



Escuela de Graduados

Tesis para optar por el título de:

Maestría en Gerencia y Productividad

Título:

“Propuesta de mejora del Proceso de Gestión de Energía por Circuito en la Ciudad de Santo Domingo. Caso: Empresa EDESUR Dominicana, año 2014”

Sustentante:

Nombre:

Matrícula

Phillips Rijo Tejeda

2014-2153

Asesora:

Edda Freites, MBA

Santo Domingo, D. N.

Agosto 2014

RESUMEN

El siguiente proyecto tuvo como finalidad plantear una propuesta de mejora al procedimiento actual de gestión de energía por circuito de la Ciudad de Santo Domingo en la empresa EDESUR Dominicana. El objetivo principal es que se realice una modificación en la actual estructura planteada para la gestión de energía por circuitos. Para lograr tal objetivo la mejora planteada se fundamenta en el cambio de responsabilidades y gestión continua de personal asignado, es decir, específicamente la asignación de una brigada técnica de manera permanente y continua a la gestión del circuito, siendo esta la única responsable de la gestión y resultados obtenidos en el mismo. Los resultados deseados luego de la aplicación de esta mejora serán para garantizar y asegurar los valores en los indicadores de gestión. Para apoyar la investigación se analizó el punto crítico del actual procedimiento aplicado y se procedió a realizar la mejora al proceso.

INDICE

	Pág.
AGRADECIMIENTO	vii
INTRODUCCION	1
CAPITULO I: MARCO TEORICO	
1.1 Sector Eléctrico Dominicano. Antecedentes.....	2
1.1.1 Proceso de Capitalización.....	4
1.1.2 Proceso pos Capitalización.....	6
1.1.3 Esquema Tarifario.....	10
1.2 Definiciones.....	12
1.3 Estado Sector Eléctrico Dominicano.....	17
1.3.1 Factura de Energía Eléctrica.....	17
1.3.2 Subsidio Sector Eléctrico Dominicano.....	18
1.4 Consumo de energía en República Dominicana.....	20
1.4.1 Consumo Energía por Empresa Distribuidora.....	21
1.4.2 Oferta y Demanda del Sector Eléctrico Dominicano.....	22
1.4.3 Demanda no abastecida.....	22
1.5 El subsidio eléctrico.....	23
1.6 El Robo de la Luz.....	23
1.7 Comparación del sistema eléctrico dominicano con el puertorriqueño.....	27
CAPITULO II: METODOLOGIA DE INVESTIGACION	
2.1 Historia EDESUR Dominicana.....	28
2.2 Ubicación geográfica.....	30
2.3 Misión.....	30

2.4	Visión.....	30
2.5	Valores.....	31
2.6	Estructura Organizacional de EDESUR Dominicana.....	32
2.7	Consejo de Administración.....	33
2.8	Áreas.....	35
2.9	Descripción y elementos del Sistema de Energía Eléctrica..	40
2.9.1	Descripción general de los procesos que involucran la Gestión de Energía.....	48
2.10	Recolección datos para la propuesta de mejora del proceso de gestión por circuito.....	50
2.10.1	Diseño y tipo de estudio.....	50
2.10.2	Población y muestra.....	50
2.11	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	51
2.12	Procedimiento.....	52
2.13	Entrevistas.....	53
2.13.1	Entrevista realizada al Gerente del Sector Santo Domingo Centro y al Gerente del Sector Santo Domingo Este.....	53
2.13.2	Entrevista realizada a los Encargados Técnicos de la Oficina Comercial del Sector Santo Domingo y la Oficina Comercial Sector Santo Domingo Este.....	53
2.13.3	Entrevista realizada a personal Técnico de la Oficina Comercial del Sector Santo Domingo y la Oficina Comercial Sector Santo Domingo Este.....	54
2.14	Diagrama de proceso de la Gestión de Energía por Circuito..	55
2.15	Diagrama de flujo o recorrido de la Gestión de Energía por Circuito.....	56

CAPITULO III: PROPUESTA DE MEJORA DEL PROCESO DE GESTION DE ENERGIA POR CIRCUITO EN LA CIUDAD DE SANTO DOMINGO

3.1 Propuesta.....	57
3.1.1 Descripción del nuevo método de trabajo.....	57
3.1.2 Diagrama de proceso propuesto de la Gestión de Energía por Circuito.....	58
3.1.3 Diagrama de flujo propuesto de la Gestión de Energía por Circuito.....	59
3.1.4 Garantías de la Propuesta de Mejora.....	60
CONCLUSION.....	vii
REFERENCIAS.....	viii

INDICE DE TABLAS

Tabla No.	Punto	Nombre de la tabla	No. página
1	1.6	Evolutivo de Cobranzas por Empresa Distribuidora de Electricidad	24
2	1.6	Evolutivo de Pérdidas por Empresa Distribuidora de Electricidad	25
3	1.6	Clasificación de los Circuitos de acuerdo a su nivel de Cobranzas y Pérdidas	26
4	1.6	Cantidad de Clientes Facturados	26
5	1.6	Porcentaje de Clientes Facturados %	26
6	2.9	Pérdidas por Agente	41
7	2.9.1	Clasificación de los Circuitos de acuerdo a su nivel de Pérdidas y Cobranzas	49

Grafico No.	Punto	Nombre de la tabla	No. página
1	1.6	Evolutivo Cobranzas por Empresa (%)	24
2	1.6	Pérdidas por Empresa Distribuidora (%)	25
3	2.6	Estructura Organizacional de EDESUR Dominicana	32

Diagrama No.	Punto	Nombre de la tabla	No. página
1	2.14	Diagrama de proceso de la Gestión de Perdidas por Circuito	55
2	2.15	Diagrama de flujo o recorrido de la Gestión de Perdidas por Circuito	56
3	2.1.2	Diagrama de proceso propuesto de la Gestión de Energía por Circuito	58
4	2.1.3	Diagrama de flujo propuesto de la Gestión de Energía por Circuito	59

Figura No.	Punto	Nombre de la tabla	No. página
1	2.9	Agentes del Mercado Eléctrico	41

AGRADECIMIENTO

A Dios, gracias por oírme en mis momentos difíciles y de cansancio, perdón por no tenerte tan presente en los momentos que sí debía.

A mi familia, gracias por respetar mis decisiones y apoyarme en mis momentos de grandes compromisos.

A los grandes amigos que descubrí en la Universidad, gracias por el tiempo compartido, sirvió de gran enriquecimiento para mi persona.

A mi asesora, Edda Freites, gracias infinitas por guiarme durante este proceso, gracias por colaborar a la realización de este proyecto posible.

A todos los que contribuyeron con la elaboración de este trabajo.

INTRODUCCION

Este proyecto propone una mejora en el Proceso de Gestión de Energía por Circuito en la Ciudad de Santo Domingo aplicado a la empresa EDESUR Dominicana, año 2013. Esto debido a la deficiencia que presenta el proceso actual de gestión.

Este proyecto plantea como objetivo general una mejora en proceso de gestión de energía por circuito en la Ciudad de Santo Domingo.

Como objetivo específico presenta la importancia de la permanencia del personal técnico en el área a gestionar energía, de manera que se aseguren los valores de los indicadores.

La recolección de la información se realiza mediante encuestas a los diferentes protagonistas que interviene en el procedimiento de gestión. Además, de consultas a manuales de procedimientos corporativos.

El proyecto está compuesto de tres capítulos. En el primer capítulo se describe la historia del Sector Eléctrico Dominicano, el desarrollo del periodo de capitalización de las empresas de electricidad, el consumo de energía en la República.

En el segundo capítulo describe la empresa EDESUR Dominicana, escenario donde se analiza el procedimiento a proponer la mejora. Además presenta como está estructurada la empresa y como se describen de manera general los procesos que involucran la gestión de energía.

El tercer capítulo lo conforma la propuesta, en este se detalla la mejora al procedimiento que debe aplicarse para garantizar los resultados esperados en el proceso de gestión de energía por circuito.

CAPITULO I: MARCO TEORICO

Luego del 1997 en la República Dominicana se inicio un proceso de capitalización que culmino con la promulgación de la Ley General de Electricidad en el año 2001, con la cual, entre otras cosas quedaron establecidas las diferentes normas que regirían el nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Desde sus inicios el mercado eléctrico dominicano, al igual que otros mercados, no funciona en una competencia perfecta, los cuales deben ser afrontados desde el punto de vista regulatorio. El trabajo de las empresas eléctricas de distribución entonces se centra en la gestión, del suministro de la energía eléctrica de manera confiable, entre otras cosas, la cobranzas que es uno de los principales pilares con el cual se sostendrá el sector eléctrico dominicano para poder lograr que la demanda de energía eléctrica quede plenamente satisfecha, buscando en todo momento la eficiencia y el beneficio social.

1.1 Sector Eléctrico Dominicano. Antecedentes¹

El marco legal existente previo a la capitalización se sustentaba en la ley orgánica de la Secretaria de Estado de Industria y Comercio, una ley que no se refería de manera extensa a la industria eléctrica, sino que enfocaba el tema de la energía concentrándose en los combustibles. La ley orgánica de la antigua CDE, la cual era juez y parte ya que se regulaba a sí misma, tomaba las decisiones de inversión y tomaba las decisiones de regulación en lo concerniente a calidad y precios del servicio. No existía ninguna institución distinta a la CDE que velara de manera independiente por los temas de calidad y precios, no existía un marco regulatorio formal para las relaciones entre suplidores y consumidores, y desde ese punto de vista los consumidores

eléctricos eran cautivos de un suplidor único. No había entonces, una relación

¹<http://www.adie.org.do>

profunda entre calidad del servicio, obligaciones del proveedor y derechos del consumidor, por no existir un marco legal institucional que creara los incentivos correctos para que eso sucediera.

Esa fue una de las principales deficiencias existentes sobre la que no se ha analizado mucho, y el cambio que en su sentido promovía la reforma del sector para los ciudadanos era uno de sus principales objetivos que nunca se resaltó en su justa dimensión.

La principal deficiencia de la industria antes de la capitalización, en adición a la deficiencia Institucional ya mencionada, era la insuficiencia de inversión, la cual tenía su origen en que la industria no autogeneraba los recursos necesarios para su crecimiento.

Esto se debía al hecho de que los ingresos que captaba la CDE no cubrían los costos totales de operación y desarrollo de la industria. La estructura de la tarifa, o dicho de otra manera las escalas tarifarias, incluía subsidios cruzados muy distorsionados lo que determinaba que un porcentaje de la población pagaba una tarifa muy por encima de la tarifa técnica que debían pagar (al igual que hoy día) pero en aquel entonces existía un porcentaje mucho mayor de energía entregada a consumidores sin que se pagara o a un precio muy por debajo del real. Esto generaba una insuficiencia de fondos, por lo que CDE como empresa no contaba con suficientes ingresos de caja, incluyendo los ingresos provenientes de las transferencias del Gobierno Central, que le permitieran cubrir sus costos operativos e inversiones corrientes y hacer una reserva para su crecimiento (para poder hacer las inversiones que cubrieran los crecimientos de demanda en las diferentes áreas de distribución, transmisión y generación). La falta de recursos suficientes para garantizar la necesidad de crecimiento fue lo que dio origen a que desde los inicios de la década de 1990 se fueran incorporando empresas generadoras privadas, las que suplían con retraso las necesidades de generación. Sin embargo, las inversiones necesitadas en las áreas de transmisión y distribución se retrasaron todavía más, y fueron posibles gracias a endeudamiento externo con las agencias multilaterales. Esas deficiencias

operativas se originaban por la permanencia de la política en la industria, lo cual impedía implementar una visión de lo que debe ser una industria que produzca suficientes recursos para garantizar no solamente la calidad del servicio a nivel de la demanda presente, sino también para desarrollar las inversiones de crecimiento futuro. Hoy en día es cada vez mayor el número de ciudadanos que entiende esta situación y que demanda el establecimiento de una visión correcta desde el Estado para la industria.

1.1.1 Proceso de Capitalización²

Inicialmente, en la República Dominicana se comenzó a trabajar un proceso de reforma estructural del sector eléctrico y de las empresas públicas que no contemplaba la capitalización como mecanismo de inserción del capital privado. Los trabajos se iniciaron con la redacción de un nuevo marco legal e institucional para la industria eléctrica sin poner énfasis en el proceso de inserción de capital en sí mismo. A final del año 1992 se contrataron los servicios de cuatro profesionales chilenos de muy alto nivel y vasta experiencia (un abogado, dos ingenieros y una economista) con la asistencia técnica del BID. Con dichos consultores se trabajó durante la primera mitad del 1993 y para inicios del tercer trimestre de 1993 ya se contaba con el primer borrador completo del anteproyecto de la ley general de electricidad. Ese documento se discutió posteriormente en el seno de la Comisión Nacional de Energía creada por Decreto en aquel entonces, que concluyó los trabajos de elaboración final del proyecto que se presentó al Congreso en Diciembre del 1993. Dicho proyecto de ley se estancó en el Congreso hasta la primera mitad del 2001 cuando fue aprobado. Es importante mencionar que el texto aprobado en el 2001 se diferencia muy poco del texto que fue sometido originalmente en el 1993.

