



UNIVERSIDAD DEL AZUAY

MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS

TEMA: “Sistemas de Información que permitan obtener ventajas Estratégicas en el Sector Eléctrico Ecuatoriano”.

Autor: Ing. Juan Carlos León Dávila

Director: Ing. Jacinto Guillen García

CUENCA, ECUADOR

2014

Dedicatoria

A Dios. Por su infinito amor y comprensión en mi camino.

A mi esposa Isabel. Por su bondad y apoyo durante todos estos años, permitiéndome obtener grandes triunfos profesionales. Te amo mi vida, por su amor incondicional.

A mis dos ángeles Viviana y Doménica, que con sus sonrisas me han enseñado que mis logros son también parte de ellas.

A mis padres. Que me indicaron el camino de la perseverancia y la honestidad, requisitos indispensables para cumplir nuestros objetivos en esta vida.

Agradecimientos

A mi Director de Tesis Ing. Jacinto Guillen, académico con alto prestigio profesional, que por su visión y conocimiento del Sector Eléctrico me ha permitido culminar con este objetivo trascendental en mi vida.

A la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, por darme la posibilidad de ser parte de los grandes proyectos empresariales que mantiene con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Al Ing. Patricio Erazo, Gerente Nacional SIGDE, que por su motivación y confianza me ha permitido realizar varias implantaciones del Modelo de Gestión Comercial y obtener una visión de País.

A mis grandes amigos Ing. Carlos Delgado, Ing. Iván Piedra por su constante apoyo para la culminación de mis objetivos.

Índice de Contenidos

Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Índice de Contenidos	iv
Índice de Ilustraciones y Cuadros	vi
Resumen	viii
Abstract	ix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL ..	2
Introducción	2
1.1 Estructura del Sector Eléctrico Nacional	2
1.2 Dificultades del Sector Eléctrico Nacional	7
1.2.1 Déficit Tarifario	8
1.2.2 Pérdidas en las Empresas Distribuidoras	12
1.3 Conclusiones	13
CAPÍTULO 2: SISTEMA DE INFORMACIÓN ESTRATÉGICO QUE SOPORTA EL MODELO DE GESTIÓN COMERCIAL CENTROSUR	14
Introducción	14
2.1 Modelo de proceso CENTROSUR	14
2.2 Sistema de información Comercial (SICO)	18
2.3 Conclusiones	23
CAPÍTULO 3: TRASPASO DE PROCESOS, MEJORES PRÁCTICAS Y TECNOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD EMPRESARIAL	24
Introducción	24
3.1 Realizar el mecanismo de transferencia en base a las responsabilidades asumidas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y el MEER	24
3.2 Análisis de los estándares internacionales para la implantación de sistemas de información ...	26
3.3 Creación de un modelo de implementación de sistemas de información para la realidad del sector eléctrico ecuatoriano	29
3.4 Creación del mapa de proceso y metodología para la implantación del sistema comercial SICO - CENTROSUR	31
3.4.1 Formalizar el proyecto y establecer los compromisos de los actores	32
3.4.2 Diagnostico generales	32
3.4.3 Definir el plan de implantación	33
3.4.4 Capacitación en los procesos del modelo de gestión comercial	33
3.4.5 Análisis de información de requerimientos funcionales y no funcionales	34
3.4.6 Capacitación operativa y técnica	34
3.4.7 Análisis de requerimientos y definición de la migración	35

3.4.8	Pruebas de implantación del sistema	35
3.4.9	Día “D” migración e implantación definitiva	36
3.4.10	Presentación y aceptación del sistema	36
3.4.11	Paso a producción	36
3.5	Conclusiones.....	38
CAPÍTULO 4: MODELO IMPLANTADO DE GESTION COMERCIAL, INDICADORES DE REVISION		39
	Introducción	39
4.1	Modelo implantado de gestión comercial	39
4.2	Modelo de información común (CIM).....	41
4.3	Indicadores de revisión	48
4.4	Modelo CNEL Los Ríos	52
4.5	Modelo CNEL Manabí	53
4.6	Modelo CNEL El Oro	54
4.7	Conclusiones	55
CAPÍTULO 5: PROYECCIÓN DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN COMO GENERADOR DE CONOCIMIENTO ENTRE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS RECEPTORAS DEL MODELO CENTROSUR		56
	Introducción	56
5.1	Creación de conocimiento en empresas de distribución	56
5.2	Creación de conocimiento al modelo comercial	59
5.3	Conclusiones.....	65
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		66
6.1	Conclusiones.....	66
6.2	Recomendaciones	66
	Bibliografía	68

Índice de Ilustraciones y Cuadros

Figura 1. 1: Cronología.....	4
Figura 1. 2: Instituciones del Sector.....	7
Figura 1. 3: Evolución de la Tarifa	9
Figura 1. 4: Pérdidas en las distribuidoras en el año 2009.....	13
Figura 2. 1: Procesos CENTROSUR	17
Figura 2. 2: Esquema del Sistema Comercial (SICO)	20
Figura 3. 1: Modelos de Procesos ISO 12207:2008.....	27
Figura 3. 2: Metodología Incremental.....	29
Figura 3. 3: Mapa de Proceso del MEER.....	31
Figura 3. 4: Mapa de Proceso creado por CENTROSUR.....	37
Figura 4. 1: Visión Global del Modelo de Gestión Comercial	40
Figura 4. 2: Modelo de Integración.....	41
Figura 4. 3: Arquitectura de interfaces del Modelo CIM.....	42
Figura 4. 4: Modelo de Sistemas para la Gestión de la Distribución.....	43
Figura 4. 5: Modelo Conceptual SmartGrid.....	45
Figura 4. 6: Puente de Arquitectura Empresarial	46
Figura 4. 7: Planes de implantación de Sistemas Comerciales SICO – SIDECOM.....	47
Figura 4. 8: Valores anuales Facturados y Recaudados.....	51
Figura 4. 9: Valores anuales Facturados y Recaudados.....	52
Figura 5. 1: Arquitectura Empresarial.....	57
Figura 5. 2: Modelo de Integración.....	58
Figura 5. 3: Ocho dominios Smart Grid.....	59
Tabla 1. 1: Evolución de la Tarifa.....	10
Tabla 1. 2: Evolución de la Tarifa.....	11
Tabla 4. 1: Perdidas de Energía Año Móvil Mayo de 2011.....	48
Tabla 4. 2: Perdidas de Energía Año Móvil Diciembre de 2006	49
Tabla 4. 3: Situación Actual en las Empresas de Distribución	50
Tabla 4. 4: Valores Anuales Facturados y Recaudados	53
Tabla 4. 5: Valores Mensuales Facturados y Recaudados	53
Tabla 4. 6: Valores Anuales Facturados y Recaudados	54
Tabla 4. 7: Valores Mensuales Facturados y Recaudados	54
Tabla 4. 8: Valores Anuales Facturados y Recaudados	55
Tabla 4. 9: Valores Mensuales Facturados y Recaudados	55

Tabla 5. 1: Data Warehouse	60
Tabla 5. 2: Data Warehouse Modelo CENTROSUR.....	61
Tabla 5. 3: Data Warehouse Modelo U.N MANABÍ.....	62
Tabla 5. 4: Data Warehouse Modelo U.N. LOS RÍOS	63
Tabla 5. 5: Data Warehouse Modelo U.N. EL ORO	64

Resumen

El sector eléctrico nacional se está reinventando y cambiando su modelo de negocio. Pues ahora su objetivo es exportar energía y obtener mayores beneficios con su actual mercado, por lo que la tecnología juega un papel importante en el cumplimiento de estas metas.

Siendo una política de Estado del Ecuador el fortalecimiento del sector eléctrico, acuerdan la implantación de un Sistema Integrado para la mejora de la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE) a nivel nacional. Este nace con el objetivo fundamental de mejorar la gestión empresarial del Sector Eléctrico de Distribución del país, basándose principalmente en la gestión de los recursos de las empresas, optimización de los procesos, tecnología, infraestructura, recursos humanos y en la mejora de la administración de la información.

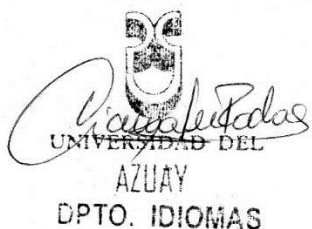
Como parte de este proceso CENTROSUR ha desarrollado un modelo de gestión comercial cambiando el “paradigma” departamental por el de procesos. Siendo parte fundamental de este cambio su sistema de información, que se encuentra implementado en 8 empresas de distribución eléctrica del País; este es el primer paso de homologación que permitirá un ahorro económico importante para la etapa de implantación de un nuevo sistema CIS (Customer Information System), CRM (Customer Relationship Management) y MDM (Meter Data Management).

ABSTRACT

The national electricity sector is being reinvented and its business model is being changed. Its present aim is to export energy and benefit from its current market, considering the fact that technology plays a crucial role in the fulfillment of its goals.

One important state policy of Ecuador is the strengthening of the electricity sector, so the implementation of an integrated system to enhance the Electric Distribution Management (SIGDE) nationwide has been agreed. This was created with the ultimate goal of improving the business management of the Electrical Distribution Sector throughout the country, on the primary basis of an adequate management of the company resources, optimization of processes, technology, infrastructure, human resources, and the improvement of the management of information.

As a part of this process, CENTROSUR has developed a business management model by changing the departmental “paradigm” for one of processes. Its information system, which has been implemented in eight electrical distribution companies of our country, is a key factor of change. This is the first step of approval which will enable important cost savings for the implementation phase of a new CIS (Customer Information System), CRM (Customer Relationship Management), and MDM (Meter Data Management).



Translated by,
Rafael Argudo

A handwritten signature of Rafael Argudo is located in the bottom right corner, below the text 'Translated by, Rafael Argudo'.

INTRODUCCIÓN

El Sector Eléctrico tiene un alto impacto en el crecimiento económico y en la competitividad de los países, es por esto que los países desarrollados o en vías de desarrollo tienen como políticas de estado el fortalecimiento de este sector.

Para el caso ecuatoriano, en años anteriores el sector eléctrico en lugar de fortalecerse se ha debilitado y es justamente porque el Estado no ha dado señales que permitan revertir esta situación, especialmente en las Empresas de Distribución Eléctrica (ED's), esto debido a falta de políticas de largo plazo, recursos insuficientes, déficit tarifario, inestabilidad jurídica, injerencia política en la administración, muestra de esto, es la situación preocupante en algunas ED's del Ecuador.

Un servicio deficiente, elevadas pérdidas de energía, falta de Planes Estratégicos, ausencia de objetivos de corto, mediano y largo plazo, con estructuras organizacionales inadecuadas, con niveles de ineficiencia preocupantes; ha generado desperdicios de recursos materiales, financieros y humanos.

En función de antes expuesto, se ha considerado que las buenas prácticas deben ser socializadas, por tal razón se considera que el Modelo de Gestión Comercial basado en procesos de CENTROSUR acompañado de su Sistema de Información Comercial permitirá al sector eléctrico alcanzar ventajas estratégicas en la mejora de la calidad de servicio, disminución de pérdidas como conseguir un estándar en todas las ED's receptoras de la transferencia tecnológica, a la vez generar una homologación de estándares principal componente para la adquisición e implantación de un Sistema Comercial Único, que permita mantener una gestión de negocio para las nuevas tendencias del Sector Eléctrico Mundial.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

Introducción

La Constitución de la Republica aprobada el 28 de septiembre de 2008, se establece que: “El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.” (Constitución de la República del Ecuador, 2008, p. 149).

En la producción, distribución y utilización de los energéticos, deben estar inmersos los principios de eficiencia energética, toda vez que la energía es un bien costoso y escaso que debe ser gestionado considerando la preservación ambiental y la responsabilidad social hacia las futuras generaciones, conforme lo establecido en la misma Constitución.

En consecuencia, se establece un plan de mejora del sector eléctrico ecuatoriano basado en la utilización de tecnologías de la información, que permitan recuperar el rol del Estado en la gestión; incrementar el uso de energía renovable; incrementar la cobertura de energía eléctrica y la satisfacción de los ciudadanos.

1.1 Estructura del Sector Eléctrico Nacional

El 10 de Octubre de 1996, se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector y en sustitución del INECEL que estuvo a cargo del Sector Eléctrico Nacional.

Según lo dispuesto en el Capítulo III, de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE):

Art. 11.- El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;
 - b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
 - c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
 - d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
 - e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.
- (Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), 1996, p. 2).

En base a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico¹; se han producido cambios en la normativa jurídica establecida en el sector, que inciden en la planificación y ejecución de las actividades que cumplen las distintas instituciones, las mismas que deben estar enmarcadas en las estrategias y objetivos nacionales.

Por esta razón y según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008 y publicado en el Registro Oficial No. 393. Que establece el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en un plazo máximo de treinta (30) días, aprobará los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual queda facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes (Mandato Constituyente N° 15: Mandato Eléctrico, 2008).

Por consiguiente es prioritario realizar acciones y determinar nuevos lineamientos para el sector eléctrico ecuatoriano, basados fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- Tarifa única a aplicarse por parte de las empresas eléctricas de distribución
- Eliminación del concepto de costos marginales.
- Cubrimiento de inversiones en generación, transmisión y distribución, a través del Presupuesto General del Estado.

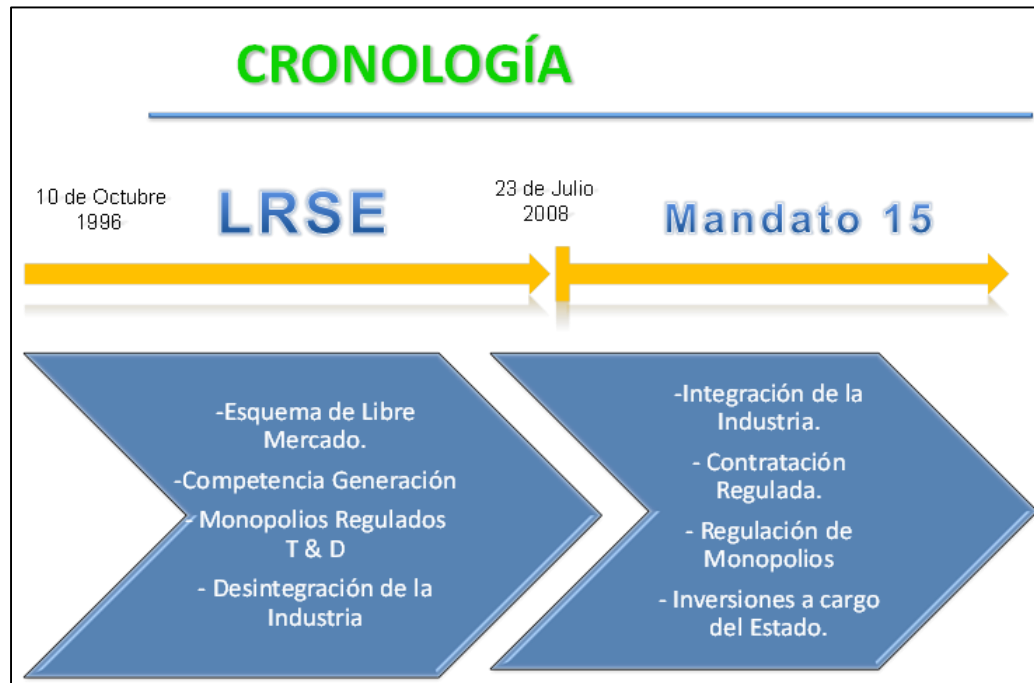
¹ Consejo Nacional de Electricidad, normativa, actualizado en diciembre de 2010. Disponible en Internet: <http://www.conelec.gob.ec/normativa>. Consultado en: Octubre de 2013

- Cubrimiento mensual de las diferencias entre los costos de generación, transmisión y distribución y la tarifa única para consumidor final.
- FERUM (Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal), financiado a través del Presupuesto General del Estado.

Adicionalmente, el mismo mandato dispuso que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extingan, eliminen y/o den de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros correspondientes a la compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación (Mandato Constituyente N° 15: Mandato Eléctrico, 2008).

Así mismo dentro de sus Disposiciones Transitorias en la TERCERA establece que para su gestión empresarial de las empresas eléctricas y de telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad es accionista mayoritario, esa institución podrá ejecutar los actos societarios que sean necesarios para la reestructuración de dichas empresas, para lo cual entre otras actuaciones podrá reformar estatutos sociales, fusionar, conformar nuevas sociedades, resolver la disolución de compañías, sin que para este efecto, sean aplicables limitaciones de segmentación de actividades o de participación en los mercados (Mandato Constituyente N° 15: Mandato Eléctrico, 2008).

Figura 1.1: Cronología



Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC

Por este motivo se comienza un proceso de reestructuración de las empresas eléctricas, para conformar nuevas sociedades que manejen de forma eficaz y eficiente el sector en su conjunto, es así que se crearon la Corporación Nacional de Electricidad -CNEL- y la Corporación Eléctrica del Ecuador -CELEC-.

CNEL asumió, a partir del 10 de marzo del año 2009, derechos y obligaciones para funcionar en el sector eléctrico como empresa distribuidora de electricidad, y estará conformada por las siguientes empresas:

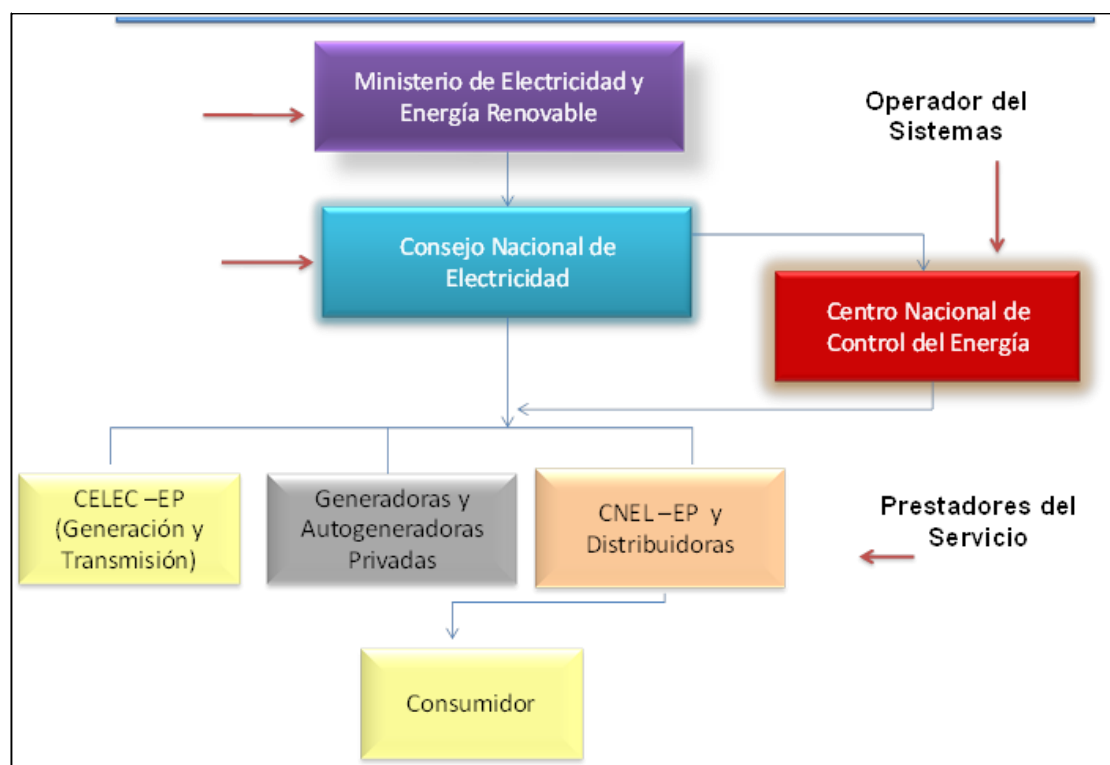
- Eléctrica Esmeraldas S.A.
- Eléctrica Regional Manabí S.A.
- Eléctrica Santo Domingo S.A.
- Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A.
- Eléctrica Los Ríos C.A.
- Eléctrica Milagro C.A.
- Eléctrica Península de Santa Elena S.A.
- Eléctrica El Oro S.A.

