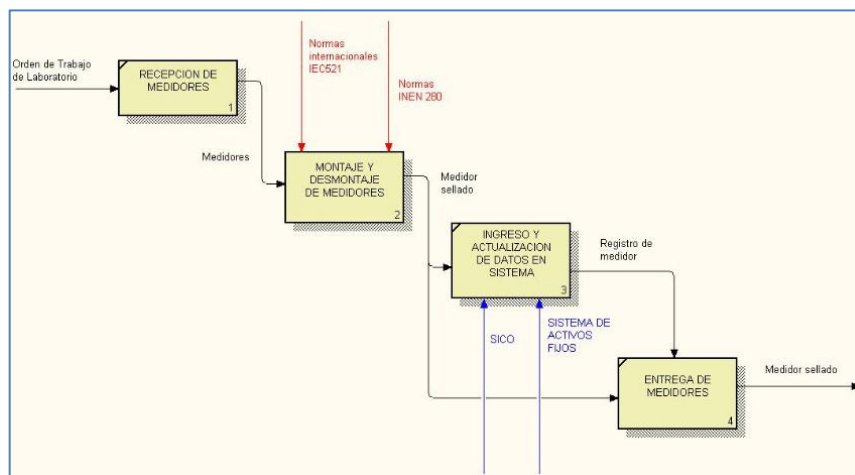


Gráfico 5.18. Procedimiento de revisión en Laboratorio de Medidores

Revisión de medidores en sitio: Una vez optimizado la selección de los casos de medidores a revisar, lo cual debe incluir el recorrido geográficamente optimizado para cada Grupo de Trabajo, mediante el uso de equipos móviles que almacenan todos los datos de los casos a revisar y el ingreso de información generada en los trabajos realizados.

Los Grupos deben estar conformados por un ingeniero eléctrico y un tecnólogo o electricista ayudante, contar con los equipos y herramientas para realizar la contrastación de los medidores de energía, tanto masivos como especiales.

En el Gráfico 5.19 se presenta el procedimiento de revisión de los medidores en sitio.

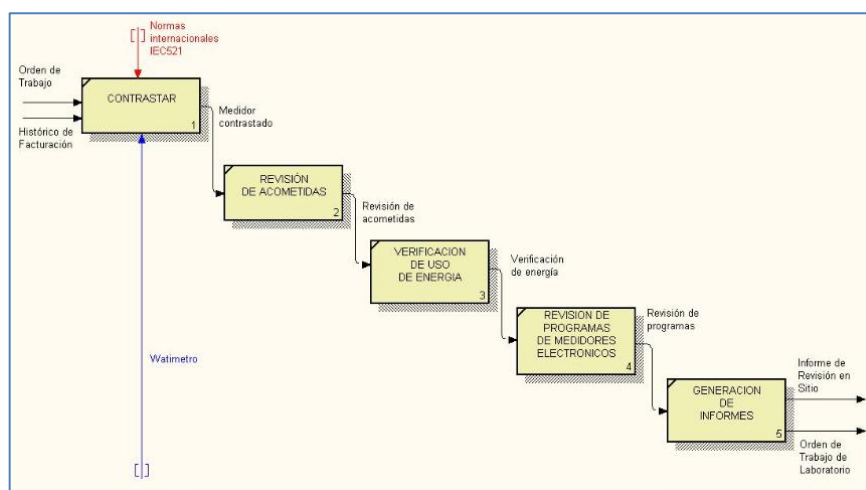


Gráfico 5.19. Procedimiento de revisión en Sitio por Grupos de Control de Energía



Evaluación de resultados: Parte fundamental de la Gestión Estratégica es la evaluación y seguimiento del cumplimiento de lo planificado, tanto en el Plan de Acción como en la parte operativa, con el objeto de tomar los correctivos que correspondan para, de ser necesario, realizar ajustes o incluso cambios en las estrategias, si los resultados no se obtienen de acuerdo a lo planificado. La forma más eficiente de realizar la evaluación es mediante el seguimiento de indicadores de gestión determinados para cada estrategia del POA-C, los indicadores generales y de otros procesos que tienen relación directa con el objetivo principal.

5.9.2. Visión y Compromiso Empresarial Integral y Cultura de la Organización.

Al constituir la reducción de pérdidas de energía un objetivo institucional, se requiere que en todas las instancias de la organización se tenga claro el concepto de que todo el personal tiene relación con este objetivo y no solo el personal de las áreas de gestión de energía o de las áreas comerciales; pues, también están relacionados el personal de las áreas: técnicas, financieras, gestión estratégica, responsabilidad social, entre otras. Así también que cada funcionario y trabajador de la Corporación tenga el sentido de pertenencia de los recursos de la Empresa, por ejemplo que si conoce o detecta un caso de conexión directa o alteración de medidor u otros de este tipo, sean denunciados o evitados, de forma que se tenga la colaboración de todos para lograr el objetivo principal.

La cultura organizacional depende de múltiples factores que no son del alcance de este trabajo, pero debe ser parte de la planificación para lograr la objetivo de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, de forma que cada colaborador se convierta, por decirlo de alguna manera, en Guardián de los recursos de la Corporación denunciando y controlando el uso correcto de los mismos.

5.9.3. Esquema Organizacional Comercial:

En el capítulo III se describió el modelo de organización de la Corporación en sus diferentes etapas: Gobernante/Estratégico, Asesor, Soporte/Habilitantes y Agregadores de valor, en este modelo organizacional se incluye la gestión en la Gerencia Comercial que se encarga de fijar: las políticas, los lineamientos, los objetivos institucionales y realizar el control de los procesos y proyectos que tienen relación con la gestión comercial de la Corporación.

En las Unidades de Negocio se ejecuta la parte operativa de la gestión comercial para lo cual se ha diseñado una estructura organizacional que contempla todos los aspectos que deben ser gestionados para lograr los objetivos planteados para cada Unidad de Negocio, como muestra esquemáticamente en el Gráfico 5.20 y se describe a continuación:

5.9.3.1. Dirección Comercial:

A cargo de la planeación, la ejecución y el control de la gestión comercial de la Unidad de Negocio, fundamental para garantizar los ingresos económicos para la Corporación, ya que se requiere optimizar los procesos de servicios al cliente, la recaudación y el control de energía, así como la atención a los clientes, tanto al momento de contacto por todos los medios implementados y en la efectividad para atender sus requerimientos, pues se requiere una atención preferencial y dar respuestas inmediatas a nuestros clientes.

Además se gestiona la compra-venta de energía para la Unidad de Negocio (Transacciones de Energía) para mantener el servicio eléctrico y el apoyo de un Grupo de Trabajo (Análisis de Gestión) para realizar el seguimiento y control de los procesos y proyectos en el ámbito comercial.

5.9.3.2. Departamento de Servicios al Cliente:

Comprende los subprocesos de. Atención al Cliente, en todas sus formas personal, telefónica, página web, redes sociales, otras; Inspecciones e Instalaciones de medidores de energía, que debe cumplir con los tiempos y estándares establecidos en la regulación del CONELEC 004/01; Atención de Reclamos, receptor y hacer el seguimiento del cumplimiento de los requerimientos de los clientes y Gestión Comunitaria, acciones para comunicar a los integrantes de los sectores en los cuales se quiere ejecutar proyectos o mejorar la gestión de la Corporación, esta estrategia no se ha gestionado lo suficiente de acuerdo a los resultado de las encuestas realizadas a los clientes de la Corporación.

