

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

Colegio de Postgrados

**EL SIG COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN EN LA EMPRESA
ELECTRICA CENTROSUR ESTADO ACTUAL Y FUTURO**

Ramiro Fernando Ávila Campoverde

Tesis de grado presentada como requisito para la obtención
del título de Maestría en SIG

Quito, octubre de 2012

Universidad San Francisco de Quito

Colegio de Postgrados

HOJA DE APROBACION DE TESIS

**EL SIG COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN EN LA EMPRESA
ELECTRICA CENTROSUR ESTADO ACTUAL Y FUTURO**

Ramiro Fernando Ávila Campoverde

Richard Resl. MSc.,
Director de Tesis
Director del Programa de Maestría en
Sistemas de Información Geográfica

Anton Eitzinger
Miembro del Comité de Tesis

Stella de la Torre, Ph.D.,
Decana del Colegio de
Ciencias Biológicas y Ambientales

Victor Viteri Breedy, Ph.D.,
Decano del Colegio de Postgrados

Quito, octubre de 2012

© Derechos de autor

Ramiro Fernando Ávila Campoverde

2012

Resumen

En la actualidad la Empresa eléctrica CENTROSUR, cuentan con varios sistemas informáticos que ayudan a su gestión diaria, todos ellos girado alrededor del Sistema de Información Geográfico “SIG”, mediante un modelo de interfaces punto a punto que es el esquema tradicional, el cual en la actualidad se han convertido en un problema creciente con la aparición de una gran cantidad de formatos de intercambio de información, la dificultad de integración de los sistemas aislados dentro de la empresa, la extensa variedad de paquetes de software y de arquitecturas disponibles, así como la necesidad de compartir información entre las diferentes compañías energéticas.

Las organizaciones especializadas plantearon este problema y decidieron desarrollar y adoptar un modelo para la implementación e integración de sistemas de información para empresas eléctricas donde existiera un formato estándar para la descripción, manejo e intercambio de datos, con un menor costo de mantenimiento de software y alcanzar una mayor interoperabilidad entre los sistemas de información.

Como respuesta a esta problemática, la “International Electrotechnical Commission” (IEC) desarrolló las normas IEC 61970 e IEC 61968, las cuales describen los componentes de un sistema eléctrico, considerando la generación, transmisión, distribución y comercialización, así como las relaciones entre éstos.

Por lo expuesto la CENTROSUR y alineado con el proyecto SIGDE del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se encuentra adoptando el modelo CIM, a partir de lo cual se espera obtener los siguientes resultados:

- Definir la nueva Arquitectura Empresarial basada en las mejores prácticas y estándares internacionales.
- Mejora y monitoreo de los nuevos procesos de la organización sustentados en la adopción de este modelo.
- Definir la Arquitectura de Interoperabilidad basada en la semántica del modelo CIM sobre un bus de servicios empresarial, parte de una arquitectura orientada a servicios
- Adquisición de nuevos sistemas de apoyo a los procesos fundamentados en el CIM y la arquitectura definida.
- Reestructuración organizacional.

Abstract

At present, the electric company CENTROSUR, have various computer systems that help their daily management, all revolved around the Geographic Information System "GIS", using a model of point to point interfaces which is the traditional scheme, which in Today they have become a growing problem with the appearance of a large amount of information exchange formats, the difficulty of integrating isolated systems within the company, the wide variety of software packages and architectures available and the need to share information between different energy companies.

Specialized organizations raised this issue and decided to develop and adopt a model for implementation and integration of information systems for utilities where there is a standard format for describing, managing and sharing data with lower software maintenance costs and achieve greater interoperability between information systems.

In response to these problems, "International Electrotechnical Commission" (IEC) developed IEC 61970 and IEC 61968, which describe the components of an electrical system, considering the generation, transmission, distribution and marketing as well as their relations.

It exposed the south central and aligned with the project SIGDE the Ministry of Electricity and Renewable Energy is adopting the CIM model, from which it expects to achieve the following results:

- Define the new enterprise architecture based on best practices and standards.
- Improve and monitor the new processes of the organization supported the adoption of this model.
- Define Interoperability Architecture based on the semantics of CIM on an enterprise service bus, part of a service-oriented architecture.
- Acquisition of new support systems founded on the processes and the CIM architecture defined.
- Organizational restructuring.

Tabla de contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	2
2	OBJETIVOS.....	4
2.1	GENERAL.....	4
2.2	ESPECIFICOS	4
3	SITUACION ACTUAL DE LA EMPRESA.	5
3.1	SISTEMAS INFORMÁTICOS Y ARQUITECTURA TECNOLÓGICA.	7
3.1.1	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO (SIG).....	7
3.1.2	SISTEMA DE CONSULTAS SIG (SIGCON).....	9
3.1.3	SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL (SICO).	11
3.1.4	SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA).....	14
3.1.5	SISTEMA DE ATENCIÓN DE REQUERIMIENTOS Y RECLAMOS... ..	16
3.1.6	SISTEMA DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES (SRI).	17
3.1.7	SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE VEHÍCULOS (AVL).	18
3.1.8	SISTEMA DE RESPUESTA DE VOZ INTERACTIVA (IVR-CALL CENTER).	20
3.1.9	SISTEMA DE ANÁLISIS TÉCNICO (SAT).....	23
3.2	INTEGRACIÓN ENTRE SISTEMAS.	28
3.2.1	INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA COMERCIAL (SICO).	32
3.2.2	INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA DE CONSULTAS (SIGCON).....	32
3.2.3	INTERFAZ (SIG) Y GEOPORTAL	34
3.2.4	INTERFAZ SISTEMA COMERCIAL Y CENTRO DE ATENCIÓN TELEFÓNICA (CALL CENTER) IVR.....	37
3.2.5	INTERFAZ SIG CENTRO DE SUPERVISIÓN Y CONTROL (SCADA)	38
3.2.6	INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA DE ANÁLISIS TÉCNICO (CYMDIST) ..	40

3.2.7	INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA DE MANEJO DE ÍNDICES (SRI)	42
3.2.8	INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA LOCALIZACIÓN VEHICULAR (AVL) ...	43
3.2.9	OTRAS INTERFACES SIG	43
4	ANÁLISIS DEL MODELO CIM.....	47
4.1	INTRODUCCIÓN.	48
4.2	HISTORIA DEL CIM.....	49
4.3	MODELO DE REFERENCIA DE INTERFAZ IRM.....	51
4.4	EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	53
4.5	PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN.	54
5	MODELO DE GESTIÓN BAJO MODELO CIM.....	55
5.1	BENEFICIOS DE LAS NORMAS.	63
5.2	VENTAJAS DE ADOPTAR EL MODELO CIM.	64
6	RESULTADOS.	66
7	CONCLUSIONES.....	72
8	BIBLIOGRAFÍA.....	74

Lista de figuras

FIGURA 1.-	MODELO ACTUAL DE LA CENTROSUR. -----	2
FIGURA 2.-	MODELO PROPUESTO DE LA CENTROSUR. -----	3
FIGURA 3.-	DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS PASOS DE LA INVESTIGACIÓN. -----	4

FIGURA 4.- ÁREA DE CONCESIÓN DE LA CENTROSUR.	5
FIGURA 5.- MAPA DE PROCESOS DE LA CENTROSUR.	6
FIGURA 6.- SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO.	9
FIGURA 7.- SISTEMA DE CONSULTAS SIGCON.	11
FIGURA 8.- SISTEMA SCADA.	15
FIGURA 9.- SISTEMA DE ATENCIÓN DE RECLAMOS.	16
FIGURA 10.- SISTEMA DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES.	17
FIGURA 11.- VISUALIZACIÓN EN EL SIG DE INTERRUPCIONES.	18
FIGURA 12.- SISTEMA DE LOCALIZACIÓN VEHICULAR.	20
FIGURA 13.- SISTEMA COMUNICACIÓN CALL CENTER.	23
FIGURA 14.- SISTEMA ANÁLISIS TÉCNICO CYMDIST.	24
FIGURA 15.- MÓDULOS DISPONIBLE DE CYME.	25
FIGURA 16.- VISUALIZACIÓN DE PERFIL DE ENERGÍA.	28
FIGURA 17.- ESQUEMA DE ARQUITECTURA ACTUAL.	31
FIGURA 18.- INTERFAZ SIG Y SIGCON.	34
FIGURA 19.- INTERFAZ SIG Y GEOPORTAL.	36
FIGURA 20.- MODELO CIM PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	49
FIGURA 21.- INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN BAJO MODELO CIM.	51

FIGURA 22.- EJEMPLO DE APLICACIÓN EN OMS.-----	53
FIGURA 23.- PROCESO Y ESTRUCTURA DE IMPLEMENTACIÓN. -----	54
FIGURA 24.- MODELO DE INFORMACIÓN INTERNACIONAL ESTÁNDAR. -----	55
FIGURA 25.- MARCO METODOLÓGICO.-----	57
FIGURA 26.- ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS (PROPUESTO). ----	59
FIGURA 27.- INTEGRACIÓN TOTAL A LA INTEROPERABILIDAD. -----	62
FIGURA 28.- FUNCIONES DEL IRM Y SISTEMAS DE UNA UTILITY. -----	66
FIGURA 29.- FLUJO DEL PROCESO DEL NEGOCIO. -----	68
FIGURA 30.- FLUJO DEL PROCESO INTERRUPCIÓN NO PROGRAMADA. -----	69
FIGURA 31.- ARQUITECTURA DE INTEROPERABILIDAD PROPUESTA.-----	70

Lista de tablas

TABLA 1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA CENTROSUR. -----	5
TABLA 2.- SERVIDORES IBM UTILIZADOS EN EL SISTEMA COMERCIAL. -----	14
TABLA 2.- PROCESOS Y FUNCIONES DE APOYO A LA DISTRIBUCIÓN.-----	52

1 INTRODUCCIÓN.

En la actualidad la globalización, la propia dinámica de las exigencias permanentes de los clientes, hacen que todas las empresas estén continuamente revisando su planeación estratégica, con la finalidad de volverse más competitivas, eficientes y consecuentemente prestar un mejor servicio a sus clientes. En el caso de las empresas distribuidores de energía eléctrica, la planificación, el diseño, la operación, el mantenimiento y el servicio al cliente deben ajustarse a las nuevas concepciones del marco legal y sobre todo a los nuevos conceptos de una empresa moderna que basa su éxito en la gestión de la información basados en estándares y normas internacionales.

Es así como la CENTROSUR en la actualidad ha integrando ciertos sistemas como el control vehicular (AVL), el sistema comercial (SICO), el sistema SCADA, y ha futuro se tiene previsto integrar con el sistema de gestión de activos, el sistema de atención de reclamos, el sistema de gestión de la calidad del servicio técnico, hasta contar con un sistema de telemedición con sus elementos geográficamente referenciados.

En la siguiente figura se observa una el modelo actual para la gestión de la distribución eléctrica, en el cual el eje central es el SIG.



Figura 1.- Modelo Actual de la CENTROSUR.

El modelo propuesto, se sustenta en normas internacionales, las cuales acogen las buenas prácticas de empresas eléctricas de clase mundial y la visión hacia donde se proyectan en una nueva estructura de la red eléctrica, así como la manera en qué debe ser administrada. Además de solucionar 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, para la toma de decisiones.

El desarrollo del modelo, por supuesto tiene que alinearse con los objetivos estratégicos del servicio, la revisión de los procesos críticos del sector, la revisión de las áreas funcionales donde afectará el modelo, la definición de los nuevos roles y funciones del personal involucrado en el cambio, de la Arquitectura de Datos que debe, en lo posible estar acorde con la estandarización propuesta a través de la norma IEC 61968, IEC 61970, IEC 61850, entre otras; de la

Arquitectura de Sistemas y Tecnología que deben apoyar la Arquitectura de la nueva Empresa Pública de servicios estratégicos y de datos, de tal manera que estos cumplan con el concepto de interoperabilidad y de una Arquitectura Empresarial acorde a lo que demanda el nuevo modelo.

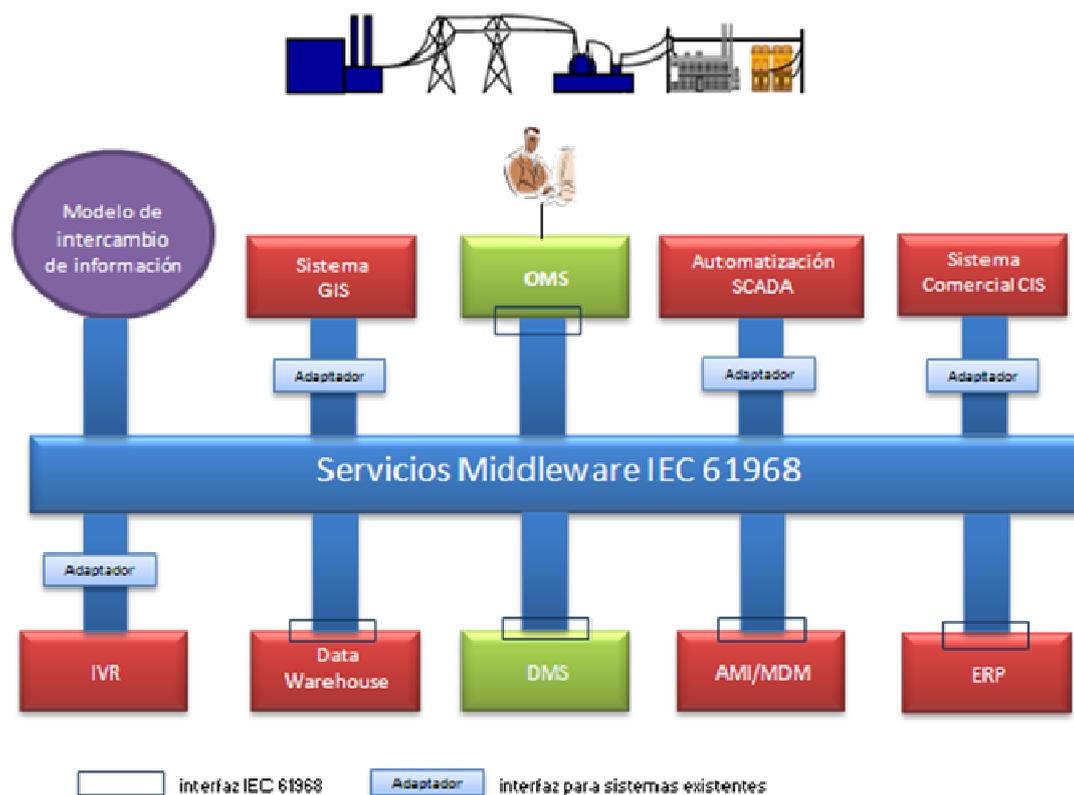


Figura 2.- Modelo Propuesto de la CENTROSUR.

2 OBJETIVOS.

2.1 GENERAL.

Realizar un diagnóstico que permita fortalecer la gestión de la empresa eléctrica, para mejorar e incrementar la eficiencia y eficacia mediante la implantación de un modelo de gestión, apoyada en una nueva arquitectura e infraestructura de interoperabilidad de los sistemas, mediante la estandarización propuesta a través del modelo CIM (***Common Information Model***) de la norma IEC 61968, IEC 61970, IEC 61850.

2.2 ESPECIFICOS

- Detallar la situación actual de la Empresa y su modelo de gestión.
- Análisis del Estándar del modelo CIM y las normas IEC 61968, IEC 61970, IEC 61850.
- Propuesta del nuevo modelo de gestión bajo el modelo CIM.

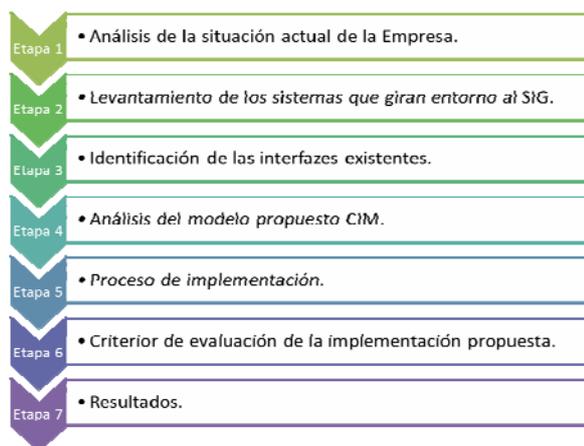


Figura 3.- Diagrama de flujo de los pasos de la investigación.

3 SITUACION ACTUAL DE LA EMPRESA.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. tiene la misión de distribuir y comercializar energía eléctrica y prestar servicios complementarios para satisfacer las expectativas de los clientes dentro del área de concesión. El área de concesión abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con una cobertura de 28.962 km² (representa el 11,3 % del territorio ecuatoriano)



Figura 4.- Área de Concesión de la CENTROSUR.