- Eléctrica Bolívar S.A.
- Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

CELEC, desde el 19 de enero de 2009, se establece con seis empresas:

- Generación Hidroeléctrica Paute S.A.
- Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.
- Generación Termoeléctrica Guayas S.A.
- Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.
- Generación Termoeléctrica Pichincha S.A.
- Empresa de Transmisión de Electricidad.

Figura 1. 1: Instituciones del Sector



Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC

1.2 Dificultades del Sector Eléctrico Nacional

En los últimos años el sector eléctrico en lugar de fortalecerse se ha debilitado y es justamente porque el Estado no ha dado señales que permitan revertir esta situación, especialmente en las Empresas de Distribución Eléctrica (ED's), esto debido a falta de políticas de largo plazo, recursos insuficientes, déficit tarifario, inestabilidad jurídica, injerencia política en la administración, muestra de esto, es la situación preocupante en la mayoría de las ED's del Ecuador, en las que su balanza económica muestra saldos negativos alarmantes, los niveles de calidad del servicio deficientes, elevadas pérdidas de energía, en algunos casos con la carencia de Planes Estratégicos, ausencia de objetivos de corto, mediano y largo plazo, con estructuras organizacionales inadecuadas, con niveles de ineficiencia preocupantes; ha generado desperdicios de recursos

materiales, financieros y humanos. Situación agravada por la falta de colaboración que ha existido entre las diferentes Empresas de Distribución (ED's).

Para obtener un enfoque adecuado de la situación del sector eléctrico nos limitaremos a realizar un análisis de dos aspectos influyentes según mi punto de vista, estos son el déficit tarifario y los índices de pérdidas en las empresas distribuidoras.

1.2.1 Déficit Tarifario

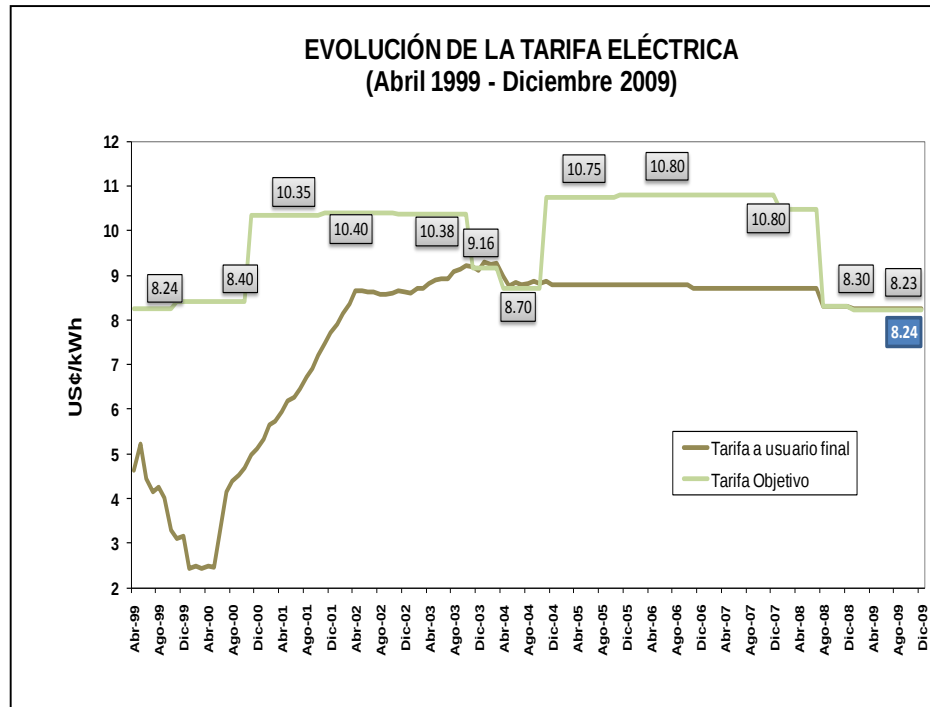
Según lo indicado Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE): “En el Art. 53.- Principios Tarifarios literal a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD)” (Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), 1996, p. 15). El promedio de todas las distribuidoras del Ecuador, como la ejecución del valor agregado de distribución (VAD) promedio nacional, causa que unas distribuidoras obtengan ingresos mínimos respecto a su facturación y otras ingresos máximos, el CONELEC, para el caso de las primeras, efectuará el cálculo del déficit en forma anual y será contemplado en el Presupuesto General del Estado, debiendo estos dineros ser gestionados por el CENACE, como un subsidio directo a los clientes del área de concesión. En ningún caso, para las demás empresas distribuidoras se aumentara el VAD.

Si ampliamos la definición basándonos en lo establecido por el CONELEC la tarifa eléctrica es el precio que debe pagar el usuario final del servicio de electricidad, por la energía eléctrica que consume para satisfacer sus diferentes requerimientos, establecido por su modalidad de consumo y nivel de tensión.

Por definiciones políticas, económicas y sociales, la determinación de la tarifa por el pago del consumo de energía eléctrica en los últimos diez años, Figura 1.3., no justifica los costos de producción, transporte y distribución, sin mencionar una facturación que no cubre toda la energía recibida, recaudación deficiente en la mayoría de las Empresas

de Distribución (ED's), generó una deuda impagable al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Figura 1. 2: Evolución de la Tarifa



Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2011-2020, CONELEC

Para tener una visión más acertada de las acciones tomadas dentro de la evolución de la tarifa aplicada al servicio público de energía eléctrica, se debe considerar que el CONELEC fija y aprueba los pliegos tarifarios que deben regir para la facturación a los clientes cuyos componentes deben considerar, precios referenciales de generación, costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución.

Para el año 1998 el CONELEC realizó un estudio de costos y análisis tarifario para determinar la tarifa real promedio para el servicio. El valor establecido fue de 8.5 centavos de dólar por KW/h, precio real, pero a esa fecha el precio era de US\$4.76 centavos de dólar, por este motivo se implementó una metodología gradual y se obtuvo el valor de 8.2 centavos de dólar por KW/h para el año 1999; sin embargo por la devaluación de la moneda, el precio de venta se contrajo a US\$2.49 centavos por KW/h, que se mantuvo hasta el 2000; debido a la crisis económica y social que pasaba el país el

diferencial tarifario de 6.01 cents (1999-2000) fue asumido por el gobierno, se detalla la Tabla 1.1, Tabla 1.2 como una cronología de eventos desde el año 1998, con el detalle de los costos reales del servicio y la tarifa aplicada a usuario final.

Tabla 1. 1: Evolución de la Tarifa

RESUMEN PERIODO OCTUBRE 1998 – DICIEMBRE 2007					
Año	Mes	Situación	Costo del Servicio ¢USD/kWh	Precio Medio Aplicado ¢USD/kWh	Descripción
1998	Octubre	Primer Estudio de Costos y Análisis Tarifario	8,5	4,76	Implementación de esquemas de ajustes a partir de enero 1999, con un incremento a 6,5 ¢USD/kWh
1999		Crisis Total de la Economía del país	8,24	2,5	Esta tarifa se mantuvo hasta el mes de mayo del 2000
2000	Junio	Costo Real de Energía	8,24	4,76	Se estableció un nuevo mecanismo de ajuste tarifario con un incremento inicial puntual del 70% y un sistema de ajustes mensuales
2000	Octubre	Estudios Realizados y Aprobados	10,35	5,23	Se mantiene el mecanismo de ajustes mensuales aprobado y puesto en vigencia desde junio 2000.
2001	Octubre	Estudios Realizados y Aprobados	10,4	7,11	Se mantiene el mecanismo de ajustes, con el propósito de alcanzar la tarifa real hasta mayo 2003
2002	Abril	Resolución de Directorio	10,4	8,75	Se suspende estos mecanismos a partir de los consumos de mayo hasta enero de 2003, en concordancia con las políticas y lineamientos del Gobierno Nacional a la fecha.
2003	Enero	Estudio Técnico	10,38	9,2	Se implementó un mecanismo de incrementos mensuales en los valores de tarifas a usuario final equivalente a 164%
2003-2004	Noviembre- Octubre			9,16	Sobre la base de lo dispuesto por la Ley y sobre la base de una variación en la base de cálculo del precio de la generación, en marzo de 2004, se realizó un ajuste, equivalente al 5%, con lo que el precio medio de la electricidad objetivo se ubicó en 8,7 ¢USD/kWh
2004-2005	Noviembre- Octubre	Estudio Técnico	10,75	8,78	En atención a la situación socio-económica del país, el CONELEC resolvió mantener vigentes los cargos tarifarios aprobados en abril 2004.
2005-2006	Noviembre- Octubre	Estudio Técnico	10,8	8,71	Mantener vigentes las tarifas a usuario final, aprobados en abril 2004
2006-2007	Noviembre- Diciembre	Estadísticas	10,8	8,83	De acuerdo con la información estadística se obtuvo el precio medio aplicado.
					Mediante Ley No. 2006-55, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de Septiembre de 2006, el Congreso Nacional expidió la Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
					En esta Ley se modificó los plazos para la aprobación y vigencia de las tarifas a usuario final.
					El CONELEC debía aprobar, cada año hasta el mes de junio el estudio tarifario, cuyos resultados se aplicarían durante el periodo enero – diciembre del año siguiente al del estudio
					El estudio efectuado y que debía ser aprobado en octubre de este año, únicamente, fue puesto en conocimiento del Directorio del CONELEC, más no aprobado.

Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2011-2020, CONELEC

Tabla 1. 2: Evolución de la Tarifa

RESUMEN PERIODO ENERO 2008 – DICIEMBRE 2009					
Año	Mes	Situación	Costo del Servicio cUSD/kWh	Precio Medio Aplicado cUSD/kWh	Descripción
2008	Enero Diciembre	Estudio Tarifario	10,47	8,71	Se mantienen los cargos tarifarios, de abril 2004, a los usuarios del servicio, debido a la situación socio económico.
		Aprobado el 30 de Junio 2007			Esta tarifa considera un valor agregado de distribución (VAD) promedio nacional en aquellas empresas distribuidoras cuya VAD propio era superior a éste, consecuentemente el Estado Ecuatoriano debía efectuar el reconocimiento de un subsidio por VAD promedio.
					Este subsidio ascendía a un monto de 62,5 millones de dólares, tal como lo dispuso la Ley Reformativa antes citada.
2009	Enero Diciembre	Estudio Tarifario Aprobado el 30 de Junio 2008	9,91		El déficit por VAD promedio nacional estimado fue de 64,6 millones de dólares.
2008	23 de Julio	Asamblea Nacional Constituyente			Entre otras cosas dispuso al CONELEC aprobar los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresa eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
		Expidió el Mandato Constituyente No. 15			Quedó facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes; eliminando el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación; y, sin considerar la inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión
2008	12 de Agosto	Directorio CONELEC		8,31	Estos cargos tarifarios eran únicos para todas las empresas distribuidoras excepto la Empresa Eléctrica Quito y Unidad Eléctrica de Guayaquil.
		Aprobó los cargos tarifarios.			A aplicarse a los usuarios a partir de esta fecha hasta el 31 de diciembre de 2008
2008	02 de Octubre	Análisis de costos de generación, transmisión y distribución		8,3	Esto se fijó para el periodo agosto – diciembre 2008.
					Como consecuencia de esta situación, el estudio tarifario aprobado en junio de 2007 tuvo una vigencia para el periodo de enero a julio de 2008.
2009	12 de Febrero	Análisis de costos de generación, transmisión y distribución	8,23	8,24	Esto se fijó para el periodo agosto – diciembre 2009. Consecuentemente, quedó sin vigencia el estudio tarifario aprobado en junio de 2009.

Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2011-2020, CONELEC

1.2.2 Pérdidas en las Empresas Distribuidoras

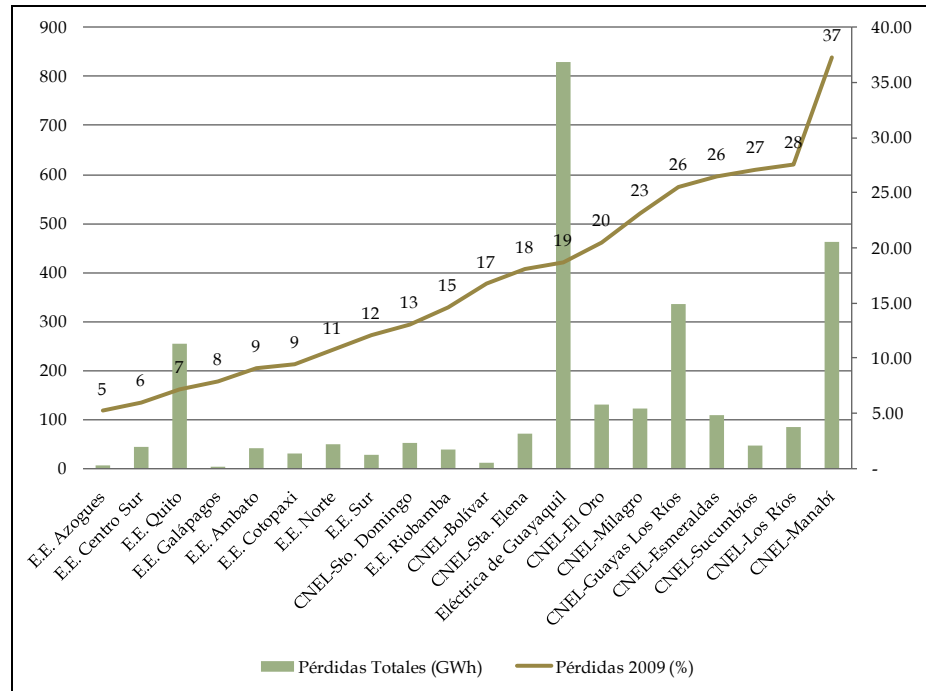
El mayor problema de las Empresas de Distribución (ED's) es el elevado porcentaje de pérdidas de energía. Si definimos las pérdidas ED's, como la suma de la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema, más las pérdidas no técnicas o comerciales, encontradas por la no medición, facturación a los clientes que poseen energía ilegal y sistemas de medición dañados.

Por consiguiente, las pérdidas de energía en los sistemas son el producto de la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución en la que se incluye la energía de los clientes no regulados que mantienen contratos de compra de energía con otras empresas (generadoras o autoproductoras) y la registrada en la medición de los consumidores.

De acuerdo con las estadísticas del CONELEC, en el año 2009 el valor de pérdidas de distribución, a nivel nacional, alcanzó los 2.765 GWh equivalentes al 17,31% de la energía total disponible en las subestaciones de recepción. Las pérdidas técnicas se estiman en 1.499 GWh, aproximadamente, y las pérdidas no técnicas llegaron a 1.266 GWh.

Las regionales de CNEL: Esmeraldas, Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro y Sucumbíos, presentan pérdidas superiores al 25%, mientras que las pérdidas en las empresas Ambato, Azogues, Centro Sur, Cotopaxi, Galápagos, Norte, Quito, Riobamba y Sur, son inferiores a 15%. La empresa que presenta mayor porcentaje de pérdidas es CNEL – Regional Manabí que supera el 35%. Podemos observar la distribución de pérdidas en el Figura 1.4.

Figura 1. 3: Pérdidas en las distribuidoras en el año 2009



Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2011-2020, CONELEC

1.3 Conclusiones

Los diferentes cambios de políticas en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, establece claramente la necesidad de realizar una integración total de sus normas; es indispensable determinar objetivos comunes, que permitan una mejora de competitividad para todas las empresas que lo conforman, basados en el uso eficiente de los recursos del Estado, la adopción de estándares de la industria eléctrica y finalmente una homologación de sistemas de misión crítica.

CAPÍTULO 2: SISTEMA DE INFORMACIÓN ESTRATÉGICO QUE SOPORTA EL MODELO DE GESTIÓN COMERCIAL CENTROSUR

Introducción

Una de las ventajas competitivas de CENTROSUR, es su definición de procesos sustentado en una plataforma tecnológica, cabe indicar que esta madurez en el desarrollo de la empresa ha tomado varios años, por este motivo en el presente capítulo se tomará las partes fundamentales para explicar el éxito alcanzado por CENTROSUR al tener sus procesos y su desarrollo tecnológico.

2.1 Modelo de proceso CENTROSUR

El modelo de proceso es una herramienta de organización y gestión en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., basado en el logro de resultados, en relación con los objetivos de la calidad, para satisfacer las necesidades y expectativas de los clientes, las normas y regulaciones vigentes.

A su vez describe la estructura del Sistema de Gestión de Calidad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., el cual está basado en los requisitos aplicables de la norma ISO 9001. El manual tiene como propósito informar al personal de la CENTROSUR como a otras partes interesadas los servicios que ofrece la Empresa, los procesos que inciden en la calidad de sus servicios y cómo se administra el Sistema de Gestión de la Calidad.