Como Evento, la capitalización tuvo una primera etapa que fue desarrollar los trabajos de definición de cuál era la visión que como Nación o Estado

²<http://www.adie.org.do>

Dominicano se quería para la industria eléctrica; poner en blanco y negro esa visión, convencer a los capitales privados para que la compartieran y vinieran a invertir a la República Dominicana.

Fue bastante exitoso, ya que efectivamente se lograron todos los objetivos trazados.

La historia de cómo surgió la propuesta de adoptar el mecanismo de capitalización es la siguiente. Entre el 1994 y el 1996, el país estaba enfocado en la reforma constitucional que se realizó durante ese periodo y en la solución a la crisis política del 1994. El país estuvo detenido en cuanto a nuevas decisiones políticas y el proceso de privatización sufrió esa misma suerte ya que es un proceso cuya ejecución demanda mucho capital político. El proyecto de ley sometido en 1993 perimió y no hubo avances en el Congreso. Desde el punto de vista político o de negociaciones políticas para llevar adelante el proceso todo se detuvo entre 1994 y 1996. Sin embargo, durante ese periodo hubo un pequeño equipo técnico de cuatro personas que siguió trabajando amparado y financiado básicamente con unos fondos de la cooperación del BID y luego de ayudas adicionales asignadas primero por el Banco Mundial y luego por la USAID, y se fueron realizando todos los trabajos técnicos que iban puntualizando la visión general que estaba bosquejada en el proyecto de ley. Fue ahí cuando se definió técnicamente que el país quería dividir la CDE en empresas de generación, de transmisión y de distribución; fue ahí que se definió que serian tres las empresas de distribución regionalmente distribuidas en la forma en que resultaron. En lo concerniente al tema eléctrico se concluyó que era urgente llevar adelante el proceso de privatización bajo algún esquema, más que nada porque la crisis eléctrica en los años 1995 y 1996 fue muy fuerte.

En ese escenario es donde se decide que la estrategia de inserción del sector privado a la industria eléctrica de la República Dominicana se haría mediante un proceso de capitalización similar al que se realizo en Bolivia, ya que cuando se capitaliza una empresa no se enajena el activo, sino que se atraen nuevos capitales para reactivar la empresa manteniendo el

activo original invariable en manos del mismo propietario estatal. Esa fue la solución que los partidos políticos dominicanos encontraron para poder viabilizar un nuevo orden institucional que incluyera la participación de capital privado en la industria eléctrica y la administración privada de una gran parte de esa industria eléctrica.

1.1.2 Proceso pos Capitalización³

La estructura del sector post capitalización fue bien sencilla porque los trabajos técnicos ya estaban terminados. Resultaron tres empresas distribuidoras, todas de capital mixto y en cuanto a la generación, resultaron dos empresas de generación térmica de lo que anteriormente era la CDE térmica, ambas de capital mixto. Asimismo, las anteriores empresas generadoras privadas que tenían contratos con la CDE (los IPPs) siguieron operando como generadoras 100% de capital privado; algunas de ellas pasaron casi inmediatamente al mercado, otras pasaron al mercado con posterioridad y hoy en día solo dos empresas generadoras se mantienen con contratos directos con CDEEE. Todas las demás empresas generadoras incluyendo las capitalizadas de Ege-Haina e Itabo tienen contratos directamente con las empresas distribuidoras tanto la empresa de transmisión eléctrica como la empresa de generación hidráulica conformadas como parte del esquema de la estructuración industrial que se definió para la capitalización, se mantienen 100% públicas.

La capitalización permitió la entrada y el fortalecimiento en el mercado eléctrico dominicano de varios jugadores.

AES, que ya tenía una inversión en una empresa generadora IPP (DPP-Los Minas), es en la capitalización cuando se convierte en un jugador clave al adquirir EDE ESTE. Posteriormente, en el 2001 adquiere a GENER, una

³<http://www.adie.org.do>

empresa chilena de mucha experiencia en América Latina que introdujo una cultura empresarial diferente y original al país principalmente a través de la empresa Itabo, con lo que indirectamente se hizo del control de Itabo.

Dentro del grupo que inicialmente capitalizó a EgeHaina se encontraban empresas como CDC y HartEnergy (las cuales posteriormente se fusionaron en Globeleq, empresa que jugó un rol preponderante en el país por más de un lustro), Enron, TCC-Seaboard y Basic Energy.

Dentro de los que capitalizaron a Itabo junto a Gener estaba El Paso Corporation, una empresa que había absorbido a Coastal Corporation en los Estados Unidos y que también era en ese entonces una empresa de nivel mundial.

Unión Fenosa capitalizó dos distribuidoras y posteriormente hizo una inversión en generación.

De tener solamente empresas generadoras bajo contratos IPP con la CDE, la capitalización permitió tener ya una industria diversificada con segmentos claros de transmisión e hidráulico en manos del Estado, y de distribución y generación térmica en manos privadas, con por lo menos cuatro grandes agentes internacionales: Unión Fenosa, AES, El Paso-Gener y Globeleq. La expectativa de tener agentes de la categoría y peso financiero como éstas empresas en el sector eléctrico de la República Dominicana planteaba un escenario muy optimista.

El empresariado dominicano fue tímido para apoyar la capitalización de la industria eléctrica y solamente en EGE Haina hubo una participación minoritaria de un grupo financiero económico dominicano de forma directa.

Los grupos que entraron en el mercado eléctrico dominicano empezaron a movilizar nuevas inversiones, dejando como resultado que dentro de los primeros cuatro años se instalaron 1,180 nuevos megavatios al sistema, al tiempo que la empresa Itabo se repotenció y las plantas Itabo I e Itabo II se

pusieron a trabajar con carbón, cosa que no hacían desde mediados de la década de 1980:

- 180 megavatios fueron instalados por la empresa Palamara- La Vega de Unión Fenosa;
- 300 megavatios por la empresa Andrés del Grupo AES, que también construyó la terminal de gas;
- La empresa Monte Río Power, un Joint Venture entre un grupo local y la empresa Caterpillar instaló 100 megavatios en Azua;
- La empresa CESPMP cuenta con 300 megavatios en San Pedro de Macorís, los cuales fueron instalados por Cogentrix;
- EGE Haina trajo la planta Sultana del Este con 150 nuevos megavatios y concluyó la central Barahona Carbón (42 megavatios) que tenía 10 años en construcción y no había podido ser terminada por el Estado Dominicano;
- LAESA ha estado instalando hasta la fecha 60 megavatios de nueva generación;
- 240 megavatios de las plantas de ITABO repotenciadas.

El resultado neto de la capitalización en el sector de generación ha sido la instalación de prácticamente el 90% de la potencia base del sistema y de las plantas que generan el 80% de la energía que se produce y consume en el sistema nacional interconectado.

Descripción de la situación económica que dio lugar a los contratos del Arreglo de Madrid. En qué consisten dichos contratos.

Desde Agosto de 1999, cuando el sector privado asume el control de las empresas distribuidoras, todo el año 2000 y la primera parte del 2001, las compañías distribuidoras estuvieron consumiendo su capital de trabajo a una velocidad mucho mayor de lo que inicialmente habían proyectado los modelos financieros tanto de las propias empresas al momento de financiarse, como del Estado Dominicano al momento de la capitalización.

Esa situación tuvo su origen en el incremento del precio de los combustibles en el periodo 1999 –2001, a la falta de ajuste tarifario, la no entrega a tiempo y completa del subsidio que dicha intervención tarifaria conllevaba y al hecho de que no se comenzara a atacar el tema del fraude de manera directa como debió hacerse inmediatamente desde septiembre de 1999. La falta de apoyo político del Gobierno a las distribuidoras fue notoria cuando la opinión pública comenzó a atacarlas cuando éstas intentaron iniciar sus estrategias para la eliminación del fraude y el hurto de electricidad en los primeros meses del año 2000. Ante esta situación los inversionistas pidieron al Gobierno su apoyo político para contrarrestar a la prensa y a todo el orden institucional nacional que les impedía hacer su trabajo para acelerar la recuperación de las empresas. Pidieron al Poder Ejecutivo que enviara la señal clara de que la eliminación del fraude eléctrico era un compromiso de Nación lo cual no sucedió y parece que todavía no sucede. La capitalización sucedió en República Dominicana al mismo tiempo que se dieron procesos de privatización en los países de Centro América. En el caso particular de Guatemala, El Salvador y Panamá, las empresas distribuidoras son administradas por los mismos accionistas privados que capitalizaron Edesur, Edenorte y Edeeste en 1999. Y en esos países los administradores privados han alcanzado los objetivos esperados, con los mismos sistemas y los mismos recursos humanos utilizados en la República Dominicana. La diferencia estuvo en que los estados Panameño, Salvadoreño y Guatemalteco entendieron su rol de llevar a cabo un proceso de reforma estructural y apoyaron al sector privado para que pudiera realizar su trabajo y al presentarse escollos tales como el fraude por parte de consumidores con poder político, los gobiernos de esos países apoyaron a las empresas distribuidoras en su tarea de llevar infraestructura para el desarrollo a esas tierras. En el caso dominicano, la voluntad política de apoyar a las distribuidoras a hacer su trabajo no ha estado presente, y eso trajo como consecuencia que las tres empresas distribuidoras capitalizadas están hoy otra vez en manos del Estado Dominicano. Ahora bien, hubo un intento por parte de las distribuidoras privadas de salvar la situación. Y es lo que se conoce como los Acuerdos de Madrid.

Ante la situación de pérdida acelerada de su capital de trabajo y la falta de apoyo político por parte del Gobierno para ajustar tarifas y combatir el fraude, las distribuidoras solicitaron que entonces se les definiera un esquema en el cual pudieran adquirir la energía más barata de los generadores siempre que se respetara la estructura tarifaria. El Gobierno propuso a las empresas generadoras modificar los contratos de venta de energía existentes en 2001 de forma tal que redujeran sus precios de corto plazo a cambio de una extensión de plazo, manteniendo su mismo valor presente neto. Con esa medida las distribuidoras tendrían un respiro en el corto plazo y podrían seguir operando. La idea no era del todo equivocada, pero sucedió algo que no había sido considerado: La crisis bancaria de 2003 con su secuela devaluatoria y la falta de cumplimiento de los ajustes tarifarios ante la devaluación. Esa fue la gota de agua que se derramó, determinando la salida de los operadores privados de las distribuidoras dominicanas.

1.1.3 Esquema Tarifario³

A falta de la decisión política para implementar la tarifa técnica desde sus orígenes, la opción elegida fue estructurar un desmonte de la estructura tarifaria existente en un periodo de ocho años que debió haber concluido en el 2006.

La estructura tarifaria actual, al igual que la pre-existente a la capitalización, cuenta con un ajuste mensual ante el incremento de los precios de los combustibles.

A medida que aumentaban los costos de la generación por un incremento real de su insumo principal que es el combustible, las empresas generadoras ajustaban sus precios de venta a las empresas distribuidoras. Pero las empresas distribuidoras no podían ajustar sus precios de venta a los consumidores finales pues el Gobierno intervino la tarifa y no permitió los

ajustes tal y como mandaba la normativa, incluida la Ley General de Electricidad una vez aprobada.

Durante Septiembre de 1999 y Septiembre de 2002 las empresas de distribución capitalizadas se capitalizaron completamente debido a la intervención política de la tarifa, la no entrega del subsidio oficial a tiempo y los altos niveles de pérdidas totales.

Las pérdidas financieras de las empresas distribuidoras por las razones arriba descritas comenzaron a hacer insostenible el esquema a pesar de los esfuerzos que realizaron los administradores privados de las empresas. Este es quizás el más claro ejemplo en la historia económica dominicana de lo catastrófico que puede resultar la intervención política en una industria.

Es preciso recordar que la crisis del año 2003 conllevó una devolución del peso dominicano y su principal efecto sobre el sector eléctrico fue que las tarifas eléctricas no se ajustaron a esa nueva realidad de costo. Esto significó que durante todo el año 2003 hasta principios del 2005 cuando se estabilizó la tasa de cambio alrededor de 30 pesos por dólar, y las tarifas se comenzaron a congelar posteriormente, toda la industria sufrió de un periodo superior a 2 años en el cual existió un rezago muy alto en la tarifa que el Gobierno intentó cubrir a través de subsidios. El poco capital de trabajo que les quedaba a las Distribuidoras se agotó y las mismas comenzaron a depender completamente del subsidio del gobierno, lo que determinó su colapso financiero.

Comenzó el atraso de pagos de las Empresas Distribuidoras a las generadoras de forma sistemática y sintomática. Todo el sector eléctrico comenzó entonces a depender completamente del pago de los subsidios.

La crisis del 2007 vino a profundizar la crisis del 2003. Desde finales del 2006 hasta finales del 2008 hubo un incremento sostenido en el precio de los combustibles, por lo cual aunque se había logrado cierta estabilidad cambiaria en el país, entró en efecto una nueva crisis que tuvo un efecto similar a la anterior. Los generadores incrementaron el costo del combustible en las

facturas a las Empresas Distribuidoras, las cuales no pudieron traspasar esos costos a sus clientes porque el Gobierno no ajustó las tarifas acorde. El incremento implícito dispuesto por el Gobierno en el subsidio a la tarifa no se entregaba completo ni a tiempo a las distribuidoras, lo que generó un faltante de caja que imposibilitaba a las Empresas Distribuidoras pagar el 100% de sus facturas a los generadores. La crisis de los precios del combustible tuvo un impacto similar al de la crisis del 2003, agravado por el hecho de que el subsidio implícito fue mucho mayor debido a que los incrementos en los precios de los combustibles fueron mucho mayores que la devaluación del 2003. El ajuste del 2003 se hizo a finales del 2004, pero el incremento de los precios de combustible principalmente del 2008 todavía al día de hoy acusa un rezago en las tarifas con relación a los costos reales.