Técnicas

Subestaciones Subtransmisión	16 subestaciones (5 forman un anillo), niveles de tensión 69/22 y 69/13,8 kV,
Líneas de Subtransmisión	26 líneas a nivel de 69 kV, longitud de 273,8 km
Alimentadores Primarios (MT)	51 alimentadores con una longitud de 7068 km: 34 operan a 22 kV, 7 operan a 13,8 kV, 9 operan a 6,3 kV y 1 expreso
Transformadore Distribución	14.609 con una capacidad instalada de 422 MVA, de los cuales el 81% son monofásicos y el 19% trifásicos
Redes Secundarias	9.718 km de líneas baja tensión (BT)
Acometidas	existen 235.846 acometidas, con longitud promedio 20m
Luminarias	existen 72.266 luminarias (incluye semáforos) con 11,76 MW
Clientes	288.888 clientes: 88,7% residenciales, 7,9% comerciales, 2,1% industriales y 1,3% otros.
Energía Requerida	725 GWh al año
Demanda Máxima	134,7 MW
Pérdidas Energía	6,02 %, de las cuales 5,77% técnicas y 0,26% comerciales

Financieras

Ingreso medio	10,79 cUS\$/kWh
Gastos O&M	81,6 US\$/cliente al año
Activos	183,5 millones US\$

Tabla 1.- Principales Características de la CENTROSUR.

Se presenta el mapa de los procesos, en el que se distinguen los procesos de soporte y los procesos relevantes: Distribución, Comercialización y Telecomunicaciones. Dentro del Proceso Distribución están los subprocesos relacionados con la operación del Sistema:

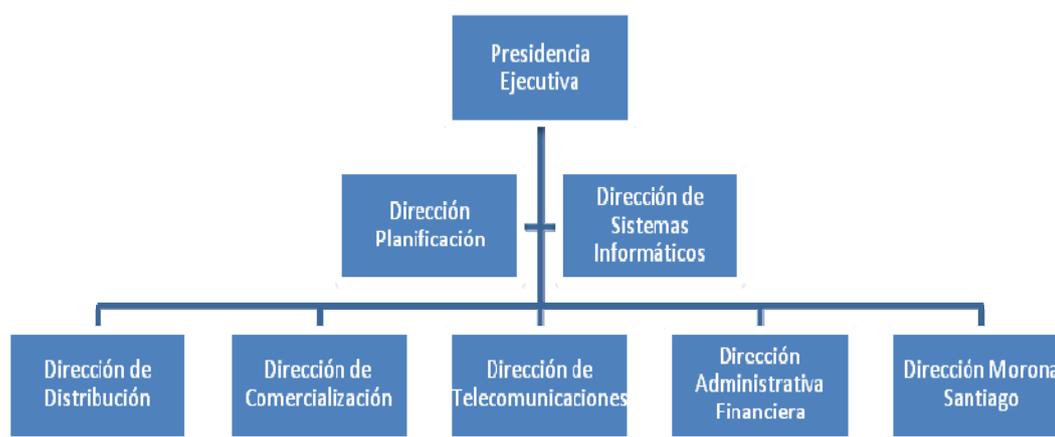
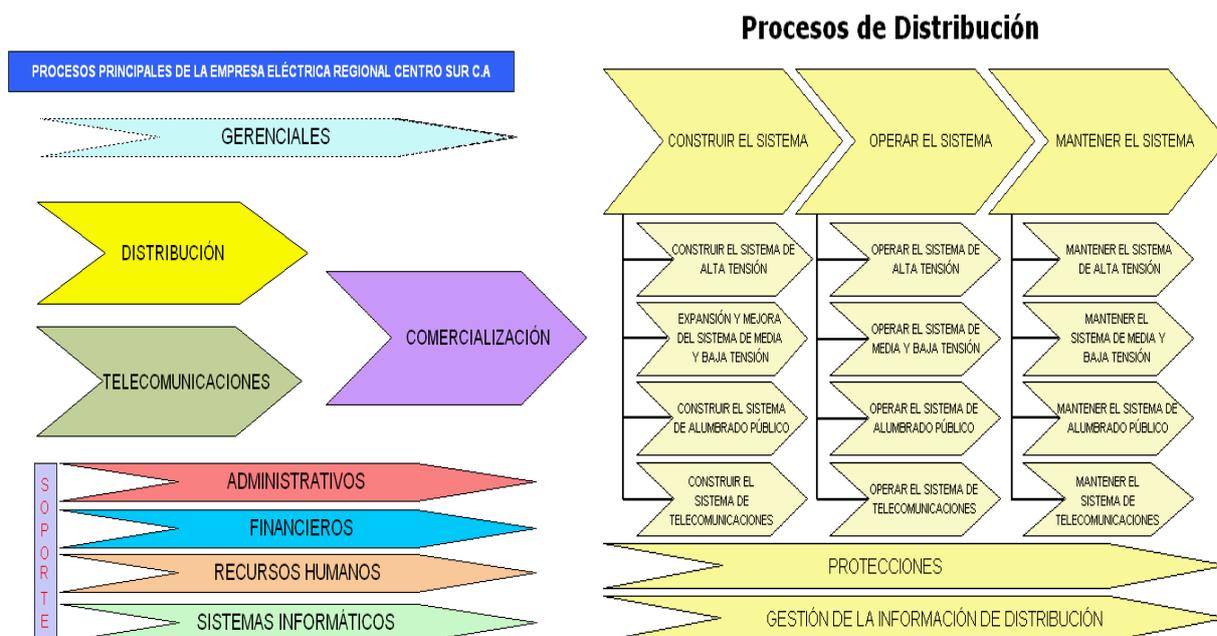


Figura 5.- Mapa de Procesos de la CENTROSUR.

3.1 SISTEMAS INFORMÁTICOS Y ARQUITECTURA TECNOLÓGICA.

3.1.1 SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO (SIG).

Producto ArcFM v9.3.1 de TELVENT Miner & Miner bajo la plataforma de ESRI v9.3.1 (ArcEditor + ArcGIS Server estándar) y su Geodatabase se encuentra en Oracle 11g. Modelo de datos “MultiSpeak” con variantes mínimas, y un nivel de información desde Subtransmisión, Media y Baja Tensión hasta su relación con el cliente (alrededor del 96% clientes). Conectividad desde el arranque del alimentador “feeder” hasta el cliente, identificación de fases y definición de reglas. Actualmente existen 7 sets de licencias de edición y 1 de administración, bajo una estructura centralizada de actualización de información.

A continuación se detallan algunas de las características del sistema SIG de la empresa.

1. Sistema de Información Geográfica para todas las áreas.
2. Base de datos con capacidad de manejo geoespacial.
3. Aplicaciones con alta capacidad de manejo gráfico.
4. Cumplimiento con estándares de conectividad e interoperabilidad de instituciones CONELEC, MEER, Municipios, entre otras.
5. Modelo de red eléctrica estándar de uso libre (MultiSpeak).
6. Reglas de ingeniería de cumplimiento obligatorio y configurables para cubrir las necesidades de la empresa.

7. Parámetros eléctricos definibles para todas las áreas.
8. Capacidad de interconexión estándar con otros sistemas de la empresa.
9. Servicios SOA (Services Oriented Architecture) para integración de aplicaciones.
10. Interfaces estándar API para acceso externo a la funcionalidad.
11. Arquitectura flexible y configurable (clientes Web, clientes móviles, clientes fijos, replicaciones regionales, gestión centralizada/distribuida, entre otras).
12. Habilidad para proveer información a sistemas de alto nivel como OMS, CIS, TCS, entre otros.
13. Producto que migre con las necesidades de la empresa.
14. Soporte técnico especializado con alta capacidad de respuesta.
15. Garantía de refacciones de hardware y nuevas versiones.
16. Aprovechar el desarrollo, experiencia y productos del mercado de sistemas GIS y su aplicación en las empresas eléctricas (módulos funcionales especializados).
17. Facilidad para integrar aplicaciones funcionales adicionales disponibles comercialmente para la empresa eléctrica (productos maduros y probados).
18. Alto desempeño validado.
19. Alta disponibilidad de la información, incluso en caso de desastres y contingencias mayores.

20. Funciones de ingeniería para la empresa, tales como análisis topológico, rastreo de conectividad (aguas arriba y aguas abajo), pertenencia, registro de cambios, proximidad, entre otras.

21. Manejo de diversos sistemas de coordenadas.



Figura 6.- Sistema de Información Geográfico.

3.1.2 SISTEMA DE CONSULTAS SIG (SIGCON).

El programa SIGCON es un desarrollo realizado con objetos de MapObjects en Visual Basic para realizar consultas a la información existente en la base de datos georeferenciadas del Sistema de Información Geográfico (SIG) del Sistema Eléctrico de la CENTROSUR.

Este programa está dirigido para todo usuario que desee obtener información del sistema de distribución eléctrico, siendo una solución económica pero dotada de toda la fortaleza de un SIG, sin tener la necesidad de disponer de una licencia de este software.

Esta aplicación está actualmente siendo utilizado en Servicio a Clientes en las áreas de contratos de nuevos y cambios de servicios y reclamos comerciales, en inspecciones, en Control de Pérdidas, en cortes y reconexiones de servicios suspendidos por falta de pago y en la atención de reclamos técnicos.

La implantación de este sistema ha permitido disminuir los tiempos de atención a los clientes, mejorar la información entregada, realizar una mejor ubicación del cliente, programar los trabajos de revisiones e instalaciones, conocer el estado de situación de un cliente entre otras aplicaciones del sistema, permitiendo de esta manera disminuir costos y una mejor utilización de los recursos humanos y económicos.

Entre las principales características que cuenta esta aplicación son las que se detallan a continuación:

- Cargar capas.
- Mapping.
- Mostrar y modificar la presentación de una capa en el mapa.
- Buscar elementos en el mapa.
- Identificar elementos en el mapa.
- Etiquetar los elementos.
- Dibujar sobre el mapa.
- Mediciones en el mapa.

- Herramientas de selección.
- Imprimir planos.
- Exportar los mapas en formato gráfico (jpg).
- Creación de mapas personalizados.
- Otras aplicaciones: Recortar alimentadores / Consultas compuestas / Identificar usuarios

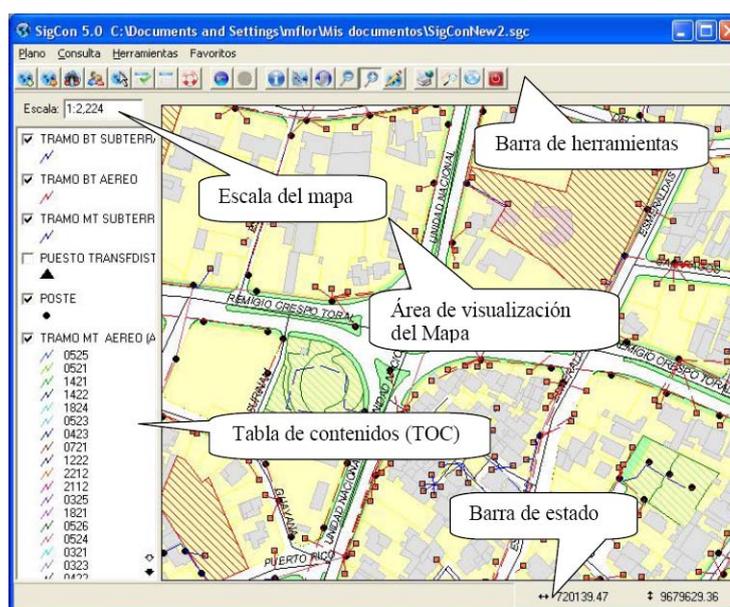


Figura 7.- Sistema de Consultas SIGCON.

3.1.3 SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL (SICO).

El Sistema de Comercialización SICO se encarga de la facturación y recaudación del consumo de energía eléctrica y la prestación de los demás servicios relacionados, a los clientes de las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago.

El desarrollo y mantenimiento es local (en casa). El código fuente es RPG con una interface GENEXUS, sobre una plataforma AIX (Advanced Interactive eXecutive, UNIX para IBM) y base de datos DB2.

La CENTROSUR para el desarrollo de sus actividades dentro de la comercialización de energía eléctrica desarrolló un conjunto de procesos, los cuales son registrados y controlados a través del Sistema Informático de Comercialización denominado "SICO", sobre los cual tiene exclusividad, derechos de propiedad y de autoría.

El SICO está compuesto por tres módulos principales, que se resumen a continuación:

- **Módulo de Servicios:** Está relacionado con la atención al cliente y a nuevos clientes, tanto en solicitudes de nuevo servicio, reclamos, solicitudes de cambio de medidor, desconexión definitiva, cambio de domicilio, cambio de nombres, indicadores de gestión, entre otros.
- **Módulo de Lectura y Facturación:** En este módulo se define el registro y toma de lecturas, generación de consumos, facturación, modificación de facturas, estadísticas de emisión e indicadores de gestión.
- **Módulo de Recaudación y Recuperación de Cartera:** En este registra la recaudación, la puede darse de forma directa en ventanilla – recaudación en línea –, a través de débitos bancarios y agencias desconectadas a la red de telecomunicaciones – recaudación en diferido – en puntos remotos a través de un sistema réplica – recaudación en semilínea – se dispone de reportes

estadísticos, saldos diarios por cliente, listado de cortes, listado de clientes para retiro de medidores por mora, listado de reconexión y reinstalación para quienes han cumplido con sus pagos e indicadores de gestión.

Para el manejo de información comercial (Base de Datos y aplicaciones comerciales), la CENTROSUR cuenta con servidores de la marca IBM de modelos iSERIES AS400, los cuales emplean un sistema operativo IBM Operating System/400 (OS/400).

El AS/400 es un sistema multiusuario, tanto el hardware como software de AS/400 está construido sobre una base de datos y programación orientada a objetos. La complejidad del manejo de base de datos, de los recursos, la memoria, detalles como configuraciones y definiciones son transparentes para el usuario final.

El sistema operativo OS/400 interactúa con el usuario final por medio de menús y pantallas que utilizan valores por omisión. Puesto que el OS/400 es el mismo en todos los modelos de AS/400, los usuarios no tienen ningún problema en actualizar a una nueva tecnología, de este modo todas las aplicaciones creadas sobre AS/400 funcionan en cualquier modelo de equipo.

La arquitectura del AS/400 integra una base de datos relacional DB2. El soporte de Base de Datos forma parte del sistema, no es un agregado. El acceso a todos los datos del sistema se hace por medio del administrador de base de datos integrado. De hecho, el Sistema de Aplicaciones IBM AS/400 no tiene un paquete de software de bases de datos, pues éste es un sistema de base de datos.

Al estar la Base de Datos integrada con el sistema, la información puede ser

accedida de muchas maneras, por ejemplo, puede ser vista como un sistema convencional de archivos sobre el que se usan los métodos tradicionales de acceso y operación a través un lenguaje de base de datos tales como el Structured Query Language (SQL), mediante el uso de la herramienta Query/400 y con el soporte de oficina OfficeVision/400, así también mediante conectores externos como son ODBC, JDBC y otras herramientas de gestión de datos.

Los modelos de servidores y sus características se muestran en la siguiente tabla.

SERVIDOR Tipo-Modelo	# de Discos Mb.	RENDIMIENTO		MEMORIA Mb.	DISCO Gb.	UNIDAD . RESP. (Cartucho) Gb.	Unidad CD	Tarjetas Ethernet	Sistema Operativo
		INTERAC.	BATCH						
IBM 9406-270	8 de 15355 Mb. 4 de 13161 Mb.	50 CPW	1070 CPW	1013.34	600	16 100/200	1	2	i5/OS V5R4M0
IBM 9406-520	8 de 35165 Mb.	1000 CPW		5120	600 350 (san)	16 100/200	1	2	i5/OS V5R4M0
IBM 9408-M25	4 de 52344 Mb. 10 de 70564 Mb.	8000 CPW		5120	915 690 (san)	16 800/1600	1	2	i5/OS V5R4M0

Tabla 2.- Servidores IBM Utilizados en el Sistema Comercial.

3.1.4 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA).

Del fabricante ELIOP. El alcance, dentro de cada subestación, es el control de todos los interruptores, el estado de éstos y de los seccionadores, alarmas del sistema de protecciones y la medición de las principales magnitudes eléctricas (100% de subestaciones automatizadas en la delimitación de este proyecto). Esta aplicación trabaja sobre una plataforma UNIX, con base de datos ORACLE y tiene una arquitectura abierta de hardware. Los equipos involucrados de control, medición y protecciones eléctricas y unidades terminales remotas se comunican, según su nivel jerárquico, con protocolos que cumplen los estándares ICCP (TASE2), IEC-870-5-101 sobre TCP/IP, DNP3.0 e IEC-61850 (este último en un suministro de IEDs).