A continuación se describe las principales definiciones utilizadas en el Sistema de Gestión de la Calidad:

- **CENTROSUR:** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

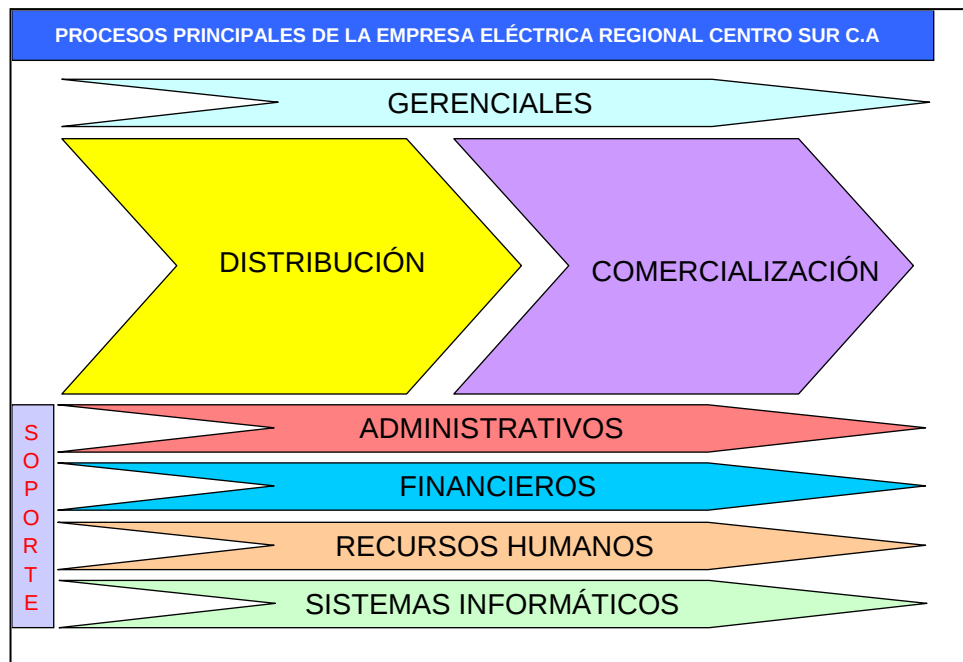
- **ISO 9001:** Norma que especifica los requisitos para los sistemas de gestión de la calidad aplicable a la organización que necesita demostrar su capacidad para proporcionar productos que cumplan los requisitos del cliente.
- **Parte interesada:** Personal o grupo que tiene un interés en el desempeño o éxito de la organización. Ejemplo clientes, accionistas, personal de la CENTROSUR, proveedores.
- **Alta Dirección:** Personal de la CENTROSUR integrante de la Junta Ejecutiva, conformada por Presidente Ejecutivo, Director de Planificación, Director de Distribución, Director de Comercialización, Director Administrativo Financiero, Director de Sistemas Informáticos, Director de Morona Santiago, Director de Asesoría Jurídica, Director de Talento Humano, Director de Telecomunicaciones, Secretaria General, Auditor, Asistente de Relaciones Públicas.
- **Cliente:** Organización o persona que recibe un producto.
- **Consumidor:** Persona natural o jurídica capaz de contratar, que habite o utilice un inmueble que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el distribuidor dentro de su área de concesión.
- **Consumidor regulado:** Consumidor ubicado en el área de servicio de un distribuidor, cuyo abastecimiento de electricidad está sujeto a la regulación y tarifas estipuladas en la Ley y el Reglamento de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
- **Consumidor eventual:** Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico de una forma temporal y debidamente autorizado por la CENTROSUR.
- **Formación:** Conocimientos recibidos a través de centros de formación como institutos de educación primaria, secundaria, superior, centros de formación técnica, universidades y otros organismos de formación oficialmente reconocidos.
- **Capacitación:** Actividad de preparar y adiestrar en forma específica y de manera programada al personal, con la finalidad de mejorar la eficiencia y la eficacia en el desempeño de las actividades relacionadas con su puesto de trabajo. La

capacitación puede ser interna o externa y es dada por personal competente en el tema.

- **Procedimiento:** Documento que describe la secuencia de pasos para llevar a cabo una actividad o un proceso.
- **Formulario de Registro:** Documento que presenta resultados obtenidos o proporciona evidencia de actividades desempeñadas.
- **Información:** Documento que contienen datos con significado y que se utilizan para realizar cálculos o tomar decisiones.

La CENTROSUR tiene identificado sus procesos en el Manual de Procesos y Procedimientos, en el que se describen los procesos, subprocesos y actividades con su respectiva secuencia e interrelación, insumos o elementos de entrada, salidas o productos, proveedor y cliente del proceso. Se define como procesos necesarios para el Sistema de Gestión de Calidad los detallados en la Figura 2.1, siendo procesos esenciales la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que constituyen la razón de ser de la Empresa, y cuya gestión eficaz se la realiza coadyuvada con los procesos de gerencia y de soporte: Administrativos-Financieros, Recursos Humanos y Sistemas Informáticos.

Figura 2. 1: Procesos CENTROSUR



Manual de Calidad de la CENTROSUR

PG-Procesos Gerenciales, que mantiene los subprocesos de gestión empresarial, gestión de la calidad, control empresarial, asesoría legal, coordinación interdepartamental y comunicación.

PD-Procesos de Distribución, con los subprocesos de construir el sistema, operar el sistema, mantener el sistema, protecciones y gestión de la información de la distribución.

PC-Procesos de Comercialización, con los subprocesos de compra de energía, servicios de comercialización, supervisión del sistema de medición y venta de energía.

PA-Procesos Administrativos, con los subprocesos de administración de bienes, administración de seguros y administración de servicios generales.

PF-Procesos Financieros, con los subprocesos de compras, contabilidad, presupuesto y tesorería.

PR-Procesos de Recursos Humanos, con los subprocesos de asistencia médica, capacitación, nómina, seguridad industrial y trabajo social.

PS-Procesos de Sistemas Informáticos, con los subprocesos de desarrollo y mantenimiento de sistemas informáticos, operación – soporte de servicios informáticos y planificación de servicios informáticos.

Con la distribución indicada, el Manual de Procesos define las actividades y la documentación necesaria para la operación, seguimiento, medición y control de los procesos, y a través del proceso de acciones correctivas, preventivas y de mejora se implantan acciones para alcanzar los resultados planificados y promover su mejora.

La disponibilidad de los recursos es una responsabilidad asumida por la Alta Dirección, la misma que es planificada y llevada a cabo a través de los procesos de soporte: Administrativos -Financieros, Recursos Humanos, Sistemas Informáticos.

La CENTROSUR contrata externamente algunos servicios que inciden en la conformidad del servicio, definiendo y documentando la metodología para el control de éstos servicios.

2.2 Sistema de información Comercial (SICO)

El Sistema de Información Comercial (SICO) se encuentra basado en los procesos diseñados por la CENTROSUR para la realización de sus servicios y ajustados a las normas de los organismos de control del país y la legislación ecuatoriana.

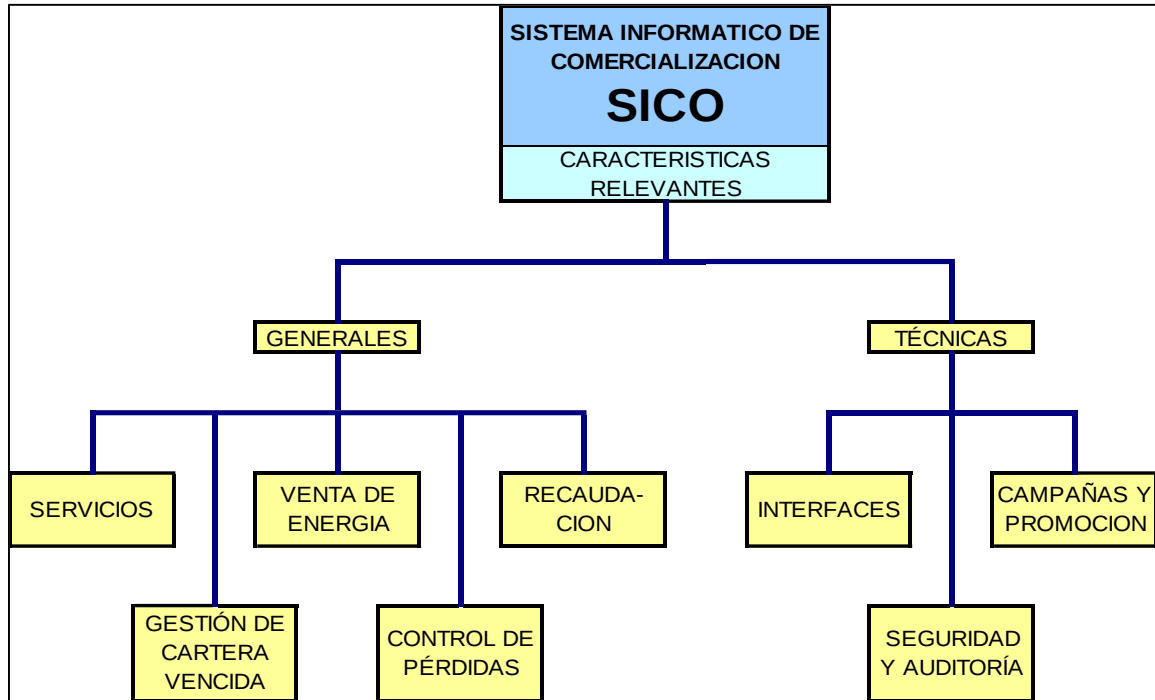
Entre sus principales características podemos mencionar:

- Producto desarrollado en su totalidad por personal técnico de la CENTROSUR.
- Derechos de autor sobre el software.
- Experiencia de funcionamiento y depuración del sistema desde mayo de 2000.

- Capacidad para adaptar el software a nuevos requerimientos de la CENTROSUR (u otras empresas de distribución EDs).
- Desarrollo con CASE Genexus, con posibilidad de generar programas ejecutables en varios lenguajes de programación y diversas bases de datos.
- Integración de procesos en línea.
- Procesamiento optimizado para funcionamiento en ambiente de red, con bajos volúmenes de información transmitida.
- Capacidad de manejo de puntos de recaudación tercerizados.
- Integra completamente el módulo de servicios con el módulo de facturación.
- Habilitada la comunicación mediante WebService.

A continuación se procederá con la descripción de los Módulos más relevantes del Sistema Comercial según consta en la Figura 2.2:

Figura 2. 2: Esquema del Sistema Comercial (SICO)



Módulo de Servicios: Se encarga del ingreso de los clientes al Sistema Comercial, dentro de sus principales características es el mantener el seguimiento y control de los futuros clientes de CENTROSUR, consta de los Sub módulos:

- Nuevos servicios.
- Desconexión definitiva del contrato de servicio.
- Desconexión definitiva empresa.
- Suspensión temporal.
- Rehabilitación del servicio.
- Cambio de tarifa.
- Cambio de nombre.
- Reclamos comerciales.
- Nuevo servicio con extensión de red.
- Reubicación, cambio de medidor y/o materiales.
- Inspecciones para provisión de nuevo servicio, reubicación y/o cambio de equipo de medición.

- Instalación de medidores.
- Instalación de medidores especiales.
- Servicio eventual.
- Servicio eventual con medidor.
- Control de garantías por cliente.
- Control de beneficio de la tercera edad.
- Manejo y control de sellos.

Módulo de Facturación: Comprende la correcta aplicación de las normas vigentes, leyes y pliego tarifarios según las características individuales de consumo de los clientes sus principales submodulos son:

- Lectura de Medidores.
- Interfaz para entrega de datos para Dispositivos Móviles.
- Control de Calidad de Lecturas.
- Generación de Consumos.
- Generación de Notas de Venta.
- Penalización por bajo factor de potencia.
- Recolección de Basura y Aseo Público.
- Tasa por Alumbrado Público.
- Contribución a los Cuerpos de Bomberos.
- Contribución para Subsidio Cruzado.
- Subsidio Cruzado.
- Tarifa Dignidad.
- Modificación de Facturas.

Módulo de Recaudación: es la base para el ingreso de recursos a la CENTROSUR, con un manejo adecuado de cartera sus submodulos son:

- Recaudación en Línea.

- Efectivo.
- Cheque.
- Tarjeta de Crédito.
- Retención en la Fuente.
- Pagos parciales.
- Pagos multiples.
- Identificación de Clientes mediante código de barras.
- Recaudación Diferido.
 - Débitos bancarios.
 - ESIGEF.
 - Débito de Rol Empleados.
 - Recaudación en sitios remotos.

Módulo Control de Pérdidas: se encarga del control y el cumplimiento de las leyes de servicio por parte de los clientes de CENTROSUR, consta de:

- Revisión de medidores en laboratorio.
- Revisión de sistemas de medición en sitio.
- Control de sellos.

Módulo Cartera Vencida: Es de ayuda para la gestión de la empresa y está formado por:

- Listado de clientes en mora por sector y ruta de lectura.
- Control de notificaciones.
- Control de cortes.
- Control de pagos.
- Control de reconexiones.
- Control de retiro de medidores.
- Control de rehabilitación del servicio.
- Control de convenios de pago.

2.3 Conclusiones

La utilización del Sistema Comercial SICO en CENTROSUR, no se refiere exclusivamente al software y hardware, sino a todo el conjunto de procesos y procedimientos que se consideran como buenas prácticas a homologarse y que permiten generar un eficiente servicio al cliente externo, basado en la confiabilidad e integridad de la información, sustentado en la administración, análisis y presentación de indicadores de gestión.

CAPÍTULO 3: TRASPASO DE PROCESOS, MEJORES PRÁCTICAS Y TECNOLOGÍA PARA MEJORAR LA CALIDAD EMPRESARIAL

Introducción

En este capítulo se realizara un análisis del convenio general suscrito por CENTROSUR y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para el traspaso del modelo de Gestión Comercial a las empresas distribuidoras, como la revisión de estándares internacionales para la implantación del sistema informático y la creación de una metodología de implantación propuesta por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A. teniendo en consideración que la aplicación ya está desarrollada y con altos indicadores de performance.

3.1 Realizar el mecanismo de transferencia en base a las responsabilidades asumidas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y el MEER

El principal objetivo asumido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), como la Empresa Eléctrica Regional Centros Sur C. A. (CENTROSUR) es comprometerse al cambio del Sector Eléctrico como eje principal para el desarrollo nacional; por esta razón se comprometen en trabajar para obtener un equipo diverso y de diferentes distribuidoras, en el que existan responsabilidades y objetivos comunes para evitar la pérdida de recursos económicos como la ineficiencia de personal.

Siendo el momento histórico, de comprometerse en un Proyecto único que busque el fortalecimiento del sector de la distribución eléctrica, se establece como objetivo principal el implantar un Sistema de Gestión Único, lo que permitirá desarrollar eficiencia en procesos y establecer la calidad de servicio

El modelo de Gestión Comercial de CENTROSUR, actualmente se encuentra implantado en las empresas CNEL (Los Ríos, Manabí, El Oro, Milagro), Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., Empresa Eléctrica Azogues C.A., Empresa Eléctrica Galápagos.

La implantación del Modelo de Gestión Comercial, no solo se refiere a elementos de software y hardware, sino a un conjunto de procesos y procedimientos que permitan generar una verdadera sinergia con la sociedad y en particular con sus clientes, además garantizar la confiabilidad y oportunidad de la información, a través de sólidos procedimientos en la captura de datos, la administración, el análisis, la generación de indicadores, etc., es decir que el fortalecimiento de la Gestión Comercial a nivel nacional conlleva las siguientes responsabilidades:

Del MEER:

- Definir las políticas necesarias para establecer el funcionamiento y operatividad de los objetivos a nivel nacional.
- Actuar como coordinador y facilitador de los objetivos establecidos.
- Vigilar el cumplimiento de los objetivos y establecer los correctivos para minimizar los riesgos que puedan afectar al proyecto.
- Apoyar con recursos económicos, materiales y profesionales de acuerdo a lo establecido en la programación del proyecto SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica).
- Apoyar e impulsar la implantación de los Data Center necesarios a nivel nacional donde estarán los sistemas informáticos.

De CENTROSUR:

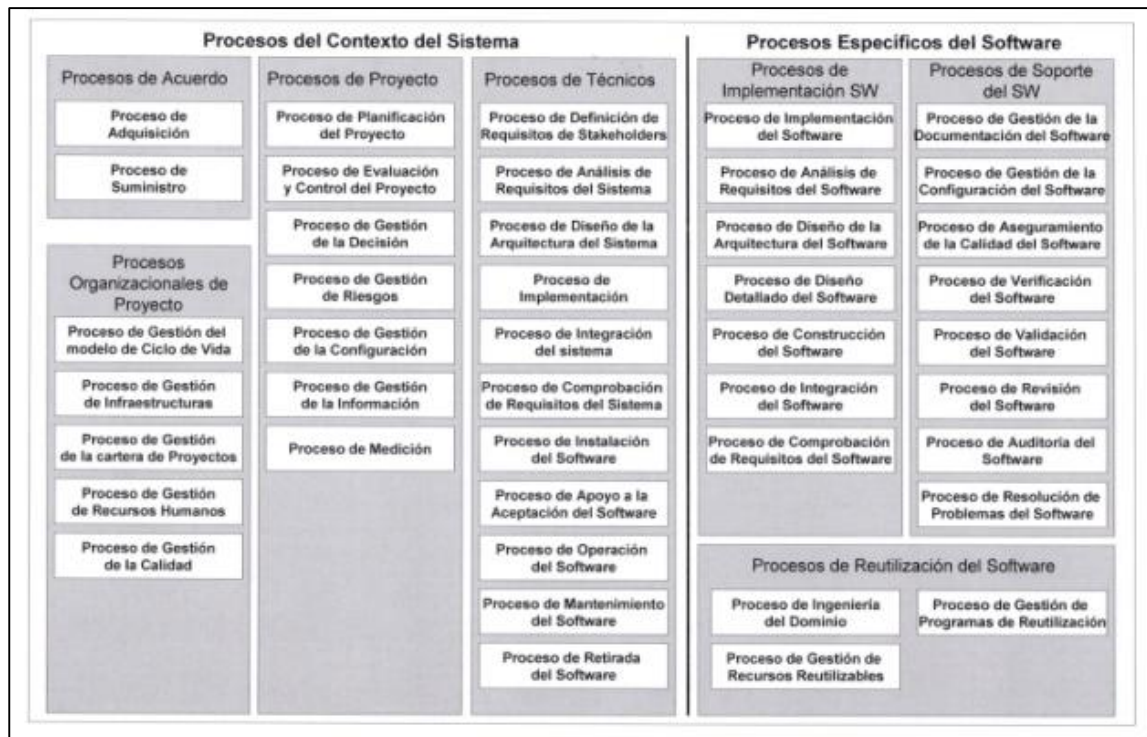
- Proveer el personal idóneo para que participe en las labores de implantación y capacitación
- Suministrar los recursos económicos, materiales y humanos necesarios para llevar adelante los procesos de fortalecimiento de las EDs en particular y del sector en general.