1.2 Definiciones⁴

ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN: Prestación del servicio de distribución y comercialización de electricidad por parte de una empresa de distribución, a los usuarios finales.

ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN: Prestación del servicio de comercialización de electricidad por parte de una Empresa Comercializadora, a los usuarios finales.

ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN: Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución, para cada una de ellas, son parecidos entre sí.

AUTOPRODUCTORES: Son aquellas entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo y eventualmente venden excedentes de potencia o energía eléctrica a terceros.

⁴<http://www.adie.org.do>

CDEEE: Es la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE): Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) cuya función principal es la operación en tiempo real del Sistema Interconectado, siguiendo las directrices dictadas por el Organismo Coordinador.

CLIENTE O USUARIO DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD:

Es la persona física o jurídica cuya demanda máxima de potencia es menor a la establecida en el Artículo 108, y que por lo tanto se encuentra sometida a una regulación de precio.

CONSEJO: Es el máximo organismo de dirección y administración de la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo con lo estipulado en el Artículo 31 de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Cantidad de energía eléctrica a la que tiene derecho el cliente o usuario de servicio público de electricidad por el valor pagado, definido al momento en que el suscriptor o cliente active contrato a través del mecanismo que la Empresa Distribuidora disponga.

COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGÍA NO SERVIDA: Es el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial. El monto de este costo será establecido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad.

EQUIPOS DE MEDICIÓN: Conjunto de equipos y herramientas tecnológicas para medir y registrar la electricidad entregada en los puntos de medición;

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN: Empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar un sistema de distribución y es responsable de abastecer de energía eléctrica a sus usuarios finales.

EMPRESA DE GENERACIÓN: Empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias unidades de generación eléctrica.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es operar un sistema de transmisión interconectado para dar servicio de transporte de electricidad a todo el territorio nacional.

EMPRESA HIDROELÉCTRICA: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es construir y operar las unidades hidroeléctricas construidas por el Estado.

EMPRESAS ELÉCTRICAS: Son aquellas cuyo objetivo principal es explotar instalaciones de generación, transporte o distribución de electricidad para su comercialización o su propio uso.

EQUIPOS DE MEDICIÓN: Conjunto de equipos y de herramientas tecnológicas que son utilizados para medir y registrar la electricidad entregada en los puntos de medición.

LEY: Es la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001; modificada por la ley 186-07 de fecha 6 de agosto del año 2007.

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE SERVICIO PÚBLICO: Línea de distribución establecida por una empresa distribuidora dentro de su zona de concesión.

OFICINA DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD

(PROTECOM): Es la dependencia de la Superintendencia de Electricidad cuya función es fiscalizar los procedimientos y acciones de las Empresas Distribuidoras en primera instancia, frente a las reclamaciones de los

consumidores del servicio público, atender y dirimir en segunda instancia las reclamaciones de los consumidores de servicio público frente a las Empresas de Distribución.

RACIONAMIENTO: Estado declarado por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución, en el cual, el Sistema Eléctrico no es capaz de abastecer la demanda por causas de fallas prolongadas de unidades termoeléctricas, sequías, fuerza mayor, u otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI.

RED DE DISTRIBUCIÓN: Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad, desde el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución, hasta el medidor de energía de los clientes, dentro de la zona de concesión.

SALARIO MÍNIMO: Para fines de la presente ley, se entenderá por Salario Mínimo, el sueldo mínimo establecido para los servidores de la Administración Pública.

SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD: Suministra precios regulados de una Empresa Distribuidora, a Clientes o Usuarios del Servicio Público de Electricidad ubicados en sus zonas de concesión, o que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

SISTEMA INTERCONECTADO: Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del organismo coordinador.

TARIFA TÉCNICA: Se entiende por tarifa técnica aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en el Artículo 110 de la presente ley, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrable.

USUARIO O CLIENTE DE SERVICIO PÚBLICO: Se considera usuario de bajo consumo a todo cliente con capacidad instalada igual o menor a 2.0 megavatios. En los próximos años se aplicará el siguiente desmonte: En el año 2002 se reducirá a 1.4 megavatios, en el año 2003 pasará a ser 0.8 megavatios y en el año 2004 pasará a 0.2 megavatios.

USUARIO O CONSUMIDOR FINAL: Corresponde a la persona natural o jurídica, cliente de la empresa suministradora, que utiliza la energía eléctrica para su consumo.

ZONA DE DISTRIBUCIÓN: Área geográfica bajo concesión de distribución donde el servicio eléctrico presenta características similares en los parámetros de mercado, tales como la densidad de la demanda, parámetros físicos y otros que inciden en el costo del servicio.

ZONA DE CONCESIÓN: Área Geográfica establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro del cual la empresa concesionaria tiene el derecho de ser distribuidor exclusivo del suministro de la energía eléctrica demandada por los usuarios sometidos a regulación de precios.

1.3 Estado Sector Eléctrico Dominicano⁵

El problema de la energía eléctrica en nuestro país siempre ha estado en la palestra pública por su deficiencia en el servicio, por sus altas tarifas y por el mal manejo de los fondos de esta institución. Esto afecta directamente a las amas de casas, las labores empresariales y comerciantes los cuales sufren las largas tandas de apagones. En la actual gestión del vicepresidente ejecutivo de la CDEEE, Celso Marranzini, la reducción de los apagones ha sido notoria puesto que el mismo ha desarrollado una serie de proyectos tales como: el aumento de los cobros del servicio energético, la disminución del fraude eléctrico y restablecimiento de los sistemas de 24 horas luz en sectores y provincias del país dentro de los cuales podemos mencionar a El Seibo, San Juan de la Maguana, Las Guáranas provincia Duarte, ensanche La Altagracia de Herrera y Bani.

1.3.1 Factura de Energía Eléctrica⁶

En la actualidad se han escatimados los esfuerzos para solucionar los diversos problemas que afectan el sector eléctrico y se han tomado medidas para menguar la falta de energía en la República Dominicana. Dentro de las soluciones que se han aplicado en los últimos cuatro años podríamos citar: las campañas para incentivar el pago de la energía eléctrica por parte de los consumidores, la penalización de aquellos que se “roban la luz”, inauguración de los parques eólicos Los Cocos y Quilvio Cabrera en Pedernales (aportan 33 megavatios de energía limpia), el uso de bombillos de bajo consumo en los hogares dominicanos, la implementación de las redes sociales para interactuar y mantener informados a los usuarios y los grandes subsidios. Cabe destacar que con la implementación de los parques eólicos el país se economizará anualmente la importación de 200 mil barriles de petróleo y evitará la emisión de unas 70 mil toneladas de dióxido de carbono que es un contaminante a la atmósfera.

⁵<http://www.cne.gov.do>

⁶ <http://www.cne.gov.do>

Dentro de los proyectos futuros para seguir desarrollando el sector eléctrico dominicano se llevara a cabo la segunda etapa de los parques eólicos con la cual el país se situara en el tercer lugar en producción eólica en Latinoamérica. No obstante todas las medidas antes señaladas la CDEEE necesita de US\$500 millones más de subsidio para evitar que la tarifa eléctrica le sea aumentada a los consumidores en el presente año.

1.3.2 Subsidio Sector Eléctrico Dominicano⁷

A partir del 2005, el Gobierno viene consignando en sus presupuestos anuales un subsidio directo al sector eléctrico que oscila entre los US\$350 millones y US\$400 millones.

La realidad siempre ha sido que cada año las estimaciones originales del subsidio eléctrico se ven sobrepasadas con creces por ineficiencia, mala gestión, exceso de personal y gastos corrientes de las distribuidoras y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales.

El subsidio anual real ha oscilado entre los US\$600 millones y los US\$1,200 millones, subsidio que no incluye las aportaciones del Gobierno para inversiones en infraestructura eléctrica (centrales hidroeléctricas, líneas y subestaciones).

A pesar de los cuantiosos recursos del subsidio, al final de cada año la deuda corriente a más de 30 días con los generadores termina entre US\$150 millones y US\$200 millones.

Aunque las autoridades se comprometieron con el FMI a que en el 2010 el subsidio directo al sector eléctrico no excedería los US\$604 millones (según la Carta de Intención del 3 de diciembre de 2010), este compromiso no se

⁷ <http://www.cne.gov.do>

cumplió y el subsidio directo en el 2010 terminó alrededor de los US\$700 millones. La CDEEE sabe cuántos usuarios hay subsidiados, pero ignora cuál es el consumo de cada uno, muchos de los cuales tienen aparatos de aire acondicionado, estufas eléctricas, televisores, calentadores y un sinnúmero de bombillas. La mayoría de estos subsidiados apenas pagan 300 pesos mensuales, contrario a lo que ocurre a quienes pagan la energía, generalmente con facturas elevadas.

Los dominicanos no debemos hacernos ilusiones de que la pésima situación del servicio eléctrico mejorará este año. Hay que prepararse para seguir sometidos a los continuos apagones que siguen azotando a la población, a pesar de que las autoridades pretenden cambiar la realidad por la percepción de que se supe el 84% de la demanda cuando en la realidad apenas se supe el 60%.

El Sr. Hector Linares encargado de la sección economía del periódico El Caribe expuso que se han hecho avances significativos en el sector eléctrico pero que es un problema que tiene solución a largo plazo puesto que los que pagan tarifa eléctrica solo cubren un por ciento de los gastos energéticos.

Las diferentes modificaciones del sector eléctrico ha sido algo que ha variado totalmente cuando se refiere a que se paga más de lo que se consume.

Según un informe leído las tarifas de electricidad en este país están entre las más elevadas de la región de América Latina y el Caribe. Esto se debe a diferentes factores: frágil ambiente institucional, elevados precios negociados inicialmente en contratos de compra de energía con los generadores dependencia del combustible importado, inconvenientes para demandar a grandes deudores morosos, alto riesgos comerciales a los que hacen frente los generadores, como el impago o pago atrasado de las empresas de distribución y/o del gobierno, diminuto índice de recuperación de efectivo (CRI, por sus siglas en inglés) y elevados costos operativos en las empresas de distribución.

El subsidio acumulado de la tarifa eléctrica que otorga el Gobierno dominicano sobrepasó los RD\$7,000 millones en los primeros cinco meses del año, así lo

informó el superintendente de Electricidad (SIE), Juan Bautista Gómez, en un informe. En virtud de la subvención, la entidad establece en la resolución SIE-361/2012, dada a conocer a través de su departamento de Relaciones Públicas, que la tarifa eléctrica para los usuarios no será aumentada este mes. El informe indica que el comportamiento de las variables que determinan la tarifa eléctrica indexada consignan que el fuel oil número seis aumentó un 2.32% al pasar de US\$109.09 a US\$111.62 por barril; el Gas Natural disminuyó de US\$2.7478 a US\$2.5300 el millón de BTU (unidad de medida de calor) y el carbón mineral se mantuvo en US\$110.12 el millón de BTU.

Por otro lado, la tasa de cambio promedio mensual se elevó de RD\$39.07 a RD\$39.08 por dólar. Según explicó el titular del organismo regulador del sector eléctrico dominicano, el subsidio acumulado por este concepto para los primeros cinco meses del año es de RD\$7,437.33 millones.

1.4 Consumo de energía en República Dominicana⁸

Durante los últimos diez años los ciudadanos han sufrido la crisis energética. Las causas de esta problemática son muchas y conocerlas podría ayudar a hacer propuestas de solución. En el siguiente video el Director de Comunicaciones del Senado, José Campusano, dice a qué se debe este problema.

Más del 50% de las plantas generadoras son obsoletas y usan combustibles caros.

Según el Sistema Coordinador en el país hay más de 80 generadoras y 33 hidroeléctricas, pero sólo unas pocas como AES Andrés, San Felipe, Itabo, Barahona Carbón, aportan la energía que se consume en el país. En el siguiente mapa podemos ver la distribución de las hidroeléctricas, subestaciones y otras.

⁸ <http://www.cne.gov.do>

Que muchas plantas estén fuera del sistema eléctrico se debe a que sufren fallas, debido a que una gran cantidad son obsoletas, por lo que el parque energético requiere ser transformado.

Esta situación provoca que el país se endeude con la compra de divisas y a que agote sus reservas para la compra del petróleo que es un bien muy costoso, por lo que los costos de producción son muy elevados y dependen directamente de los combustibles que se utilizan para generar la energía.

A pesar de que se están utilizando las hidroeléctricas, con las cuales es más barato producir electricidad, por su naturaleza no permiten que puedan usarse de forma continua, por lo que sus operaciones solo le permiten el abastecimiento de pequeñas comunidades y no por un tiempo muy prolongado. A esto se agrega que a su vez son presas, usadas para la irrigación y para el abastecimiento de agua potable a la población.