3.1.5 SISTEMA DE ATENCIÓN DE REQUERIMIENTOS Y RECLAMOS.

El sistema permite registrar los requerimientos generados por los clientes de la empresa, estos pueden ser técnicos o comerciales y dar el seguimiento requerido a los mismos, también permite dar trámite a las solicitudes de servicio.

El sistema tiene la opción de obtener ciertos índices que en base a los datos como tiempos de atención de requerimientos, porcentaje de requerimientos atendidos, etc. permite determinar la calidad del servicio ofrecido.

El sistema fue desarrollado en Genexus, generado en Visual FoxPro contra la base de datos DB2 del AS/400 su arquitectura es Cliente/servidor. El sistema de requerimientos está integrado con el sistema de reclamos (SRI) su uso se encuentra básicamente en la Matriz de la empresa mediante los operadores del Call Center.

Reclamo	Fecha Recepción	Tipo	Zona	Cliente	Nombre Cliente	Dirección Reclamo	Grupo
235129	04/07/2011 11:09:	02 R		0	MARIA RESURRECCION MARIJIMA/SAN VICENTE		
235133	04/07/2011 11:29:	02 R		0	CARLOS LOZANO	SIMONAY EL CAMPESIN EN LOCAL DE	
235142	04/07/2011 12:47:	02 R		0	LUIS ALMODO GARRACA DRUFINA CACERIZO IGUILA CORRAL STC		
235147	04/07/2011 14:23:	02 R		0	SABRIENTO ESTAY CECILIARICAUTE UDE SANTA FE AVENIDA		
235150	04/07/2011 14:55:	02 R		0	***	**	
235152	04/07/2011 15:09:	02 R		0	LUIS ALFONSO FARMAY AGUIAN PISRO DEL CEROLLAR		
235154	04/07/2011 15:28:	02 R		0	SABRITA FAICAN VASQUEZ FACHA BARRIO UNION Y PROGRESO		

Figura 9.- Sistema de Atención de Reclamos.

3.1.6 SISTEMA DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES (SRI).

Herramienta desarrollada localmente permite registrar las interrupciones de servicio en el sistema eléctrico tanto de alta como de media tensión, además permite registrar el despacho a un grupo de trabajo de los reclamos de clientes que han sido registrados mediante el sistema de requerimientos para la superación de la falla, luego de superado el reclamo es registrada su atención y la superación de la interrupción asociada con el reclamo.

Reclamo	Fecha Recepción	Tipo	Zona	Cliente	Nombre Cliente	Dirección Reclamo	Grupo
235129	04/07/2011 11:08:	02 R		0 MARIA RECONSTRUCCION MARI JINA/SAN VICENTE			
235132	04/07/2011 11:29:	02 R		0 CARLOS SUZANO		SINICAY EL CAMPESIN EN LOCAL 28	
235142	04/07/2011 12:47:	03 R		0 LUIS OLMEDO GUARACA UNO JINA CACERES IGUITA CONRAL JTC			
235147	04/07/2011 14:23:	02 R		0 SARRIENTO BUDAY CECILIASICAONTE UNO SANTA FE AYERIDA			
235150	04/07/2011 14:55:	02 U		0 ***		**	
235152	04/07/2011 15:09:	02 U		0 LUIS ALFONSO FARMAY ACOJAN PERRO DEL CEROLLAR			
235154	04/07/2011 15:28:	02 U		0 MARITZA FASCAN VASQUEZ FACHA BARRIO UNION Y PROGRESO			

Figura 10.- Sistema de Registro de Interrupciones.

El sistema tiene la opción de obtener ciertos índices que en base a los datos como tiempos, número de interrupciones, etc. permite determinar la calidad del servicio ofrecido, además permite enviar a las agencias los datos maestros del sistema y recibir los datos de las interrupciones registradas en las agencias.

El sistema está desarrollado en Genexus, generado en Visual FoxPro contra la base de datos DB2 del AS/400 para la versión de la matriz y contra una base de datos local de FoxPro para las agencias, su arquitectura es Cliente/servidor(matriz) y File/server(agencias).

El sistema de reclamos está integrado con el sistema de requerimientos, el cual es utilizado para registrar los reclamos técnicos que luego son utilizados desde el sistema de reclamos.

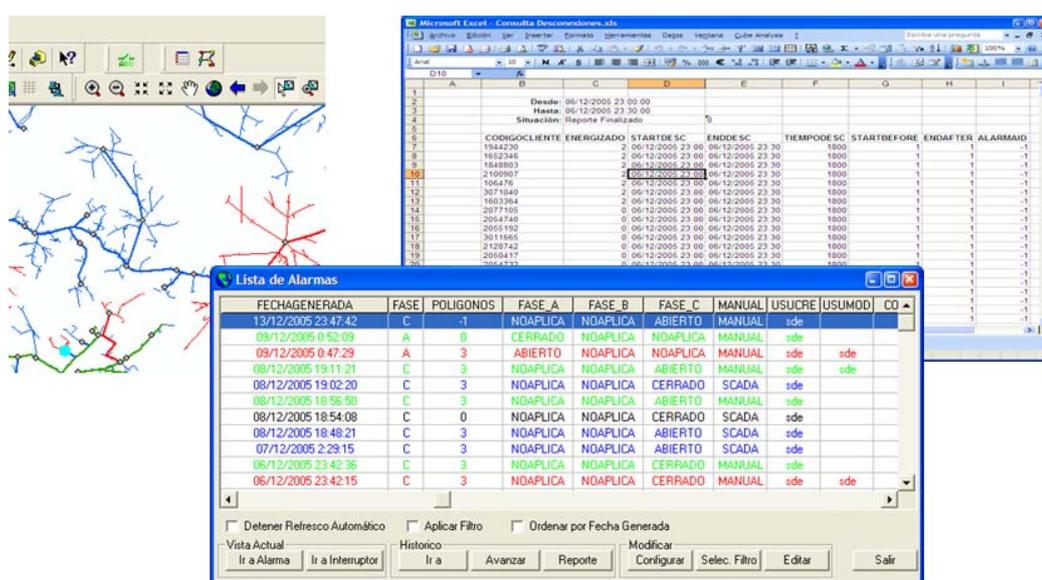


Figura 11.- Visualización en el SIG de Interrupciones.

3.1.7 SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE VEHÍCULOS (AVL).

El objetivo central de la solución es la gestión y control de la flota de vehículos en Tiempo Real, en la empresa eléctrica rastrea la posición de los vehículos de los grupos de reparaciones, estas coordenadas se refrescan en la base de datos del

GIS y su ubicación es consultada mediante ArcMap o el SigCon, reduciendo y minimizando de esta manera los costos operativos.

Los objetivos particulares son:

- Identificación geográfica de los recursos
- Optimización en la utilización de los móviles
- Mejoramiento en la asignación de los mismos a los diferentes eventos
- Mayor eficiencia en el control de los grupos de reparaciones
- Que el Operador del sistema de Distribución cuente con una herramienta que le permita gestionar de mejor manera la distribución de los reclamos técnicos de los clientes

El AVL se integra con los sistemas corporativos de la empresa, permitiendo desarrollos personalizados de manera de no solo saber donde se encuentran los móviles sino también que reclamo están resolviendo, cual está desocupado y más cerca de una incidencia, etc. etc.

Este sistema de localización vehicular (Automatic Vehicle Locator) fue adquirido por la Empresa en el año 2006. Si bien el proveedor general fue ELIOP de España, el fabricante de este producto es SISNAV (Sistemas de Navegación), con residencia en Quito.

Dentro de la funcionalidad, cada uno de los vehículos cuenta con una tarjeta GPS que recibe desde la nube de satélites las coordenadas de su ubicación. Estas son transmitidas al Centro de Control mediante tecnología celular por medio del

protocolo GPRS. En el centro de Control las coordenadas son mostradas sobre la cartografía del SIG, con lo que el Operador conoce la ubicación del vehículo. La frecuencia de refrescamiento es seleccionable desde 5 segundos a 10 minutos. El proveedor de las comunicaciones GPRS es PORTA.

El fin último es mejorar la Calidad de Servicio logrando una restitución del servicio lo más rápido posible, disminuyendo los tiempos de atención.

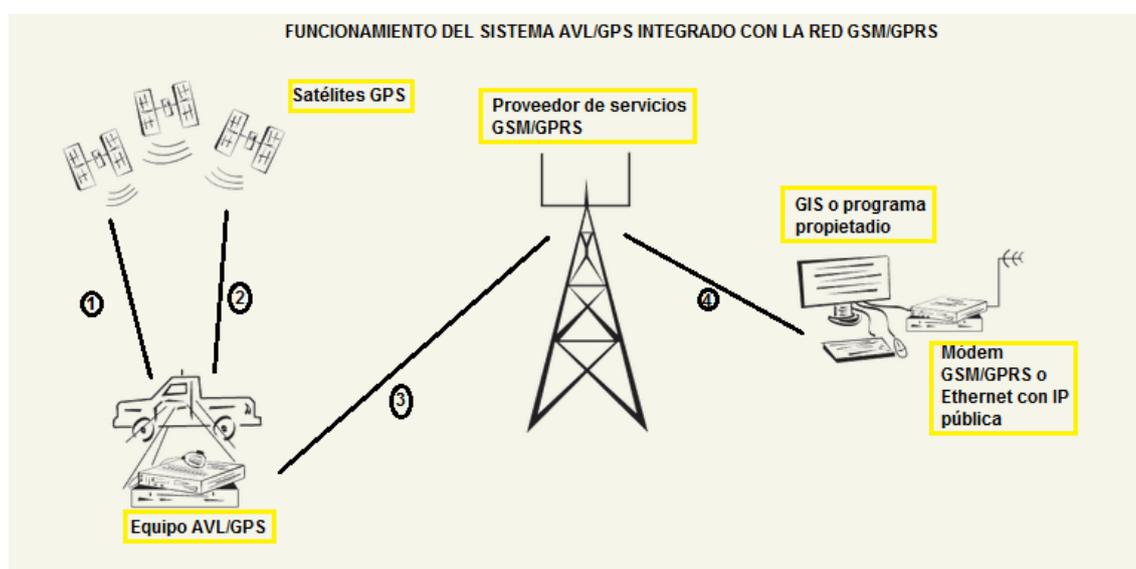


Figura 12.- Sistema de Localización Vehicular.

3.1.8 SISTEMA DE RESPUESTA DE VOZ INTERACTIVA (IVR-CALL CENTER).

El equipamiento es Siemens y el software "altitude IVR". A partir de febrero de 2003 el sistema queda operativo, con diez líneas telefónicas en PBX que ingresan a cuatro puertos del IVR. En cuanto al personal involucrado, se tiene un Administrador del sistema y diez Agentes que laboran en turnos rotativos como se indicó en páginas anteriores.

Mediante el software respectivo se empieza a monitorear el sistema y a realizar reportes de las llamadas entrantes.

El cliente, al llamar al 136, el IVR reproduce una grabación con tres opciones:

“Buen día, bienvenido al centro de información de la CENTROSUR. Digite:

- 1 para información de planillas o trámites de medidor.
- 2 para presentar un reclamo de planilla, medidor o falta de servicio.
- 3 para la atención de un Agente de servicio.
- 9 para salir del Sistema.

Con la **opción 1** se puede tener información sobre el valor de una planilla, consultar el estado de un trámite o consultar los requisitos de los diferentes trámites, dependiendo de la alternativa seleccionada. En el caso que desee conocer el valor de una planilla, le solicita que ingrese el código del cliente mediante el cual se obtiene el valor correspondiente desde la base de datos del cliente.

Con las **opciones 2 y 3** el cliente es atendido directamente por un Agente de servicio, el mismo que podrá atender al cliente tanto en la recepción de reclamos por falta de servicio o de alumbrado público o informar consultas de tipo comercial, como valor de las planillas, cartera vencida, historial de lecturas, fechas de pago sin intereses, recibir reclamos de planillas o medidor.

Con la **opción 9**, el cliente puede salir del sistema

A través del software, en este caso “*Observer*”, se puede visualizar en línea o en tiempo real el tráfico de llamadas, es decir las llamadas atendidas, las llamadas en cola de espera, la tasa de abandono, los Agentes disponibles, el tiempo de atención, etc.

Actualmente se está atendiendo mensualmente 45.000 llamadas telefónicas en promedio, contra las 7.000 llamadas telefónicas que se atendían sin este sistema.

Actualmente no se encuentra explotado toda la capacidad operativa del Call Center, siendo lo prioritario trabajar con llamadas salientes, lo cual permitirá a la Empresa realizar las siguientes actividades:

- Notificar a sus clientes suspensiones de servicios (programados o emergentes).
- Informar al cliente sobre cartera vencida.
- Realizar campañas publicitarias (ejemplo uso de luminarias).

También se tiene previsto que el Call Center interactúe con el sistema GIS/AM/FM y con el sistema SCADA, de manera que se pueda ubicar al abonado dentro de las redes eléctricas de la Empresa que actualmente se encuentran en un proceso de georeferenciación. Esto permitirá a los Agentes tener en sus pantallas las redes eléctricas en línea, para notificar a sus abonados cualquier evento que se presente.

Adicionalmente se pretende tener un único Centro de Atención al Cliente para toda el área de concesión de la Empresa, a través del Call Center, es decir, prestar estos servicios al resto de cantones de la Empresa, para lo cual se tiene

previsto la instalación de centralillas telefónicas en las diferentes Agencias y ampliar los puertos del IVR.

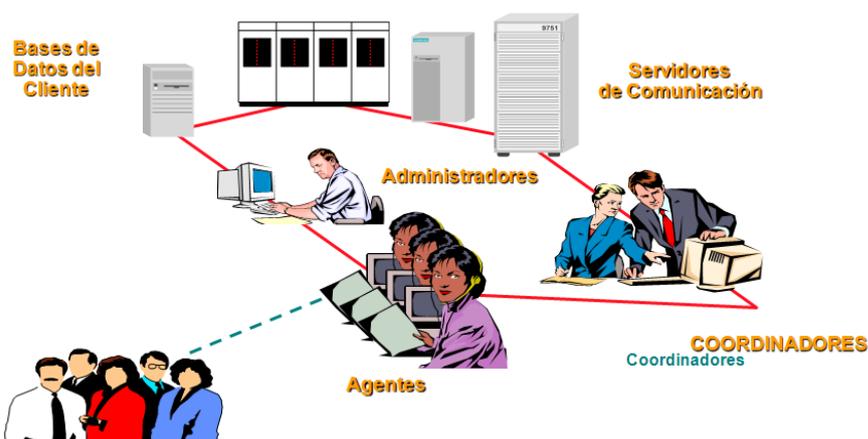


Figura 13.- Sistema Comunicación Call Center.

3.1.9 SISTEMA DE ANÁLISIS TÉCNICO (SAT).

Actualmente se cuenta con los simuladores DIGSILENT para subtransmisión y CYMDIST (CYME 5.02 rev. 4) para distribución, para efectuar estudios de flujos de carga, cortocircuitos, ubicación óptima de bancos de capacitores, reconfiguración de alimentadores, coordinación de protecciones (CYMTCC 5.0 rev. 13), entre otros.

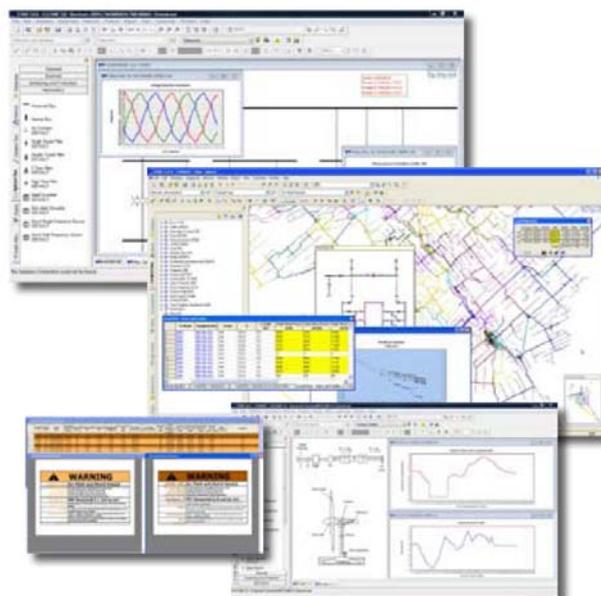


Figura 14.- Sistema Análisis Técnico CYMDIST.

El programa de análisis de redes eléctricas CYME es una serie de aplicaciones que constan de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde los cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

Los módulos disponibles incluyen varias aplicaciones avanzadas y extensas bibliotecas para el análisis de redes industriales, de transporte o de distribución de energía eléctrica, a continuación se detallan los existentes en la CENTROSUR.