- Suministrar los recursos logísticos adecuados para la elaboración de talleres, seminarios.
- Capacitación del Modelo de Gestión Comercial al personal de las EDs receptoras de las implantaciones.
- Soporte permanente con la EDs mediante la firma de acuerdo de nivel de servicio (SLA), que garantizara en buen uso de los procesos y el sistema informático.

3.2 Análisis de los estándares internacionales para la implantación de sistemas de información

El modelo ISO 12207:2008 es un esquema de buenas prácticas para guiar a las empresas de distribución eléctrica en la mejora de procesos y mantenimiento software, se definen 43 procesos que pueden utilizarse en la compra de software y en las etapas de desarrollo, operación, mantenimiento y evolución del software Figura 3.1.

Figura 3. 1: Modelos de Procesos ISO 12207:2008



Manual de Procesos ISO 12207:2008

Cabe indicar que el apoyo de los gobiernos para reducir el costo y la complejidad de la implantación de dichas normas en las empresas dedicadas al desarrollo de software es parte fundamental en la aplicaciones de las normas de calidad del software como es el caso de la asociación española de normalización y certificación que propone 3 niveles de madurez para la puesta en marcha de cada conjunto de procesos.

La siguiente metodología que revisaremos es la **Métrica V3**, que ofrece a las empresas una guía útil para la sistematización de las actividades del ciclo de vida del software, y es promovida por el Ministerio de Administraciones Públicas del Gobierno de España, esta metodología propia se basa en el Modelo de Procesos del Ciclo de vida de desarrollo ISO/IEC 12207 (Information Technology - Software Life Cycle Processes) así como en la norma ISO/IEC 15504 SPICE (Software Process Improvement And Assurance Standards Capability Determination).

La metodología descompone cada uno de los procesos en actividades, y éstas a su vez en tareas. Para cada tarea se describe su contenido haciendo referencia a sus principales acciones, productos, técnicas, prácticas y participantes. El orden asignado a las actividades no debe interpretarse como secuencia en su realización, ya que éstas pueden realizarse en orden diferente.

Así los procesos de la estructura principal de MÉTRICA Versión 3 son los siguientes:

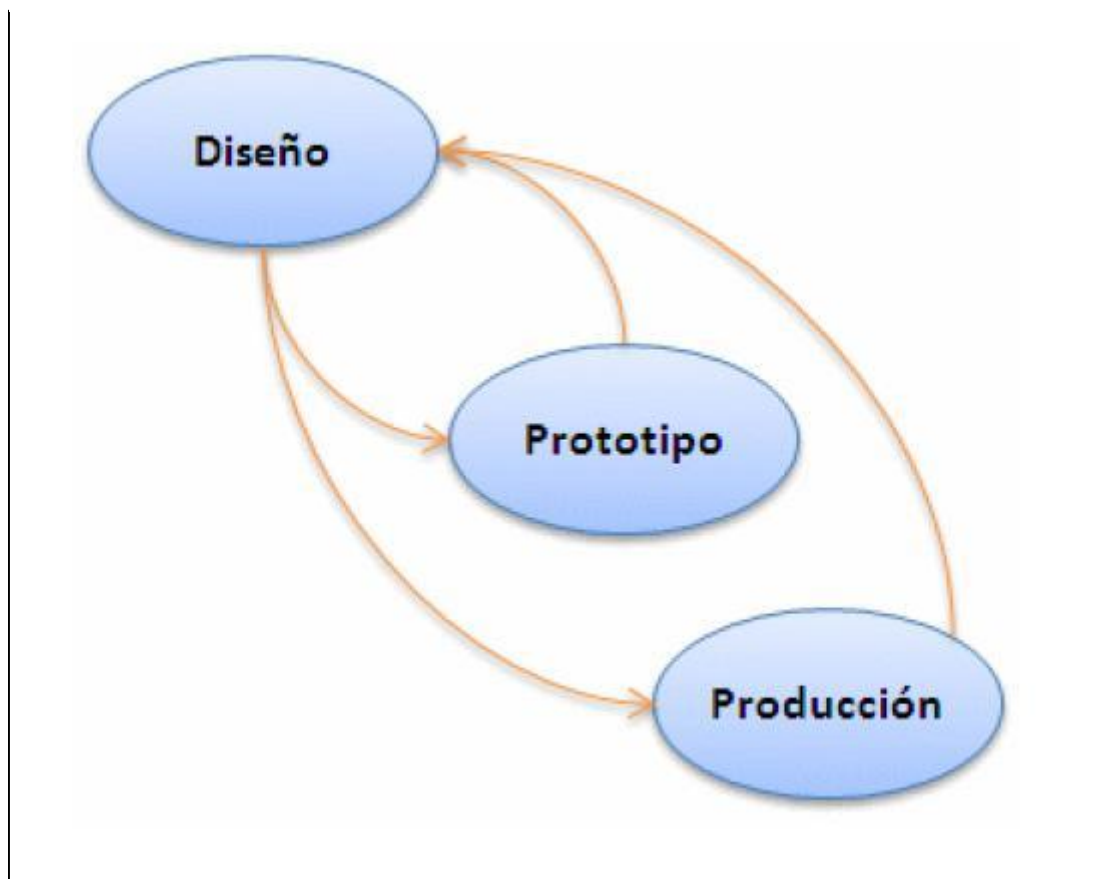
- Planificación de Sistemas de Información
- Desarrollo de Sistemas de Información
- Mantenimiento de Sistemas de Información

Como última referencia analizaremos la **Metodología Incremental**, que forma parte de la filosofía del CASE GeneXus, la misma que se encuentra operando en CENTROSUR desde 1995, siendo pionero en el desarrollo de software con CASE. El proyecto que comenzó CENTROSUR fue justamente el Sistema Comercial y se basó en utilizar una filosofía incremental y hacer un desarrollo Basado en Conocimiento con una herramienta inteligente cuyo objetivo es asistir en todo el ciclo de vida de las aplicaciones.

Por consiguiente esta metodología parte de las visiones de los usuarios, captura su conocimiento y los sistematiza en una base de conocimiento. A partir de su Base de Conocimiento se puede diseñar, generar y mantener de manera totalmente automática la estructura de la base de datos y los programas de aplicación.

Entonces la metodología incremental como se muestra en la Figura 3.2, se hace efectiva utilizando una fase de Diseño, luego una de Prototipo y finalmente de implementación o producción y en cualquier paso se puede regresar al Diseño para continuar con los cambios o incrementos de conocimientos.

Figura 3. 2: Metodología Incremental



Manual de GeneXus Avanzado

3.3 Creación de un modelo de implementación de sistemas de información para la realidad del sector eléctrico ecuatoriano

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), es uno de los principales actores en la homologación de procesos dentro del Modelo de Gestión Comercial y parte de este trabajo en conjunto con CENTROSUR es realizar implantaciones bajo un esquema metodológico, por este motivo el MEER planteó un esquema de trabajo basado en la metodología “MÉTRICA” versión 3, tomando únicamente lo concerniente a la “Implantación y Aceptación del Sistema”; como se estableció anteriormente MÉTRICA es una metodología estandarizada para planificación, desarrollo, implantación y

mantenimiento de sistemas de información, cuya propiedad intelectual le pertenece al Ministerio de Administraciones Públicas del Gobierno Español.

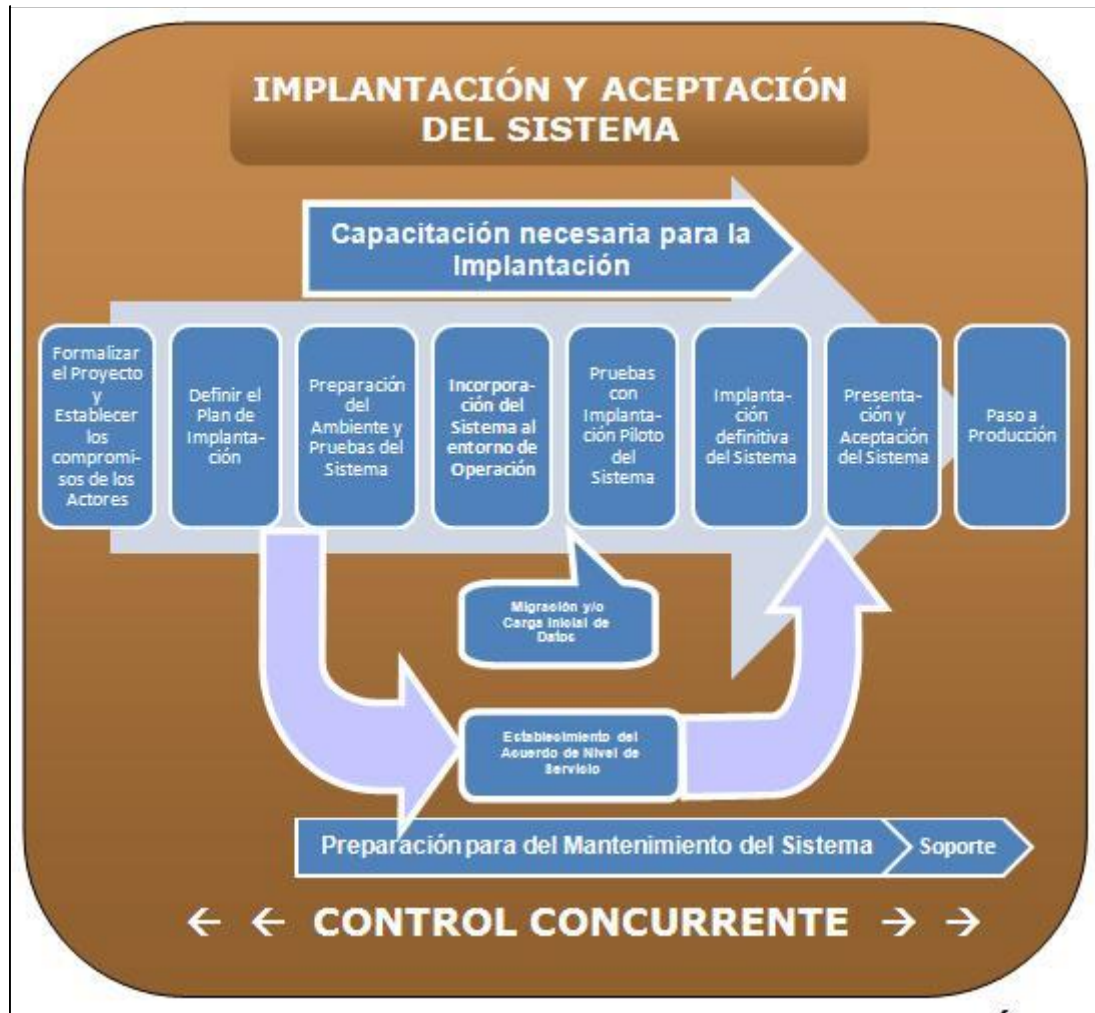
El objetivo principal es guiar la puesta en funcionamiento del sistema, por lo tanto es necesario cubrir una serie de actividades como: formalizar el proyecto, determinar el equipo de trabajo, planificar la implantación, capacitar a técnicos y usuarios finales, adecuar el ambiente para el nuevo sistema (Estructura, procesos y TIC's), instalación del software, carga de datos, pruebas a satisfacción, establecer políticas de mantenimiento y niveles de servicio, como actividades previas a la presentación, aceptación y paso a producción del sistema.

Es necesario aclarar que en este caso se trata de implantar un sistema probado y que se encuentra operando en otras Distribuidoras, por lo que esta metodología es una guía de tipo general, ya que las actividades de detalle serán aplicadas de acuerdo a las circunstancias y características de cada Distribuidora.

La adaptación consta de cuatro partes:

- Un “Mapa del Proceso de Implantación” Figura 3.3, mediante el cual se representan gráficamente las tareas a realizar y la secuencia de las mismas, es una forma de ver el proceso de manera integral.
- Un “Resumen de Actividades para la Implantación”, donde se resalta las tareas a realizar, los resultados que se esperan alcanzar y los participantes que se recomienda intervengan con cada una de ellas.
- Una “Descripción de las Actividades para la Implantación”, se trata de un detalle adicional de las tareas que se deben realizar dentro del proceso de implantación.
- Una matriz “Actividades – Técnicas” recomendadas que pueden ser aplicadas en la ejecución de cada tarea.

Figura 3. 3: Mapa de Proceso del MEER



Metodología de Implantación Propuesta por el MEER

3.4 Creación del mapa de proceso y metodología para la implantación del sistema comercial SICO - CENTROSUR

Como empresa implementadora de su modelo de gestión comercial, CENTROSUR ha desarrollado su metodología en función de las experiencias alcanzadas en la EDs implantadas, como en función del modelo incremental antes descrito, sin embargo por ser parte de un proceso de mejora para el País, CENTROSUR generó una metodología en base a la propuesta por el MEER que se sustenta en 11 actividades.

3.4.1 Formalizar el proyecto y establecer los compromisos de los actores

Como se aclaró en la introducción de este capítulo, el sistema a implantarse es una solución probada y que se encuentra en operación en otras EDs, de manera que la implantación parte con la redacción y firma de un convenio donde se establezcan con claridad el alcance y condiciones generales de la implantación, así como las responsabilidades de los actores del proyecto.

Por otro lado se determinan el o los equipos de trabajo necesarios para gestionar el proceso de implantación, con los respectivos ámbitos de acción dentro del proyecto, dando como resultado el organigrama de funcionamiento.

Se completa la estructura con la asignación de técnicos necesarios en cada equipo, resaltando los perfiles y la responsabilidad de cada uno de ellos.

Estas actividades se recomienda sean ejecutadas con la participación de las máximas autoridades de las entidades participantes.

3.4.2 Diagnóstico general

Esta actividad empieza por determinar los requerimientos técnicos (TIC's) para la incorporación del sistema al entorno de operación.

Desde el punto de vista administrativo, se realizará un diagnóstico de los procesos y procedimientos que van a ser afectados con la implantación, dicho diagnóstico se realizará en base a un documento elaborado por la empresa receptora de los procesos y procedimientos utilizados actualmente, y se solicitará realizar los ajustes correspondientes a fin de satisfacer los requerimientos administrativos del sistema.

Por otro lado, es necesario identificar, analizar y asesorar en el desarrollo de las interfaces con otras aplicaciones de la Distribuidora, completando las condiciones que permitan comprobar que el sistema satisface todos los requisitos especificados por el usuario, en las mismas condiciones que cuando se inicie la producción.

3.4.3 Definir el plan de implantación

Una vez organizados y posicionados los equipos de trabajo, se debe revisar el alcance y los condicionantes de la implantación, para diseñar la estrategia y el plan de acción, dando como resultado el cronograma estructurado donde se resalten los recursos necesarios, responsables de cada actividad, si es posible establecer costos, y que incluya fechas y duración de la ejecución de las actividades.

Con el propósito de crear un ambiente de pro actividad y predisposición positiva al cambio, se recomienda implementar eventos de motivación y apoyo a nivel institucional, generando un programa para la socialización del proyecto de implantación.

3.4.4 Capacitación en los procesos del modelo de gestión comercial

El principal objetivo del SIGDE es homologar los procesos comerciales de todas las empresas distribuidoras del sector eléctrico, por ello consideramos que se debe dar mucha importancia a la capacitación de dichos procesos.

En primer lugar, se debe identificar y comprometer a los líderes de procesos de cada una de las áreas comerciales los cuales son piezas fundamentales para el éxito del proyecto, ellos nos acompañarán durante todo el proceso de implantación.

Una vez identificados los líderes, se realizará una coordinación con autoridades internas de la empresa a implantar para definir los usuarios y responsables de entrega de información.

Se realizará un taller de capacitación a los líderes de procesos donde se mostrará cada uno de los procesos comerciales de las áreas involucradas en la implantación.

3.4.5 Análisis de información de requerimientos funcionales y no funcionales

En este punto se describe la funcionalidad de todos los procesos que maneja el sistema de información, el usuario tendrá la posibilidad de verificar y revisar la información que requiere el sistema para los diferentes módulos. La especificación de los requerimientos funcionales debe ser completa y consistente. La consistencia se entenderá que no existen definiciones contradictorias para el mismo proceso. Como ejemplo se realizará el análisis funcional de garantías por consumo, rubros, pliego tarifario etc.

Los requerimientos no funcionales son aquellos que no se refieren a las funciones específicas que genera el sistema, se basará más en el análisis de políticas externas de las empresas distribuidora, como las necesidades de inter-operabilidad con otros sistemas de información

3.4.6 Capacitación operativa y técnica

En esta actividad se realizará un taller de capacitación operativa con los funcionarios seleccionados por la empresa implantada que operará el Sistema Comercial, se deberá establecer responsabilidades así como también se evaluará los conocimientos obtenidos en este taller.

También se determinará la formación necesaria para el equipo de implantación o técnico en función de los perfiles y niveles de responsabilidad asignados, así como a usuarios finales para que estén en condiciones de utilizar el sistema de manera satisfactoria, cuyo resultado será un plan de capacitación que esté alineado con el plan de implantación y que incluya un calendario, las estrategias, los recursos humanos y de infraestructura requeridos para llevarlo a cabo dicho plan.

Cabe resaltar que esta metodología recomienda que la capacitación y entrenamiento sea en base a eventos específicos y a participación práctica en el desarrollo del proceso de implantación.

Para asegurar que la implantación se va a llevar a cabo correctamente y mitigar factores de riesgo, se realiza el seguimiento documentado del cumplimiento del plan de capacitación tanto de técnicos como de usuarios finales.

3.4.7 Análisis de requerimientos y definición de la migración

Tiene por objeto la importación de una determinada información almacenada en un sistema de bases de datos hacia otro sistema con nuevas estructuras. Estos cambios llevan consigo una adaptación de todos los datos de una base de datos a otra.

Es una secuencia coordinada y controlada de acciones en la que se debe mantener la documentación necesaria, que asegure la calidad de la información, determinar y mitigar los riesgos, estimación del tiempo y esfuerzo de la migración, notificando los procesos que se está realizando sobre la información.

3.4.8 Pruebas de implantación del sistema

La etapa de pruebas se realizará en función del alcance, como los requisitos de ambiente de trabajo esto comprende las pruebas de funcionamiento de todos los componentes del sistema comercial sean estos ejecutados por módulo o por objetos, se verificará:

- La interacción entre los componentes
- La funcionalidad y el desempeño en conjunto del sistema.

Realizadas las pruebas, el equipo de usuarios técnicos informará de las incidencias detectadas al responsable de la implantación, el cual analizará la información, y toma las medidas correctivas que considere necesarias para que el sistema de respuesta a las

especificaciones previstas; cumplido las observaciones se dará por terminado el proceso de revisión.

3.4.9 Día “D” migración e implantación definitiva

Consiste en la ejecución de los programas de migración en forma coordinada y secuencial para la carga de la información a la nueva base de datos con las nuevas estructuras y la realización de las respectivas actas sobre las tablas de clientes, lecturas, consumos, saldos iniciales para el arranque del sistema en producción, también se realiza el salvado de la biblioteca en la cual se mantienen los datos que fueron proporcionados para la respectiva migración de esta información.