1.4.1 Consumo Energía por Empresa Distribuidora⁹

Las Empresas Distribuidoras suministran actualmente unos 850 GWh mensuales a 1,650,000 consumidores, de los cuales 1,323,000 ya son clientes directos. El costo promedio mensual de la energía distribuida por las Empresas es de 140 millones de dólares.

El proceso de captación de clientes directos por parte de las EDES ha sido un plan sistemático que tiene como objetivo regularizar el servicio de manera tal que el consumo informal e ilegal sea disminuido tanto como sea posible. Es una lucha titánica y continua que se libra, y que al final lamentablemente termina teniendo un costo político.

⁹ <http://cne.gov.do>

1.4.2 Oferta y Demanda del Sector Eléctrico Dominicano⁹

La energía eléctrica es un insumo indispensable para el desarrollo de las actividades económicas y sociales del país, al igual que sus diferentes usos y convertibilidad. El crecimiento económico y poblacional son factores que incrementan la demanda de energía eléctrica en cualquier país del mundo. Esto es más evidente cuando se toma en cuenta el desarrollo industrial y comercial por el uso intenso de la energía eléctrica.

Tan pronto se disponga de un estudio fiable de la proyección de la demanda de energía eléctrica, la oferta podría ser planificada. La planificación de la oferta depende de la disponibilidad, la credibilidad, y los costos de las fuentes para la producción de la energía. Y, por supuesto, también depende de los criterios económicos gubernamentales. La posición ideal para el país prevé la oferta de menor costo. Que se puede llegar aplicando la modalidad de libre mercado o por el monopolio gubernamental.

En la República Dominicana, la planificación de la oferta que se ha hecho ha sido por el libre mercado, desde 1999. A diez años de su implementación, esta modalidad presenta resultados que generan posiciones contradictorias.

Desde el 2004 hasta 2007, la demanda de energía ha experimentado un crecimiento en uno en promedio anual de 2,8 por ciento, es decir, a un ritmo 3 veces mayor que la potencia, que ha mantenido en un 0,9 por ciento de aumento anual promedio. Para el año 2008, se ha calculado una demanda de energía de 1,640 megavatios, suponiendo un crecimiento del 3,35 por ciento con relación al año 2007.

1.4.3 Demanda no abastecida¹⁰

De acuerdo a los resultados finales del IX Censo Nacional de Población y Vivienda 2010 la República Dominicana tiene una población de 9, 445,281

¹⁰ <http://www.cne.gov.do>

habitantes, los cuales necesitan de la energía eléctrica para poder realizar sus actividades diarias, a esto se agrega la actividad comercial e industrial que tanto aporta a la economía nacional. Por esto y otras razones la demanda de energía ha ido creciendo en los últimos diez años, pero a pesar de que tenemos más de 3 Megavatios (MW) de potencia instalados, no son suficientes para abastecer la demanda. La ineficiencia de la mayoría de las plantas provoca que generalmente solo estén disponibles unos 1600 MW, por lo cual la demanda no abastecida es aproximadamente de uno 25%.

1.5 El subsidio eléctrico

Consiste en el dinero que paga el gobierno a los generadores, por lo cantidad de energía que las distribuidoras retiran y el monto que es facturado y cobrado.

El subsidio sería un mal necesario y que por el momento no podrá erradicarse hasta que los contratos existentes no sean reformulados o eliminados, de manera que todos los participantes del negocio salgan beneficiados. Otro punto importante es que si se brinda un servicio de calidad es más probable que a los usuarios no les quede más escapatoria que pagar la factura y así habría menos pérdidas.

1.6 El Robo de la Luz¹¹

Para algunos señalar el fraude eléctrico como parte de las causas no es lo más importante, pues consideran que no es la principal de la problemática, sino una consecuencia de la deficiencia del propio sistema. La mayoría de la población está de acuerdo como podemos verlo en el siguiente video.

Parece imposible encontrar un período en la historia dominicana en el que todas las residencias, empresas e industrias estuvieran reguladas, desde siempre hay quienes “se roban la luz” mediante las conexiones ilegales.

Según el Informe de Desempeño Eléctrico de la CDEEE que la energía consumida sea más que la cobrada genera pérdidas. A continuación mostramos el caso de Edesur, Edenorte y Edeeste en que se indica que en lo que va de año ya se ha perdido el 30% de lo producido.

Tabla.1

Evolutivo de Cobranzas por Empresa Distribuidora de Electricidad				
Cobranzas (%)	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012
Edenorte	89.50%	89.20%	86.90%	86.80%
Edesur	91.40%	91.10%	91.30%	92.20%
Edeeste	94.80%	91.30%	88.91%	88.90%
Total	91.90%	90.53%	89.04%	87.85%

Fuente: Informe de Desempeño del Sector Eléctrico de la CDEEE

Gráfico.1

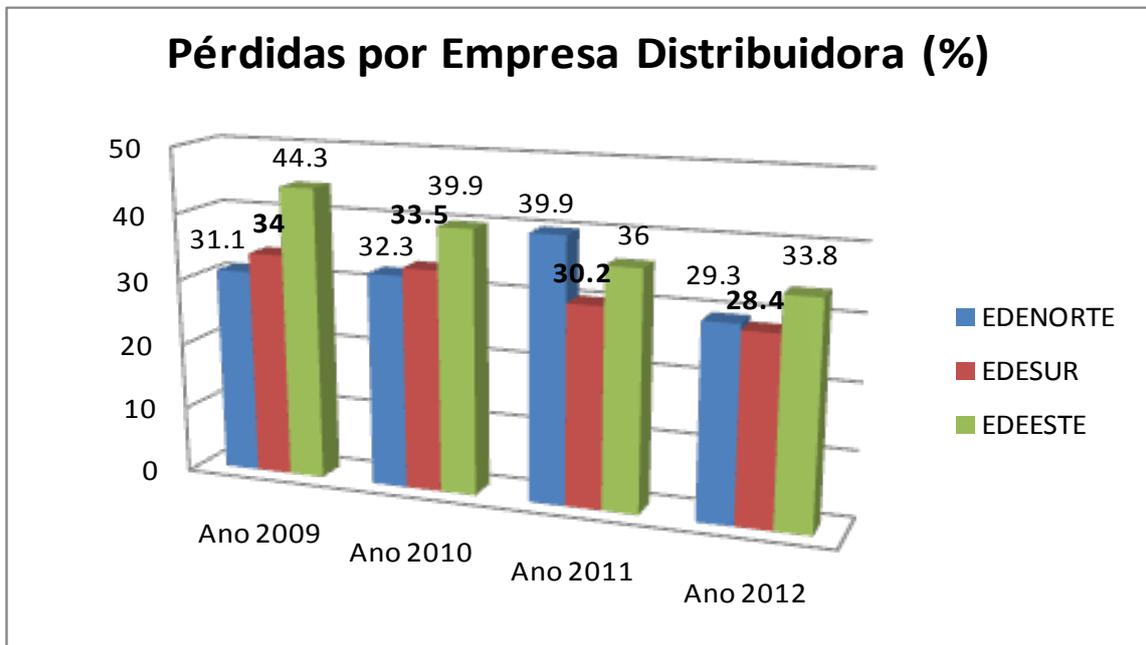
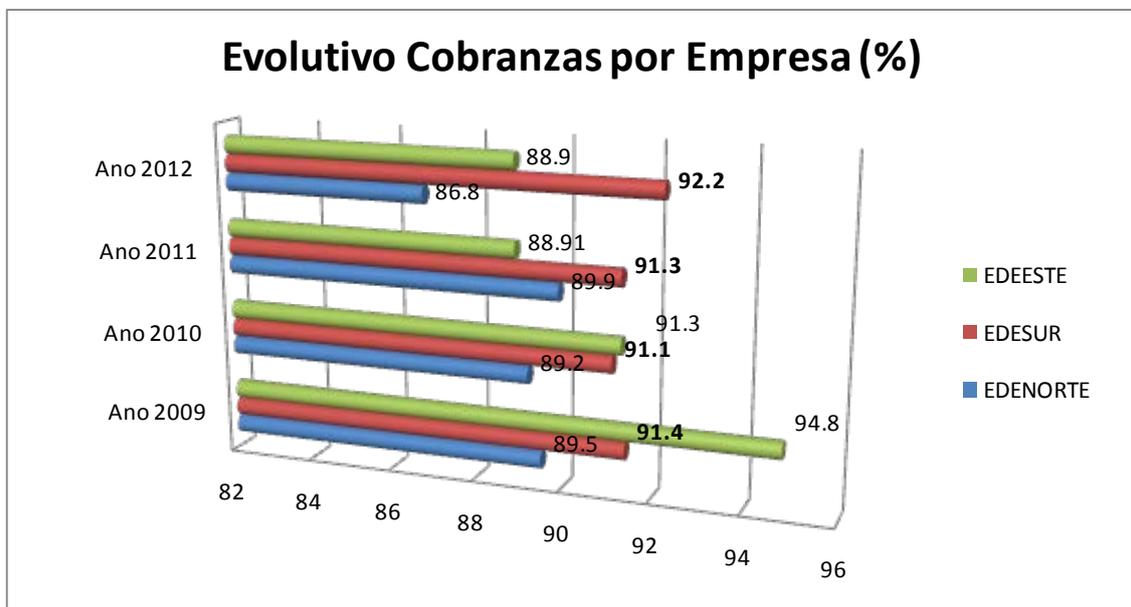


Tabla.2

Evolutivo de Pérdidas por Empresa Distribuidora de Electricidad				
Pérdidas (%)	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012
Edenorte	31.1/%	32.30%	39.90%	29.30%
Edesur	34.00%	33.50%	30.20%	28.40%
Edeeste	44.30%	39.90%	36.00%	33.80%
Total	39.15%	35.23%	35.37%	30.50%

Fuente: Informe de Desempeño del Sector Eléctrico de la CDEEE

Gráfico.2



El robo de la energía eléctrica no es cosa sólo de los sectores de clase baja y algunos de clase media, pues los “altos clientes” también evitan pagar las facturas con lecturas con altos consumos.

Por esta situación la CDEEE se ha visto en la obligación de segmentar los circuitos por sectores tomando en cuenta el consumo en relación al porcentaje recaudado por dicho consumo y el nivel de pérdidas.

Es por esto que algunos barrios de la capital reciben apagones de hasta 6 horas y otros no. Para este año ya se ha comenzado a implementar “las 24

horas de luz”, de la que gozan los que pertenecen al sector A, los cuales mayormente tienen un consumo por encima de los 500 KWH.

Tabla.3

Clasificación de Circuitos de acuerdo a su nivel de Cobranza y Pérdidas			
Clasificación	Horas de Suministro	Nivel de Cobranza	Nivel de Perdida
A	24 Hr	Mayor de 90%	Menor de 20%
B	21 Hr	Mayor de 80% y Menor de 90%	Mayor de 20% y Menor de 30%
C	16 Hr	Mayor de 60% y Menor de 80%	Mayor de 30% y Menor de 40%
D	14 Hr	Menor de un 60%	Mayor de 40%

Fuente: Informe de Desempeño de la CDEEE

En la actualidad se hacen esfuerzos para que la cantidad de clientes facturados sea cada vez mayor. En siguiente gráfico se presenta como del 2009 hasta Abril de 2012 las facturas que se emitieron aumentaron.

Tabla.4

Cantidad de Clientes Facturados				
Distribuidora	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Edenorte	613,666	675,559	741,556	819,517
Edesur	382,902	470,596	529,243	617,502
Edeeste	344,860	521,615	634,411	720,342
Total	1,341,428	1,667,770	1,905,210	2,157,361

Fuente: Informe de Desempeño del Sector Eléctrico de la CDEEE

Tabla.5

Porcentaje de Clientes Facturados %				
Distribuidora	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012
Edenorte	177.95%	129.51%	116.89%	113.77%
Edesur	111.03%	90.22%	83.42%	85.72%
Edeeste	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Total	388.98%	319.73%	300.31%	299.49%

Fuente: Informe de Desempeño del Sector Eléctrico de la CDEEE

A pesar de esta crisis provocada por lo descrito anteriormente, hay sectores que se aprovechan de ella, mediante contratos que buscan hacer de la

generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica un negocio para el provecho de grupos particulares, en perjuicio de los consumidores, y en ocasiones, hasta del propio Estado.

Para algunos este es un sistema “mafioso” y que si realmente se quiere resolver debe reestructurarse de manera que los mayores beneficios sean para el gobierno y no para las empresas generadoras que generalmente tienen ganancias de un 100%. Antes del año 2000 la mayoría eran estatales, hoy casi todas son empresas privadas, por lo que las ganancias no se ven directamente reflejadas sobre el bienestar nacional. Es probable que en estos días en que se habla de la liquidez de las distribuidoras, gran parte de la población prefieran que continúen en manos del gobierno. A continuación podemos ver como la generalidad de los entrevistados dijeron no estar de acuerdo con que las distribuidoras vuelvan a ser privadas.

1.7 Comparación del sistema eléctrico dominicano con el puertorriqueño¹¹

El problema eléctrico no es una situación exclusiva de República Dominicana, en otros países este sector se ha visto afectado. En esta ocasión haremos una comparación con la vecina isla de Puerto Rico por el hecho de tener características similares a las nuestras.