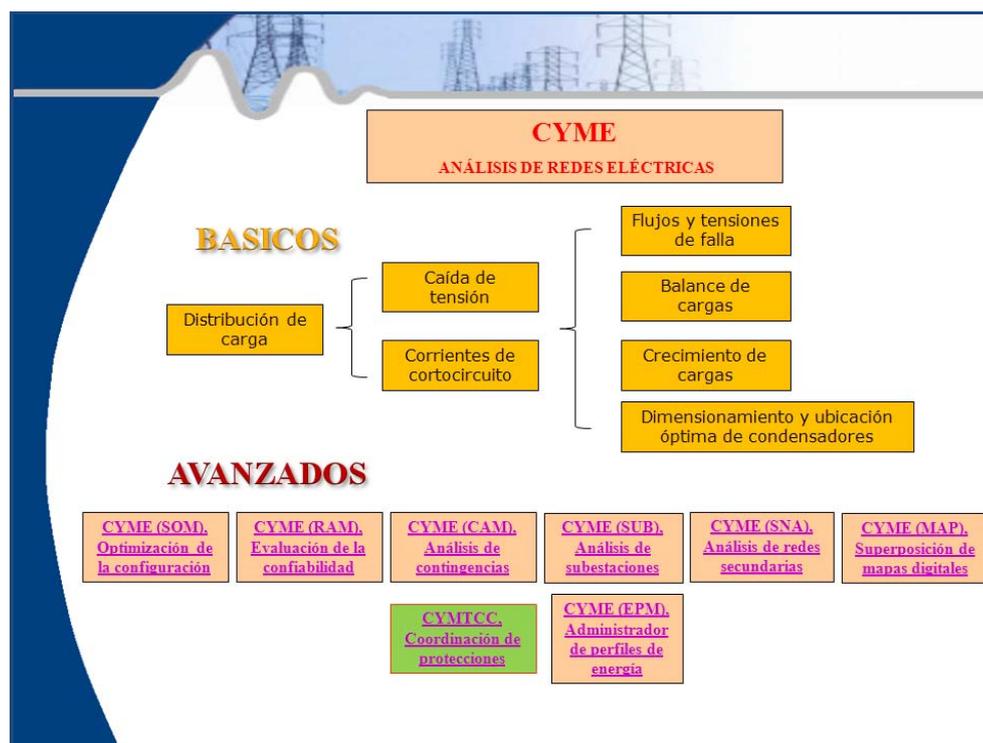


Figura 15.- Módulos Disponible de CYME.

- **Coordinación de Protecciones (CYMTCC):** El análisis de Cortocircuito calcula instantáneamente las corrientes de cada tipo de falla, en cada tramo. El programa CYMTCC se aplica a redes eléctricas industriales, comerciales y de distribución de energía eléctrica. Permite producir gráficas de curvas Tiempo-Intensidad y reportes de ajustes de cualquier dispositivo contenido en su extensa biblioteca de 5 000 dispositivos.
- **Evaluación de Confiabilidad (RAM):** El objetivo de este módulo es ayudar a los ingenieros en la evaluación predictiva de la confiabilidad de las redes eléctricas de distribución. El programa calcula una serie de índices (llamados también indicadores o parámetros) esperados de confiabilidad globales.

- **Análisis de Contingencias (CAM):** El módulo Análisis de contingencias indica al usuario cómo proceder para restablecer el suministro eléctrico a los consumidores afectados por un solo tramo o equipo averiado.
- **Configuración Óptima (SOM):** Esta función cierra o abre los dispositivos de conmutación existentes hasta hallar la configuración de los alimentadores que minimizará las pérdidas (y por lo tanto los costos de operación) manteniendo niveles de tensión aceptables y sin sobrecargar los equipos. También puede servir para transferir la carga desde subestaciones con mucha carga hacia otras con menos carga, para disminuir el número de condiciones de alarma y hasta acortar el largo de ciertos alimentadores transfiriendo algunos de sus circuitos a otros alimentadores.
- **Baja Tensión (SNA):** Es un módulo opcional que permite modelar redes secundarias en redes de distribución primarias. Usted podrá visualizar la red secundaria bajo forma de símbolo que se abrirá en su propia ventana o al lado de las redes primarias.
- **Interfaz (COM):** Es un módulo que permite cargar los datos de demanda automáticamente en Cymdist (sin la ventana de Cymdist). Utiliza un archivo de comandos para hacer automáticamente todo lo que es posible hacer en Cymdist. Un archivo así podría abrir Cymdist, interrogar Cymdist para una distribución de carga, leer la tabla '.dbf' y dar los valores de demanda a Cymdist para el análisis. Con este método, los valores cargados no estarían guardados en la base de datos de Cymdist; estarían guardados solamente en el archivo de estudio.

- **Configuración de Mapas (MAP):** Con este comando se puede colocar un mapa en segundo plano tras el diagrama unifilar. El mapa consiste en una o varias “capas” (imágenes individuales de mapa.) El índice de estas capas se encuentra en un archivo llamado “dataset”.

CYMDIST usa un programa incluido llamado MapServer™ de Geosoft Ltd. que administra los mapas. MapServer permite usar distintos formatos de datos cartográficos, pero estos formatos deben ser convertidos al formato interno usando el comando **Importar**. Los formatos aceptados son:

- ✓ Atlas GIS (.BNA)
- ✓ AutoCAD versions 1-2000 (.DWG)
- ✓ Digital Chart of the World (.VPF)
- ✓ ESRI (.SHP)
- ✓ MapInfo (.MIF)
- ✓ Metafiles (.wmf, .emf)
- ✓ Microsoft Bitmap raster (.BMP)
- ✓ Tagged Image File (.tif)
- ✓ UK Ordnance Survey (.NTF)
- ✓ US Geological Survey (.OPT, .STD)

De igual manera el módulo MAP, permite ligar de forma transparente archivos de tipo Shape y AutoCad.

- **Administrador de perfiles de energía:** La integración de la telemetría y de la lectura automática de medidores (AMR) en redes de distribución, de la previsión de carga a corto plazo calibrada con datos telemétricos AMR y los historiales de facturación de energía requiere nuevas herramientas que ayuden a las empresas eléctricas a explotar dichos datos. Este módulo es la herramienta de planificación opcional de CYME que ayuda a efectuar análisis precisos por rango de tiempo basados en los datos AMR y en los modelos de consumo histórico y monitoreo en tiempo real.

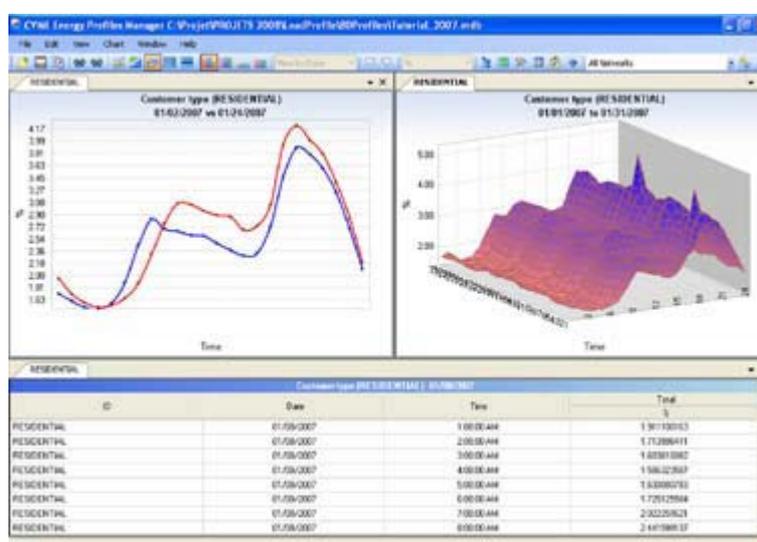


Figura 16.- Visualización de Perfil de Energía.

3.2 INTEGRACIÓN ENTRE SISTEMAS.

Dentro de una Empresa de Distribución hay varios departamentos que participan en el ciclo de calidad de servicio. Entonces es necesario un SIG integrado que cuente con la capacidad de comunicarse con otras aplicaciones de la compañía asegurando la funcionalidad y la consistencia de la información entre todos los departamentos.

Algunos de los campos en los que un SIG se involucrara en una Distribuidora serian:

- 1) En campos de Planificación e ingeniería: planificación y estabilidad operacional de las redes, coordinación de protecciones, etc.
- 2) En los campos de Distribución: nuevos proyectos de redes, cambios en la red, despachos de grupos de Reclamos, etc.
- 3) En los campos Comercial y de Servicio al cliente: control de pérdidas, atención al cliente, sistemas de Call-Center, incorporación de nuevas acometidas, generación de rutas de lectura, etc.
- 4) Otros campos como sistemas de comunicaciones, control ambiental, inventario de activos en operación, etc.

Por lo general en las empresas existen sistemas informáticos (sistema comercial, sistema de análisis técnico, SCADA, etc.) en los que ya se ha hecho una inversión, ya sea comprándolos o desarrollándolos de acuerdo a los requerimientos de la Empresa, la tecnología SIG por ser relativamente nueva va a ser adquirido por empresas de distribución que ya cuentan con sistemas informáticos estables y cómodos para los usuarios. La integración de los sistemas informáticos con el SIG por medio de interfaces permite conservar los sistemas existentes, especialmente cuando los sistemas son especializados y/o desarrollos a la medida se debería aprovechar lo que ya se tiene en lugar de tomar la difícil decisión reemplazar todo. De la misma manera se debe tomar en cuenta al factor humano, ya que uno de los principales obstáculos es la resistencia al cambio por

parte de los usuarios, en cuanto a su adaptación a un nuevo sistema informático en lugar del que ya utilizan para hacer sus trabajos.

Por otro lado la integración de los distintos sistemas de información por medio de interfaces involucra la necesidad de considerar una amplia gama de aspectos como lo son la integración de datos heterogéneos, los distintos sistemas operativos, las tecnologías web, cuestiones de escalabilidad y rendimiento, por citar algunos de ellos. Por lo que la adquisición de un SIG que permita trabajar con bases de datos y lenguajes de programación abiertos podría ser la mejor opción para la creación de interfaces con los sistemas informáticos maduros que ya existen en la Empresa.

A continuación se describen, de acuerdo a los proyectos y experiencias obtenidas en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., un esquema de las actividades de integración que deberían desarrollarse entre el SIG y los sistemas de información asociados con las actividades de distribución, comercialización, planificación, entre otras, para lograr un Sistema de Información integrado.

A continuación se esquematiza como se encuentra en la actualidad esta arquitectura:

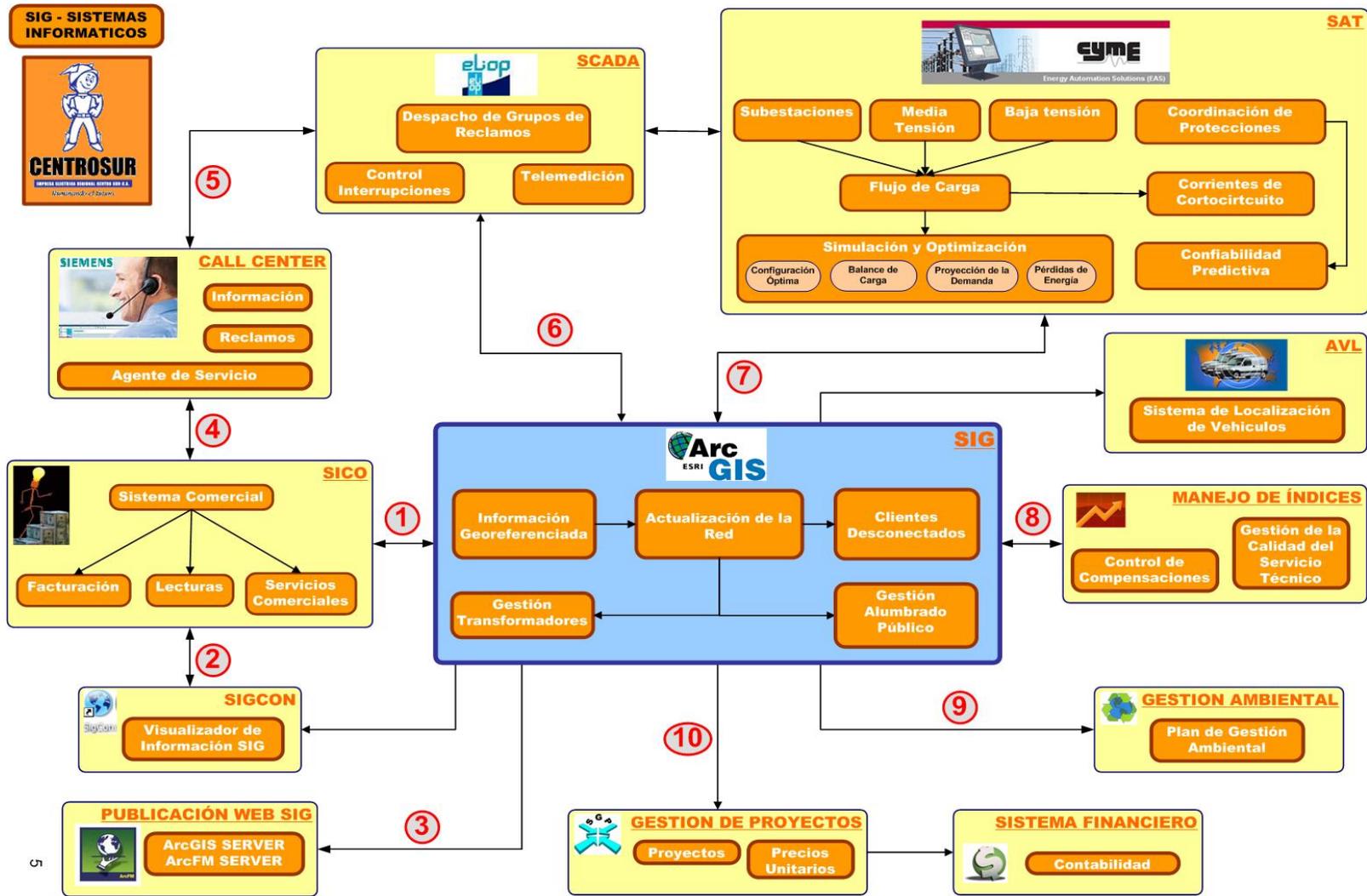


Figura 17.- Esquema de Arquitectura Actual.

3.2.1 INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA COMERCIAL (SICO).

① A continuación se indican los beneficios obtenidos por medio de esta interfaz, que van a dar como resultado una ágil y mejor atención a los clientes, lo que repercute en una imagen corporativa de confianza y satisfacción.

El SIG a través de su interfaz obtendrá del Sistema de comercialización información acerca del cliente (código, estado de su servicio, ultimo consumo mensual, consumo promedio diario, etc.) que luego, junto con la información del modulo de Control de Interrupciones del Centro de Control ⑥ y la topología de la red del SIG, dará como resultado la información de que clientes, con que carga y cuanto tiempo estuvieron desconectados debido a algún incidente, información que será recibida por el Sistema de Manejo de Índices ⑧ en sus módulos de Control de compensaciones e Índices de Servicios Técnicos.

3.2.2 INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA DE CONSULTAS (SIGCON)

② Para difundir la información del SIG en la Regional Centro Sur se desarrollo una aplicación de visualización de Redes y Cartografía que brinda la facilidad de ser liviana porque está orientada solo a las consultas, de fácil instalación y distribución, ya que actualmente está instalada en las computadoras de las direcciones de planificación, comercialización, distribución y gerencia sin necesitar la adquisición de licencias por usuarios o maquinas para su distribución. El departamento de comercialización interactúa con el SIG, por medio de esta aplicación (Visualizador SIG) en sus secciones de:

RECAUDACIÓN Y FACTURACIÓN

Por medio del visualizador identifican gráficamente en el plano de la ciudad a los clientes a los que se les debe realizar el corte (o reconexión) de servicio por falta de pago y de acuerdo a su ubicación se organiza el envío de los grupos de trabajo de una manera más precisa y eficiente. De igual manera se minimiza los costos relacionados con la lectura de medidores al poder generar rutas de lectura utilizando el SIG.

ATENCIÓN A CLIENTES Y CONTROL DE PÉRDIDAS

Haciendo uso de la herramienta de visualización el departamento de atención al cliente ya no necesita que el cliente le traiga un diagrama de la ubicación de la casa en la que desea que le coloquen un nuevo medidor o le hagan una revisión, sino que es el usuario el que ubica su predio en la computadora ya sea buscándolo por código de predio, por nombre de calle, o por referencias como parques o iglesias, etc., esto asegura la identificación correcta de los clientes para facilitar y acelerar los trabajos.