3.4.10 Presentación y aceptación del sistema

Esta actividad constituye una formalidad que se recomienda cumplirla una vez que se ha efectuado la implantación y se ha establecido el acuerdo de nivel de servicio (SLA), donde se hace la entrega de la documentación del sistema incluyendo, resultados de las pruebas, el acuerdo de nivel de servicio y el procedimiento para el mantenimiento y soporte; para esto, se lleva a cabo una presentación general del sistema la misma que quedará documentada en un acta de aceptación del sistema, firmada por los máximos representantes de las entidades actoras.

3.4.11 Paso a producción

Es otra de las actividades de formalidad que tiene como objeto establecer el punto de inicio en que el sistema pasa a producción permanente, se traspasa la responsabilidad a los equipos de operación y de soporte; se empieza a dar los servicios establecidos en el acuerdo de nivel de servicio, una vez que el sistema fue aceptado.

Para este propósito será necesario elaborar un cronograma de trabajo, incluyendo horarios y responsables de cada actividad como guías de operación o “Carga de

Máquina”, que faciliten y permitan el control de la operación del sistema. De este importante paso, también se recomienda redactar un acta de finalización del proceso.

A continuación se muestra la Figura 3.4 con el mapa de proceso que creó CENTROSUR, como base metodológica para sus procesos de transferencias del Modelo de Gestión Comercial.

Figura 3. 4: Mapa de Proceso creado por CENTROSUR



3.5 Conclusiones

El sistema comercial SICO y su propuesta de metodología contribuye al fortalecimiento de la Gestión Comercial en el sector eléctrico; con el objeto de obtener un sistema de información comercial único a nivel nacional, que integre las mejores prácticas de las empresas, sobre la base del Sistema de Información Comercial de CENTROSUR, debido a que el sistema está funcionando con excelentes resultados en algunas empresas de distribución del País.

CAPÍTULO 4: MODELO IMPLANTADO DE GESTION COMERCIAL, INDICADORES DE REVISION

Introducción

El objetivo principal, es el realizar la implantación de un modelo de gestión común en todas las empresas bajo la responsabilidad del MEER y con apoyo de CENTROSUR, con la intención de llegar a equilibrar en el mediano y largo plazo el desbalance existente entre las empresas de distribución CNEL, incluso creando áreas que sustenten a todos los procesos transferidos, con mayor énfasis en el área comercial y en el control de pérdidas de energía.

4.1 Modelo implantado de gestión comercial

Es importante diferenciar entre las empresas distribuidoras EDs que fueron seleccionadas para la implantación del modelo CENTROSUR Figura 4.1, como los resultados de gestión poco satisfactorios de la mayoría de ellas, fueron la base para la implementación y adopción del modelo de gestión CENTROSUR, basado en las buenas prácticas locales, regionales y de empresas de clase mundial, que permitirán a las EDs que adoptan el modelo de gestión comercial ser más eficientes y convertirse en el motor del desarrollo del país. Para lograr este fin se hace necesaria una alta disponibilidad y confiabilidad de la información, para una acertada toma de decisiones y con esto poder mejorar los resultados, en los siguientes puntos:

- Reducción de pérdidas.
- Mejorar la calidad del servicio eléctrico.
- Mejorar la atención y satisfacción del cliente.

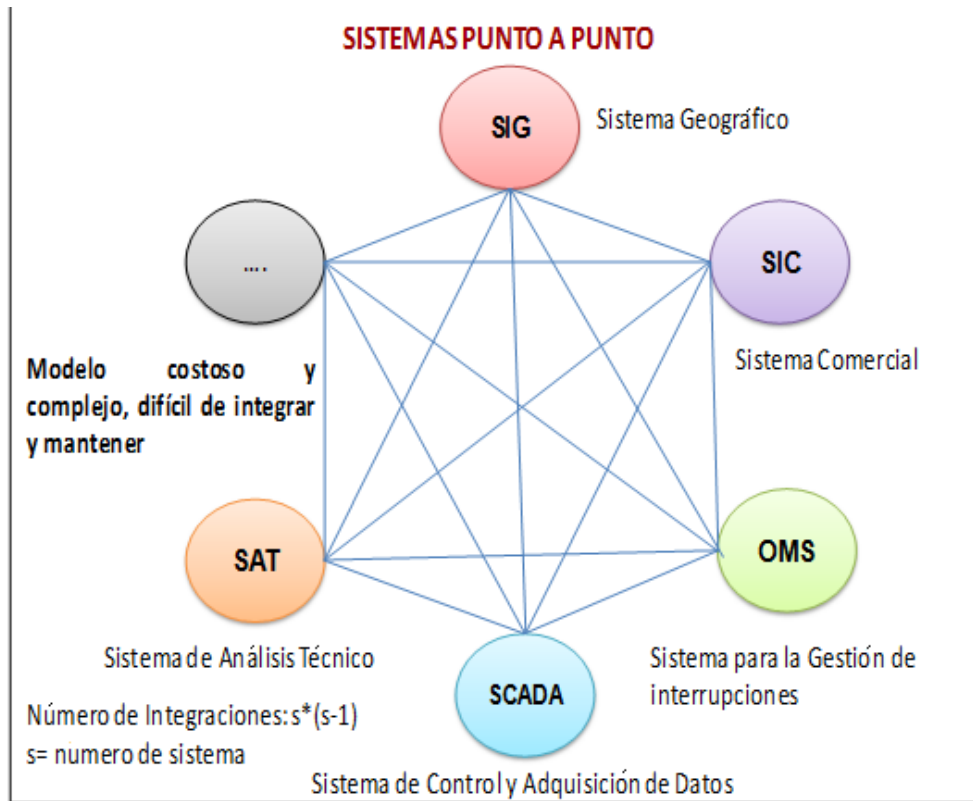
Figura 4. 1: Visión Global del Modelo de Gestión Comercial



Plan de Expansión CONELEC

Cabe indicar que el Modelo de Gestión Comercial implantado en las empresas CNEL, motivo de análisis de esta tesis, debe estar alineado con los objetivos planteados por el MEER mediante su convenio SIGDE por tanto el replantear la forma de gestión de una EDs, requiere tener la referencia de un Modelo de Intercambio de Información Común (CIM), como las normas IEC 61968 e IEC 61970, Figura 4.2.

Figura 4. 2: Modelo de Integración



Plan de Expansión CONELEC

Por lo expuesto anteriormente el modelo implantado de gestión comercial busca ser la base para el nuevo proyecto del MEER, y sienta el camino para la aplicación del modelo CIM que se describe continuación.

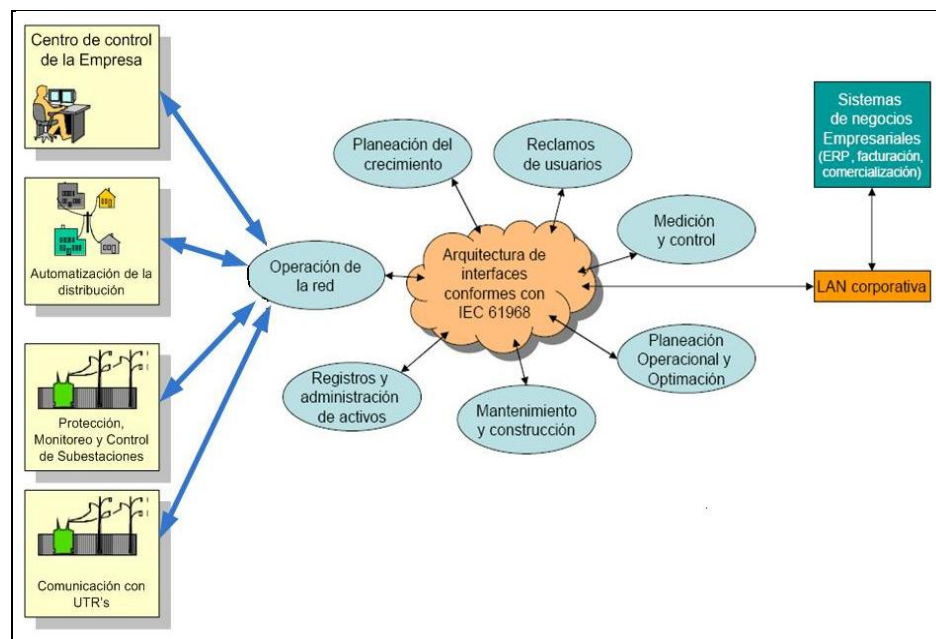
4.2 Modelo de información común (CIM)

Por tener una limitada interoperabilidad entre los diferentes sistemas críticos; los Gobiernos, Empresas Eléctricas, Organismos de Investigación, Universidades,

proveedores, impulsaron el desarrollo de un modelo único común para las aplicaciones de la gestión de las redes eléctricas. El modelo se denomina “Common Information Model” (CIM), Figura 4.3. La IEC (International Electrotechnical Commission) lo estableció como un modelo de información estándar para la gestión eléctrica.

Las normas IEC 61968², 61970 y 61850, entre otras, responden a una forma normalizada de Gestionar, Supervisar y Controlar la red eléctrica para entregar un servicio de calidad; además solucionan los problemas de interoperabilidad de los sistemas, dispositivos y equipos que están conectados a lo largo de la red y que permanentemente están informando sobre el estado de ésta.

Figura 4. 3: Arquitectura de interfaces del Modelo CIM



Documento de Homologación CENTROSUR

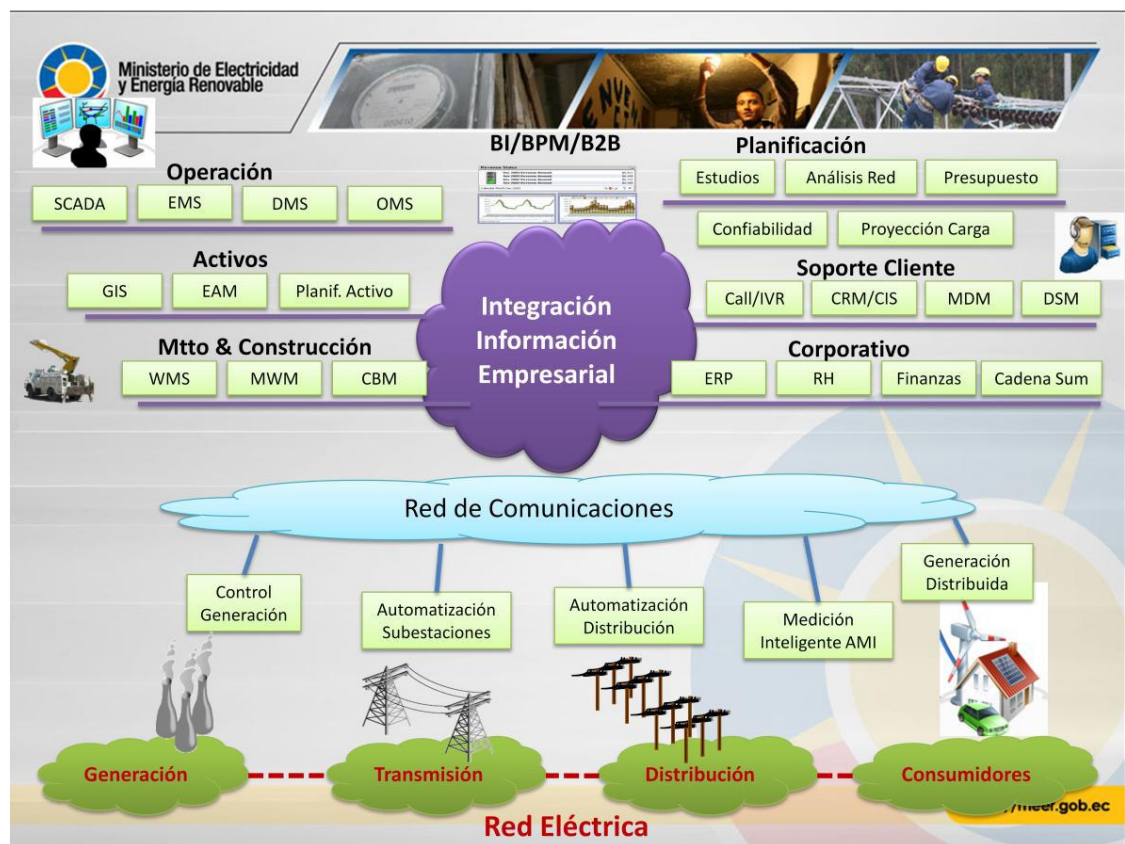
El éxito de este nuevo modelo se sustenta en información y el apoyo de datos en línea, por lo que la red ya no debe entenderse como una red física con elementos conectados mecánicamente o respetando las reglas de conectividad que garantizan su continuidad, sino en la interoperabilidad de los sistemas, la automatización de los procesos y en una

² International Electrotechnical Commission, Common Information Model (CIM)/Distribution Management, actualizado en Enero del 2012. URL disponible en: <http://www.iec.ch/smartgrid/standards/>. Consultado en: Abril del 2013

plataforma tecnológica adecuada a los nuevos conceptos, la IEC establece, un formato estándar en XML para el traspaso de información entre las aplicaciones. El formato se llama CIM/XML.

La CENTROSUR impulsa el modelo CIM a las empresas que mantienen el SICO y, sobre la base de ese modelo internacional, pretende: reforzar procesos, procedimientos, estructuras organizacionales; potencializar el desarrollo del talento humano, para que en el corto, mediano y largo plazo se pueda contar con empresas eficientes, comprometidas con el ambiente, la eficiencia energética, gracias a la consistencia, integridad, oportunidad y disponibilidad de la información que generen sus sistemas de gestión empresarial y sus sistemas de misión crítica (como son SIG, SIC, SCADA, otros); lo que a su vez implica que el modelo debe orientarse a establecer la estandarización de un lenguaje común que integre todos esos sistemas críticos que sirven para mejorar la gestión de las Empresas Distribuidoras Figura 4.4.

Figura 4. 4: Modelo de Sistemas para la Gestión de la Distribución

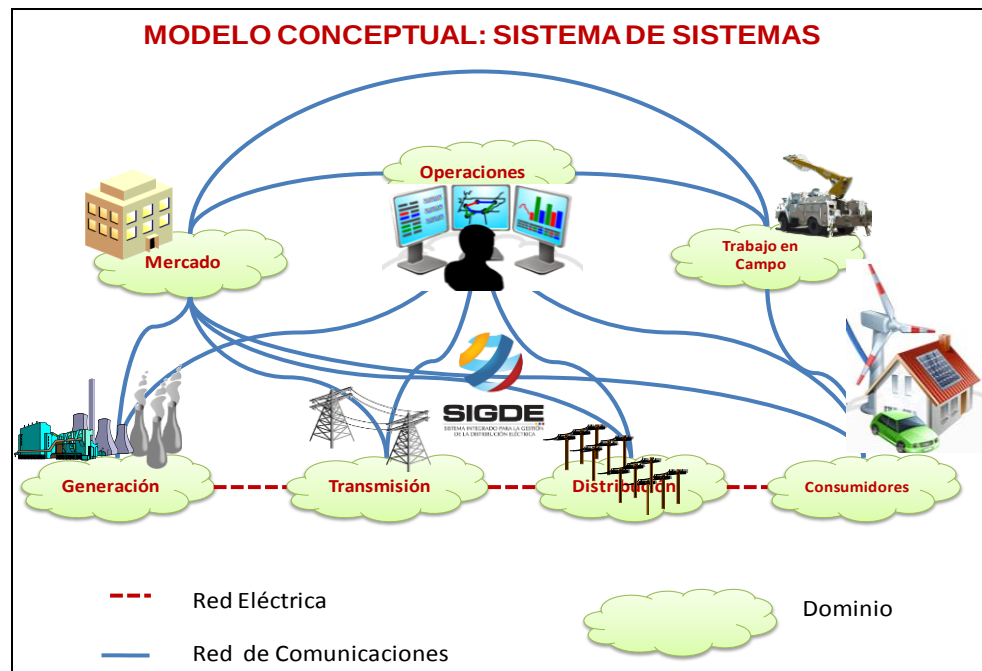


Documento de Homologación MEER

El fortalecimiento de la gestión, se lo hará a la Comercialización, Planificación, Operación del Sistema de Distribución Eléctrica, Mantenimiento, a más de los Recursos Empresariales y Talento Humano de las empresas; en el gráfico se observa las funciones que se desarrollan dentro de una empresa conforme a la IEC 61968, 61970. Esto conllevará a las empresas a replantear sus procesos, procedimientos, modelos de información, etc. para lo cual es necesario el compromiso y apoyo en forma decidida de todos los funcionarios y trabajadores del sector eléctrico para alcanzar las metas propuestas dentro del SIGDE.

La gestión y administración del Sistema de Distribución se fortalece más aún, con la convergencia de la red de comunicaciones con la red física, que interactúa en forma “paralela” a la red eléctrica y que está enviando información necesaria para la administración integral del sistema (en línea todos los eventos que se producen en la red, como: el comportamiento de la demanda, la dirección del flujo de energía, las interrupciones, etc.), esto apoyará a alcanzar un suministro de electricidad de alta calidad para el consumidor final. En la Figura 4.5, se muestra esquemáticamente como se estructura el nuevo concepto de la red eléctrica, que está conformada por una red física y una red de comunicaciones.

Figura 4. 5: Modelo Conceptual SmartGrid

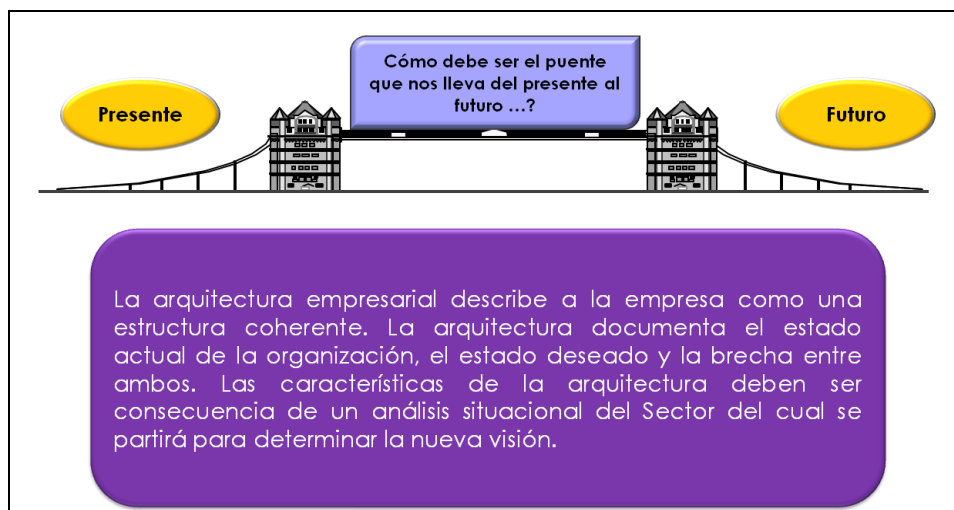


Documento de Homologación CENTROSUR³

La nueva Empresa Pública, debe ser producto de una serie de acciones y decisiones que deben irse ejecutando, de tal manera de pasar del estado actual al estado deseado, es por esto que el modelo propuesto, tiene como ingrediente adicional basarse en una serie de marcos metodológicos (Zachman, Togaf) que faciliten la transición del estado y que minimicen el riesgo al que están expuestos este tipo de proyectos por su magnitud y grado de complejidad Figura 4.6.