En materia del sistema energético, podemos determinar que el servicio de energía en comparación con tiempos pasados ha crecido considerablemente, pero en comparación con otros países como Puerto Rico, según el último informe de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), llamó la atención los altos niveles de tarifa eléctrica aplicados en algunos países de la región, entre los cuales se destaca nuestro país como uno de los mercados cuyos costos afectan la competitividad de los sectores productivos, es decir, que nuestra tarifa es una de las más caras.

¹¹<http://www.cdeee.gob.do>

Por su parte, Puerto Rico está preparando nuevos sistemas de energía para garantizar lo que sería una mayor generación energética y reducir los costos, ya que dependen del petróleo para generar el 70% de su energía y la República Dominicana del 86%.

En lo que respecta a las demandas del sector público, la República Dominicana tiene un aumento de un 10% con referencia a los años anteriores, cifra que puede variar con relación al consumo del servicio. En cuanto a la demanda del servicio en Puerto Rico, el consumo de energía eléctrica de la familia promedio asciende a 600 kilovatios, queriendo decir que representa una cifra muy alta que equivaldría a un pago de alrededor de US\$130 al mes.

CAPITULO II: EDESUR DOMINICANA

A continuación se presenta la historia de la empresa EDESUR Dominicana, su Visión, Misión y Valores; además la estructura que la conforma y las diferentes aéreas que operan dentro de la misma. También muestra una breve explicación del método de estudio realizado, con la finalidad de proporcionar información acerca de las diversas técnicas y procedimientos empleados para el análisis y forma de recopilación de datos utilizado. Presenta las diferentes entrevistas realizadas a los principales agentes que intervienen en el proceso de gestión de energía por circuitos.

2.1 Historia EDESUR Dominicana¹²

EDESUR Dominicana, Sociedad Anónima es una de las empresas estatales distribuidoras de electricidad de República Dominicana.

¹²<http://www.edesur.com.do>

Tiene un área de concesión que se inicia en la acera oeste de la avenida Máximo Gómez, en el Distrito Nacional y termina en la provincia fronteriza de Elías Piña. Tiene su origen en el conjunto de medidas que adoptó el presidente Leonel Fernández en su primera administración para superar la crisis eléctrica que afectaba el desarrollo de la vida nacional

El 24 de junio de 1997, el Jefe del Estado promulgó la ley 141-97, de Reforma de la Empresa Pública. El servicio de energía eléctrica, originalmente manejado por empresas extranjeras, desde que fue adquirido por el Estado en 1955, había sido administrado como un instrumento político, condicionado a prácticas permisivas y clientelistas que distorsionaron su naturaleza comercial.

Apoyado en la nueva legislación y la ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Electricidad, la número 4115 del 21 de abril de 1955, el presidente Fernández emitió el decreto 464-98 del 13 de diciembre de 1999, en virtud del cual autorizó a la Corporación Dominicana de Electricidad a aportar los activos de su propiedad, seleccionados por la Comisión de Reforma de la Empresa Pública para la integración del capital pagado de las cinco nuevas sociedades anónimas a ser constituidas de conformidad con las disposiciones de la nueva Ley General de Reforma de la Empresa Pública, es decir: Empresa Generadora de Electricidad HAINA, S.A.; Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S.A.; Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.; Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.; y Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A. En septiembre de 2003, el Gobierno del presidente Hipólito Mejía compró las acciones de Unión Fenosa en Edesur y Edenorte, lo que provocó un retroceso que agravó la situación de las compañías, pues se establecieron los apagones financieros.

Las empresas distribuidoras estatizadas aumentaron el flujo negativo de caja y el Gobierno no suministró los recursos requeridos para cubrir el déficit. En consecuencia, el 16 de agosto de 2004, casi la mitad de la electricidad que se producía se perdía o no se pagaba. La recuperación de la calidad del servicio se evidencia en los circuitos 24 horas que garantizan energía permanente a los sectores que colaboran con la empresa hasta lograr reducir las pérdidas en por

lo menos un 85 por ciento. En 2004 no había ningún circuito 24 horas. En la actualidad más de 102 circuitos del área de concesión de Edesur reciben energía las 24 horas del día. Esto ha sido posible con acuerdos entre Edesur y las comunidades que asumen la responsabilidad de pagar su consumo de energía y rechazar las distintas formas de fraude.

2.2 Ubicación Geográfica

Las oficinas corporativas están ubicadas en el edificio Torre Serrano, en la Av. Tiradentes esq. c/ Carlos Sánchez y Sánchez, ensanche Naco y edificio Torre Cristal en la misma dirección.

Cuenta con Oficinas Comerciales distribuidas por toda la zona de concesión.

2.3 Misión¹³

Su Misión es distribuir y comercializar energía eléctrica, esforzándonos por implementar mejoras, buscando la sostenibilidad procurando brindar un servicio confiable y eficiente a nuestros clientes y contribuir en el desarrollo del país conservando lo más posible el medio ambiente.

2.4 Visión

Su visión es ser una empresa sostenible, reconocida como líder en servicios, con excelencia operativa, que promueve el uso eficiente de la energía, asumiendo su compromiso con la sociedad.

¹³ <http://www.edesur.com.do>

2.5 Valores¹⁴

* Trabajo en equipo

Participamos en grupo activamente en la consecución de metas comunes, manteniendo una alta disposición en el desarrollo de los objetivos.

* Honestidad

Nuestra rectitud, dignidad y ética contribuirá al aumento de la confianza de la sociedad respecto a la empresa.

* Orientación al cambio

Nos esforzamos cada día en optimizar los procesos y tareas en todas las áreas de la organización, adaptándonos a los nuevos requerimientos de nuestros clientes.

* Compromiso

Tenemos la convicción del cumplimiento cabal de los objetivos planeados en función de nuestros clientes y el medio ambiente.

* Entusiasmo

Hacemos las cosas con alegría y pasión, nos gusta participar, apoyar y compartir con el equipo, para lograr los resultados.

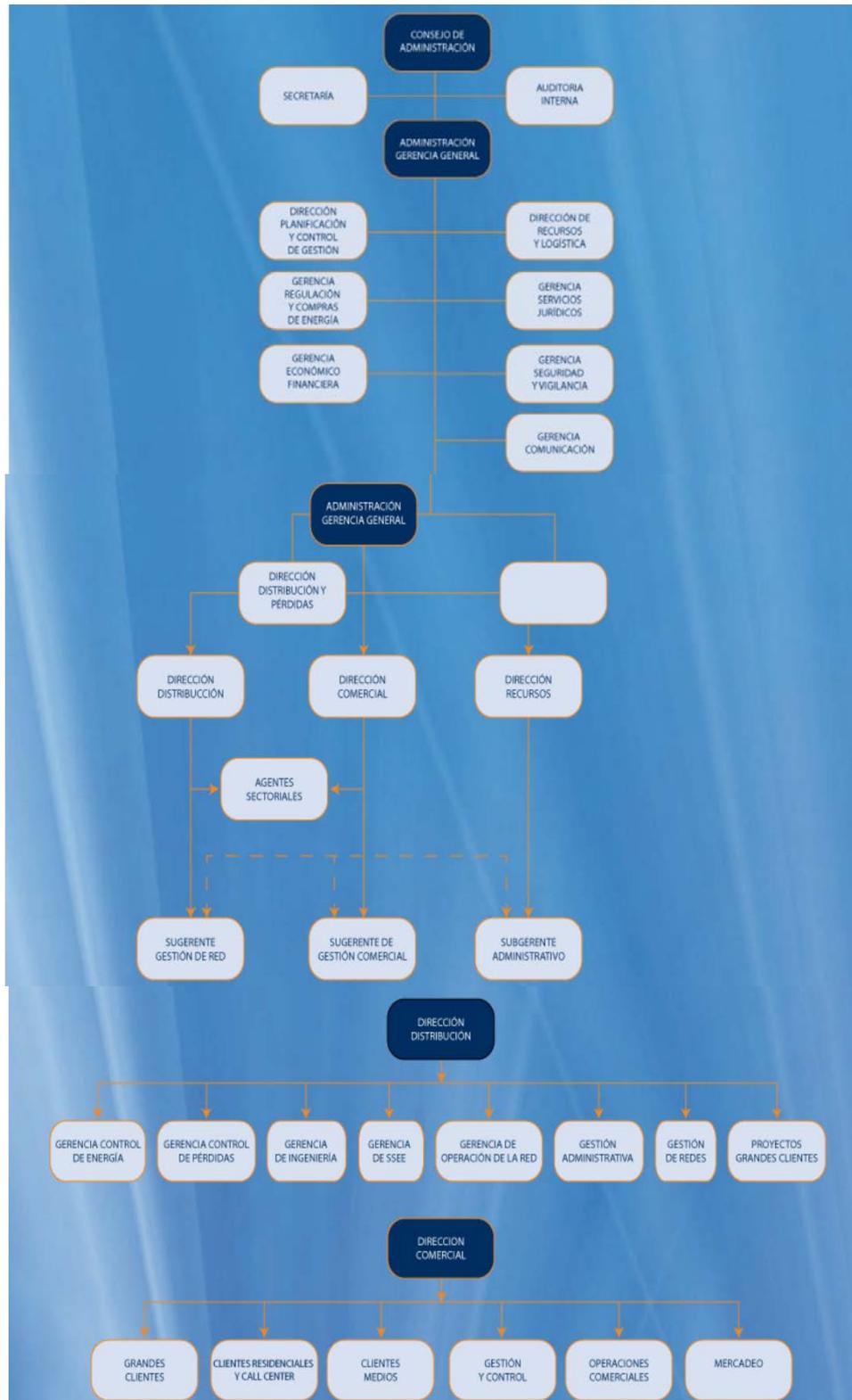
* Servicio al cliente

Buscamos permanentemente satisfacer las necesidades y deseos de nuestros clientes. Nos esforzamos por ofrecer un servicio de alta calidad.

¹⁴<http://www.edesur.com.do>

2.6 Estructura Organizacional de EDESUR Dominicana¹⁵

Grafico.3



¹⁵<http://www.edesur.com.do>

2.7 Consejo de Administración¹⁶

El Consejo de Administración es el órgano que tiene a su cargo, la dirección administrativa de la Sociedad y está integrado por siete miembros: un Presidente, un Vice-Presidente, un Secretario y cuatro Vocales.

Los miembros del Consejo de Administración son elegidos cada año y serán designados por la Asamblea General Ordinaria; pudiendo ser reelegidos una o más veces.

En virtud de lo establecido en los Estatutos Sociales, las atribuciones, poderes y facultades que les son conferidas a los miembros del Consejo de Administración, en el desempeño de las funciones, podemos citar entre las más relevantes las siguientes:

- a) Autorizar aquellos contratos que no sean los destinados al normal desenvolvimiento de los negocios de la Sociedad, y que sean convenientes a sus propósitos;
- b) Manejar los fondos disponibles de conformidad con lo previsto en el Contrato de Administración;
- c) Delegar, a su sola discreción, por medio del Contrato de Administración previsto en el artículo 14 de la Ley 141-97 o por cualquier otro instrumento, a una o varias personas, la totalidad o parte de los poderes que le competen y, aun aquellos que estos Estatutos atribuyen a alguno de sus funcionarios.
- d) Designar los funcionarios de alta jerarquía de la Sociedad, tales como contadores, técnicos, asesores y administradores locales;

¹⁶ <http://www.edesur.com.do>

- e) Presentar a la Asamblea General de Accionistas el Informe de Gestión Anual;
- f) Adquirir por compra, permuta, arrendamiento o de cualquier otro modo, bienes muebles e inmuebles para los fines de la Sociedad;
- g) Decidir sobre la conveniencia de dictar un Reglamento de Licitación y la designación de un Comité de Compras para regular las compras de bienes que superen un monto por ellos establecido;
- h) Vender los bienes muebles o inmuebles de la Sociedad, así como darlos en arrendamiento, con las limitaciones establecidas en el artículo 38 de estos Estatutos;
- i) Delegar en otras personas su derecho de asistencia y voto en el Consejo de Administración. La delegación que se realice deberá constar en un documento debidamente legalizado por notario;
- j) Celebrar contratos u operaciones que impliquen gravamen, hipoteca o prenda, o cualquier otra afectación, sobre activos o derechos de la Sociedad;
- k) Celebrar contratos que impliquen prestación de servicios, préstamo de bienes o productos, u otros relacionados con el objeto social de la Sociedad;
- l) Decidir la colocación de los fondos iniciales de la Sociedad, resultantes del aporte del Accionista – Inversionista Estratégico y/o la Sociedad Suscriptora, en el desarrollo de la actividad eléctrica a la cual se dedique la sociedad de conformidad con el art. 2 de estos estatutos;
- m) Aprobar anualmente el plan general de inversión y el presupuesto, correspondientes a cada año, lo cual será obligatorio para que los administradores puedan realizar válidamente las ejecuciones presupuestarias.

2.8 Áreas¹⁷

2.8.1 Gerencia de Subestaciones

Su función principal es la elaboración y planificación de las estrategias para los proyectos de inversiones futuras en el ámbito de subestaciones, dando así seguimiento al fiel cumplimiento de la ejecución de líneas de acción en dichos proyectos por las áreas correspondientes. Ésta lleva a cabo el estudio y análisis de las obras de Desarrollo y Mantenimiento de subestaciones. Para las incidencias ocurridas en las instalaciones, la gerencia establece un seguimiento continuo con miras a elaborar las sugerencias para su mejora, y una actualización en el seguimiento de los planes de inversión.