5.9.3.3. Departamento de Catastro y Facturación:

Siendo uno de los principales subprocesos que se realizan en el ámbito comercial y tiene relación directa con la reducción de las pérdidas de energía, se ha incluido en esta área el levantamiento, depuración y mantenimiento de la información de los clientes de las bases de datos comerciales y geográficas, ya que sin esta información no se puede ejecutar correctamente la lectura de los medidores y la facturación de los consumos mensuales de energía.

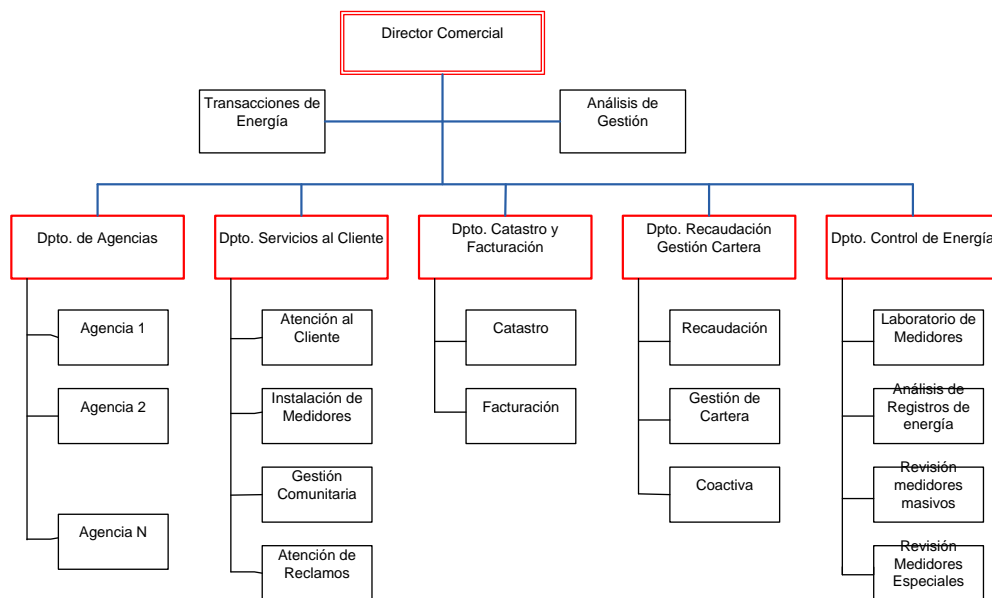


Gráfico 5.20. Esquema organizacional de las Direcciones Comerciales de las Unidades de Negocio

5.9.3.4. Departamento de Recaudación y Gestión de Cartera:

Con el propósito de garantizar los ingresos que requiere la Corporación para su operación , se han creado las áreas de Recaudación y Gestión de Cartera, actividades íntimamente relacionadas; ya que, se debe brindar a los clientes todas las alternativas para que realicen los pagos por el consumo de electricidad, en ventanillas de atención personal, tanto en las instalaciones de la Corporación como en Bancos, Cooperativas, Puntos de Pago y otros; uso de la banca electrónica para transferencias, débitos bancarios automáticos, entre otras alternativas; así como exigir mediante estrategias de notificaciones de los valores pendientes y campañas publicitarios que motiven a dicho pago, así también de ser necesario suspender el servicio hasta que se realice la cancelación de las deudas pendientes. Para los casos de deudas más antiguas, lamentablemente en la Corporación se tienen de estos casos en gran parte de su cartera vencida, se aplican procesos de depuración de deuda y Coactiva.

5.9.3.5. Departamento de Control de Energía:

Esta Área constituye pilar fundamental para la gestión de reducción de pérdidas de energía no técnicas, con base en la revisión y control de los medidores, para lo cual se han conformado áreas como: el Laboratorio de Medidores en el cual se realiza la revisión de los medidores utilizando bancos de contrastación y la programación y control de los medidores especiales para los casos de clientes de altos consumos; el Grupo de Análisis de Registros de Energía, que analizan los consumos de los clientes por: uso de energía, sectores geográficos, grupos con aspectos comunes, entre otros factores, con el propósito de focalizar los posibles casos de alteraciones para volver más efectivas las revisiones que se realizan con los Grupos de Trabajo para los Medidores Masivos y para los Medidores Especiales.

5.9.3.6. Departamento de Agencias:

Creado para realizar el control y seguimiento de la gestión en todos los aspectos en las denominadas Agencias, las que se encargan de brindar el servicio en poblaciones menores, pero que para el caso de la Corporación, se han designado a una Agencia de mayor tamaño como la principal de una zona, con todos los recursos para atender los requerimientos de los clientes de esa zona y las otras Agencias cercanas se tendrían menores recursos para cubrir los requerimientos básicos.

5.9.4. Mejoramiento de la Relación Costo-Servicio para el Cliente:

Un cliente que recibe un bien o servicio lo valora en función de lo recibido, es decir que le parecerá caro si el bien o servicio no llena sus expectativas en relación al precio pagado. Este principio también se aplica al servicio eléctrico y no se refiere únicamente a la energía eléctrica que debe tener sus condiciones de continuidad y calidad, sino a todos los servicios y contactos que tenga con la Corporación; sus sitios de atención personal, página web, atención telefónica, modalidades de pago del servicio, otros medios de contacto, personal capacitado y entrenado para cumplir eficientemente su función en cada instancia, tiempos de respuesta de sus requerimientos, entre otros aspectos.

Por lo anotado para lograr que los clientes no hurten energía y realicen el pago a tiempo y en definitiva crear un sentido de pertenencia hacia la Corporación, debemos dar un servicio de



calidad que sea valorado satisfactoriamente en todos sus aspectos, de esta forma se irá cambiando la percepción que los clientes tienen de la Corporación.

Para lograr lo descrito se requiere no solamente hacer el cambio para que el trato al cliente sea con calidad y calidez, sino se requiere cambiar los procesos internos para direccionarlos hacia satisfacer los requerimientos de los clientes, de forma que los tiempos de atención sean los menores posibles y aplicar el concepto de mercadeo que se refiere a cumplir la denominada “Promesa de Venta” o dicho de otra forma cumplir con lo establecido en la normativa y mucho más.

En este sentido la Corporación emprendió el mejoramiento del servicio al cliente, adecuando de mejor manera 125 sitios de atención, para convertirlos en lugares adecuados, capacitando al personal, levantamiento y homologación de los procedimientos, entre otros factores, para brindar un buen servicio.

5.9.5. Desarrollar el Proceso de Benchmarking al Nivel Nacional e Internacional:

El esquema planteado en el Plan Estratégico para la valoración de las diferentes estrategias implementadas para la reducción de las pérdidas de energía y de otros aspectos de la Corporación, se evalúan con base en indicadores de gestión, lo cual se debe complementar con una comparación con otras empresas al nivel nacional e internacional. Se plantea un esquema denominado de benchmarking (mejores prácticas de los mejores), que consiste en observar las mejores prácticas que se realizan en otras empresas de distribución eléctrica de similares características para evaluar el nivel en el que se encuentra la Corporación en los aspectos que se indican en este punto. Uno de los procesos que realiza esta comparación es dentro del Grupos de la Comisión de Integración Eléctrica Regional – CIER que realiza una comparación de varios aspectos de las empresas distribuidoras al nivel de los países de Latinoamérica y el Caribe, los aspectos que considera son:

Suministro de energía:

- ✓ Sin interrupciones
- ✓ Sin variaciones de tensión y frecuencia
- ✓ Agilidad en la reanudación del servicio



Información y Comunicación con el cliente:

- ✓ Notificación previa en el caso de interrupción programada
- ✓ Orientaciones para un uso eficiente de energía
- ✓ Orientaciones sobre riesgos y peligros
- ✓ Información sobre derechos y deberes