El proceso de actualización de información en el SIG, correspondiente al mantenimiento dentro de la Empresa se la puede dividir en 6 grandes grupos, y cuya información es reportada mediante SIGCON, permitiendo de esta manera que la información en el SIG sea actualizada en forma oportuna y confiable dentro de toda su área de concesión.

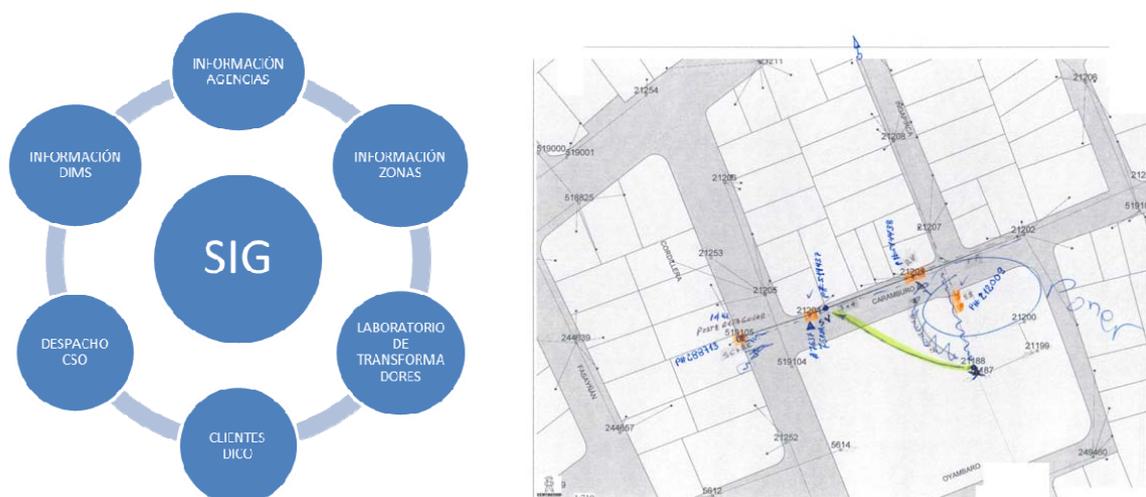


Figura 18.- Interfaz SIG y SIGCON.

3.2.3 INTERFAZ (SIG) Y GEOPORTAL

③ El *Geoportal* está desarrollada bajo la plataforma más moderna de sistemas de información geografía que existe actualmente. Un *Geoportal* es un tipo de portal web que permite encontrar y acceder a la información geográfica (información geoespacial) y los servicios geográficos asociados (visualización, buscar, entre otros) a través de Internet. Los *Geoportales* son importantes para el uso eficaz de los sistemas de información geográfica (SIG) y un elemento clave de la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE).

Los consumidores de información geográfica, profesionales u ocasionales, utilizan el *Geoportal* para buscar y acceder a la información que necesitan, de esta manera desempeñan un papel cada vez más importante en el intercambio de información geográfica y puede evitar la duplicación de esfuerzos, las inconsistencias, las demoras, la confusión y desperdicio de recursos.

Es importante anotar que la CENTROSUR ha iniciado también el proceso de estandarización de su estructura de datos espaciales a la norma ISO19110 del Catálogo Nacional de Objetos Espaciales, que ha sido publicado en el Registro Oficial y que está a cargo del Consejo Nacional de Geoinformática (CONAGE), lo que facilitara el intercambio de información y la interoperabilidad con otros sistemas de instituciones públicas o privadas.

La ventaja del *Geoportal* con relación al SIGCON (SIG de CONSULTAS), es que al SIGCON solo se tiene acceso por medio de una conexión local para el caso los funcionarios de la Empresa o remota para el caso de contratistas de la Empresa, esta aplicación además requería ser instalada en cada equipo de los usuarios.

El nuevo *Geoportal* permitirá que por medio de una misma aplicación tanto los usuarios internos como los clientes externos, puedan contar con la misma herramienta de consulta para datos técnicos de las redes de distribución, como son:

- Potencia de transformadores y clientes conectados.
- Calibre y longitud de conductores.
- Información de postes y sus estructuras.
- Información en línea de los datos comerciales de los clientes como el estado de servicios, deuda actual, uso de energía, entre otros.
- Además de datos de los equipos de corte y protección, seccionadores, equipos de protección dinámico como:

- Caída de tensión acumulada
- Potencia Acumulada
- Demanda
- Corriente de corto circuito monofásica y trifásica

Todo esto presentado en una aplicación más ágil y liviana, con una interfaz más intuitiva y amigable y sin requerir de la instalación de nada adicional en los computadores más que un acceso a internet y contando además con la prestación de nuevos servicios como localización de direcciones, hipervínculos, entre otros.

Los clientes de la Empresa además hacen uso del *Geoportal*, para consultar sus consumos, pero además gráficamente pueden ubicarse en el plano de la ciudad para saber si están en un alimentador o zona que será afectado por una suspensión de servicio programada, esta información la toma el SIG del Módulo de Control de Interrupciones del Centro de Control ⑥.



Figura 19.- Interfaz SIG y GEOPORTAL.

3.2.4 INTERFAZ SISTEMA COMERCIAL Y CENTRO DE ATENCIÓN TELEFÓNICA (CALL CENTER) IVR

④ El Centro de Atención Telefónica (Call Center) interactúa con el sistema comercial para satisfacer los requerimientos comerciales (información de facturación, lecturas y estado de trámites de reclamos) hechos por los clientes vía telefónica.

⑤ Para el caso de los reclamos técnicos (como una interrupción de servicio) el usuario del Call Center primero debe identificar la localización del problema a través del código del cliente, nombre de las calles, número de teléfono, número de poste, o través de referencias de ubicaciones como una iglesia o un parque; luego verificar si se encuentra en una zona donde estaba programada una interrupción de servicio y luego basado en la frecuencia y distribución topológica de los reclamos de los usuarios el sistema sugerirá el elemento más probable de falla en la red y se lo registrara en el Centro de Control en su Modulo de Control de Interrupciones generando una solicitud de despacho que serán atendidas por los grupos de reclamo.

El Modulo de Control de interrupciones debe entregar un listado de los clientes afectados aguas abajo del equipo accionado para que así los nuevos reclamos entrantes desde el Call Center pueden ser agregados a una orden ya despachada, evitando así gran cantidad de llamados redundantes, siendo estas transferidas a un sistema automático de respuesta de voz para mejorar la calidad del servicio al cliente y proveer información exacta.

Por el otro lado la información del Centro de Control permite al personal del Centro de Atención Telefónica (Call Center) indicar con precisión cuál es el problema en el campo y el tiempo estimado de restablecimiento del servicio.

3.2.5 INTERFAZ SIG Y CENTRO DE SUPERVISIÓN Y CONTROL (SCADA)

⑥ La regulación del servicio eléctrico del país, establece la obligación de que las Empresas Eléctricas deben mantener un registro detallado de todas las operaciones y maniobras que se producen en la red así como el tiempo y la frecuencia de las interrupciones del servicio eléctrico, la potencia desconectada y los clientes que se encuentran afectados por estas maniobras. El reglamento de suministro del servicio eléctrico establece que el tiempo máximo anual por interrupción del servicio eléctrico es de 6 horas para clientes urbanos y de 18 horas para clientes rurales, además exige la compensación a todos los clientes cuyos tiempos de interrupción hayan superado estos límites.

Es necesario controlar todas las maniobras y operaciones de la red y conocer el tiempo de interrupción de servicio al cliente, entonces una solución sería la utilización de la tecnología SIG para involucra obtener información de diferentes fuentes:

- a) Mediante una interfaz con el Sistema Comercial (1) se obtendrá datos de los clientes como: código de cliente, estado de servicio, KWh promedio mes, etc.

- b) Mediante una interfaz con el Modulo de Control de Interrupciones del sistema SCADA ⑥ se obtendrá datos de las acciones sobre los equipos de corte y protección como: Fecha y hora de la acción, Id de la operación, ID del equipo de corte o protección, Posición de las Fases, etc.
- c) Desde el SIG la información topológica de conectividad de los Transformadores y puntos de carga en la red de distribución.

Con toda esta información se genera un informe histórico de las acciones realizadas en los elementos de corte y protección, y un reporte mensual de que transformadores salieron, cuales clientes y cuanto tiempo estuvieron desconectados debido a algún incidente, información que será recibida por el Sistema de Manejo de Índices ⑧ en sus módulos de Control de Compensaciones e Índices de Servicios Técnicos.

Esta interfaz resuelve los requerimientos de los departamentos Supervisión y Control, integrando la compañía en forma eficiente para compartir con facilidad la información, otorgando beneficios como:

Por medio de la interfaz del SIG con la página web ③ se informa al cliente el estado de servicio en su ubicación, si están en una zona que tiene una interrupción de servicio programada y cuanto tiempo durara la interrupción.

Existe una disminución del tiempo de localización de fallas y optimización del tiempo del operador.

El registro de las interrupciones se realiza mediante una visualización gráfica de las fallas sobre la topología de la red para facilitar la operación del usuario.

En la CENTROSUR existe un proyecto piloto para utilizar la tecnología GPS en los vehículos de despacho para que mediante una interfaces del SIG con el sistema de despacho de reclamos se puede saber la ubicación exacta de los vehículos y generar rutas optimas para llegar a un lugar de trabajo que puede ser trasmitida al vehículo vía radio para ser visualizado en un computador portátil o TabletPc.

3.2.6 INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA DE ANÁLISIS TÉCNICO (CYMDIST)

⑦ Las Empresas de Distribución Eléctrica quieren mejorar la eficiencia de toda la red haciendo análisis de “la energía comprada vs. energía vendida”. En empresas como la Regional Centro Sur se dispone de un sistema SCADA ⑥ que guarda valores históricos cada 15 minutos a nivel de subestación, y de un Sistema de Comercialización ① que guarda los archivos mensuales de la energía vendida a sus clientes.

Por medio de una interfaz entre el SIG, el SCADA y un software de Análisis Técnico se puede realiza cálculos eléctricos tales como flujos de carga en media y baja tensión, cortocircuitos y potencia acumulada en los equipos de corte y protección. Una interfaz de este tipo permitiría analizar alternativas de proyectos para realizar ampliaciones o mejoras en la red de distribución, analizar el impacto del ingreso de nuevas cargas, calibrar protecciones, por medio de la interfaz con el Sistema de Manejo de Índices ⑧ realizar estudios de calidad del servicio y los resultados de sus análisis se podrán consultar en forma gráfica (en los planos) o

en tablas a través de la aplicación de Visualización SIG ② por los ingenieros de la Empresa, o por los contratistas a través de la página web ③.

El procedimiento en la Centro Sur consiste en migrar la información a un formato de importación interpretable por el software de análisis técnico (CYMDIST¹), de manera de construir una base de datos topológica de las redes (con la información del SIG) que contenga la conectividad de los tramos, los transformadores, los equipos de corte y protección y los parámetros eléctricos de los mismos.

A continuación se realizan los análisis técnicos (CYMDIST) y es aquí donde el usuario interactúa en un ambiente gráfico con la red, seleccionando la red sobre la que se van a realizar los cálculos, decidiendo que cálculos realizar y estableciendo como desea visualizar los resultados ya sea en el mapa o en informes.

Luego se devuelve esta información a los campos de los elementos del SIG (Equipos de Corte y Protección, Transformadores, Tramos) para que puedan ser visualizados por la página Web ③ o la aplicación de visualización SIG ②.

De la misma manera, es posible asignar a cada punto de carga los resultados de calidad a nivel de cliente y poder presentar geográficamente las zonas de calidad comprometida para el indicador analizado.

Actualmente en la Regional Centro Sur solo se pasa al CYMDIST la red de media tensión hasta los Transformadores, pero se tiene previsto que hasta Marzo del presente año se estarán realizando los análisis en baja tensión hasta el cliente, donde por medio de la interfaz con el Sistema Comercial ❶ se obtendrá la información de la energía consumida en cada punto de carga por los clientes.

Estos indicadores son suficientes para apoyar el proceso de decidir sobre inversiones en mejoras o ampliación de la red, para profundizar el análisis de cortes y determinar las causas, con lo cual se pueden tomar acciones correctivas para prevenir incidentes futuros, además de evaluar y controlar posibles pérdidas no técnicas.

3.2.7 INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA DE MANEJO DE ÍNDICES (SRI)

❷ Las empresas de distribución de energía necesitan contar con herramientas para evaluar y pronosticar la calidad del servicio producido por una acción sobre la red.

La metodología debe consistir en el uso herramientas de Análisis Técnicos junto con el desarrollo de interfaces con los sistemas de información de la Empresa como el SIG, SCADA y Sistema Comercial.

El objetivo de esta interfaz es evaluar los parámetros de confiabilidad de las redes y evaluar el grado de cumplimiento de las normativas de control de la calidad de servicio, estimación de penalizaciones, optimización de protecciones enfocado a la confiabilidad, identificación geográfica las zonas más comprometidas mediante la determinación de los elementos que más influyen en los indicadores de calidad

haciendo simulaciones de actividades sobre la red (por subestación, alimentador, transformador, equipo de corte y protección o por cliente.), etc. A partir de estos resultados es posible definir las acciones a realizar con el fin de optimizar la calidad esperable, obtener los indicadores resultantes luego de implementar las mejoras y realizar el cálculo de los reembolsos y multas que se deberían efectuar considerando todos los clientes afectados en el momento del corte.

El Sistema de Análisis Técnicos utilizando tasas de falla y tiempos medios de reparación, le entregan al Sistema de manejo de Índices, por medio de la interfaz, los parámetros de confiabilidad global e individual de los elementos de la red.

3.2.8 INTERFAZ (SIG) Y SISTEMA LOCALIZACIÓN VEHICULAR (AVL)

Actualmente configurado cada 10 segundos, se refrescan las coordenadas de la ubicación de los vehículos de cada grupo de reparaciones.

Este sistema de localización vehicular solo puede observar tanto en los programas SIGCON, SIG y el GEOPORTAL.

3.2.9 OTRAS INTERFACES SIG

9 El SIG puede convertirse también en una herramienta fundamental de soporte para los análisis espaciales y generación de planos para las telecomunicaciones y planes de gestión ambiental si se están aplicando en la Empresa de Distribución.

10 Por medio de una interfaz entre el SIG y el Sistema de Gestión de Proyectos de Distribución se puede soportar el flujo de trabajo necesario para receptor un

proyecto, valorarlo, presupuestarlo, replantearlo y energizarlo. La interfaz resuelve los requerimientos de Ingeniería y Planificación, permitiendo su integración con otros departamentos de la compañía, por medio del Visualizador SIG, para poder compartir fácilmente la información gráfica. Entre otros beneficios incluye: Visualización gráfica de las actualizaciones y extensiones de la red encima de la topología de red existente, selección de un área de interés y hacer que el sistema entregue la información del proyecto al cual pertenece y su valoración, generación de reporte mensual de avances en planos coloreado con los avances mensuales de los proyectos terminados, etc.

El Sistema de Gestión de Proyectos a partir de la información gráfica ingresada, de cada proyecto, en la base de datos del SIG podría entregar los datos necesarios a los sistemas financieros para la valoración de activos o cierre de cuenta presupuestaria del proyecto.

Como se observa en la Figura 16 el SIG está en el centro del esquema de relaciones ya que es aquí donde se realizan las actualizaciones y el almacenamiento de toda la información cartográfica y de redes del sistema de distribución de la Empresa y es desde el SIG o hacia el SIG que debe fluir la información de acuerdo al sistema informático con el que se va a realizar la interfaz.

Todas la información obtenida y generada mediante las interfaces debería ser distribuida tanto a clientes internos y externos para su consulta, ya sea mediante la creación de aplicaciones de visualización gráfica de redes que pueden ser incrustadas en las aplicaciones existentes utilizando componentes de

programación estándar (ocx, dll, entre otros) o utilizando aplicaciones que corran en una Intranet o en el Internet para que sea consultada por los clientes (casas que serán afectadas por una maniobra programada) o por los contratistas (cálculo de caída de tensión). Por supuesto que es la administración la que debe evaluar cual será la información que está disponible al público, cual a los contratistas, cual a los ingenieros y cual a la alta gerencia, pero lo importante es que las tecnologías de la información se aprovecharan al máximo solo cuando sus resultados son distribuidos y utilizados para generar nueva información.