2.8.2 Gerencia de Redes

Responsable del desarrollo y mantenimiento de las redes y el alumbrado público de la empresa, así como la actualización de la Base de Datos de las Instalaciones. Cuenta con una plantilla de 239 colaboradores directos y 5 contratistas externos, cuyo ámbito de actuación son los 138 circuitos de distribución de energía. Esta gerencia se divide en Zona Santo Domingo y Zona Sur.

2.8.3 Gerencia de Ingeniería

Encargada de realizar los Análisis y estudios para los desarrollos de las Redes y Subestaciones, aplicando las tecnologías que permitan un mejor manejo de los equipos instalados usando los dispositivos de protección y automatización para el control en tiempo real de todos los parámetros, manteniendo las normas y procedimientos establecidos y respetando el Medio Ambiente.

¹⁷<http://www.edesur.com.do>

2.8.4 Gerencia de Grandes Clientes

Tiene como función la instalación, mantenimiento y reparación de los suministros industriales así como la gestión de cobro asociada a los mismos. Lleva a cabo el proceso de lectura y distribución de las facturaciones de los grandes clientes de la empresa y tiene a su cargo el estudio de los proyectos orientados a incrementar la eficiencia en el servicio brindado a los mismos, a través del uso y aplicación de nuevas tecnologías.

2.8.5 Gerencia de Gestión Social

Es el ente representativo y mediador entre la empresa y la comunidad, que se encarga de establecer los acuerdos entre ambos y velar por el cumplimiento de los mismos, planificando las estrategias de negociación en función de las necesidades comerciales. De igual forma se encarga de orientar a la comunidad en cuanto al uso y ahorro de la energía, promoviendo actividades para estos fines.

2.8.6 Gerencia de Control Pérdidas

Encargada de llevar a cabo proyectos y actividades operativas orientadas a la reducción de las pérdidas en el ámbito comercial, técnico y de infraestructura.

2.8.7 Gerencia de Operaciones Comerciales

Encargada de llevar a cabo de forma centralizada los procesos comerciales (cobro, facturación, etc.) de los usuarios del servicio eléctrico. Asimismo coordina y da seguimiento a la Oficina Telefónica 24 Horas y a los canales de pago dispuestos en distintos puntos para eficientizar el recaudo de la energía.

2.8.8 Gerencia de Operaciones

Controla permanentemente el sistema eléctrico de Distribución, siendo responsable de la vigilancia, control y operación de la red con la finalidad de asegurar la calidad y continuidad en el suministro eléctrico a los clientes, basada en la óptima gestión técnico-económica de la instalación bajo su competencia. El ámbito de trabajo de esta Gerencia comprende desde la Subestación Eléctrica hasta el medidor del cliente, siempre procurando dar respuesta a cualquier imprevisto en el menor tiempo.

2.8.9 Gerencia de Control de Energía

Su función principal es la cuantificación de la compra de energía de la empresa, realiza el control energético en las fronteras de distribución gestionando la correcta medición de la energía en tales puntos. Es la responsable de la confección de los balances energéticos de la red de distribución (por fronteras, núcleos geográficos, tensiones, circuitos eléctricos, etc.), controlando la calidad de los mismos, analiza y valora la situación actual en materia de asociación Suministro – Circuito, promoviendo acciones de corrección y estableciendo procedimientos adecuados para asegurar su precisión. Además es la responsable de elaborar las previsiones energéticas y económicas de las adquisiciones de energía a corto, mediano y largo plazo.

2.8.10 Gerencia de Marketing

Encargada del diseño y puesta en práctica de las estrategias de promoción y mercado para la comercialización del servicio de energía en la dirección comercial.

2.8.11 Gerencia de Gestión Administrativa

Encargada de llevar a cabo los procesos administrativos y logísticos (manejo de caja chica, combustible, suministro de material gastable y de oficina, etc.) de la Dirección Comercial. De igual manera da seguimiento al presupuesto de gastos de su unidad velando por el buen uso de los recursos y el correcto mantenimiento de los mismos.

2.8.12 Gerencia de Servicios Jurídicos

Asesoramiento legal en materias de derecho que se encuentra involucrada la empresa. Representación legal en las instancias administrativas y judiciales en las que cursan expedientes a cargo o descargo de la empresa y la realización material de todas las actuaciones legales requeridas para el buen funcionamiento de EDESUR, tales como asuntos penales, civiles y corporativos.

2.8.13 Gerencia de Asesoría Legal Comercial

Encargada de ofrecer asistencia técnica y jurídica a la Dirección Comercial en los aspectos de índole legal, tales como condiciones de contratación, además de representar a la misma ante los organismos legales correspondientes.

2.8.14 Gerencia de Comunicación

Encargada de llevar a cabo las Estrategias de Comunicación Corporativa, Relaciones Públicas, Responsabilidad Social Empresarial y Redes Sociales, siendo la voz autorizada externa e internamente para el suministro de información de la empresa.

2.8.15 Gerencia de Control de Gestión

Encargada de controlar y dar seguimiento a los indicadores de gestión del área comercial, a través de la coordinación y análisis de los planes operativos,

control de gastos, etc., además de analizar la información comercial y emitir los informes correspondientes.

2.8.16 Gerencia de Organización y Recursos Humanos

Encargada de gestionar los aspectos de la administración del personal, orientando las decisiones de las unidades para garantizar la permanencia del capital humano en la empresa.

2.8.17 Gerencia de Telecomunicaciones y Sistemas

Encargada de velar por el óptimo desarrollo, mantenimiento y explotación de los dispositivos de tecnología y comunicación de la empresa, así como la administración de los sistemas de gestión utilizados en la misma.

2.8.18 Secretaría General Corporativa

Es la gerencia que tiene como función asesorar y coordinar las sesiones del Consejo de Administración, velando por el cumplimiento de las decisiones emanadas por este órgano y garantizando que los procesos corporativos respondan al marco jurídico de las leyes vigentes.

2.8.19 Gerencia de Administración y Logística

Encargada de llevar a cabo los procesos administrativos de compras y contratación de servicios, así como la coordinación de las actividades logísticas de transporte, almacenes y servicios generales.

2.8.20 Gerencia Económico Financiera

Encargada de la administración, coordinación y gestión de los recursos económicos de la empresa, además de llevar a cabo los procesos contables establecidos para el control de los mismos en función de las necesidades de la empresa.

2.9 Niveles de pérdidas y reducción del fraude

Descripción general de los procesos que involucran la Gestión de Energía

En un sistema de suministro de energía eléctrica existen tres importantes segmentos de mercado: la generación o producción de la energía, su transporte o transmisión y, finalmente, su distribución (el cual incluye en algunos casos la comercialización) al cliente final.

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo mediante equipos que utilizan como fuente de energía primaria los derivados de petróleo: diesel, Bunker C; los recursos renovables: agua, viento, sol, y otras fuentes como el carbón, gas natural o energía atómica. Regularmente, por razones logísticas y ambientales, las plantas de generación o producción de electricidad no se construyen cerca de los clientes que las requieren. La selección de la ubicación de una planta de generación depende en alguna medida de las facilidades de transporte y descarga del combustible primario: puertos, carreteras y vías marítimas. Depende también de la disponibilidad de la fuente natural de la energía primaria como el agua, el viento o el sol.

Para transportar la energía eléctrica a los centros urbanos o comunitarios se requiere de un sistema de líneas eléctricas de alta tensión cuyos niveles de tensión varían entre 34 a 345 kilovoltios. El recorrido de la corriente eléctrica por los equipos y conductores produce calor, con lo cual se va perdiendo parte de la energía producida por las plantas de generación de electricidad.

La empresa de transporte regularmente entrega la energía producida en las plantas de generación en las subestaciones reductoras de las empresas de distribución. Quienes a su vez llevan la energía hasta el cliente final, con lo cual también se producen pérdidas de energía en este segmento de la distribución de la energía.

Usualmente, el nivel de las pérdidas de energía en transmisión debería estar en el rango de 1 a 2%, y las pérdidas en el segmento de distribución deberían variar entre 5 a 6%. En total, las pérdidas en un sistema eficiente de suministro de energía no deberían sobrepasar el 8% de la energía producida.

Figura.1

Agentes del Mercado Eléctrico

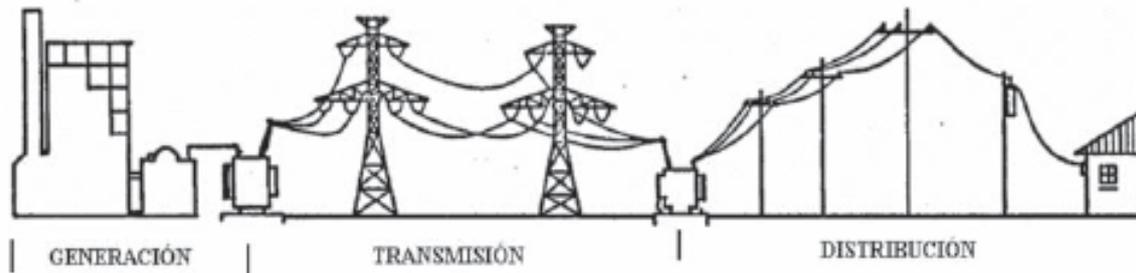


Tabla.6

Pérdidas por Agente		
Generación	Transmisión	Distribución
Pérdidas de Energía	1% - 2%	5% - 6%

Una formula sencilla para el cálculo de las perdidas es utilizando la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Energía entrante} - \text{Energía saliente}}{\text{Energía saliente}} \times 100$$

Además de las pérdidas técnicas debido a la operación normal del sistema de transmisión y distribución, existe otro componente de pérdidas vinculado a la comercialización de la energía, y que se debe a la energía no facturada debido principalmente al hurto o fraude energético, y en menor grado a errores en la facturación. Éstas se conocen como pérdidas no técnicas.

Las pérdidas eléctricas que se manifiestan en las redes de transmisión y distribución de un sistema eléctrico de potencia, se presentan debido al paso de la corriente eléctrica por los componentes de la infraestructura del sistema

eléctrico: conductores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos. Estas pérdidas se manifiestan físicamente en forma de calor y pueden ser cuantificadas mediante la siguiente fórmula:

$$Pérdidas = I^2 R.$$

Donde:

I= es la corriente en amperios que circula por el conductor o equipo.

R= es la resistencia en ohmio.

Un aspecto muy importante en el control de las pérdidas técnicas, lo constituye un buen diseño previo del sistema eléctrico de transmisión o de distribución. En la planificación y diseño de la expansión de la red eléctrica, es primordial tomar en consideración los siguientes parámetros:

- Selección adecuada del nivel de tensión. Cuanto mayor sea el nivel de tensión seleccionado para suplir una carga, mayores serán los costos de construcción; sin embargo, con un mayor voltaje (asumiendo que la carga tiene el mismo valor para las diferentes alternativas), la corriente sería menor, por lo cual las pérdidas serían menores. En esencia, la mejor alternativa sería aquella cuya suma anualizada de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento es la menor entre todas las alternativas.
- Selección del conductor: La determinación de la carga, y la capacidad futura que se desea alimentar es un criterio fundamental en la selección del conductor. La resistencia del conductor es importante, porque es directamente proporcional a las pérdidas del sistema. Es recomendable realizar una evaluación económica para la selección del conductor, donde los beneficios serían los ahorros en pérdidas de energía que se obtienen con conductores de mayor capacidad (es decir menor resistencia).
- Longitud de la línea: La resistencia del conductor está en función de la longitud del conductor. Por lo cual, es recomendable establecer un equilibrio económico entre el costo, la capacidad del conductor y las pérdidas al momento de seleccionar el tamaño del conductor más adecuado.

- Transformadores: La adopción de estándares de pérdidas máximas permisibles en el proceso de adquisición de nuevos transformadores, tanto para el área de transmisión como en distribución, es esencial para un control adecuado de las pérdidas técnicas. Es saludable que dentro del proceso de adquisición o compra de los nuevos transformadores de distribución se establezca un modelo económico de beneficio/costo, que permita evaluar las diferentes ofertas.

Los beneficios a calcular serían los ahorros de energía que se obtienen con transformadores más eficientes.

- Factor de potencia: El factor de potencia, conocido como $\cos(\varphi)$, se puede definir como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (KVA) y es indicativo de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica.

Un bajo factor de potencia (varía entre 0 y 1) exige una mayor corriente en las líneas eléctricas con las consecuentes caídas excesivas del nivel de voltaje y mayores pérdidas.

Para incentivar una utilización eficiente de la energía eléctrica, se han establecido cargos o penalizaciones para aquellos agentes del mercado que sean los responsables de que se produzca el bajo factor de potencia. Estos cargos o penalizaciones llegan a ser significativos cuando el valor del factor de potencia está muy por debajo del valor permisible, por lo que el agente está incentivado a tomar las medidas necesarias para corregirlo o compensarlo.