Factura de la energía:

- ✓ Entrega anticipada de la factura
- ✓ Factura sin errores
- ✓ Facilidad de comprensión de la información
- ✓ Locales para el pago
- ✓ Fechas para el vencimiento

Atención al cliente:

- ✓ Facilidades para contactar la Empresa
- ✓ Tiempo de atención
- ✓ Tiempo de espera
- ✓ Conocimiento de los funcionarios
- ✓ Claridad en la información
- ✓ Calidad de la atención
- ✓ Plazos para resolver los requerimientos de los clientes
- ✓ Solución definitiva de los problemas
- ✓ Cumplimiento de los plazos

Imagen de la empresa suministradora de energía:

- ✓ Empresa ágil y moderna
- ✓ Empresa honesta, seria y transparente
- ✓ Empresa preocupada por la satisfacción de sus clientes
- ✓ Empresa que contribuye al desarrollo de la comunidad
- ✓ Empresa preocupada con el medio ambiente
- ✓ Empresa en la cual se puede confiar
- ✓ Empresa de la cual los clientes se enorgullecen

En el Gráfico 5.21 se muestra el resultado de uno de los indicadores valorados en encuestas que miden la satisfacción de los clientes de las empresas distribuidoras, por lo cual se cuenta con un modelo a seguir de las empresas que mantienen niveles altos de satisfacción y el nivel en el cual se encuentra la Corporación en los diferentes aspectos. El objetivo es aprender de los mejores en los diferentes aspectos.

Se debe entender al benchmarking como un proceso de comparación, aprendizaje, aplicación de las mejores prácticas de otras empresas, pero siempre con base en un análisis de su aplicación en la Corporación, pues se debe revisar el impacto de la aplicación de esas mejores prácticas a la realidad de CNEL EP y sus clientes, buscando siempre la mejora continua de sus procesos.

Índice de Desempeño de los atributos de Calidad - IDAT Empresa preocupada con el medio ambiente

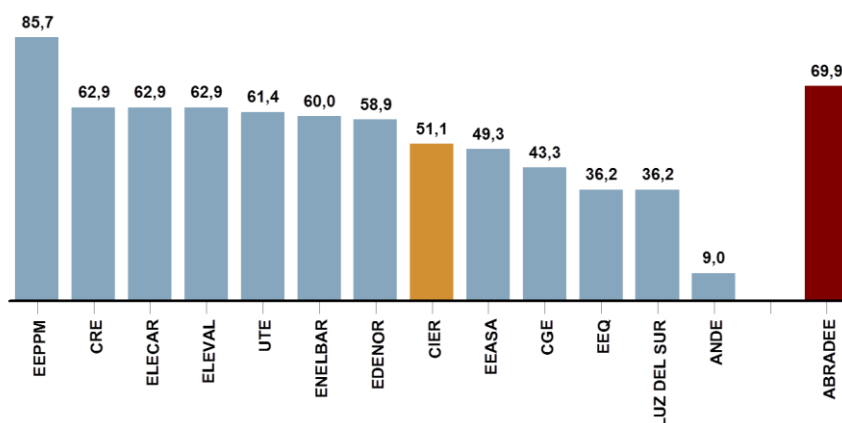


Gráfico 5.21. Muestra de Resultados de la encuesta de satisfacción de los clientes (tomado del informe de la CIER del año 2002)

5.9.6. Capacitación y Entrenamiento del Personal a Cargo del Plan en Todos Sus Niveles:

En muchos enunciados de administración de empresas se indica que lo principal en una empresa son los colaboradores y muy cierto, porque depende de: su capacidad, de su formación, de su entrenamiento, de su forma de ser, para hacer la diferencia en el servicio que se brinda en una empresa de distribución eléctrica. Bajo este concepto se requiere contar con colaboradores que tengan la motivación, la formación, la capacitación y el entrenamiento en sus puestos de trabajo.

Para mejorar el servicio se requiere, como uno de los elementos, un plan de capacitación para el personal que tiene relación directa o indirecta con el servicio que se brinda en la Corporación, se plantea los siguientes temas:

- ✓ Programa de profesionalización para que se concluya con los estudios formales.
- ✓ Dar a conocer el plan de reducción de pérdidas de energía a todos los colaboradores de la Corporación en sus diferentes niveles
- ✓ Aspectos técnicos al personal que se encarga de las inspecciones e instalaciones de sistemas de medición
- ✓ Aspectos de relaciones personales para el personal que atiende directamente a los clientes
- ✓ Conocimiento de los procedimientos que se deben ejecutar en las áreas operativas.
- ✓ Aspectos legales que tienen relación con el servicio eléctrico
- ✓ Técnicas de planeación, ejecución y valoración de los proyectos y programas
- ✓ Conceptos en valores y comportamiento ético.

5.10. ESTRATEGIA SOCIAL:



Gráfico 5.22. Acciones y proyectos de la estrategia social



En la valoración de las encuestas realizadas a los clientes de la Corporación, se pudo determinar que uno de los aspectos no se ha dado mayor atención, es en el aspecto social y llegar a la comunidad mediante campañas de comunicación y otras de contacto directo. En el Gráfico 5.22 se muestran las acciones y proyectos de la estrategia social.

Proceso de creación de conciencia a la colectividad en general para fortalecer valores que coadyuven a cambiar y denunciar el hurto de energía, mediante el desarrollo de campañas institucionales.

Continuidad en la implementación de campañas educativas a todos los niveles de enseñanza formal, empresas y a través de medios de comunicación a objeto de crear valores y principios ciudadanos.

Incorporar en el currículo de educación formal temas que eduquen sobre la importancia de los servicios públicos para el desarrollo del país y su uso racional; así como las inversiones que requieren y sus altos costos de operación.

Conformación de un Comité para la reducción de pérdidas que incluya a los Delegados del MEER y el CONELEC para hacer un seguimiento y evaluar los resultados.

- ✓ Campañas de comunicación para comunidades y grupos sociales.
- ✓ Talleres educativos con las comunidades
- ✓ Establecer convenios con: Municipios, Fiscalías, Secretaria de Control de Asentamientos Irregulares y otros.
- ✓ Programa de incentivos para denuncias de hurto de energía.
- ✓ Acompañamiento con acciones sociales para procesos y proyectos
- ✓ Definición y ejecución de campaña y pauta publicitaria
- ✓ Proceso de gestión social con las comunidades.