Una manera de lograr captar las expectativas de otras áreas de la Empresa hacia el SIG, para así lograr una mejor colaboración por parte de ellos con respecto a la entrega de información, es haciendo que el “Departamento SIG” cumpla sus funciones (mantener la información georeferenciada, controlar inconsistencias en la ubicación de equipos, realizar análisis geográficos, etc.), mientras que se le dan funcionalidades adicionales a los usuarios finales de otros departamentos de la Empresa, por ejemplo, en la incorporación de nuevos clientes a la red, lo que la mayoría de las veces no implica crear nuevos proyectos, simplemente se los conecta a la red existente, por lo que el proceso de incorporar nuevas acometidas con sus respectivos clientes puede ser realizado por el Departamento de Comercialización, consiguiendo así, además de mantener la información actualizada, que se cree en el departamento que colabora (en este caso Comercialización) un sentimiento de pertenencia al proyecto y una mayor colaboración al verse reflejada su participación. Otro caso sería mediante la utilización de la interfaz del SIG con un sistema de cálculos eléctricos y su presentación por medio del Visualizador SIG, que daría como resultado una

herramienta integrada para ser usada por los profesionales de los departamentos de Planificación y Distribución encargados de analizar, elaborar y mantener los nuevos proyectos.

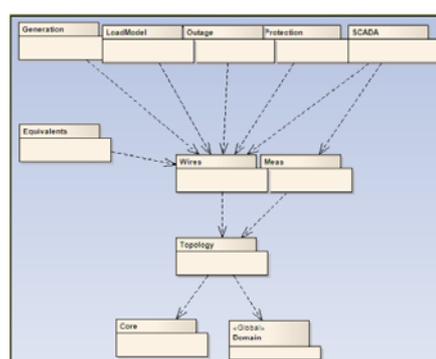
4 ANÁLISIS DEL MODELO CIM.

Un modelo de información es una representación abstracta y formal de los objetos, sus atributos, sus asociaciones con otros objetos, y el comportamiento y las operaciones que se pueden realizar entre ellos. Los objetos modelados pueden ser objetos físicos, como los dispositivos en una red eléctrica, o pueden ser abstractos, como los objetos utilizados en un sistema de información del cliente (documentos).

Se trata de un Modelo de Información lógico, es decir no especifica ni define un modelo de datos físico en particular. El CIM no dicta las plataformas tecnológicas como Windows, Linux, Oracle, etc.

El CIM es un modelo de información para representar objetos del mundo real para la gestión y operación de sistemas eléctricos de transmisión y distribución. El modelo incluye:

- Paquetes de clases
- Clases de objetos
- Atributos
- Relaciones entre clases/objetos.



Además define las interfaces para la integración de los sistemas, incluyendo la conectividad del sistema eléctrico, lo cual permite el intercambio de datos.

El CIM incluye un grupo de servicios conocidos como “Generic Interface Definition” o GID para desarrollo de interfaces entre sistemas existentes o legados.

El CIM puede ser expresado en XML para crear archivos y mensajes serializados (Esquema CIM/XML); puede ser extendido muy fácilmente:

- Extensiones estándares para nuevas áreas funcionales.
- Extensiones privadas para requerimientos específicos de una empresa eléctrica.

4.1 INTRODUCCIÓN.

La gran cantidad de formatos de intercambio de información, la dificultad de integración de los sistemas aislados dentro de cada empresa, la extensa variedad de paquetes de software y de arquitecturas disponibles, así como la necesidad de compartir información entre las diferentes compañías energéticas se han convertido en un problema creciente.

Las organizaciones especializadas plantearon este problema y decidieron desarrollar y adoptar un modelo para la implementación e integración de sistemas de información para empresas eléctricas donde existiera un formato estándar para la descripción, manejo e intercambio de datos, con un menor costo de mantenimiento de software y alcanzar una mayor interoperabilidad entre los sistemas de información.

Como respuesta a esta problemática, la International Electrotechnical Commission (IEC) desarrolló las normas IEC 61970 e IEC 61968, las cuales describen los componentes de un sistema eléctrico, considerando la generación, transmisión, distribución y comercialización, así como las relaciones entre éstos.

El comité técnico TC57 “Power System Management and Associated Information Exchange” de la IEC, a través del grupo de trabajo W13 define la norma **IEC 61970** que contiene el modelo **CIM “Common Information Model”** para sistemas eléctricos EMS (generación y transmisión), esto incluye un modelo de red abierto y estandarizado. Por otro lado, el grupo W14 mediante la norma **IEC 61968** extiende el modelo CIM para sistemas eléctricos de distribución DMS “Distribution Management System”.

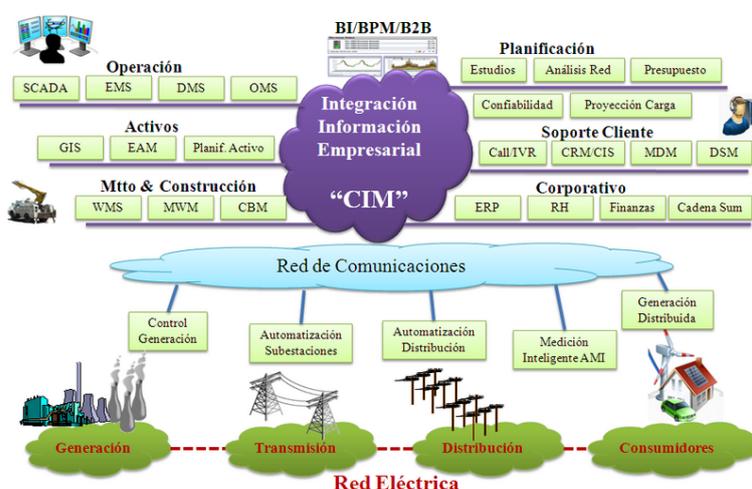


Figura 20.- Modelo CIM para Sistemas de Distribución.

4.2 HISTORIA DEL CIM.

Las raíces del CIM se remonta a varios proyectos patrocinados por el “Electric Power Research Institute” (EPRI), el primer proyecto fue el Centro de Control de

“Application Programming Interface” (CCAPI), durante los años 1993 a 1996. Con el tiempo, mientras se trabajaba en este problema, se hizo evidente que contar con una definición común de los datos que están siendo intercambiados entre estas aplicaciones era un problema fundamental que había que resolver.

El siguiente paso fue convertir dicho modelo en una norma internacional, con el fin de que vendedores, usuarios y consultores, promuevan su uso simplemente haciendo referencia a dicho estándar. Con esto se crea el IEC TC57/W13 en septiembre de 1996.

Posteriormente, el IEC TC57/W14 agrega las extensiones para la gestión de la distribución DMS en el año 2003.

El grupo de normas liberadas de la serie IEC 61970, inicia por el año 2005 con la primera versión de la parte 301 (CIM Base), en el 2009 se libera una segunda versión. Mientras que de la serie IEC 61968 por el año 2003 se liberan las parte 1 y 2, una de las últimas partes liberadas es la 9 “Medición y Control”, esto en septiembre de 2009.

El NIST en el año 2009 identifica al CIM como el principal estándar para la interoperabilidad en Smart Grid. Recientemente en el 2010 ENTSO-E “European Network of Transmission System Operators for Electricity” se migra al CIM.

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) Sociedad de Potencia y Energía (PSE), contiene grupos que ofrecen foros para los ingenieros de sistema de potencia para discutir cuestiones relacionadas con el uso del CIM.

EPRI continúa realizando investigaciones en áreas donde el CIM necesita definiciones adicionales como el CIM para las iniciativas de modelización dinámica. EPRI coordina las pruebas o test de interoperabilidad anuales, que son las pruebas a varios proveedores de sistemas de software para validar que se puede intercambiar información basada en una definición del CIM.

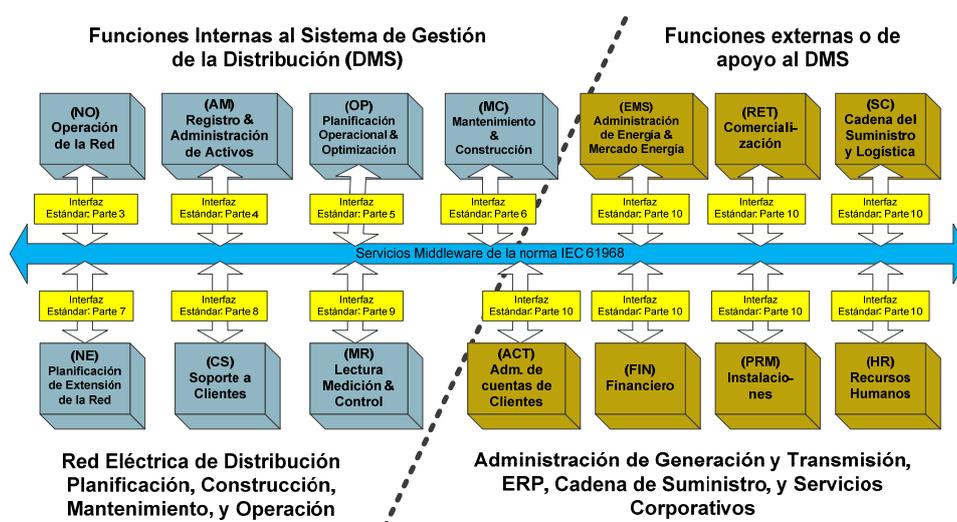


Figura 21.- Intercambio de Información Bajo Modelo CIM.

4.3 MODELO DE REFERENCIA DE INTERFAZ IRM.

El Alcance de esta norma identifica y establece los requisitos para las interfaces estándar basado en un modelo de referencia de interfaz IRM, garantizando la interoperabilidad entre diferentes sistemas informáticos, plataformas y lenguajes. La Figura muestra los procesos o funciones tanto internas como de apoyo a la distribución. Cada una de estas funciones se divide en sub-funciones y componentes abstractos, por ejemplo el dominio de la planificación del crecimiento o extensión de la red contiene:

Función	Sub-Función	Componente Abstracto
<u>Planificación del crecimiento de la red</u> <u>[IEC 61968-7]</u>	Cálculos de Red	Proyección de la Demanda
		Flujos de Potencia
		Análisis de contingencias
		Análisis de cortocircuitos
		Flujo Óptimo de Potencia
		Cálculo de Pérdidas de Energía
		Perfiles de Voltaje de la red
		Evaluación del impacto sobre la red
	Supervisión de la Construcción	Valoración de la Construcción
		Administración del Trabajo
	Definición de proyectos	Plan de Inversiones
		Aprobación del Plan
		Programación y Planificación de Proyectos

Tabla 3.- Procesos y Funciones de Apoyo a la Distribución.

Se espera que una concreta aplicación proporcione la funcionalidad de uno o más componentes abstractos agrupados por funciones del IRM. El término componente abstracto se utiliza para referirse a la parte de un sistema de

software que soporta una o varias partes de las interfaces definidas en las partes de la norma IEC 61968- 3 a 10, detalladas en la figura.

La interoperabilidad o intercambio de información obedece a una lógica del modelo, es decir, el contenido, sintaxis y semántica del sistema de mensajería, independiente del formato y plataforma. El contenido del mensaje debe ser comprendido mutuamente.

4.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN.

Un ejemplo de una implementación típica de la norma se muestra en la siguiente figura. Para ello se ha empleado adaptadores de interfaces para los sistemas legados. En este ejemplo el OMS (sistema de gestión de interrupciones) **tiene la capacidad de recibir directamente los estados de los dispositivos de la automatización de la distribución DA.**

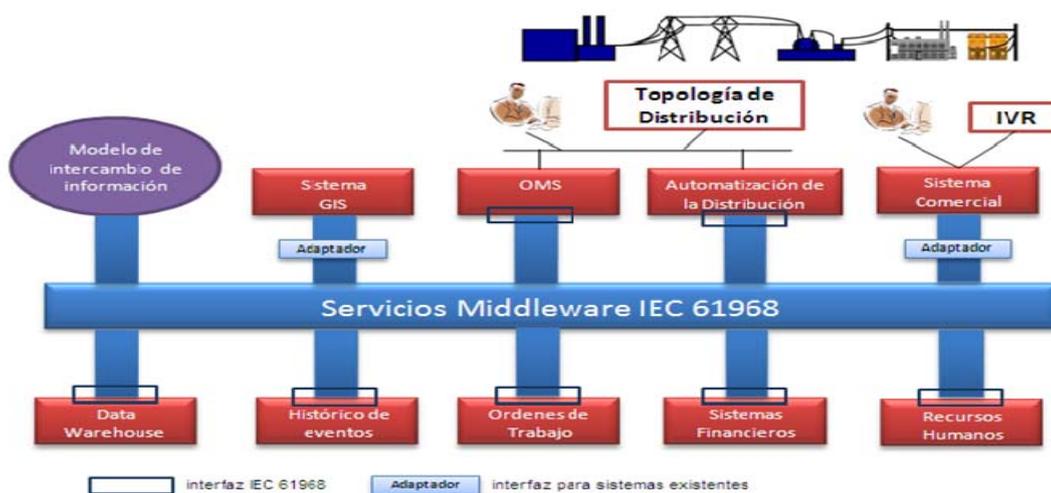


Figura 22.- Ejemplo de Aplicación en OMS.

4.5 PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN.

A continuación se esquematiza un proceso de implementación de una empresa eléctrica que adoptó el CIM como modelo de gestión.

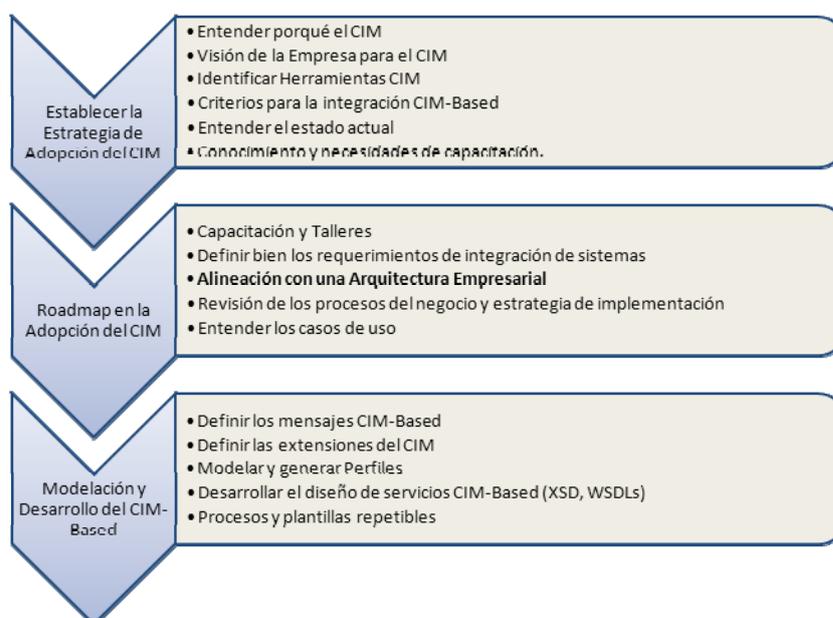


Figura 23.- Proceso y Estructura de Implementación.

5 MODELO DE GESTIÓN BAJO MODELO CIM.

A finales de los 90, en vista de los problemas indicados anteriormente, Gobiernos, Empresas Eléctricas, Organismos de Investigación, Universidades, proveedores, comenzaron a elaborar un modelo de información único, común a todas las aplicaciones encargadas de la gestión de las redes eléctricas. Este modelo se denomina “Common Information Model” (CIM). A principios de esta década, la IEC (International Electrotechnical Commission) lo adoptó como el modelo de información internacional estándar para la gestión de los sistemas eléctricos

Figura 22. Es decir, con el modelo CIM se estandariza la manera de organizar toda la información que pueda ser necesaria en las aplicaciones dedicadas a la gestión de las redes eléctricas.

Basándose en este modelo, la IEC también define un formato estándar en XML para el intercambio de información entre las aplicaciones de gestión. Este formato se denomina CIM/XML.

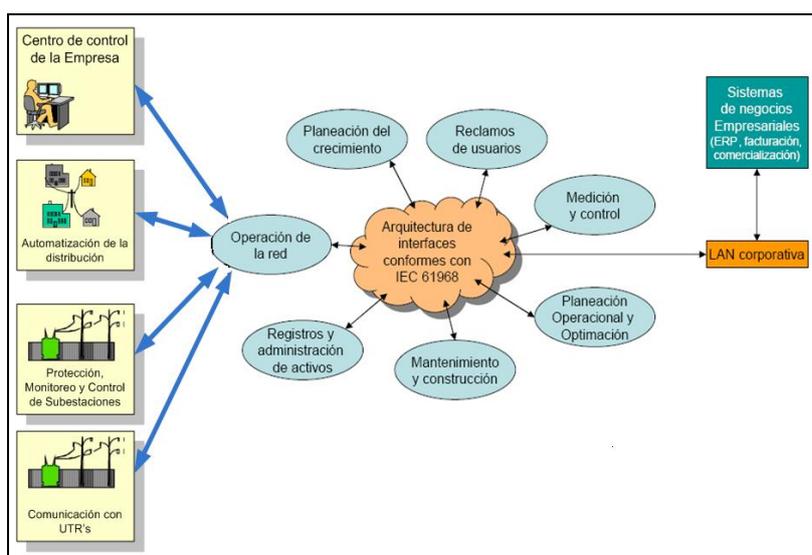


Figura 24.- Modelo de información internacional estándar.