El origen del bajo factor de potencia son las cargas de naturaleza inductiva, principalmente motores de inducción, luces fluorescentes, equipos electrónicos y formas de onda distorsionadas (armónicas). Si el factor de potencia resulta ser menor a 0.90 es recomendable ejecutar acciones para corregirlo o compensarlo instalando bancos de capacitores cerca de la carga que produce el bajo factor de potencia.

Aunque dentro del proceso de planificación y diseño de las redes de transmisión y distribución se hayan tomado en consideración todos los parámetros antes indicados y se hayan optimizado la redes eléctricas, es recomendable evaluar y analizar periódicamente las líneas eléctricas, dado que es frecuente que cambien las condiciones de diseño, como la carga, el factor de potencia o la longitud o la configuración de las líneas (principalmente en el área de distribución).

Cuantificar las pérdidas técnicas en los sistemas de generación y transmisión no constituye un problema, porque regularmente existe un sistema de medición a la entrada y salida de dichos sistemas que permite cuantificar y monitorear las pérdidas. Sin embargo, cuantificar las pérdidas técnicas en un sistema de distribución se vuelve más complejo debido a un mayor número de líneas de distribución, transformadores y demás instalaciones, con lo cual no es económicamente factible instalar medición en todos estos puntos del sistema de distribución.

Regularmente, las empresas de distribución determinan la energía entregada en las subestaciones, para un período de tiempo determinado (por ejemplo para un año calendario), con el total de la energía facturada a sus clientes para el mismo período de tiempo. La diferencia entre los dos totales se considera la «Pérdida Anual de Energía». Por ejemplo, una empresa distribuidora podría tener el siguiente registro de energía para un año:

Energía Total Entregada en las Subestaciones:	700.000 MWh
Ventas Totales de Energía:	630.000 MWh
Diferencia (Pérdidas Estimadas):	70.000 MWh

Este resultado incluye las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas, errores de facturación, amén de la imprecisión en la medida en que los períodos de medición o registro de la energía entrante y las ventas no coinciden exactamente.

Este método produce resultados globales y aunque bastante aproximados, no nos permite identificar el tipo de pérdida ni a qué parte del sistema pertenece.

Los dos procedimientos más comunes para cuantificar las pérdidas técnicas en el sistema secundario o de baja tensión son:

- Instalar suficientes medidores en diferentes puntos de la red secundaria. Con este sistema se puede cuantificar la demanda (kW) en el transformador, en la red principal y los ramales del sistema de baja tensión. Cabe destacar que este sistema es costoso y tedioso de ejecutar.

- Expandir el sistema de Administración de la Carga en los Transformadores, para incluir el sistema secundario:

- En la base de datos de facturación de la empresa distribuidora, cada cliente es vinculado al transformador de distribución que le suministra la energía.

- Se lleva un registro del consumo de energía de cada cliente, para el mes de la máxima carga y se totaliza para cada transformador de distribución.

- Con base al consumo de energía total, se estima la demanda máxima de cada transformador. Después de cuantificar la demanda máxima utilizando el procedimiento antes descrito, se debe utilizar las ecuaciones adecuadas para estimar las pérdidas del transformador: sin carga y con carga, en kW y kWh.

- Se distribuye proporcionalmente la carga de cada segmento de línea secundaria, con base al consumo registrado de los clientes. Y se calcula la pérdida correspondiente para cada segmento de línea secundaria.

Las pérdidas no técnicas se refieren a la energía no facturada o no registrada debido a hurto de energía, errores en la facturación, y a los clientes no registrados por error, en la base de datos de facturación (por ejemplo, el alumbrado público). Dentro del concepto de pérdidas no técnicas, no se incluye el concepto de «morosidad» o no pago de la factura de electricidad, porque

dicha energía ha sido registrada y facturada, y porque el procedimiento para solucionar este problema es diferente al que se aplica para solucionar el problema de las pérdidas no técnicas.

Esto se refiere a la reducción y control del fraude o al hurto de la energía eléctrica.

El fraude energético se refiere a la alteración que el cliente hace a los equipos de medición para que no midan correctamente la energía entregada por la empresa distribuidora o comercializadora. Mientras que el hurto de la energía es la conexión directa que realiza el cliente en la red de distribución del concesionario.

Dado que los usuarios de la empresa de transmisión son agentes de mercado que inyectan o retiran energía en bloque, no es común que la empresa de transmisión experimente problemas con las pérdidas no técnicas y mucho menos con el fraude. Por lo tanto, debemos enfocarnos a las pérdidas no técnicas de la empresa de distribución.

A continuación se presentan algunas de las soluciones sugeridas para el control y reducción del fraude eléctrico:

Capacitación del personal. El personal que toma la lectura de los medidores o contadores constituye la primera línea de defensa de la empresa distribuidora o de comercialización de la energía. Este personal visita periódicamente las instalaciones del cliente, y puede detectar y reportar cualquier anomalía en el sistema de medición del cliente: aspecto físico del medidor, conexiones paralelas a los medidores o líneas intercaladas y estado de los sellos. Es recomendable implementar un sistema de incentivo para aquellos empleados o no empleados de la empresa distribuidora que denuncien el fraude.

Inspectores o investigadores de fraude asignados o con responsabilidad de una zona específica. Es importante tener un grupo de personal especializado en la investigación del fraude, en esta parte nos concentraremos en el desarrollo de

este trabajo, además del continuo seguimiento y responsabilidad de un área específica.

Existe la posibilidad que el cliente presente una reclamación a las autoridades correspondientes, debido a un procedimiento de fraude mal tramitado por la empresa distribuidora (o comercial) o debido a pruebas insuficientes, por lo cual a la empresa distribuidora o comercializadora le es conveniente preparar un buen informe del fraude.

Acción Legal. Sobre la conducta de conexión clandestina de los servicios públicos domiciliarios se hace referencia en la Ley General de Electricidad y su Procedimiento de Aplicación. Con esta base legal, las empresas distribuidoras además de realizar la gestión de recuperar la energía sustraída, están tomando acciones legales, de cierto modo un muy pasivamente aun, contra el cliente con el fin desalentar el fraude eléctrico.

Procedimientos administrativos básicos. Es esencial que la empresa distribuidora o comercializadora tenga un buen sistema de control y seguimiento de la facturación:

- Normas de Servicios y Patrones adecuados para la instalación de los sistemas de medición, debidamente divulgados y que puedan ser exigidas con todo rigor por la empresa en las instalaciones nuevas.
- Un buen laboratorio de medidores. Por la importancia que representa el medidor para la comercialización, ya que es el instrumento registrador de las ventas, debe recibir un tratamiento muy especial desde la compra hasta la debida instalación del cliente. El laboratorio también debe tener personal técnico bien capacitado, con los instrumentos y equipos debidamente calibrados y certificados.
- Un sistema informático de registro de los medidores instalados y en almacén.

- Un sistema informático de registro de los sellos instalados con información de fecha de instalación y la identificación del operario que hizo la instalación.
- Sistema de facturación adecuado. Para controlar el ingreso a la base de datos de facturación de los nuevos clientes, los clientes que son dados de baja o que están en situación de corte por morosidad. El sistema informático y administrativo debe operar en forma coordinada, para evitar que el cliente se auto conecte al servicio de electricidad, con lo cual se empeora la situación de este cliente porque pasa a ser un cliente con fraude.
- Equipos especiales para el control de pérdidas. Muchas empresas de distribución o comercialización están instalando medidores totalizadores en sectores sensitivos con muchos casos de fraude de energía. El medidor o contador totalizador, registra la energía entregada en un sector determinado y ésta se compara con la energía facturada. En caso de presentarse una diferencia significativa, se aplicarían otras medidas para determinar dónde se origina el fraude. Otra medida que están aplicando las empresas distribuidoras o comercializadora es el uso de cables forrados, lo cual contribuye a impedir de cierta forma, que los clientes puedan interconectarse directamente a los conductores desnudos de baja tensión.

2.9.1 Descripción general de los procesos que involucran la Gestión de Energía

El proceso que involucra la gestión de energía inicia con la compra de energía eléctrica a los generadores de electricidad.

Mensualmente el personal de Previsión de la demanda y Compras de Energía en base a datos históricos pronostican cual sería la demanda de energía eléctrica de la empresa para abastecer a los clientes y consumidores del mercado.

Una vez realizada la compra de energía, esta es distribuida por las redes eléctricas o circuitos, instaladas en la zona de concesión de la empresa EDESUR Dominicana. Esta distribución se realiza en base a los niveles de pérdidas de cada uno de los circuitos o ramales de, siendo los circuitos clase A (o 24horas) o con menores perdidas, los que reciban mayores horas de servicio.

Los demás circuitos reciben menor cantidad de horas de servicio de acuerdo al grupo al que corresponda, según se muestra en la Tabla.

Tabla.7

Clasificación de los Circuitos de acuerdo a su nivel de Pérdidas y Cobranzas			
Clasificación	Horas de Suministro	Nivel de Perdida	Nivel de Cobranza
A	24 Hr	Menor de 20%	Mayor de 90%
B	21 Hr	Mayor de 20% y Menor de 30%	Mayor de 80% y Menor de 90%
C	16 Hr	Mayor de 30% y Menor de 40%	Mayor de 60% y Menor de 80%
D	14 Hr	Mayor de 40%	Menor de un 60%

Fuente: autoría propia.

Esto para poder compensar las pérdidas en energía resultado de los fraudes cometidos por esos usuarios propensos al robo. Además, ir de acuerdo el pronóstico de energía establecido inicialmente, de cara a garantizar la utilización del presupuesto destinado para tales fines sin exceder a lo establecido.

Para garantizar que el uso del presupuesto sea el más eficiente, una de las tareas más importante de la empresa es necesario dar seguimiento a las pérdidas y fraudes cometidos por los clientes, para esto un equipo de analistas de pérdidas se encarga de dar seguimiento a los circuitos de la empresa.

Mensualmente, este equipo, analizan los niveles de pérdidas que muestran los informes y diferentes herramientas de balances energéticos de la empresa, detectando las zonas más críticas y realizando las acciones de lugar con personal técnico que se encarga de normalizar esta situación.

2.10 Recolección datos para la propuesta de mejora del proceso de gestión por circuito

Para la recolección de datos fueron utilizadas diversas técnicas como son la de entrevistas no estructuradas e interrogatorios, las cuales nos arrojarán las claves para tener mayores indicios de la problemática.

2.10.1 Diseño y tipo de estudio

El estudio realizado en la empresa EDESUR Dominicana, es de tipo no experimental, en vista de que se va directamente al lugar donde se realizara el estudio y se observa todo el procedimiento que se efectúa en el área de campo sin modificar las actividades que allí se realizan.

Además, es considerado un estudio de campo, porque el estudio fue realizado observando los hechos en el área de Perdidas de Energía de la empresa EDESUR Dominicana y porque a través de él se aplicaron métodos y técnicas que permitieron la recolección de datos de información directamente relacionada con el proceso.

2.10.2 Población y Muestra

En el proceso de gestión de energía por circuito de la empresa EDESUR Dominicana participa personal de la Dirección Comercial en coordinación con cada una de las Gerencias Comerciales de los sectores de la empresa (Sector Santo Domingo Centro, Sector Santo Domingo Oeste, Sector Santo Domingo Este, Sector San Cristóbal, Sector Azua, Sector Barahona, Sector Azua y Sector San Juan).

Las directrices son pautadas desde la Dirección Comercial a cada una las gerencias. Una vez conocidas las líneas de acción cada gerencia se hace

responsable de las acciones a seguir para mantener el control de los indicadores de pérdidas de su sector.

El plan de acción seguido por las diferentes Gerencias es inicialmente el análisis de los indicadores de perdidas presentados en el Sistema de Gestión de Energía (SGE). A partir de este análisis se identifican las zonas con mayores niveles de pérdidas para accionar; dependiendo de la problemática que pueda estar presentado la zona y de los recursos a utilizar. Luego, la Gerencia coordina con el personal técnico encargado de la zona y se disponen de los recursos para normalizar la situación que está generando el aumento en las perdidas y por ende la poca cobrabilidad.

Habiendo normalizado la situación y reflejado la regularización en los indicadores de perdidas, la gerencia direcciona o coordina otra zona con niveles de perdidas altos para accionar. El equipo técnico encargado en la zona se moviliza a la nueva zona de acción. Quedando la zona anterior aun sin la autonomía para mantener sus indicadores en los niveles alcanzados. Esto repercute en que los indicadores retornen a su situación de elevadas pérdidas.

2.11 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la recolección de datos o información, se implementaron algunas de las técnicas de exploración. Una de estas, es la técnica de entrevista no estructurada; donde se entrevisto al Gerente del Sector y al Encargado Técnico, obteniendo como resultado la información del impacto de la asignación y seguimiento continuo de las actividades que se ejecutan para la gestión de energía por circuito. Las técnicas del interrogatorio, las cuales plantearán preguntas de por qué se realiza dicha actividad de la forma como se está realizando, de personas para saber detalladamente quien o quienes lo hacen y de los medios para saber cómo se realiza la actividad.

También, se empleo la observación directa de los procesos de trabajo, principal fuente de información de los procesos que se realizan actualmente en la empresa, donde se puede concretar acciones de corrección. Así como la observación del funcionamiento de la Gerencia del Sector y el Encargado Técnico.