5.11. ESTRATEGIA NORMATIVA:

En el capítulo II se realizó un análisis de la normativa al nivel nacional que rige para la gestión de reducción de pérdidas no técnicas de energía, y en función de esa norma se deben establecer: los reglamentos, los procedimientos, los instructivos internos de la Corporación,

que rijan para todas las Unidades de Negocio, se requiere complementar esa normativa interna en los siguientes documentos:

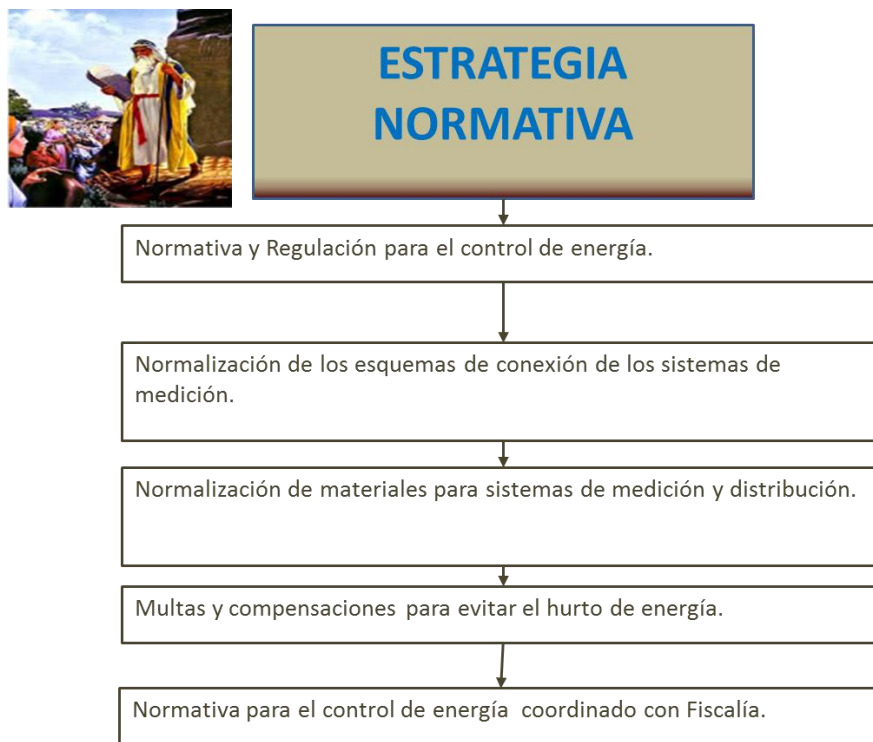


Gráfico 5.23. Proyectos de la estrategia normativa

En el Gráfico 5.23 se muestran las normas que deben desarrollarse o complementarse para la aplicación en el Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Energía.

- ✓ Normativa y Regulación para el control de energía
- ✓ Normalización de los esquemas de conexión de los sistemas de medición
- ✓ Normalización de materiales para las instalaciones de sistemas de medición y redes de distribución
- ✓ Multas y compensaciones para evitar el hurto de energía
- ✓ Normativa para el procedimiento para el control de energía coordinado con Fiscalía
- ✓ Normativa nacional para control de energía

Así también se requiere el apoyo de las autoridades para aplicar medidas legales y de procedimiento reales para sancionar el hurto en todos los niveles.

5.12. MODELO FINANCIERO PARA LA EJECUCIÓN DEL PLAN INTEGRAL:

Para un correcto desarrollo de los proyectos se deben definir con claridad: el alcance, el tiempo de duración y el costo detallado, cumplir con los pasos descritos en este trabajo, desde la concepción de la idea del proyecto, estudios y diseños, obtener los recursos para su ejecución, planear y elaborar los cronogramas de ejecución, realizar la ejecución, seguimiento y control, puesta en operación, ejecución de la operación, cierre y disposición de los elementos pos operación.

Una vez determinadas las estrategias a ejecutar para el plan integral de reducción de pérdidas no técnicas de energía, se debe evaluar desde el punto de vista económico - financiero los proyectos y los costos para los cambios en los procesos, para optimizar el uso de los recursos limitados que se disponen, los que son asignados por el Gobierno Central para los propósitos mencionados; así también, plantear otras formas de financiamiento para ejecutar los proyectos y cambios, sabiendo que la mayoría de éstos son altamente rentables y se pueden autofinanciar con los recursos que se generen al reducir las pérdidas de energía.

Para realizar la evaluación financiera de los proyectos y de los cambios en los procesos, se requiere contar con la información de los costos e ingresos que se producen, los que son obtenidos con mayor precisión, de los proyectos piloto o programas consolidados ejecutados en la Corporación. Los componentes de la evaluación financiera se describen a continuación:

5.12.1. Datos Generales de Entrada:

Los datos básicos para la evaluación descrita son: Los costos unitarios de compra de energía (\$/kWh), Valor Agregado de Distribución – VAD (para facilitar el cálculo se requiere un valor unitario por \$/kWh), precios unitarios de venta en cada Unidad de Negocio (\$/kWh), tasa de descuento, tasa de interés para financiamiento de créditos, años de vida de los proyectos, entre otros.

5.12.2. Valoración Detallada de las Acciones y Estrategias:

En el cuadro 5.7. se presenta la descripción de las acciones correspondientes de las estrategias del plan integral, las cantidades de obra, valoración unitaria, valoración de las acciones,



recuperación valorada de las pérdidas de energía, tanto unitaria como total, clasificadas por inversión y costos, esta última se refiere a las acciones que se ejecutarían en los procesos.

Se plantea la ejecución de los proyectos en el período de 4 años en función de las posibilidades de financiamiento de los mismos, en este período el nivel de pérdidas de energía se disminuiría de 19,15% (dato a diciembre de 2013) al 12% en diciembre de 2017 (10% de pérdidas técnicas y 2% de pérdidas no técnicas), pero en el caso de disponer de mayores recursos se puede intensificar la ejecución de los proyectos y lograr esta meta en menor tiempo.

5.12.3. Inversiones y costos:

Una vez se han valorado las acciones de reducción de pérdidas, se agrupan financieramente en dos tipos de egresos: las inversiones y los costos para el mejoramiento de los procesos. Aquellas acciones técnicas donde se modifican o se instalan nuevos elementos de las redes de distribución o se implementan nuevos sistemas informáticos y bases de datos, se denominan inversiones. Aquellas acciones: técnicas, comerciales, administrativas y sociales, que dan soporte en el plan integral se consideran en el rubro de Costos.

Los valores de inversión se determinan con mayor detalle con la ejecución de estudios y diseños de los proyectos, de forma que se puedan establecer con precisión todos los componentes de la inversión que debe realizarse, como son: equipos, materiales, mano de obra, diseños, administrativos, fiscalización y control, indirectos, entre otros. Así también los cronogramas detallados de ejecución de los proyectos, para establecer de esta forma los periodos de inversión y operación.

VALORACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS PARA EL PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