La CENTROSUR pretende impulsar la adopción del modelo CIM y sobre la base de ese modelo internacional, reforzar procesos, procedimientos, estructuras organizacionales, potencializar el desarrollo del talento humano, para que en el corto, mediano y largo plazo contar con una Empresa eficiente, comprometida 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: ***El Sistema Comercial (SICO), ERP, GIS, OMS, DMS, SCADA, CRM, RCM, AMI, entre 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 técnicos que sirven para mejorar la gestión de la Empresa. Uno de los estándares que las empresas eléctricas a nivel mundial están adoptándolo para mejorar su gestión técnica es el IEC 61968/61970, que responde a una nueva forma de supervisar y controlar la red eléctrica y gestionar la información.

El modelo propuesto, se sustenta en normas internacionales, las cuales acogen las buenas prácticas de empresas eléctricas de clase mundial y la visión hacia donde se proyecta una nueva estructura de la red eléctrica y la manera en como debe ser administrada, a través de la adopción o adaptación de los procesos y procedimientos sustentados en las mejores prácticas de empresas de clase mundial, revisión y reforzamiento de la estructura organizacional. Además de solucionar problemas de interoperabilidad de los sistemas y dispositivos, que en el esquema actual no han podido dar una respuesta oportuna al técnico y al administrador para la toma de decisiones sustentadas.

El desarrollo del modelo, por supuesto tiene que alinearse con los objetivos estratégicos del sector eléctrico ecuatoriano, la revisión de los procesos críticos del sector, la revisión de las áreas funcionales donde afectará el modelo, la definición de los nuevos roles y funciones del personal involucrado en el cambio, de la Arquitectura de Datos que deben estar acorde con la estandarización propuesta a través de la norma IEC 61968, IEC 61970, IEC 61850, entre otras; de la Arquitectura de Sistemas y Tecnología que deben apoyar la Arquitectura del modelo de información y de datos, de tal manera que estos cumplan con el concepto de interoperabilidad y de una Arquitectura Empresarial de acuerdo a lo que demanda el nuevo modelo.

La nueva Empresa, 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, tienen como ingrediente adicional basarse en una serie de marcos metodológicos (Zachman, Togaf) que faciliten la transición del estado actual al deseado, más aún que minimicen el riesgo en el que están expuestos este tipo de proyectos por su magnitud y grado de complejidad.



Figura 25.- Marco Metodológico.

El Objetivo que se anhela, es el poder tener una Empresa Pública de Electricidad, brindando un servicio de excelencia, con clientes orgullosos de su Empresa, con tarifas equitativas, con el 100% de cobertura, con políticas y programas muy fuertes sobre eficiencia energética, con alto compromiso social y ambiental. Para tener esa Empresa, hay que atacar los problemas críticos que son los que están afectando el desarrollo del sector, y estos son:

1. La Gestión de la Comercialización
2. La Gestión de la Operación
3. La Gestión de Planificación
4. La Gestión del Talento Humano
5. La Gestión de la Tecnología
6. La Gestión de los recursos empresariales
7. La gestión del trabajo en campo (movilidad)

A nivel mundial el fortalecimiento de esos siete ejes estratégicos, ha llevado a las empresas pioneras en estos campos a replantear sus modelos de operación y por lo tanto a impulsar la adopción del nuevo modelo de gestión de la red de distribución (DMS); 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, el modelo se sustenta en la

interoperabilidad de los sistemas, la automatización de los procesos y en una plataforma tecnológica adecuada a los nuevos conceptos.

En la actualidad la nueva forma de operar la red, se basa en la convergencia de la red de comunicaciones con la red física, que interactúan en forma “paralela” a la red eléctrica y que está enviando información en línea de todos los eventos que se producen en la red; del comportamiento de la demanda, de la dirección del flujo de energía, de las interrupciones, etc. En la siguiente Figura, se observa esquemáticamente como se estructura el nuevo concepto de la red eléctrica, que está conformada por una red física y una red de comunicaciones.

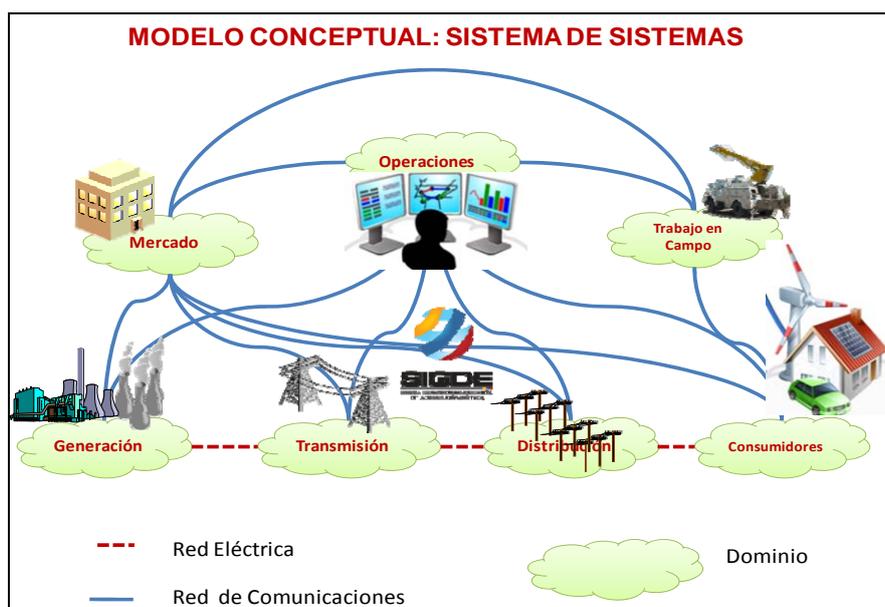


Figura 26.- Esquema de funcionamiento de redes eléctricas (Propuesto).

En los próximos años la convergencia de la red eléctrica que integra electricidad y comunicaciones, permitirá la generación de nuevos servicios interactivos de energía y comunicación, y apoyará a alcanzar un suministro de electricidad de alta calidad al consumidor final. En este sentido, la red eléctrica debe estar

siempre disponible, viva, interactiva, interconectada y totalmente acoplada con las comunicaciones en una compleja red de información y energía de tiempo real. (Referencia Proyecto DENISE-España).

Lo que pretende este nuevo concepto para mejorar la gestión de la red, es tener el control de:

1.- Del envejecimiento de las redes (*una gran proporción de los activos están hoy llegando a su vida útil y es necesario una política inteligente de reemplazo*), al mismo tiempo que crece la demanda en forma mucho mayor a la planificada, **hacen necesarias inversiones eficientes en la red.**

2.- Minimizar el efecto por el envejecimiento de los empleados (la edad promedio en las distribuidoras eléctricas es muy elevado en el país), en un contexto donde una mayor parte del know-how de la red no está todavía en los sistemas sino en las cabezas de ese personal próximo a retirarse o de aquellas que se cambian de trabajo.

3.- Mejorar, los requerimientos crecientes de calidad de servicio provenientes de los clientes de la empresa (*los clientes residenciales, comerciales e industrias requieren hoy en esta era de la información una calidad de servicio mucho mayor que hace 10 años, y estos requerimientos van a continuar creciendo en los próximos años*),

4.- Minimizar, la presión por reducir tarifas que vemos en la actualidad hace que las decisiones operativas con respecto al uso de tanto del CAPEX como del OPEX tengan que ser cada vez más eficientes.

5.- Otros factores quizás todavía de menor impacto pero urgentes de ser considerados, tal como la necesidad de mejorar la eficiencia de la distribución por motivos ambientales, que comienza a ser un factor de presión importante en muchas áreas.

6.- Mejorar la gestión del mantenimiento de la red. Esta gestión dentro de la Empresa no ha sido debidamente impulsada y es así que de acuerdo a estudios sobre benchmark, la cantidad de recursos dedicada a esta actividad, esta sobre el promedio de la región.

7.- La parte de la Gestión de la Operación, la gestión de interrupciones son dos procesos muy vinculados con la calidad del servicio ofrecido y el uso adecuado de los recursos.

En este contexto es imposible seguir manteniendo información inconsistente en distintos departamentos de la Empresa. Tampoco es viable mantener un modelo distinto de red en cada sistema técnico (GIS, OMS, DMS, RCM, SCADA, etc.), sobre todo cuando el modelo de la red tiene que llegar hasta el medidor de los clientes de baja tensión, teniendo varios millones de elementos y varios miles de modificaciones por día.

En cuanto a la integración de aplicaciones, las normas se refieren a los servicios de TI basada en las siete capas propuestas por la norma ISO 7498 del modelo OSI (ISO / IEC 7498-1, 1994). En general, estos servicios contribuyen a mejorar la interoperabilidad de software.

Para afrontar los nuevos retos, hay un cambio del paradigma de la integración total a la de la interoperabilidad, que promete una mayor flexibilidad. Las actividades de normalización pertinentes se centran en la interoperabilidad. Estos enfoques han sido desarrollados principalmente por organizaciones, tales como:

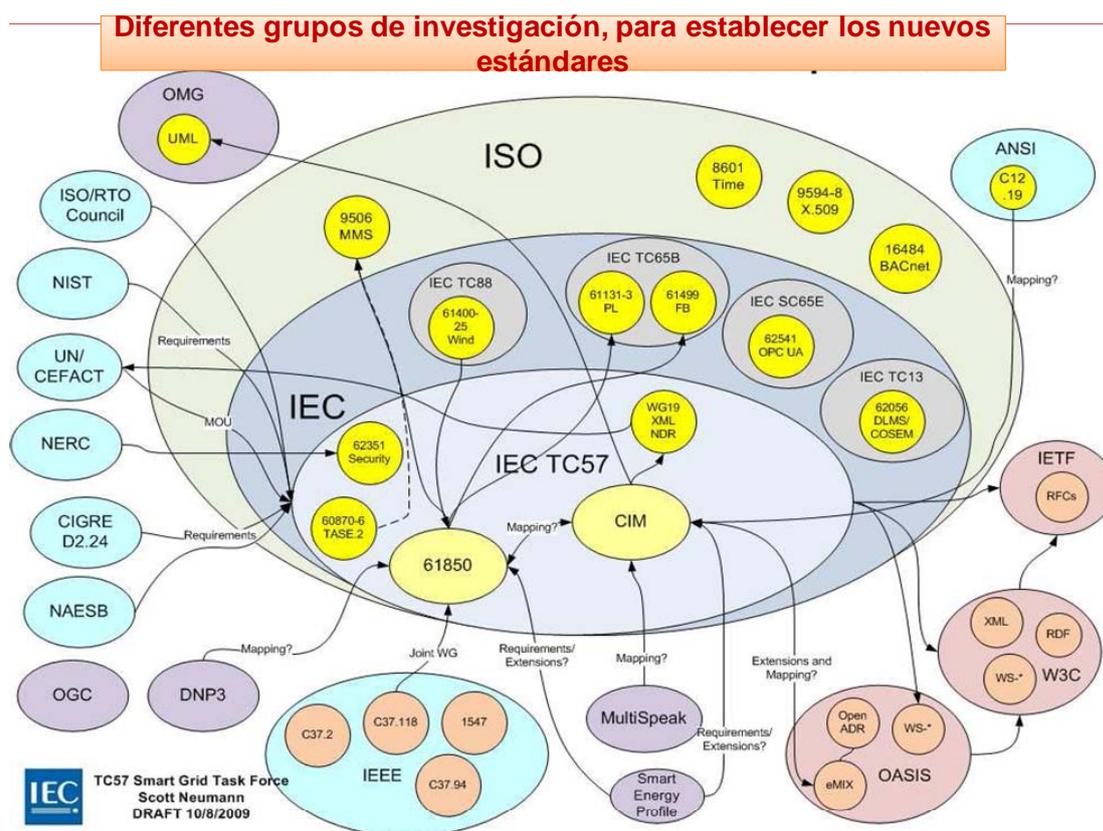


Figura 27.- Integración Total a la Interoperabilidad.

Las normas elaboradas por la ISO e IEC se han centrado más en aspectos de modelización se ocupan de las especificaciones de los recursos (por ejemplo, del perfil de software) y procesos (PSL), así como sus problemas relacionados con semántica y sintaxis.

Las redes de distribución son muy dinámicas, diariamente están reconfigurándose debido a ampliaciones, nuevas construcciones, mantenimiento, interrupciones o debido a buscar la configuración óptima. Las redes de distribución contienen también muchos más elementos de sistemas eléctricos que las redes de transmisión. Las singulares exigencias de las operaciones de distribución impulsaron el desarrollo de DMS hasta el punto de que estos sistemas se diferenciaron claramente de los sistemas SCADA/EMS.

Los avances tecnológicos han impulsado también la evolución de los sistemas de gestión de interrupciones del servicio eléctrico (OMS, Outage Management Systems).

En la actualidad la mayoría de las Empresas, el control de la gestión de las interrupciones se lo hace en forma manual, los clientes llaman a la Empresa local para informar de una interrupción y se utilizaban hojas impresas para analizar las llamadas y definir el lugar y la magnitud del problema.

Las interrupciones programadas (por mantenimiento, nueva construcción, etc.) se gestionan de forma análoga, por medios manuales, pero en la actualidad como es lógico, los 'analizadores' humanos están siendo sustituidos por modelos de redes informáticas y algoritmos analíticos y los sistemas OMS se han convirtieron en las refinadas herramientas que son hoy en día.

5.1 BENEFICIOS DE LAS NORMAS.

- Reducir el costo y tiempo relacionado con la integración de nuevas aplicaciones al EMS/DMS o a otros sistemas.

- Protege la inversión de aplicaciones existentes que están trabajando de manera adecuada.
- Mejora la capacidad de intercambiar información entre sistemas dentro y fuera del ambiente de un centro de control.
- Provee un marco de referencia para interconectar sistemas y aplicaciones, el cual está basado en una arquitectura común y en un modelo de información, es independiente de la tecnología de soporte.

5.2 VENTAJAS DE ADOPTAR EL MODELO CIM.

- Contar con un modelo completo del sistema eléctrico de distribución, con capacidad de extensión a las necesidades de la empresa.
- Acceso a la información con alto desempeño.
- Fuente de datos única para múltiples sistemas del sistema eléctrico de distribución, así como para diferentes áreas de la empresa.
- Compatibilidad con sistemas y productos que a futuro adquiera la empresa, sin requerir el desarrollo de interfaces especiales.
- Se reducen los costos para modificaciones o ampliaciones en los sistemas de sistema eléctrico de distribución.
- Modelo probado y adoptado por empresas internacionales líderes en sistemas DMS.

- Promueve la habilidad para adoptar estándares modernos de integración de sistemas como SOA (Service Oriented Architecture) o Message Bus.
- Define una capa para ser independiente de la tecnología de un Middleware en particular o de un proveedor comercial específico.

6 RESULTADOS.

Una vez revisados los conceptos relacionados al Modelo de Información Común “CIM”, el concepto de interoperabilidad y las actuales tecnologías de integración estándares, los resultados obtenidos con la adopción del CIM son garantizar una adecuada organización o arquitectura de interoperabilidad de los sistemas que soportan los procesos de la Gestión de la Distribución Eléctrica. En el presente capítulo se describe la Arquitectura de Interoperabilidad y el proceso de implementación del modelo propuesto.

Según la norma IEC 61968 (IEC, 2003) las aplicaciones o sistemas especialistas dentro de la Gestión de la Distribución que soportan las funciones definidas en el IRM son los siguientes:

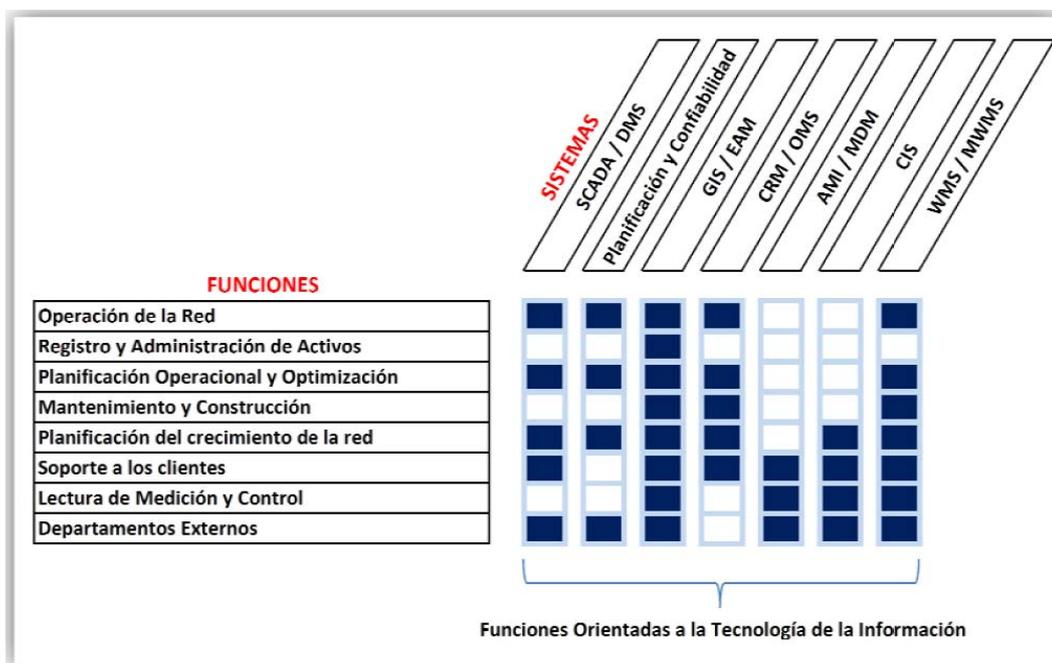


Figura 28.- Funciones del IRM y Sistemas de una Utility.