³ National Institute Standards and Technology, NIST Framework and Roadmap for SmartGrid Interoperability standards Release 1.0, actualizado en Enero de 2010. URL disponible en: http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf. Consultado en: Abril de 2013

Figura 4. 6: Puente de Arquitectura Empresarial



Documento de Homologación CENTROSUR

Por este motivo se ha iniciado la implantación del Modelo de Gestión Comercial CENTROSUR - SICO, con el objeto de compartir las mejores prácticas y también poder entender las dificultades que se tienen en las empresas CNEL, que en la actualidad presentan altos niveles de pérdidas.

Se ha planificado que para a finales del año 2013, el país disponga de sólo dos Modelos de Gestión Comerciales operando en las empresas, y a finales del 2014 se deberá disponer de un solo Modelo Comercial operando en todo el País Figura 4.7.

Figura 4. 7: Planes de implantación de Sistemas Comerciales SICO – SIDECOM

EMPRESA	2009	2010	2011	2012	2013	2014
QUITO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIC ÚNICO	SIC ÚNICO
UEG	SEDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIC ÚNICO	
NORTE	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
ESMERALDAS	SIC PROPIO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
GUAYAS LOS RÍOS	SIC PROPIO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
SUCUMBÍOS	SIC PROPIO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
SANTA ELENA	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
BOLIVAR	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
COTOPAXI	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIDECOM	SIDECOM	SIDECOM	
CENTROSUR	SICO	SICO	SICO	SICO	SIC ÚNICO	
EL ORO	SICO	SICO	SICO	SICO	SIC ÚNICO	
LOS RÍOS	SICO	SICO	SICO	SICO	SIC ÚNICO	
MANABÍ	SICO	SICO	SICO	SICO	SIC ÚNICO	
AZOGUES	SIC PROPIO	SICO	SICO	SICO	SICO	
GALÁPAGOS	SIC PROPIO	SICO	SICO	SICO	SICO	
MILAGRO	SIC PROPIO	SICO	SICO	SICO	SICO	
RIOBAMBA	SIC PROPIO	SICO	SICO	SICO	SICO	
SUR	SIC PROPIO	SICO	SICO	SICO	SICO	
STO DOMINGO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIC ÚNICO	
AMBATO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	SIC PROPIO	

Documento de Trabajo MEER - CENTROSUR

Como se acaba de indicar uno de los mayores problemas en las ED's de CNEL, es el elevado porcentaje de pérdidas de energía, en el caso de las pérdidas técnicas, se presentan por la obsolescencia y débil infraestructura eléctrica, niveles de cargabilidad de redes y transformadores; mientras que las pérdidas no técnicas se presentan por deficiente gestión comercial, manipulación de sistemas de medición.

Por este motivo se revisarán los dos principales indicadores de facturación y recaudación para tener una visión de análisis del Modelo de Gestión Comercial implantado por CENTROSUR.

4.3 Indicadores de revisión

Tomado como referencia las estadísticas del CONELEC, en el año Móvil MAYO de 2011 (Año completo), el valor de pérdidas de distribución, a nivel nacional, alcanzó los 2.657 GWh equivalentes al 15,37% de la energía total disponible, Tabla 4.1.

Tabla 4. 1: Perdidas de Energía Año Móvil Mayo de 2011

Distribución Año Móvil MAYO de 2011			
Distribuidora	Energía Disponible (MWh)	Pérdidas (MWh)	Pérdidas (%)
Eléctrica de Guayaquil	4,736,463.55	736,163.66	15.5%
CNEL-Manabí	1,314,020.50	423,052.30	32.2%
CNEL-Guayas-Los Ríos	1,453,889.03	328,089.11	22.6%
E.E. Quito	3,727,760.79	260,704.02	7.0%
CNEL-Milagro	590,390.40	136,235.70	23.1%
CNEL-El Oro	704,516.26	131,702.16	18.7%
CNEL-Esmeraldas	442,923.61	108,661.58	24.5%
CNEL-Los Ríos	333,352.94	102,958.53	30.9%
CNEL-Sta. Elena	424,311.53	68,118.13	16.1%
E.E. Centro Sur	804,837.22	58,018.15	7.2%
E.E. Norte	499,283.27	57,067.29	11.4%
CNEL-Sto. Domingo	423,100.93	46,541.05	11.0%
CNEL-Sucumbíos	200,216.22	41,417.95	20.7%
E.E. Ambato	489,588.27	40,981.45	8.4%
E.E. Riobamba	279,424.84	35,968.59	12.9%
E.E. Cotopaxi	413,846.19	34,137.65	8.3%
E.E. Sur	261,163.05	29,971.68	11.5%
CNEL-Bolívar	66,787.21	9,198.89	13.8%
E.E. Azogues	95,656.66	5,278.35	5.5%
Galápagos	33,326.67	3,337.88	10.0%
Total Nacional	17,294,859.14	2,657,604.12	15.37%

Estadística Sector Eléctrico CONELEC

Igualmente si tomamos como referencia el año Móvil DICIEMBRE 2006, antes de empezar con la transferencia del Modelo de Gestión Comercial a las EDs que están bajo la responsabilidad de CENTROSUR, podemos determinar la evolución de las perdidas en las empresas CNEL, Tabla 4.2.

Tabla 4. 2: Perdidas de Energía Año Móvil Diciembre de 2006

Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución Año Móvil DICIEMBRE de 2006			
Distribuidora	Energía Disponible (MWh)	Pérdidas (MWh)	Pérdidas (%)
Eléctrica de Guayaquil	3,952,693.19	993,370.41	25.1%
CNEL-Manabí	1,019,440.89	419,874.98	41.2%
E.E. Quito	3,089,819.68	343,692.64	11.1%
CNEL-Guayas-Los Ríos	955,195.46	333,543.63	34.9%
CNEL-Milagro	476,405.44	160,324.98	33.7%
CNEL-EI Oro	532,513.59	154,673.61	29.1%
CNEL-Esmeraldas	359,826.57	115,764.85	32.2%
CNEL-Sta. Elena	345,563.47	81,987.49	23.7%
CNEL-Los Ríos	261,824.02	76,981.77	29.4%
E.E. Centro Sur	664,383.31	59,056.06	8.9%
CNEL-Sto. Domingo	318,996.00	55,680.63	17.5%
E.E. Ambato	403,285.79	54,813.54	13.6%
E.E. Norte	375,344.93	52,195.64	13.9%
CNEL-Sucumbíos	135,410.24	47,489.59	35.1%
E.E. Riobamba	228,963.98	37,792.90	16.5%
E.E. Cotopaxi	300,482.92	36,392.44	12.1%
E.E. Sur	206,835.59	28,043.62	13.6%
CNEL-Bolívar	53,289.43	10,470.65	19.7%
E.E. Azogues	85,684.65	4,294.24	5.0%
Galápagos	25,516.04	2,464.34	9.7%
Total Nacional	13,791,475.19	3,068,908.01	22.25%

Estadística Sector Eléctrico CONELEC

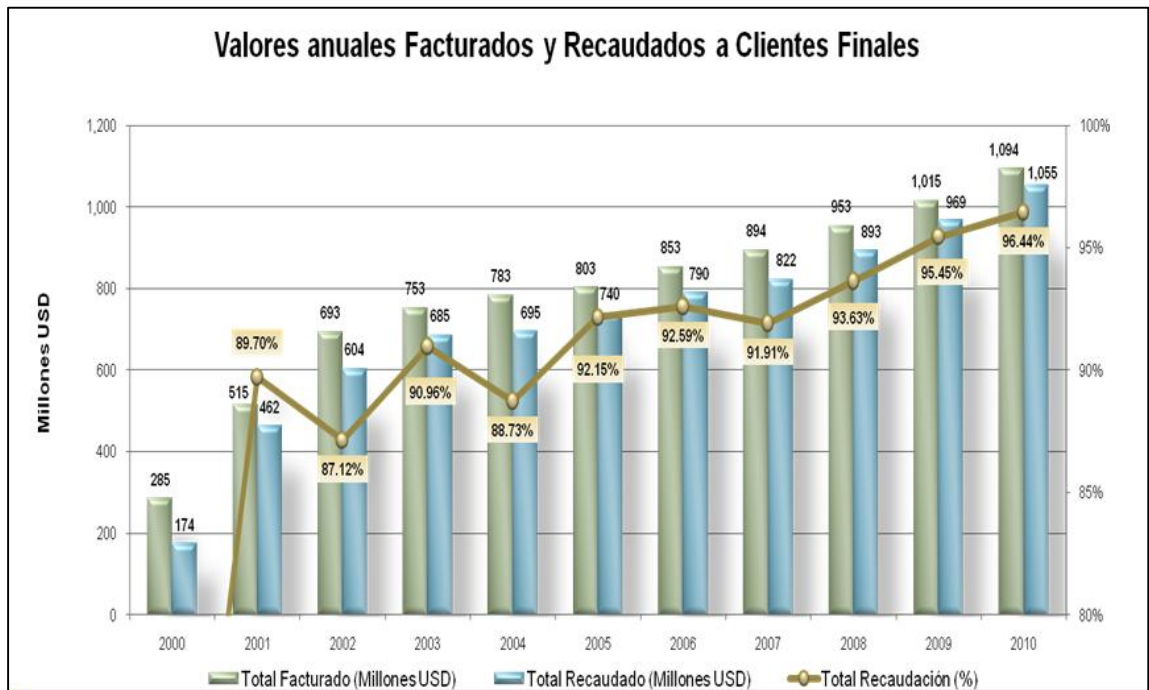
Para el indicador de Facturación y Recaudación se establece una línea base como situación esperada para determinar la mejora con la aplicación del Modelo CENTROSUR, posteriormente se establecerá el indicador por cada una de las EDs que receptan el Sistema Comercial SICO. Tabla 4.3.

Tabla 4. 3: Situación Actual en las Empresas de Distribución

SITUACIÓN ACTUAL, SITUACIÓN ESPERADA Y APOORTE DEL SIGDE PARA MEJORAR LA RECAUDACIÓN EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN									
Empresa	Energía Disponible en el Sistema (MWh)	Energía Facturada (MWh)	Energía Facturada (USD)	LINEA BASE				SITUACIÓN ESPERADA SIGDE	
				Energía Recaudada (USD)	Precio Medio Energía (USD/MWh)	Energía Recaudada (MWh)	Recaudación (%)	Situación Esperada (%)	Mejora total por incidencia proyecto SIGDE Recaudación (%)
E.E. Ambato	441.226	385.735	35.841.035	35.339.260	92,92	380.334	98,60	100,00	98,60
E.E. Azogues	92.797	76.122	6.101.460	5.942.822	80,15	74.143	97,40	100,00	98,00
E.E. Centro Sur	728.982	683.027	58.434.413	58.342.364	85,55	681.951	99,84	100,00	99,84
CNEL-Bolívar	61.645	51.311	5.483.573	3.257.242	106,87	30.479	59,40	100,00	92,00
CNEL-El Oro	623.971	501.728	47.925.443	43.180.824	95,52	452.057	90,10	100,00	98,00
CNEL-Esmeraldas	412.901	300.422	26.077.313	18.254.119	86,80	210.295	70,00	100,00	92,00
CNEL-Guayas-Los Ríos	1.311.201	926.862	75.281.452	69.861.188	81,22	860.128	92,80	100,00	98,00
CNEL-Los Ríos	300.964	218.194	22.788.696	16.362.283	104,44	156.663	71,80	100,00	92,00
CNEL-Manabí	1.239.245	775.340	65.062.613	49.241.472	83,91	586.802	75,68	100,00	92,00
CNEL-Milagro	519.722	324.574	27.971.046	26.832.907	86,18	311.367	95,93	100,00	98,00
CNEL-Sta. Elena	387.428	313.111	27.224.149	24.801.200	86,95	285.244	91,10	100,00	98,00
CNEL-Sto. Domingo	394.161	334.854	27.332.815	27.660.457	81,63	338.868	101,20	100,00	100,00
CNEL-Sucumbíos	173.775	126.673	11.125.093	9.720.354	87,83	110.678	87,37	100,00	98,00
E.E. Cotopaxi	318.322	217.825	18.857.680	18.215.907	86,57	210.412	96,60	100,00	98,00
Eléctrica de Guayaquil	4.451.381	3.556.046	246.880.151	251.074.196	69,43	3.616.457	101,70	100,00	100,00
E.E. Galápagos	31.387	29.009	2.646.583	2.606.832	91,23	28.573	98,50	100,00	98,50
E.E. Norte	443.643	387.030	35.296.184	32.719.563	91,20	358.777	92,70	100,00	98,00
E.E. Quito	3.521.011	3.092.207	241.067.394	239.171.502	77,96	3.067.888	99,21	100,00	99,21
E.E. Riobamba	257.738	220.046	19.491.859	19.394.399	88,58	218.946	99,50	100,00	99,50
E.E. Sur	237.647	208.748	20.338.582	18.345.401	97,43	188.291	90,20	100,00	98,00
Total general	15.949.147	12.728.865	1.021.227.534	975.272.295	80,23	12.168.355	95,50		98,28
Tanto la Facturación como la Recaudación está en base a los Clientes Regulados									

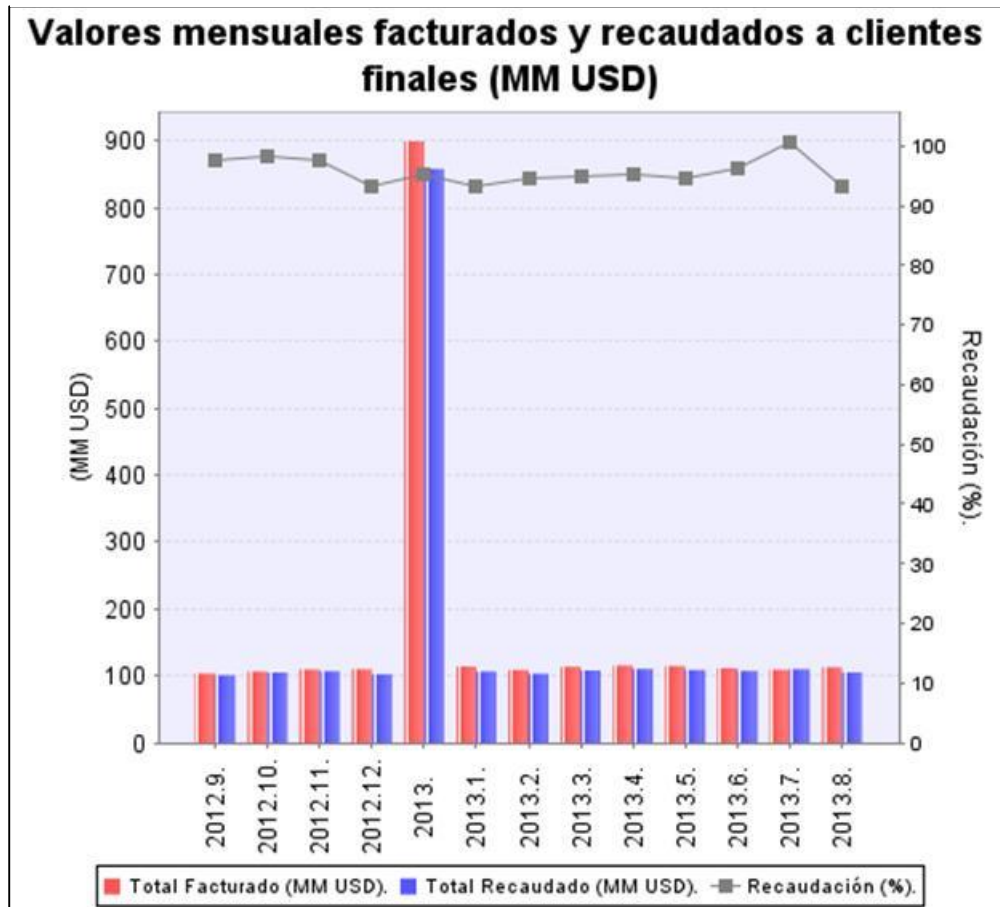
Para finales de 2010, las distribuidoras reportaron un total facturado (Millones USD) 1,093.54 con una recaudación (Millones USD) 1,054.6 con un índice efectivo del 96,44%, como se indica la Figura 4.8, igualmente se indica los valores mensuales facturados y recaudados de los clientes hasta el mes de agosto del 2013, Figura 4.9.

Figura 4. 8: Valores anuales Facturados y Recaudados



Estadística Sector Eléctrico CONELEC

Figura 4. 9: Valores anuales Facturados y Recaudados



Estadística Sector Eléctrico CONELEC

4.4 Modelo CNEL Los Ríos

En el año 2007 se realizó la implantación del Modelo de Gestión Comercial por parte de CENTROSUR, la dificultad del manejo de la información en los sistemas propietarios como el alto índice de vulnerabilidad a los módulos de su sistema comercial, permitió tener un aumento en su porcentaje de pérdidas.

Con el funcionamiento del nuevo modelo se evidenció una mejora en los indicadores de facturación y recaudación; sin embargo, la rotación de personal, provoco el no mantener los indicadores estables en el nuevo Modelo de Gestión. Tabla 4.4, Tabla 4.5.