DESCRIPCIÓN	INVERS/PROCESO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO U.	PREC. TOTAL	RECUP kWh	INGRE-AÑO
ESTRATEGIA TÉCNICA			924,001	3,163	133,777,300	6,594	49,622,367
Definición de la potencia, consumo y procedimiento del alumbrado público.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Balances de energía en primarios, transformadores y circuitos secundarios.	Inversión	Medidor	75,000	750	56,250,000	3,600	24,840,000
Cambio de redes desnudas convencionales por redes pre-ensambladas.	Inversión	Cliente	120,000	105.76	12,691,200	524	5,780,367
Uso de la tecnología para la reducción de pérdidas, telegestión, telemetría, otros.	Inversión	Medidor	100,000	307.61	30,761,100	900	9,480,000
Instalación de medidores en los casos de conexiones directas detectados por el GIS.	Inversión	Medidor	80,000	300	24,000,000	960	7,065,600
Revisión de los medidores en laboratorio.	Proceso	Medidor	500,000	0	-	-	-
Eliminar los consumos convenidos con la instalación de medidores.	Inversión	Medidor	45,000	150	6,750,000	360	1,490,400
Cambio e instalación de los sistemas de medición especiales.	Inversión	Medidor	3,500	850	2,975,000	250	966,000
Uso de equipos móviles y sistemas informáticos para revisión de medidores.	Inversión	Equipo	500	700	350,000	-	-
ESTRATEGIA COMERCIAL			3,291,202	86	25,022,000	20	4,663,296
Balace de energía disponible, facturada, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Unificación de los sistemas informáticos comerciales.	Inversión	Cliente	1,700,000	5	8,500,000	-	-
Plan optimizado de la revisión de medidores masivos y especiales.	Proceso	Revisión	211,200	35	7,392,000	20	4,663,296
Levantamiento y actualización de la información de los clientes	Inversión	Cliente	500,000	4.5	2,250,000	-	-
Establecer un esquema de indicadores de gestión para los procesos.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Control y seguimiento de los proyectos para la reducción de pérdidas PLANREP.	Proceso	Cliente	80,000	36	2,880,000	-	-
Esquema de fiscalización y control de los procesos comerciales.	Proceso	Conjunto	800,000	5	4,000,000	-	-
ESTRATEGIA ADMINISTRATIVA			6	720000	720000	-	-
Procedimiento para el control de energía aplicando calidad total P-H-V-A.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Visión y compromiso empresarial integral y cultura de la organización	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Esquema organizacional comercial.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Mejoramiento de todos los procesos comerciales y técnicos	Proceso	Conjunto	1	500,000	500,000	-	-
Desarrollar el proceso de benchmarking con otras empresas de otros países	Proceso	Conjunto	1	120,000	120,000	-	-
Capacitación y entrenamiento del personal a cargo del plan en todos sus niveles.	Proceso	Conjunto	1	100,000	100,000	-	-
ESTRATEGIA SOCIAL			5,004	850,050	1,100,000	25	110,406
Campañas de comunicación y gestión con comunidades y grupos sociales.	Proceso	Conjunto	1	500,000	500,000	5	6
Establecer convenios con: Municipios, Fiscalías, Secretario asentamientos irregulares	Proceso	Conjunto	1	-	-	-	-
Programa de incentivos para denuncias de hurto de energía.	Proceso	Conjunto	5,000	50	250,000	20	110,400
Acompañamiento con acciones sociales para procesos y proyectos.	Proceso	Conjunto	1	100,000	100,000	-	-
Definición y ejecución de campaña y pauta publicitaria.	Proceso	Conjunto	1	250,000	250,000	-	-
ESTRATEGIA NORMATIVA			-	-	-	-	-
Normativa y Regulación para el control de energía.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Normalización de los esquemas de conexión de los sistemas de medición.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Normalización de materiales instalaciones de medición y redes de distribución.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Multas y compensaciones para evitar el huerto de energía.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Normativa para el procedimiento para el control de energía coordinado con Fiscalía.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
Normativa nacional para control de energía.	Proceso	Conjunto	1	0	-	-	-
TOTAL			4,220,213	1,573,299	160,619,300	6,639	54,396,069

Cuadro 5.7. Ingresos y costos de las estrategias y acciones del Pan Integral de reducción de pérdidas



VALORACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS PARA EL PLAN INTEGRAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

DESCRIPCIÓN	INV/COST 2015	RECUP. kWh 2015	VAN	TIR	B/C	INVERSIÓN 2016	INVERSIÓN 2017	INVERSIÓN 2018
ESTRATEGIA TÉCNICA	36,138,075	133,445,020	19,114,180			33,356,825	30,925,575	30,925,576
Definición de la potencia, consumo y procedimiento del alumbrado público.								
Balances de energía en primarios, transformadores y circuitos secundarios.	14,062,500	67,500,000	12,469,987	31.63%	1.66	14,062,500	14,062,500	14,062,500
Cambio de redes desnudas convencionales por redes pre-ensambladas.	3,172,800	15,707,520	1,458,828	22.42%	1.25	3,172,800	3,172,800	3,172,800
Uso de la tecnología para la reducción de pérdidas, telegestión, telemetría, otros.	7,690,275	22,500,000	1,607,369	16.91%	1.16	7,690,275	7,690,275	7,690,275
Instalación de medidores en los casos de conexiones directas detectados por el GIS.	6,000,000	19,200,000	2,911,209	22.96%	1.49	6,000,000	6,000,000	6,000,000
Revisión de los medidores en laboratorio.	-	-	-			-	-	-
Eliminar los consumos convenidos con la instalación de medidores.	3,375,000	8,100,000	192,208	14.72%	1.11	1,687,500	0	0
Cambio e instalación de los sistemas de medición especiales.	1,487,500	437,500	474,579	26.15%	1.64	743,750	0	0
Uso de equipos móviles y sistemas informáticos para revisión de medidores.	350,000	-	-			-	-	-
ESTRATEGIA COMERCIAL	14,849,500	4,224,000	9,273,543			9,474,500	8,112,000	8,112,000
Balace de energía disponible, facturada, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.								
Unificación de los sistemas informáticos comerciales.	4,250,000	-	-			-	-	-
Plan optimizado de la revisión de medidores masivos y especiales.	7,392,000	4,224,000	9,273,543	43.48%	1.65	7,392,000	7,392,000	7,392,000
Levantamiento y actualización de la información de los clientes	1,687,500	-	-			562,500	-	-
Establecer un esquema de indicadores de gestión para los procesos.								
Control y seguimiento de los proyectos para la reducción de pérdidas PLANREP.	720,000	-	-			720,000	720,000	720,000
Esquema de fiscalización y control de los procesos comerciales.	800,000	-	-			800,000	-	-
ESTRATEGIA ADMINISTRATIVA	720,000	-	-			720,000	720,000	720,000
Procedimiento para el control de energía aplicando calidad total P-H-V-A.								
Visión y compromiso empresarial integral y cultura de la organización								
Esquema organizacional comercial.								
Mejoramiento de todos los procesos comerciales y técnicos	500,000	-	-			500,000	500,000	500,000
Desarrollar el proceso de benchmarking con otras empresas de otros países	120,000	-	-			120,000	120,000	120,000
Capacitación y entrenamiento del personal a cargo del plan en todos sus niveles.	100,000	-	-			100,000	100,000	100,000
ESTRATEGIA SOCIAL	1,100,000	-	-			1,100,000	1,100,000	1,100,000
Campañas de comunicación y gestión con comunidades y grupos sociales.	500,000	-	-			500,000	500,000	500,000
Establecer convenios con: Municipios, Fiscalías, Secretario asentamientos irregulares								
Programa de incentivos para denuncias de hurto de energía.	250,000	-	-			250,000	250,000	250,000
Acompañamiento con acciones sociales para procesos y proyectos.	100,000	-	-			100,000	100,000	100,000
Definición y ejecución de campaña y pauta publicitaria.	250,000	-	-			250,000	250,000	250,000
ESTRATEGIA NORMATIVA	-	-	-			-	-	-
Normativa y Regulación para el control de energía.								
Normalización de los esquemas de conexión de los sistemas de medición.								
Normalización de materiales instalaciones de medición y redes de distribución.								
Multas y compensaciones para evitar el huerto de energía.								
Normativa para el procedimiento para el control de energía coordinado con Fiscalía.								
Normativa nacional para control de energía.								
TOTAL	52,807,575	137,669,020	28,387,723			44,651,325	40,857,575	40,857,576

Cuadro 5.8. Costos de inversión y procesos evaluación financiera de los proyectos.

5.12.4. Ingresos:

Los ingresos obtenidos en el cálculo del modelo, corresponden principalmente a los obtenidos de las mayores ventas de energía y al ahorro en la compra de energía, como resultado de la recuperación de energía en los casos de clientes a quienes se les detectó fraudes o se eliminaron las conexiones directas desde la red de distribución. Se establecen los resultados obtenidos en los proyectos ejecutados en las Unidades de Negocio de CNEL EP, determinando los valores promedio de recuperación de pérdidas de energía por cliente que interviene en cada proyecto, traducido a ingreso económico con los valores del precio unitario de venta por kWh.