Así mismo, se procedió a verificar los manuales de procedimiento establecidos por la Gerencia de Procesos de la Dirección Comercial. Y se verificaron documentos e investigaciones sobre operaciones llevadas en otros países para la gestión de energía por circuito.

2.12 Procedimiento

El estudio del método actual requiere un conjunto de pasos sistemáticos que a continuación se señalan:

Se realizaron varias visitas a las Oficinas de los Sectores donde se analizó a detalle el proceso de toma de decisiones por parte de la Gerencia del Sector así como también el funcionamiento del Encargado Técnico de la zona.

Se realizaron entrevistas de manera informal a personal técnico.

Realizar un seguimiento detallado a las actividades desarrolladas por el técnico.

Luego de haber obtenido toda la información mediante la técnica del interrogatorio y preguntas se realizó el análisis, registrando así la situación actual de dicho procedimiento en la empresa.

2.13 Entrevistas

2.13.1 Entrevista realizada al Gerente del Sector Santo Domingo Centro y al Gerente del Sector Santo Domingo Este

El Gerente del Sector Santo Domingo Centro y el Gerente del Sector Santo Domingo Este son las personas encargados de velar por que los indicadores de su sector mantengan los valores mínimos de pérdidas y cobranzas, coordinando las acciones de lugar para lograr esto.

En la entrevista realizada los gerentes comentan que una vez marcadas las directrices por la Dirección Comercial se define el plan que con base en el presupuesto indica las acciones a seguir para atacar la problemática que mantiene las perdidas en elevados niveles y las cobranzas muy bajas. Una vez determinadas estas acciones, en reunión con el área técnica, específicamente el Encargado Técnico, se establecen las acciones de acuerdo a lo establecido en el Sector.

Estas acciones son ejecutadas, obteniendo los resultados deseados, mejorando los indicadores, pero esta mejora no es permanente en el tiempo, ya que una vez es retirado el personal técnico y las acciones son enfocadas a otra zona, los niveles de pérdidas de la zona anterior aumentan nuevamente.

2.13.2 Entrevista realizada a los Encargados Técnicos de la Oficina Comercial del Sector Santo Domingo y la Oficina Comercial Sector Santo Domingo Este

Como persona encargada de velar por que las instrucciones de la gerencia se cumplan, el Encargado instruye al personal técnico para realizar las acciones que conlleven a resultados óptimos. Esto es, para el circuito o zona indicada

normalizar todos los clientes con irregularidad que puedan estar incrementando los niveles de pérdidas.

Según expresa el Encargado, una vez son corregidas las irregularidades y los niveles de pérdidas se reducen, el personal es retirado, algo que en su parecer y que ha externado en muchas ocasiones no es la mejor forma, debido a que si no se mantiene un continuo seguimiento a estas irregularidades las mismas se van a seguir repitiendo inmediatamente sea retirado el personal de la zona. Según nos comenta, está demostrado que la permanencia en los niveles de los indicadores se mantiene con el seguimiento continuo a las redes o lo que es lo mismo en la gestión por circuito.

2.13.3 Entrevista realizada a personal Técnico de la Oficina Comercial del Sector Santo Domingo y la Oficina Comercial Sector Santo Domingo Este

En este tipo de investigaciones y en la mayoría de ocasiones para tener una opinión más a fondo del problema es importante acercarse a aquel personal que tiene mayor contacto o un contacto más directo con en la ejecución de los trabajos, basados en esto entrevistamos a vario técnicos o brigadistas que son los que día a día desempeñan la operativa para la gestión de energía por circuitos.

Para el técnico, un seguimiento constante le ayudaría bastante ya que la frecuencia con la que visitaría los casos con irregularidad es menor. Así mismo, cada quien es capaz de responsabilizarse del circuito o zona que le corresponde, dando respuesta ante los indicadores que refleja.

En muchas ocasiones ha comunicado su punto de vista sobre mejorar la operativa, pero sin resultado alguno.

2.14 Diagrama de proceso de la Gestión de Pérdidas por Circuito

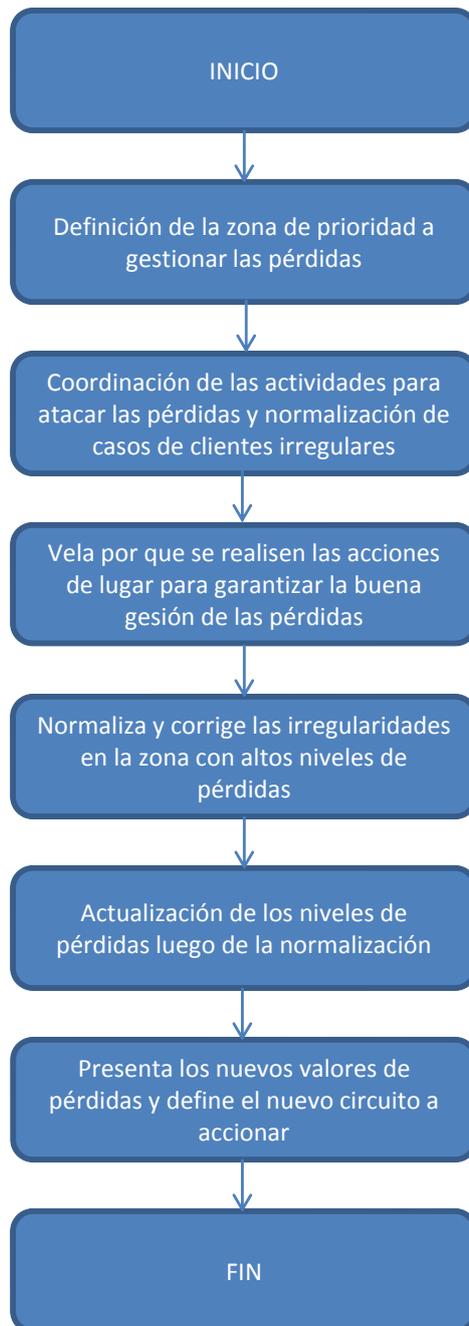
Diagrama.1

Diagrama proceso Gestion de Pérdidas			
No. Paso	Responsable	Descripcion	Observaciones
1	Dirección Comercial	Define la zona de prioridad a gestionar las pérdidas	Basado en los informes y balances indicados en las herramientas de seguimiento y control de la empresa
2	Gerente Sector	Coordina las actividades para atacar las pérdidas y normalización de casos de clientes irregulares	
3	Encargado Técnico	Define y vela por que se realisen las acciones de lugar para garantizar la buena gestión de las pérdidas, además de la normalización de irregularidades	
4	Tecnico	Normaliza y corrige las irregularidades en la zona con altos niveles de pérdidas	Una vez corregida la irregularidad se retira de la zona
5	Gerente Sector	Coordina la actualización de los niveles de pérdidas luego de la normalización	
6	Dirección Comercial	Define la nueva zona de prioridad a gestionar las pérdidas	

Fuente: autoría propia.

2.15 Diagrama de flujo o recorrido de la Gestión de Pérdidas por Circuito

Diagrama.2



Fuente: autoría propia.

CAPITULO III: PROPUESTA DE MEJORA DEL PROCESO DE GESTION DE ENERGIA POR CIRCUITO EN LA CIUDAD DE SANTO DOMINGO

Luego de realizada la recolección de datos y determinar que concepto se tiene del procedimiento actualmente aplicado, en el próximo apartado le presentamos nuestra propuesta sobre el proceso de gestión de energía por circuito.

3.1 Propuesta

Para la gestión de energía por circuitos para la Ciudad de Santo Domingo, proponemos que se asigne una brigada de manera permanente en el proceso de gestión de energía y normalización de clientes en un circuito unico. Es decir que se asigne una brigada de manera continua al circuito en cuestión, siendo esta la responsable de velar por mantener en niveles mínimos los indicadores presentados en los informes.

3.1.1 Descripción del nuevo método de trabajo

El nuevo procedimiento se enfocara en que una brigada asignada de manera continua al circuito único, se encargue de garantizar que la gestión de la energía sea continua además de que los indicadores no aumente, focalizando toda su gestión en la resolución de irregularidades en el circuito.

3.1.2 Diagrama de proceso propuesto de la Gestión de Energía por Circuito

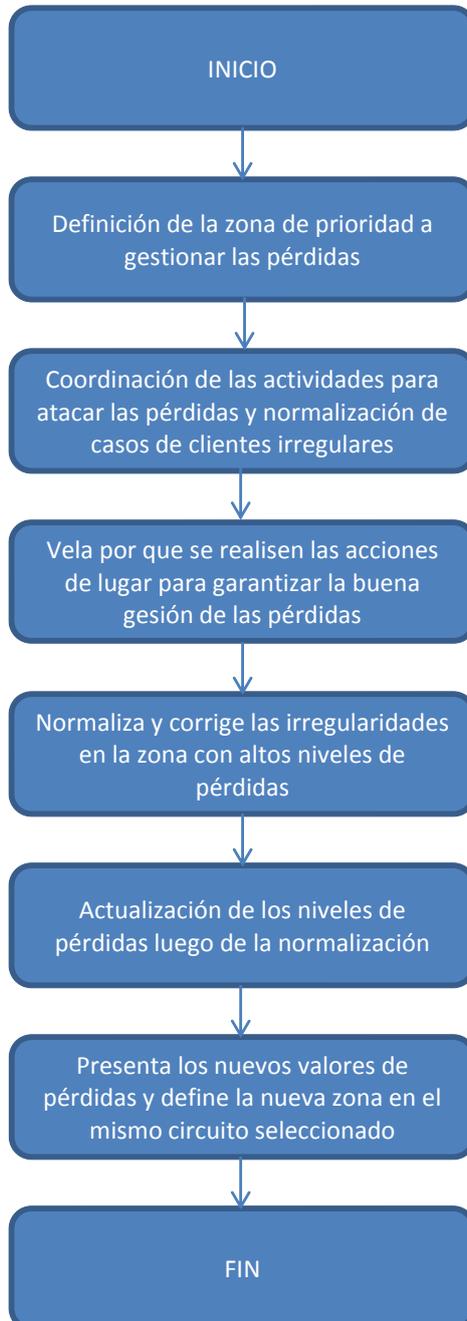
Diagrama.3

Diagrama proceso Gestion de Pérdidas			
No. Paso	Responsable	Descripcion	Observaciones
1	Dirección Comercial	Define la zona de prioridad a gestionar las pérdidas	Basado en los informes y balances indicados en las herramientas de seguimiento y control de la empresa
2	Gerente Sector	Coordina las actividades para atacar las pérdidas y normalización de casos de clientes irregulares dentro de un circuito específicamente	
3	Encargado Técnico	Define y vela por que se realisen las acciones de lugar para garantizar la buena gestión de las pérdidas, además de la normalización de irregularidades dentro del circuito específico	
4	Tecnico	Normaliza y corrige las irregularidades en la zona con altos niveles de pérdidas	Una vez corregida la irregularidad se mantien en el circuito asigado
5	Gerente Sector	Coordina la actualización de los niveles de pérdidas luego de la normalización	
6	Dirección Comercial	Define la nueva zona de prioridad a gestionar las pérdidas en el circuito específico	

Fuente: autoría propia.

3.1.3 Diagrama de flujo propuesto de la Gestión de Energía por Circuito

Diagrama.4



Fuente: autoría propia.

3.1.4 Garantías de la Propuesta de Mejora al Procedimiento de Gestión por Circuito

- A. Reducción en el tiempo de normalización de casos con irregularidad.
- B. Respuesta más rápida a la normalización de irregularidades presentadas.
- C. Indicadores de gestión de los circuitos en niveles bajos.
- D. Altos niveles de cobranzas.
- E. Continuidad en el servicio de los clientes.

CONCLUSIONES

Como base en el resultado del análisis de la problemática en elProceso de Gestión de Energía por Circuito, se constata la problemática actualmente acontecida durante la aplicación del procedimiento, donde bajo el proceso actual los valores de los indicadores de gestión aumentan una vez se movilizad el personal técnico a un nuevo circuito o zona.

La mejora en el procedimiento asegura la permanencia o la asignación de la responsabilidad al personal técnico en el circuito, para de esta forma garantizar que los niveles en los indicadores de gestión permanezcan bajos de manera continua.

En conclusión la mejora del proceso reducirá las pérdidas de energía en la empresa basados en una gestión continua de la energía del circuito.

REFERENCIAS

Manuales

- EDESUR Dominicana. Manual de Procedimiento Gestión de Irregularidades Clientes del Ciclo Comercial, República Dominicana, 2002.
- EDESUR Dominicana. Manual de Procedimiento de Gestión de Averías en Baja Tensión, República Dominicana, 2002.
- EDESUR Dominicana. Manual de Elaboración de Balances Energéticos. República Dominicana, 2002

Internegrafía

- www.adie.org.do
- www.cne.gov.do
- www.edesur.com.do
- www.cdeee.gob.do
- www.globalclearinghouse.org

Otros

- Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (N0.125-01), (Julio de 2012). Santo Domingo, República Dominicana.
- Marcos Cochón. Evolución del Sector Eléctrico Dominicano, República Dominicana.
- César Augusto Bernal Torres, Metodología de la Investigación. Prentice Hall 2ª ed. (2005)
- Hessen, J. (2006), Teoría del Conocimiento.