Por ejemplo para dar soporte a la Función de la “Operación de la Red” (la primera fila de funciones), es necesario apoyarse en sistemas:

- Con los datos adquiridos en tiempo real de un SCADA, ya sea mediciones o estados de equipos.
- Realizar una planificación de maniobras, simulaciones, llevar un control de la red a través de un DMS.
- Para lo cual se requiere contar con la topología de redes e información de los activos eléctricos desde un GIS.
- Llevar una gestión de interrupciones del suministro eléctrico y el historial de fallas durante la operación se requiere contar con un OMS.
- Recibiendo los incidentes eléctricos desde un CRM parte de un CIS y con la información de llamadas desde un “call center” o IVR.
- Luego asignar las órdenes de trabajos de reparación, bajo condiciones de seguridad, a las cuadrillas gestionadas dentro de un MWMS,
- Por otro lado es necesario conocer las interrupciones planificadas por un WMS y costear los trabajos de reparación de emergencias.

El ejemplo anterior nos muestra que para el dominio de la “Operación” cada sistema tiene su rol o función, con lo cual debe existir la interoperabilidad que garantice el intercambio de información bajo la semántica del CIM analizada.

Para los otros dominios de las funciones definidas en el IRM tenemos la misma problemática de intercambio de información. Además con la introducción del

Smart Grid, se observa una arquitectura operacional y se destaca la Integración de esta gran Red de Información o Datos Empresariales, con lo cual surge la necesidad de la adopción de este modelo estándar “CIM”, como un modelo de gestión integral para una empresa eléctrica. Tal como se observa en la figura 20.

Con esto, sobre la Arquitectura de Interoperabilidad, los sistemas producen o consumen servicios, de acuerdo al flujo del proceso del negocio, como se muestra en la siguiente gráfica los mensajes más comunes de este mismo ejemplo en la Operación.

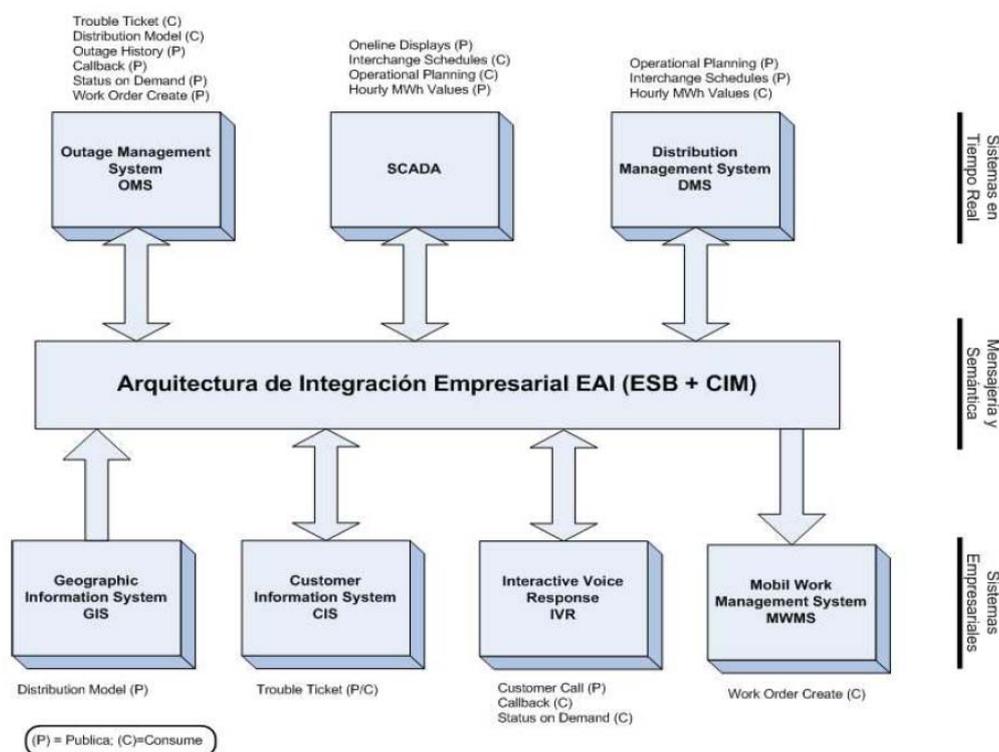


Figura 29.- Flujo del Proceso del Negocio.

Suponiendo que se da una interrupción del servicio eléctrico no planificada y se requiere notificar a determinados clientes afectados, críticos o especiales, para lo cual el OMS programa una devolución de llamada “Callback” (produce este servicio), para que la llamada sea ejecutada automáticamente a través del IVR

es conveniente que mantenga la semántica del estándar. Además la información empresarial debe presentarse en cuadros de mando integral (dashboard) para la toma de decisiones.

Con lo brevemente revisado se propone la siguiente Arquitectura de Interoperabilidad fundamentada en el Modelo de Información Común "CIM" y con Tecnologías de Información estándares, lo cual permitirá realizar una verdadera Gestión de la Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica.

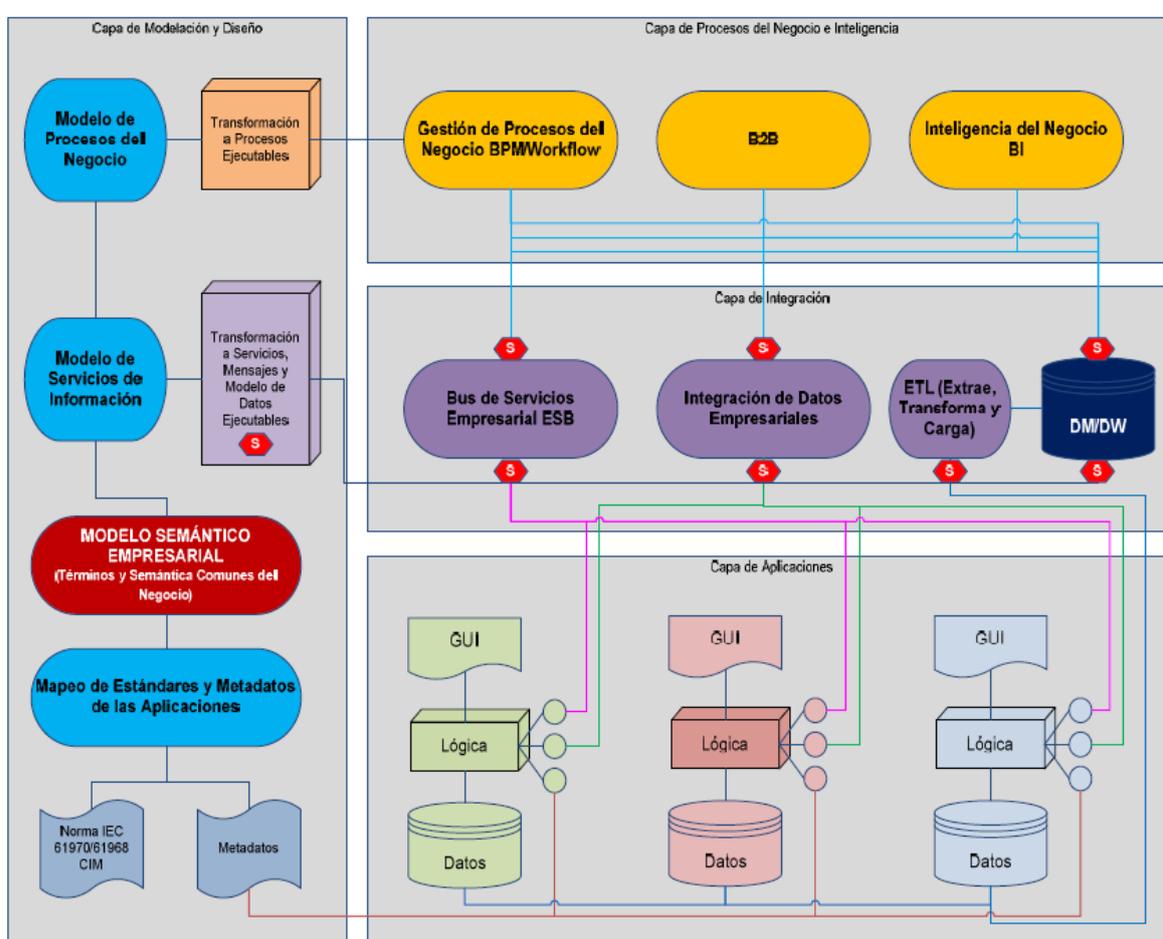


Figura 31.- Arquitectura de Interoperabilidad Propuesta.

LIMITACIONES INFRAESTRUCTURA ACTUAL	BENEFICIOS INFRAESTRUCTURA PROPUESTA
· Las estrategias de la empresa son en su mayoría reactivas.	· Contar con un modelo único de información, minimizando los errores debidos a inconsistencias en las bases de datos.
· La gestión de los procesos son altamente centralizados.	· Protege la inversión de aplicaciones existentes que trabajan de manera adecuada (Ejemplo, GIS, SCADA).
· Las funciones de negocio Gestión de Activos y Trabajo, operan aisladamente.	· Delimitar la información manejada por las diferentes funciones de la empresa.
· No se tiene la visión de interoperabilidad entre sistemas.	· Las aplicaciones que forman parte de los sistemas de gestión, seguirían estructuras generales, y formatos concretos para el intercambio de información basadas en los estándares IEC-61970 e IEC-61968.
· No se realiza monitoreo de los procesos por medio de KPIs para medir rendimientos.	· Facilitar la interoperabilidad entre aplicaciones de distintos fabricantes en los sistemas que gestionan la red eléctrica.
· La gestión de la información se maneja en sistemas desarrollados internamente.	· La empresa puede reducir significativamente el costo de realizar la integración de nuevas aplicaciones a través de un bus empresarial con la semántica CIM. Como resultado, la empresa puede lograr una mayor eficiencia y la adaptabilidad.
· Las estrategias de mantenimiento para los activos clave del sistema de distribución, no son manejadas desde la gestión de activos.	· Disminuir el flujo de información en papel, a través del intercambio de información en línea entre aplicaciones, volviendo más eficaces los procesos.
· No se utiliza el GIS de manera efectiva para el manejo de activos a nivel empresarial.	· La interoperabilidad de los sistemas implica la actualización inmediata y automática de información, en sistemas como el GIS. Por ejemplo los trabajos de construcción, permitiendo contar con información en tiempo real y facilitando realizar análisis como flujos de carga, y posibles ajustes dentro del sistema de protecciones.
· El SCADA es utilizado simplemente para monitorear el estado del equipo (abierto/cerrado), el uso de este sistema va más allá, implica la comunicación bidireccional en tiempo real, y toma de decisiones de mantenimiento.	· Tomar nuevas decisiones en las estrategias de mantenimiento de activos, teniendo en cuenta la criticidad e importancia de estos dentro del sistema de distribución. Reduciendo las tasas de fallo de los activos, incrementando la calidad de servicio al cliente.
· No se realiza un seguimiento del ciclo de vida del activo orientado al mantenimiento predictivo.	· El intercambio de información entre aplicaciones, también puede optimizar los flujos de trabajo. Por ejemplo, el sistema de gestión de activos puede: luego de un análisis de datos proporcionados por el SCADA, inspecciones de las cuadrillas en el campo, o el uso del activo, generar una orden de trabajo de mantenimiento, tomando en cuenta los datos de bodega para proporcionar una lista de repuestos, o los datos de disponibilidad de las cuadrillas.
· La arquitectura existente es compleja.	
· El mantenimiento de los sistemas aislados es costoso.	
· Alto nivel de especialización.	
· Difícil integración con nuevos sistemas.	

Tabla 4.- Beneficios y limitaciones de Infraestructura Propuesta.

7 CONCLUSIONES.

La gran cantidad de formatos de intercambio de información, la dificultad de integración de los sistemas aislados dentro de la empresa, la extensa variedad de paquetes de software y de arquitecturas disponibles, así como la necesidad de compartir información entre las diferentes compañías energéticas se han convertido en un problema creciente.

En la CENTROSUR se planteó este problema y decidió desarrollar y adoptar un modelo para la implementación e integración de sistemas de información donde existiera un formato estándar para la descripción, manejo e intercambio de datos, con un menor costo de mantenimiento de software y alcanzar una mayor interoperabilidad entre los sistemas de información.

Como respuesta a esta problemática, se analizó la norma IEC 61970 e IEC 61968 las cuales están basadas en los resultados obtenidos por el EPRI en la definición de un modelo de referencia común (CIM, Common Information Model), así como de los medios de acceso a los servicios del modelo o Centro de Control API (CCAPI).

El propósito de utilizar un modelo común de intercambio de datos es comenzar a implementar una infraestructura orientada a las redes eléctricas inteligentes o “Smart Grids”, cuya aplicación involucra tanto a las empresas eléctricas como a proveedores de tecnología y servicios de automatización, y por su puesto al consumidor.

La electricidad fluye de la misma forma en cualquier parte del mundo, por lo tanto, podemos construir un modelo que todos podamos utilizar y del que todos podemos beneficiarnos. Alcanzar estos grandes objetivos sería una tarea difícil de emprender sin el CIM.

Los beneficios de usar la tecnología no está en la compra, Los beneficios están en usar la tecnología para mejorar los procesos después de la compra.

En este tipo de sistemas y arquitecturas (SIG, OMS, DMS, CIM, Ingtelligrid, etc.), la masa crítica no se alcanza pronto, se requiere un periodo de maduración y un proceso de adopción.

8 BIBLIOGRAFÍA

- *World Changing*. (10 de enero de 2005). Recuperado el 22 de junio de 2012, de <http://www.worldchanging.com/archives//007838.html>
- (FEBRERO de 2009). Recuperado el 15 de ENERO de 2012, de <http://smartgridcity.xcelenergy.com/media/pdf/CUSmartHouseBrochure.pdf>
- *Geospatial Information & Technology Association*. (2011). Recuperado el 28 de enero de 2012, de <http://www.gisdevelopment.net/proceedings/gita>
- Boar, B. (1997). *Strategic thinking for information technology*. EEUU: Wiley.
- Jimenez, A. M. (2008). *Sistemas y análisis de la información geográfica*. México: Alfaomega.
- Jiyuan, F. (2009). *The Evolution of Distribution*. EEUU: Energy Magazine.
- Laudon, K. (1999). *Management Information Systems*. Canada: PHH.
- Mchugh, J. (1994). *Reingeniería de procesos de negocios*. Perú: Limusa.
- Mohan, V. M. (2009). *ADVANCEMENTS IN POWER SYSTEM MONITORING AND INTER-OPERABILITY*. Misssissippi: s.n.

- Oliveira, J. L. (1997). *Active Customization of GIS User Interface*. Birmingham: Proceedings of the International.
- Paz, V. G. (2001). *Introducción a Aplicaciones SIG*. Perú: GAF-Geomap digital.
- SMARTGRIDCITY. (s.f.). Recuperado el 22 de JUNIO de 2012, de <http://smartgridcity.xcelenergy.com/index.asp>
- Stuart, B. (2009). *Enabling the Smart Grid*. Guadalajara: s/n.
- Tidd, J. (1998). *Managing innovation integrating technological*. EEUU: Wiley.
- Triana, J. (2002). *Sistemas de Información Geográfica*. México: nEw-tech.
- W, M. A. (2007). *An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model*. Glasgow: UK.
- Zambrano, S. (2011). Análisis del modelo común de datos eléctricos para la integración de sistemas del manejo de la distribución mediante estándares internacionales. Tesis de Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad de Cuenca, Ecuador.
- Xu Yuan. (2010). CIM based Information Exchange Requirements: Multi-area State Estimation. Tesis de Maestría, KTH Electrical Engineering, Estocolmo.