Para el caso del proyecto de telegestión se incluyen los ingresos por los costos evitados, debido a que no se requiere la toma de lecturas en sitio y la gestión de cartera vencida, que se realiza en forma remota, evitando así los costos de contratación para que se realice esta actividad de cobro en sitio.

No se incluyen como ingresos el mejoramiento de la calidad del servicio, ya que en la mayoría de los proyectos y procesos se mejora el estado de la red o se realiza con mayor eficiencia los procesos técnicos, comerciales y otros.

En el Cuadro 5.8. se presenta la información de los parámetros de evaluación financiera de cada proyecto, en lo que se refiere a: Valor Actual Neto- VAN, Tasa Interna de Retorno – TIR y relación Beneficio – Costo – B/C. Con estos parámetros se puede realizar una comparación de la factibilidad de cada proyecto para tomar decisiones de ejecución. Así También en el Cuadro 5.9. se presenta la evaluación financiera del proyecto de *“Instalación de medidores en los casos de conexiones directas detectados por el GIS”*. Se incluyen los costos de mantener dos Grupos de Trabajo para que realcen los mantenimientos en las zonas de influencia de los proyectos para cada Unidad de Negocio. Así también los ingresos por el incremento de la facturación de los consumos de energía.



Proyecto: **Uso de la tecnología para la reducción de pérdidas, telegestión, telemetría, otros.**
 Inversión: 7,690,275 anual
 Duración: 10 años
 Casos 25,000 anual
 Tasa descuento 12.00%

Orden	Año	Costos					Ingresos			Flujo Neto
		Inversión	Operación	Mantenim.	Indirectos	Suma costos	Recup energ	otros ingres.	Suma ingresos	
1	0	7,690,275	0	0	922,833	8,613,108			0	(8,613,108)
2	1			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
3	2			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
4	3			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
5	4			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
6	5			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
7	6			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
8	7			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
9	8			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
10	9			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000
11	10			527,000		527,000	2,370,000	0	2,370,000	1,843,000

VA = \$ 10,348,906.73 VA = \$ 11,956,275.52

VAN \$ 1,607,368.79

TIR 16.91%

B/C 1.16

RI

Nota: En los ingresos se considera el costo evitado de las lecturas ed los medidores y la gestión de cartera

Cuadro 5.9. Evaluación financiera del proyecto de telegestión

5.12.5. Estado de resultados (P&G):

Entre los informes financieros de la Corporación está el Estado de Pérdidas y Ganancias denominado PyG, en el cual constan: los ingresos de todo tipo, los costos y gastos, los costos de depreciación y el resultado de la gestión operativa traducido en utilidad o pérdida del ejercicio o período analizado. En el Cuadro 5.10 se presentan los resultados de estado de pérdidas y ganancias (PyG) proyectado de la Corporación para el año 2014, se puede observar que los valores que corresponden a la depreciación y la utilidad del ejercicio, pueden ser utilizados para financiar los proyectos de reducción de pérdidas, así como si se incluyen los valores de inversión y costos se puede observar que son totalmente financiables, pero se debe considerar que la Corporación debe atender otros aspectos con estos recursos, por lo que se requiere buscar financiamiento de otras fuentes.

5.12.6. Alternativa de financiamiento con los ingresos adicionales:

Como se indicó anteriormente, los proyectos descritos para la reducción de pérdidas tienen altas tasas de rentabilidad, lo que permite considerar un financiamiento con los mismos recursos que se generan anualmente por el incremento de la facturación del consumo de energía, en el Cuadro 5.11 se presenta una alternativa para el financiamiento de los proyectos, considerando la ejecución de préstamos en los 4 años que plantea este plan integral, se puede observar que con los ingresos descritos se puede cubrir los compromisos que se adquieran con



los préstamos, considerando una tasa de interés del 9% anual, condición de las tasas actuales en bancos privados, por lo que es factible ejecutar los proyectos planteados con esta modalidad de financiamiento; modalidad que ya fue planteada a la banca privada para financiar el proyecto de telegestión en el cantón Samborondón,

De esta forma se tienen varias alternativas para financiar las inversiones requeridas; es decir, se tienen los aportes del Presupuesto General del Estado - PGE, recursos propios de la operación normal de la Corporación y los valores recuperados de la reducción de pérdidas de energía.

Para la ejecución del plan integral se debe aplicar estos modelos de financiamiento y decidir en función de los parámetros indicados en este trabajo, para la ejecución integral de los proyectos mejoramiento de los procesos.



CTA.	INGRESOS DE OPERACIÓN		628,618,825.84
4	INGRESOS		
411	VENTAS TARIFA 0 %		574,572,963.44
4.1.1.01.01	Ventas de Energía	510,075,784.77	
4.1.1.01.03	Alumbrado Público (SAPG)	57,424,542.33	
4.1.1.01.02	Venta de Energía al MEM	495,826.08	
4.1.1.02	Otras Ventas Tarifa 0%	6,576,810.26	
4.1.1.03	VENTAS TARIFA 12 %		7,106,702.36
4.1.1.03.01	Ingresos venta de bienes y servicios	3,312,091.01	
4.1.1.03.02	Ingresos venta de bienes y servicios no relacionados	3,794,611.35	
4.1.2	OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN NO SUJETOS AL IVA		42,087,373.03
4.1.2.01	Subsidios Reconocidos año corriente (Déficit Tarifario)	36,352,642.53	
4.1.3.01	Intereses por créditos	5,655,969.25	
4.1.4.01	Contribuciones	76,697.80	
4.1.4.02	Ingresos por obras y contratos	2,063.45	
4.2.1	OTROS INGRESOS		4,851,787.01
4.2.1.01	Otros ingresos ajenos a la operación no IVA	4,851,787.01	
5	COSTOS Y GASTOS		619,524,585.85
5.1.	COSTOS		407,433,187.77
5.1.1.1	COMPRA DE ENERGÍA TRANSMISIÓN Y PEAJE		407,433,187.77
5.1.1.1.01	Compra de Energía Mercado Contratos	366,901,469.53	
		40,531,718.24	
5.2	GASTOS		111,298,414.65
5.2.1	Costos de operación		168,537,349.84
5.2.1.01	Mano de Obra	103,374,177.30	
5.2.1.03	Materiales	7,924,237.35	
5.2.1.02	Servicios		57,238,935.19
5.2.1.02.01	Mantenimiento y Reparaciones Acometida Medidores	10,173,459.17	
5.2.1.02.02	Arriendos Operativos	6,499,930.09	
5.2.1.02.03	Promociones y Publicidad	1,973,169.56	
5.2.1.02.04	Seguros Reaseguros	1,730,549.89	
5.2.1.02.05	Transporte	379,193.46	
5.2.1.02.06	Servicios Públicos y Generales (Agua, Luz, Correos, Telf.)	2,351,202.39	
5.2.1.02.07	Seguridad y Vigilancia	5,103,396.40	
5.2.1.02.08	Aseo y Limpieza	955,283.64	
5.2.1.02.09	Honorarios Comisiones	65,248.37	
5.2.1.02.10	Servicios Externos Legales de Auditoría	912,657.32	
5.2.1.02.11	Notarías y Registro de la Propiedad	15,011.63	
5.2.1.02.12	Impuestos y Contribuciones oficiales	2,419,698.51	
5.2.1.02.13	Salud y Seguridad Ocupacional	93,341.95	
5.2.2.09	Otros gastos	1,485,856.11	
5.2.2.09.03	Gastos de Gestión		
5.2.3	Gastos Financieros	397,411.77	
5.2.1.04	Gastos Servicios de Comercialización	22,683,524.93	
5.2.1.3.07	Asesoría Especializada		
5.2.1.4.	COSTOS DEPRECIACIÓN		43,539,976.80
5.2.1.4.01	Gasto Depreciación	43,539,976.80	212,091,398.08
5.2.1.5.	AMORTIZACIONES		14,071.44
5.2.1.5.01	Amortizaciones	14,071.44	
	UTILIDAD/PÉRDIDA DEL EJERCICIO CORRIENTE		9,094,239.99
	MÁS GASTOS QUE NO SON DESEMBOLSOS		43,554,048.24
	FLUJO NETO		52,648,288.23