Tabla 4. 4: Valores Anuales Facturados y Recaudados

Valores Anuales Facturados y Recaudados CNEL Los Ríos												
	Datos	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Total Facturado (MM USD)	6.16	9.72	14.72	13.40	16.26	16.19	17.61	17.37	17.36	17.63	20.33
	Total Recaudado (MM USD)	4.97	8.21	9.03	16.17	12.41	12.38	14.27	13.34	14.76	12.66	13.12
	Recaudación (%)	80.77%	84.50%	61.35%	120.68%	76.32%	76.52%	81.07%	76.83%	85.00%	71.82%	64.52%

Tabla 4. 5: Valores Mensuales Facturados y Recaudados

Mensuales Facturados y Recaudados en un año móvil CNEL Los Ríos								
	Datos	2010						
		Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	Facturación Año Móvil (MM USD)	19.40	19.53	19.72	19.90	20.02	20.25	20.33
	Recaudación Año Móvil (MM USD)	13.63	13.53	13.50	13.59	13.41	13.33	13.12
	Recaudación %	70.23%	69.29%	68.48%	68.27%	66.96%	65.82%	64.52%
	Datos	2011						
		Ene	Feb	Mar	Abr	May		
	Facturación Año Móvil (MM USD)	20.40	20.43	20.62	20.79	20.88		
	Recaudación Año Móvil (MM USD)	13.35	13.54	13.64	14.46	15.63		
	Recaudación %	65.47%	66.28%	66.16%	69.54%	74.82%		

4.5 Modelo CNEL Manabí

Previo al ingreso de la Regional CNEL Manabí se realizó un diagnóstico sobre los datos disponibles; se pudo determinar que existe demasiados inconvenientes en la elaboración de los programas de migración, debido a que no existía un acceso directo a los datos, el modelo de datos se mantenía en una sistema manejador de base de datos (SMBD) de Oracle, y el control total lo mantenía su área de tecnología; inclusive se realizaban trabajos operativos que correspondían a la Dirección Comercial; la evolución del modelo implantado lo podemos revisar en las Tablas No 4.6 y 4.7.

Tabla 4. 6: Valores Anuales Facturados y Recaudados

Valores Anuales Facturados y Recaudados CNEL Manabí												
	Datos	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Total Facturado (MM USD)	19.84	38.00	52.53	56.35	58.42	56.32	60.00	63.40	66.50	65.09	65.97
	Total Recaudado (MM USD)	14.62	26.55	19.71	36.03	35.16	36.28	38.35	46.50	51.33	49.26	53.04
	Recaudación (%)	73.69%	69.86%	37.53%	63.93%	60.18%	64.41%	63.91%	73.36%	77.19%	75.69%	80.41%

Tabla 4. 7: Valores Mensuales Facturados y Recaudados

Mensuales Facturados y Recaudados en un año móvil CNEL Manabí								
	Datos	2010						
		Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	Facturación Año Móvil (MM USD)	65.49	65.18	65.21	65.18	65.20	65.54	65.97
	Recaudación Año Móvil (MM USD)	50.81	51.04	51.44	51.74	52.12	52.81	53.04
	Recaudación %	77.58%	78.31%	78.88%	79.39%	79.94%	80.58%	80.41%
	Datos	2011						
		Ene	Feb	Mar	Abr	May		
	Facturación Año Móvil (MM USD)	66.95	67.82	68.70	69.96	70.58		
	Recaudación Año Móvil (MM USD)	54.88	56.30	57.72	59.46	60.86		
	Recaudación %	81.98%	83.01%	84.02%	84.99%	86.22%		

4.6 Modelo CNEL El Oro

En Octubre del 2009 se implementó el modelo de gestión comercial en esta regional, previo al ingreso se pudo identificar que su sistema comercial de CNEL EL ORO está basado en archivos planos y no posee una base de datos relacional y robusta que soporte una gran cantidad de transacciones eficientemente, los datos no están en línea y tiene poca capacidad de realizar análisis de datos a nivel ejecutivo.

Al no manejar una base de datos, las seguridades de la información son bastante bajas y por el manejo de un volumen alto de datos pueden existir inconsistencias y pérdidas de información. Podemos revisar la evolución del modelo implantado en las Tablas No 4.8, 4.9.

Tabla 4. 8: Valores Anuales Facturados y Recaudados

Valores Anuales Facturados y Recaudados CNEL El Oro												
	Datos	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Total Facturado (MM USD)	11.02	19.39	29.42	32.16	32.73	33.96	36.40	40.16	42.95	43.63	47.20
	Total Recaudado (MM USD)	9.41	18.42	24.90	23.44	26.63	29.15	33.60	38.28	39.41	39.32	45.52
	Recaudación (%)	85.45%	95.00%	84.64%	72.88%	81.37%	85.82%	92.30%	95.31%	91.75%	90.12%	96.44%

Tabla 4. 9: Valores Mensuales Facturados y Recaudados

Mensuales Facturados y Recaudados en un año movil CNEL El Oro								
	Datos	2010						
		Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	Facturación Año Movil (MM USD)	44.90	45.07	45.32	45.51	45.90	46.42	47.20
	Recaudación Año Movil (MM USD)	41.56	41.75	42.73	43.77	44.44	44.82	45.52
	Recaudación %	92.56%	92.64%	94.28%	96.17%	96.83%	96.55%	96.44%
		2011						
		Ene	Feb	Mar	Abr	May		
	Facturación Año Movil (MM USD)	47.93	48.70	49.11	49.46	49.98		
	Recaudación Año Movil (MM USD)	46.46	47.04	47.46	48.01	48.83		
	Recaudación %	96.94%	96.59%	96.63%	97.06%	97.70%		

4.7 Conclusiones

Como parte de un proceso de unificación del Sector Eléctrico ecuatoriano que busca incorporar las mejoras prácticas con la finalidad de mejorar la gestión de la distribución basado en la adopción de sistemas de clase mundial, es indispensable el apoyo de empresas de distribución como la CENTROSUR que han generado procesos y sistemas estandarizados, lo que permitirá la reducción de costos para las implantaciones futuras de las nuevas tecnologías.

CAPÍTULO 5: PROYECCIÓN DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN COMO GENERADOR DE CONOCIMIENTO ENTRE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS RECEPTORAS DEL MODELO CENTROSUR

Introducción

En una economía donde lo único seguro es la incertidumbre, la única fuente de ventaja competitiva duradera y segura es el conocimiento. Cuando los mercados cambian, las tecnologías proliferan, los competidores se multiplican y los productos se vuelven obsoletos casi de un día para otro, las empresas exitosas son las que consistentemente crean conocimiento nuevo, lo diseminan ampliamente en toda la organización y lo incorporan rápidamente en nuevos productos y tecnologías. Estas actividades definen a la empresa “creadora de conocimiento” cuyo único propósito es la innovación continua. (Nonaka Ikujiro, 2007, Harvard Business 1)

Por lo tanto la implantación de un modelo de gestión común será la base para la creación de Empresas de Distribución Eléctrica generadoras de conocimiento.

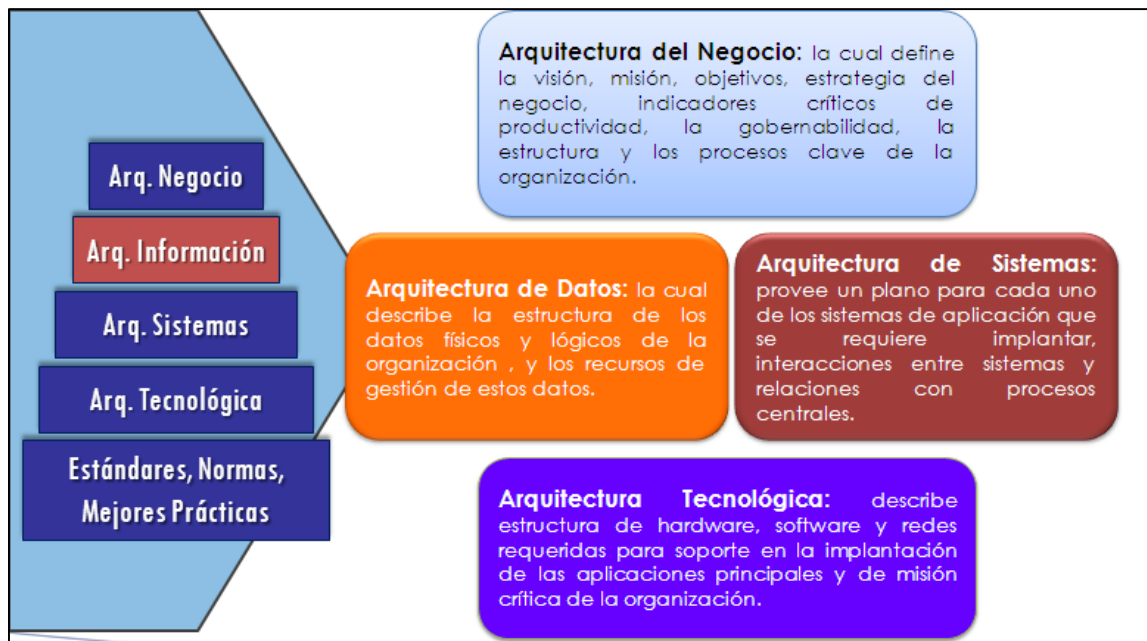
5.1 Creación de conocimiento en empresas de distribución

Para obtener una ventaja estratégica en el sector eléctrico de manera permanente, solo se puede alcanzar si las EDs se transforman en empresas creadoras de conocimiento; es decir, instituciones capaces de aprender. Esto significa el generar conocimiento de manera oportuna y continua. Permitir la socialización como la incorporación al modelo de Gestión Comercial.

La EDs deberán explotar dos tipos de conocimiento; el primero hace referencia al conocimiento explícito que es el impulsado por el proyecto SIGDE y que hace referencia a la disponibilidad de la información que generen sus sistemas de gestión empresarial y

sus sistemas de misión crítica (como son SIG, SIC, SCADA). Los mismos que estarán soportando a una Arquitectura Empresarial, que analiza el impacto de los cambios de las ED's, desde el punto de vista estratégico, procesos, información, sistemas y tecnología. Figura 5.1.

Figura 5. 1: Arquitectura Empresarial

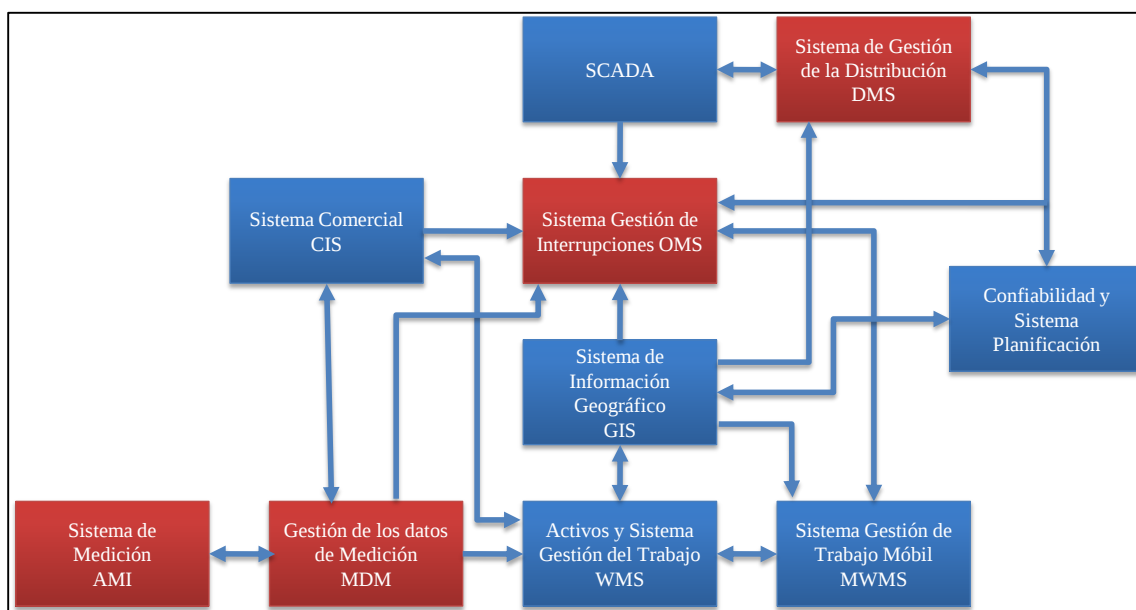


Modelo Proyecto SIGDE

Las empresas eléctricas han basado sus sistemas de información en diferentes modelos para almacenar, actualizar e intercambiar datos entre sistemas, ese modelo de intercambiar datos, hace que las integraciones resulten complicadas y costosas.

Por este motivo CENTROSUR y el MEER impulsan la construcción de sistemas de gerencia del conocimiento para manejar el aprendizaje organizacional lo que permitirá aprovechar las mejores prácticas del sector, especificar más fácilmente los requerimientos y reducir los costos de integración con las Empresas de Distribución. Figura 5.2.

Figura 5. 2: Modelo de Integración



Adicionalmente para facilitar el aprendizaje organizacional y la creación de conocimiento se utilizará el modelo de integración CIM que permitirá reunir y editar información, revisar su utilidad, socializar con las diferentes EDs y aplicar el conocimiento resultante a los procesos homologados. Adicionalmente se debe considerar los dominios Smart Grid, con la finalidad de poder determinar el grado de madurez de las ED's. Figura 5.3.

El segundo tipo de conocimiento a explotar es el tácito, es decir el que posee y mantienen los trabajadores de las EDs implantadas con el Modelo de Gestión, el mismo que canalizado a través de los diferentes sistemas de gestión, permiten realizar una retroalimentación rápida entre los empleados de las áreas críticas y estimular cambios de comportamiento dentro de su cultura organizacional que influye directamente en una mejora significativa en el desempeño empresarial.

Figura 5. 3: Ocho dominios Smart Grid



Documento Proyecto SIGDE

5.2 Creación de conocimiento al modelo comercial

Uno de los objetivos principales de la implantación del Modelo de Gestión Comercial en las Empresas Eléctricas de Distribución EDs, es facilitar la integración de soluciones Business Intelligence a las aplicaciones. Con la inteligencia del negocio es factible obtener información importante que ayudar en la toma de decisiones de la alta gerencia.

Al revisar la pirámide gerencial clásica que se aplica a las empresas del sector eléctrico los niveles de toma de decisiones se ven afectadas por el tamaño y el cambio que van tomando las estructuras organizacionales. Así los niveles de toma de decisiones gerenciales que deben tener un respaldo de Tecnología de Información son:

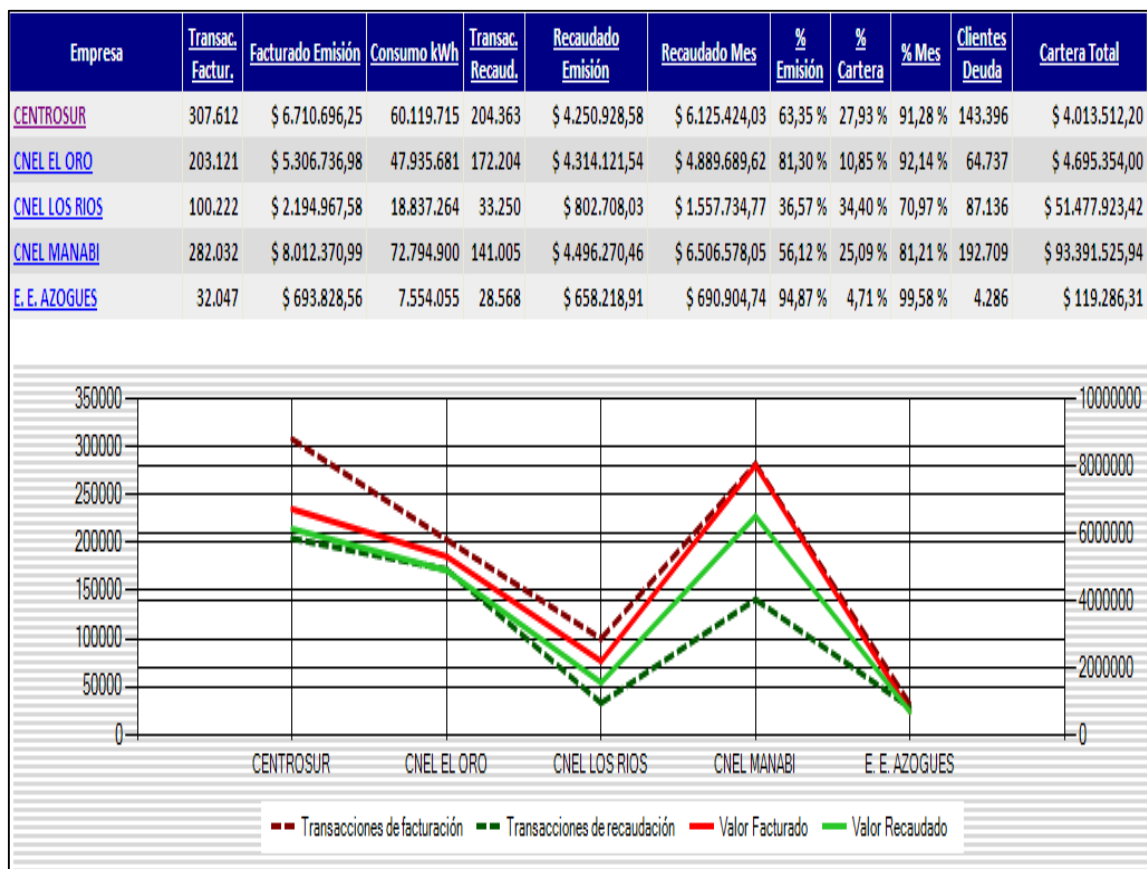
- Gerencia Estratégica
- Gerencia de Planificación

– Gerencia Operacional

Dentro de este marco, todas las funcionalidades apuntan a facilitar el desarrollo de aplicaciones capaces de integrarse en arquitectura de orientación a servicios, permitiendo que desde cualquier plataforma y lenguaje de programación se pueda tener una integración única que cumpla con el modelo CIM.

A continuación en la Tabla 5.1, se revisa el modelo de medición del negocio para los gerentes regionales de las EDs (CENTROSUR, CNEL, EEACA), que fueron receptoras del Modelo de Gestión Comercial, mediante el cual se puede facilitar el acceso a la información de las EDs, como el respaldo a las actividades que se ejecutan para su toma de decisiones.

Tabla 5. 1: Data Warehouse



Igualmente se aprovechó de un procesamiento analítico en línea (OLAP), que es una capacidad que permite a la alta gerencia examinar y manipular interactivamente a cada una de las Unidades de Negocio CNEL, la evolución de su cartera diaria como su facturación mensual. Tabla 5.2, Tabla 5.3, Tabla 5.4, Tabla 5.5.

Tabla 5. 2: Data Warehouse Modelo CENTROSUR

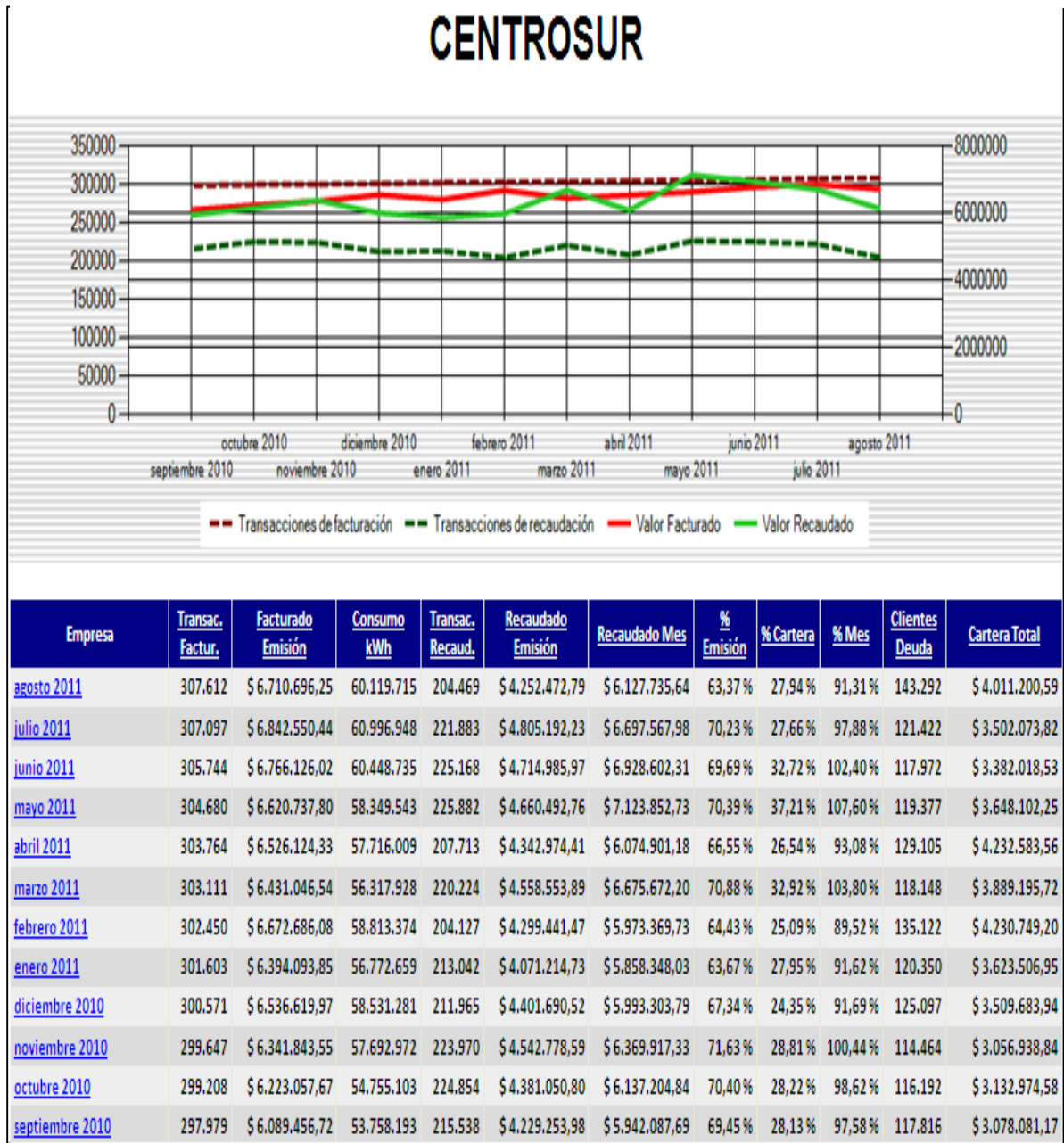


Tabla 5. 3: Data Warehouse Modelo U.N MANABÍ

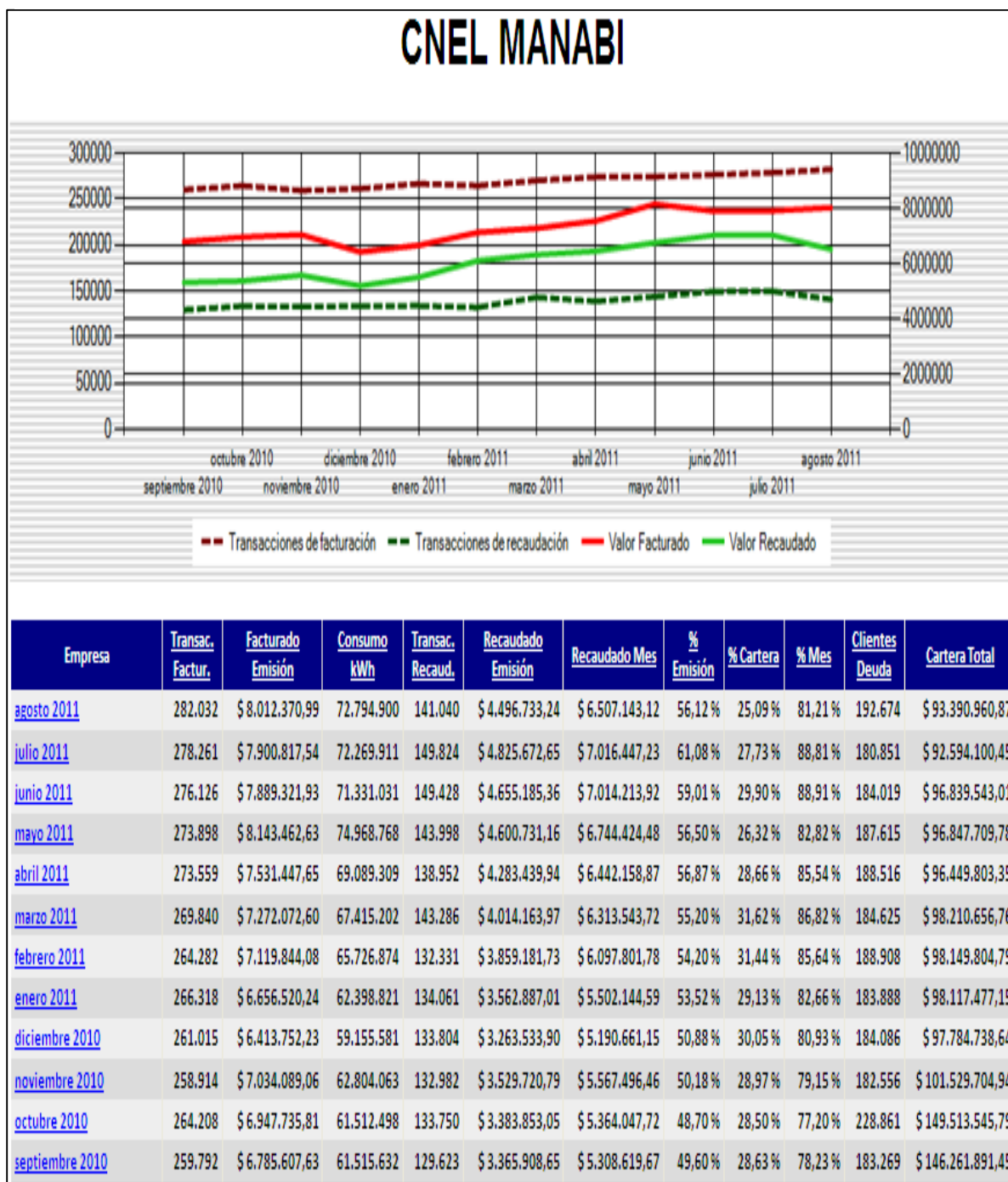


Tabla 5. 4: Data Warehouse Modelo U.N. LOS RÍOS

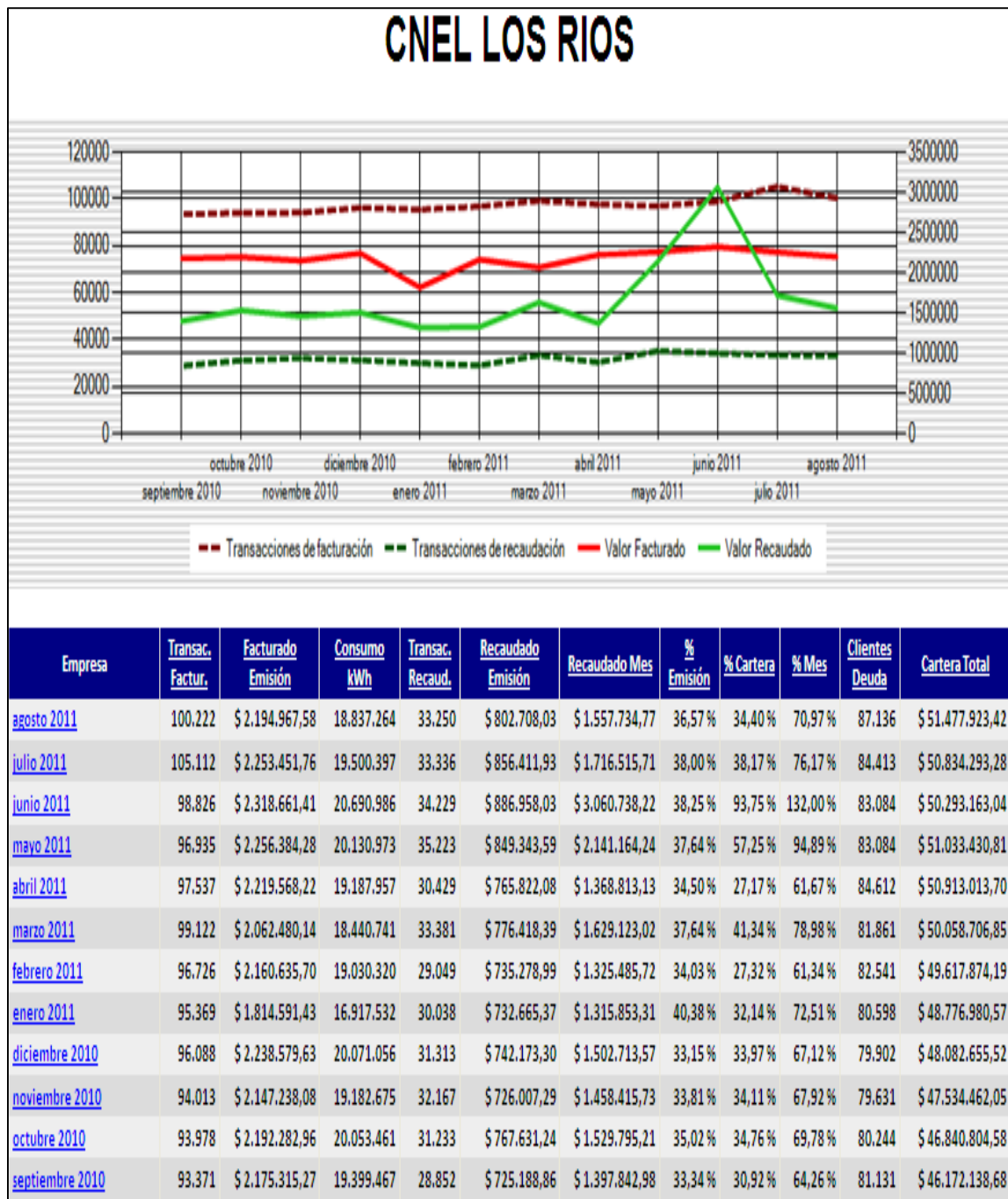
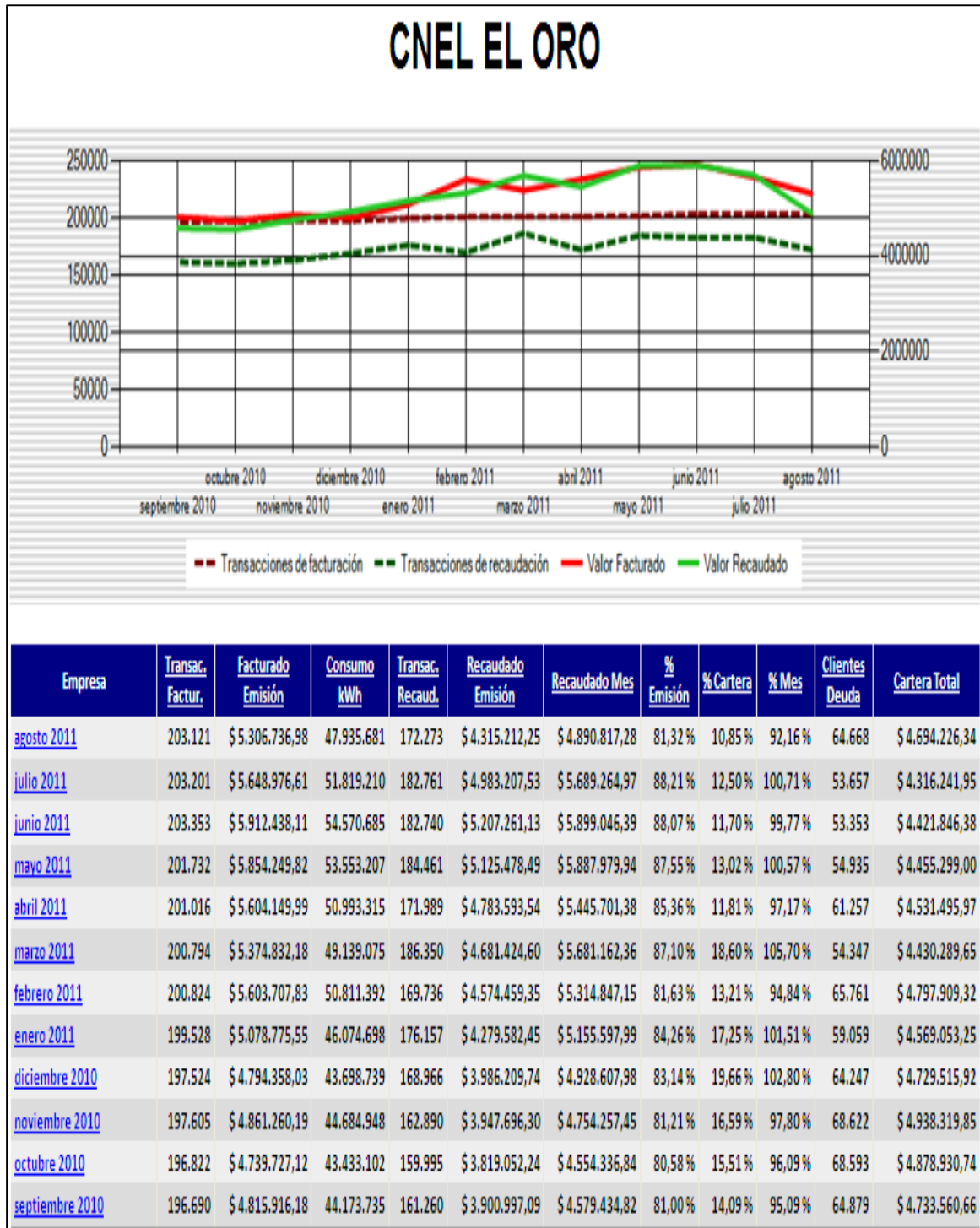


Tabla 5. 5: Data Warehouse Modelo U.N. EL ORO



5.3 Conclusiones

Los sistemas de gestión comercial, continúan siendo la pieza clave en las empresas de distribución eléctrica. El buscar una homologación de procesos basados en un sistema único nacional, permitirá el aprovechamiento del conocimiento generado en las ED's, con la finalidad de obtener eficiencia en la toma de decisiones como la excelencia en el servicio a los clientes externos.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Las Empresas de Distribución Eléctrica han presentado un debilitamiento en todos sus procesos gerenciales como toma de decisiones, la falta de sistemas de información robustos basados en las mejores prácticas han ocasionado la duplicación de inversión en tecnología como ausencia de objetivos estratégicos a corto, mediano y largo plazo.
- El Contar con un Modelo de Gestión Comercial en CENTROSUR que incorpora las mejoras prácticas permite la replicación a las Empresas Distribuidoras con el fin de mejorar la competitividad del Sector Eléctrico.
- La inclusión de Estándares y Metodologías realizadas a nivel del país permitirá ser la base para futuros proyectos a nivel del Ecuador.
- La mejora de Indicadores de Gestión permite tomar acciones que influyen en la mejora continua de las Empresas de Distribución Eléctrica.
- La regionales CNEL, que han implantado el manual de procesos comerciales de CENTROSUR, que en esencia contempla las disposiciones que en este sentido se ha emitido a nivel nacional y local, les ha permitido una mejora constante en sus principales indicadores de recaudación, cartera, pérdidas, etc.

6.2 Recomendaciones

- Robustecerse constantemente los procesos de implantación en las EDs, que consiste en la adopción de nuevas prácticas de comercialización que reemplacen a las prácticas actuales, teniendo presente el concepto de homologación de procesos y el concepto de las buenas prácticas.
- El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), es uno de los principales actores en la implantación del Modelo de Gestión Comercial, en las distribuidoras que tienen problemas en sus procesos y procedimientos, por tanto

le corresponde socializar y definir las mejores estrategias para la migración de datos y homologación de procesos.

- Implementar de preferencia una sola plataforma tecnológica en los Sistemas (hardware, software y comunicaciones), que garantice la confiabilidad y oportunidad de la información, a través de sólidos procedimientos para la administración, análisis y generación de indicadores de gestión.

Bibliografía

BRAND. Koen. BOONEN. Harry. “IT Governance based on Cobit. A pocket guide”. Publicado por Van Haren Publishing. 2005.

BON. Jan. PIEPER. Mike. DER VEEN. Anheléis. “Foundation of IT Service Management, base on ITIL”. Segunda Edición. Publicado por Van Haren Publishing. 2005.

CHRISSIS. Mary. KONRAD. Mike. SHRUM. Sandy. “CMMI Guidelines for Process Integration and Product Improvement”. Editorial Addison-Wesley. 2003.

O’BRIEN. James. “Sistemas de Información Gerencial”. Cuarta Edición. Editorial Mc Graw Hill. 2003

O’BRIEN. James. Management Information Systems, 8/e Edición. Editorial Mc Graw Hill. 2008

OGC OFFICE OF GOVERNMENT COMMERCE. “Introduction to ITIL”. Publicado por TSO(The Stationery Office). 2005.

PORTER. Michael. “Estrategia y ventaja competitiva”. Ediciones Deusto. 2006.

ROBBINS. Stephen. “Comportamiento Organizacional”. Décima Edición. Editorial Pearson Prentice Hall. 2004.

RODRIGUEZ. Marlon. “Fundamentos de ITIL”. Tercera Edición. Editorial New Horizons. 2006.

International Electrotechnical Commission, “IEC 61968 System Interfaces for Distribution Management – Part 8: Interface Standard for Customer Support.”

LA METODOLOGIA METRICA VERSION 3. www.csi.map.es/csi/metrica3 [consulta ENERO DE 2013].

EPRI, “SmartGrid” .Web: <http://smartgrid.epri.com/>. [consulta enero 2013].

FORO HELP DESK. IT Governance: COBIT y su relación con ITIL. www.foro-helpdesk.com. [consulta enero 2013].