Cuadro 5.10. Estado de Pérdidas y Ganancias proyectado año 2014



Año	1	2	3	4	5	6	7	8
Inversión	52,807,575	44,651,325	40,857,575	40,857,576				
Recuperación	12,665,550	25,331,100	37,996,650	50,662,199	50,662,199	50,662,199	50,662,199	50,662,199
Préstado 2015		8,823,747	8,823,747	8,823,747	8,823,747	8,823,747		
Préstado 2016			9,763,845	9,763,845	9,763,845	9,763,845		
Préstado 2017				8,934,271	8,934,271	8,934,271	8,934,271	
Préstado 2018					8,934,271	8,934,271	8,934,271	8,934,271
Pago préstamos		8,823,747	18,587,593	27,521,864	36,456,136	36,456,136	17,868,543	8,934,271
Saldo de caja		3,841,802	6,743,507	10,474,785	14,206,064	14,206,064	32,793,657	41,727,928
Tasa ed interés		9.00%						

Cuadro 5.11. Modalidad de financiamiento con el uso de recursos por disminución de pérdidas de energía.

5.12.7. Pasos a seguir para el financiamiento del plan integral:

Con el objeto de financiar y ejecutar los proyectos planteados en el plan integral se deben realizar los siguientes pasos:

- Realizar los estudios y diseños de los proyectos para determinar los requerimientos de equipos, materiales, mano de obra, fiscalización, indirectos, otros.
- Determinar los ingresos que contemplen cada uno de los proyectos, en función de los planes piloto o el conocimiento del Personal dedicado a estas actividades.
- Realizar la evaluación económica - financiera de cada proyecto para determinar su factibilidad de ejecución.
- Plantear los proyectos al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER, para que sean incluidos en el Presupuesto General del Estado.
- Realizar el análisis de los ingresos y costos (flujo de fondos) de los proyectos para determinar la factibilidad de contratación de financiamientos, mediante créditos a la Corporación, con base en los ingresos adicionales que generan.
- Realizar el análisis del Estado de Pérdidas y Ganancias PyG para determinar si es factible afrontar con recursos propios la ejecución de los proyectos y el efecto sobre los estados financieros.
- Definir con claridad la modalidad de financiamiento, que puede ser una combinación de las modalidades descritas en este punto.
- Plantear el flujo definitivo de fondos para el financiamiento de los proyectos.
- Realizar el control y seguimiento para concretar los flujos de fondos que se requieren para la ejecución de los proyectos.
- Ejecución de los proyectos considerando el seguimiento que se describió en este trabajo para garantizar el cumplimiento de los cronogramas previstos.



CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Contenido

6.1 CONCLUSIONES	- 231
6.2 RECOMENDACIONES	- 233
6.3 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	- 234

CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES:

Con base en el análisis de los aspectos tratados en esta tesis se presentan las siguientes conclusiones:

- ✓ El marco jurídico que se tiene en el Ecuador para evitar los hurtos y robos de energía, si bien regula en parte y prohíbe estas acciones, no tiene la base de proceso para volver más efectiva estas acciones jurídicas que se deben realizar para sancionar estos hechos, tanto así que no se ha podido concretar sentencias condenatorias sobre estos temas. Es preciso fortalecer la base legal para que se constituya en herramienta para el control de las pérdidas de energía, que afectan técnica y económicamente a las empresas distribuidoras y por ende al Estado ecuatoriano.
- ✓ Los datos estadísticos de las pérdidas de energía de los últimos años, en las empresas distribuidoras del Ecuador, dan como resultado que aquellas que tienen mayores niveles de pérdidas de energía también tienen malos indicadores de gestión: comerciales, técnicos, administrativos, financieros, entre otros; de lo que se puede deducir que este problema está relacionado directamente con el manejo de toda la empresa, de allí el planteamiento de un trabajo en conjunto entre todos los estamentos que conforman CNEL EP.
- ✓ Desde el inicio de la conformación de CNEL EP se ha planteado y gestionado la disminución de las pérdidas de energía como un objetivo primario, por lo que se ha planteado y ejecutado acciones para su disminución, alcanzándose reducciones desde el 26% en el año 2009 hasta 19,15% a diciembre de 2013, pero no ha habido la coordinación efectiva en la ejecución de los proyectos y las acciones para mejorar los procesos, por lo cual se plantea en este trabajo un esquema completo para ejercer el control en este tema, con el fin de alcanzar el objetivo planteado para la Corporación.
- ✓ Se indicó también que los hurtos y alteraciones que se realizan en los sistemas de medición, para evitar el correcto registro de los consumos de energía, son cada vez más sofisticados y se han encontrado alteraciones con modificaciones en los mismos circuitos



integrados y en las programaciones de los medidores de energía, razón por la cual el control debe contar con tecnología de punta para detectar este tipo de fraudes y con la sistematización de los procesos para eliminar dichas alteraciones y prever que no se vuelvan a producir.

- ✓ El Gobierno Central a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, del Ministerio de Finanzas, y del CONELEC, ha implementado programas para la reducción de pérdidas de energía; como en los últimos años el programa denominado PLANREP, que contempla la inversión en proyectos encaminados directamente a reducir las pérdidas de energía en las empresas de distribución eléctrica. Estos programas han dado buenos resultados al nivel nacional; pero se debe continuar e incluso intensificar estos programas para lograr la disminución de las pérdidas de energía en todas las empresas.
- ✓ De los análisis realizados de los indicadores financieros de los proyectos de control de pérdidas de energía ejecutados en la Corporación, se puede colegir que son altamente rentables, por lo que su desarrollo organizado da resultados positivos para mejorar las condiciones económicas de la Corporación.
- ✓ Así mismo se puede determinar que en algunas Unidades de Negocio de CNEL EP, existen falencias en cuanto a la organización y la ejecución de los proyectos y acciones para la reducción de pérdidas y otros aspectos, ya que por ser un proceso ligado a todos los demás de la Corporación, no ha dado todos los resultados esperados para alcanzar las metas en los niveles de pérdidas.
- ✓ Para alcanzar las metas que se han propuesto en la Corporación, se requiere de: la infraestructura, definición y homologación de los procesos en todos los ámbitos, una estructura de organización general y para el control y seguimiento de los proyectos y acciones para la reducción de pérdidas, un marco jurídico que facilite la sanción de los infractores, concienciación al personal interno y a los clientes sobre los efectos que causan estas alteraciones, entre otros aspectos.
- ✓ El plan contempla la sistematización de todos los aspectos relacionados con la reducción de pérdidas de energía, para mantener los bajos niveles y que no se produzca el denominado efecto rebote, que se ha producido en empresas de otros países.

6.2 RECOMENDACIONES:

Para concluir este trabajo, a continuación se presentan algunas recomendaciones que concuerdan con los planteamientos realizados en los capítulos de esta tesis:

- ✓ Ejecutar el Plan Integral propuesto que considera todos los aspectos que tienen relación con la reducción de la pérdidas no técnicas de energía, estrategias como son: técnicas, comerciales, administrativas, gestión social (comunitarias y comunicacionales) y normativas. Cada estrategia a su vez consiste de una serie de acciones concretas direccionadas a lograr el objetivo estratégico de la Corporación CNEL EP.
- ✓ Manejar de manera automatizada los indicadores de gestión y operativos con el uso de un sistema “BI” (business Intelligence), que permita el seguimiento en línea de los aspectos monitoreados, Así también incluir en un sistema BPM (Business Process Management) los procedimientos de control de energía para automatizar su ejecución y contar con los controles correspondientes.
- ✓ Ejecutar aquellos proyectos cuya relación Beneficio/Costo (B/C) sea mayor a la unidad y presenten las más altas tasas internas de retorno (TIR), de forma que se obtenga el mayor beneficio económico y financiero para la Corporación, pues como se mencionó anteriormente, los proyectos de reducción de pérdidas analizados hasta diciembre de 2013, son altamente rentables. Así también, se debe emprender en otras formas de financiamiento de estos proyectos, aplicando el modelo financiero descrito.
- ✓ Involucrar a todas las instancias internas de la Corporación, a los organismos del sector eléctrico y a los clientes, en el Plan Integral propuesto, de forma que contribuyan a las soluciones y el apoyo a las acciones que se emprendan, considerando que el tema tratado tiene relación con todos los actores mencionados. ;
- ✓ Implementar de manera prioritaria la estructura de organización administrativa para la ejecución de los proyectos y acciones de mejora de los procesos, que permitan garantizar la ejecución en los tiempos y cronogramas propuestos; este aspecto otorga las responsabilidades del Plan Integral en cada Instancia de la Corporación y garantiza que se

ejecute el control de las acciones planteadas, bajo el concepto administrativo general que deben cumplir con: las especificaciones, el plazo y el costo definidos en cada proyecto.

- ✓ Implementar lo antes posible como mejora temprana la estructura organizacional de la Corporación CNEL EP, que fue propuesta en el proyecto E-mig, hasta que se defina la fusión entre las empresas CELEC EP y CNEL EP; así también implementar los procesos y procedimientos establecidos en este mismo proyecto.

6.3 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN:

El presente trabajo de investigación establece algunas pautas en las que se puede profundizar la investigación, las cuales se presentan a continuación:

- ✓ Analizar el efecto que tendrá la LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, promulgada en el Tercer Suplemento del Registro Oficial N° 418 del viernes 16 de enero de 2015, en los procesos de reducción de pérdidas de energía en las empresas de distribución eléctrica.
- ✓ Realizar el análisis para encontrar el punto de equilibrio entre el beneficio y el costo de los proyectos y acciones que se realizan para la reducción de pérdidas de energía, ya que al ir reduciendo el nivel, los proyectos son más costosos en relación a los beneficios y se puede determinar el punto hasta el cual es conveniente ejecutar este tipo de proyectos.
- ✓ Investigar la conveniencia y los costos en los que se debe incurrir para mantener los niveles de pérdidas, en los óptimos alcanzados para evitar el efecto rebote y se produzcan incrementos en los niveles indicados.
- ✓ Realizar el análisis y presentar un modelo estadístico para, en función de los datos de consumos históricos y otras variables, determinar con relativa precisión los posibles casos de alteraciones de los sistemas de medición, para optimizar el proceso para su revisión.
- ✓ Analizar el uso de nuevas tecnologías y métodos para evitar el hurto de energía, ya sea con el uso de nuevas formas o el mejoramiento de los procesos y métodos existentes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONELEC, «Estadísticas del Sector Eléctrico - SISDAT,» Quito, 2013.
- [2] A. CONSTITUYENTE, *MANDATO CONSTITUYENTE 15*, Monte Cristi, 2008.
- [3] C. NACIONAL, *LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO*, Quito: Suplemento - Registro Oficial N° 43. Jueves 10 de octubre de 1996, 1996.
- [4] P. D. L. R. D. ECUADOR, *CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS*, Quito: Decreto Ejecutivo N° 2713 de 7 de junio de 2002. R.O. N° 598 de 17 de junio de 2002, 2002.
- [5] E. E. P. E. C. N. D. E. C. EP, «ESTATUTO ORGÁNICO POR PROCESOS MISIÓN, ATRIBUCIONES, PRODUCTOS,» Guayaquil, 31 de marzo de 2013, 2013.
- [6] W. O. A. GUTIÉRREZ, «METODOLOGÍA DE VALORACIÓN DE PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» *CLADE 2008 CONGRESO LATINOAMERICANO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA*, p. 8, Septiembre 2008.
- [7] Á. R. FUENTES y M. V. CÁRDENAS, *ESTUDIO PARA DISMINUIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NEGRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN LAS CUMBRES*, Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, 2007.
- [8] L. L. PÉREZ, *ESTRATEGIA INTELIGENTE EFICIENTE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LAS INSPECCIONES DE SUMINISTROS DE LAS EMPRESAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO*, Barquisimeto, Venezuela: Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio José de Sucre", 2011.
- [9] R. C. MARTÍNEZ y C. H. ROMÁN, *MODELO TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL CÁLCULO DE COSTOS DE PÉRDIDAS EN LA EEQSA*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- [10] F. S. GIMENEZ, «ESTRATEGIA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS A TRAVÉS DE MEDIDORES TOTALIZADORES EN LA AGENCIA REGIONAL ALTO PARANÁ,» *XIII ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ*, p. 8, 2009.
- [11] B. S.A., *MATERIALES PARA LÍNEAS AÉREAS PREENSAMBLADAS*, Santiago; Chile.
- [12] C. G. PACHECO y G. BUSTOS, «PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS,» *CIDEL ARGENTINA 2010*, p. 6, 2010.
- [13] M. C. D. S. ESTRATÉGICOS, «CATÁLOGO DE INVERSIÓN PARA PROYECTOS ESTRATÉGICOS,» Quito, 2012.
- [14] P. E-MIG, *SEMANA DEL CONOCIMIENTO*, Guayaquil, 2013.
- [15] C. P. LONDOÑO, *CADENA CRÍTICA DE ALIYAHU GOLDRATT UNA APLICACIÓN PRÁCTICA*, Antioquia.
- [16] C. CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, *REGULACIÓN N° CONELEC 008/11 PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL*, Quito, 2011.
- [17] C. N. D. E. C. EP, *PLAN ESTRATÉGICO 2014 - 2017*, Guayaquil, 2013.
- [18] J. M. YANES y Ó. GAITAN, «HERRAMIENTAS PARA LA GESTIÓN ENERGÉTICA EMPRESARIAL,» *SCIENTIA ET TECHNICA*, 2005.
- [19] J. D. J. B. VÁSQUEZ, *GERENCIA DEL MANTENIMIENTO PARA LA REDUCCIÓN, EL CONTROL Y EL SOSTENIMIENTO DE NIVELES ÓPTIMOS DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN*, Antioquia.
- [20] Y. CARBONE y T. PULGAR, «REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN COMUNIDADES INFORMALES,» *CIGRE COMITÉ NACIONAL VENEZOLANO*, n° 336, p. 10, 2007.
- [21] Z. M. JALLER y V. O. BELTRAN, *DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA GESTIÓN COMERCIAL CON LOS CLIENTES PREFERENCIALES DE CODENSA S.A. ESP*, Bogotá:



Pontificia Universidad Javeriana, 2004.

- [22] O. L. D. E. -. OLADE, «INFORME PROYECTO APOYO A LA INTEGRACIÓN Y DESARROLLO ENERGÉTICO DE CENTROAMÉRICA. ASISTENCIA TÉCNICA PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE NICARAGUA,» OLADE, 2009.