



**ESCUELA SUPERIOR
POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN**

**AUTOMATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS POR
MEDIO DEL PROGRAMA CABLECAD AM/FM**

APLICACIÓN DEL ENGEN

TÓPICO DE GRADUACIÓN

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO

ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

DIRECTOR DE TÓPICO : ING. JUAN SAAVEDRA M.

PRESENTADA POR

BUSTAMANTE VALAREZO OMAR

GORDILLO VILLACÍS FRANZ

SUPE VINTIMILLA EDUARDO

GUAYAQUIL - ECUADOR

1997

ESPOL

Octubre de 1958



Guayaquil - Ecuador

Escuela Superior Politécnica del Litoral

DECLARACIÓN EXPRESA

“ La responsabilidad por los hechos, ideas expuesta en este informe de tópicos de graduación, corresponden exclusivamente a los integrantes mencionados a continuación; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL. ”

Bustamante Valarezo Omar

Gordillo Villacis Franz

Supé Vintimilla Eduardo

CONTENIDO

	Pag.
PROLOGO	I
AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
CAPITULO 1	
AUTOMATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS	
1.1 NECESIDAD DE LA AUTOMATIZACIÓN	1
1.2 CABLECAD Y LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS	2
1.2.1 ESTRUCTURA DE CABLECAD	3
1.2.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE CABLECAD	4
TABLA DE VALIDACIÓN	5
DEFINICIÓN DE REGISTROS	6
UDC	6
DEFINICIÓN DE SÍMBOLOS	7
DEFINICIÓN DE MENÚS	7
1.3 DESCRIPCIÓN DEL ENGEN	8
CAPITULO 2	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELGUR	
2.1 LA MISIÓN	13
2.1.1 SUS ACCIONISTAS	13
2.1.2 SU MISIÓN	14
2.1.3 SU ORGANIZACIÓN	14
2.1.4 ÁREA DE CONCESION/SERVICIO	15
2.1.5 MERCADO	15
2.1.6 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	16
2.2 ASPECTOS ENERGÉTICOS	21
2.2.1 PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA	21
2.2.2 PERDIDAS DE ENERGÍA	21
2.2.3 CONTRIBUCIÓN DE LAS PERDIDAS NO TÉCNICAS A LAS PERDIDAS GLOBALES DE ENERGÍA	22
2.3 ASPECTOS TÉCNICOS	23
2.3.1 FACTOR DE COINCIDENCIA	23
2.3.2 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE	23
2.3.3 FACTOR DE CARGA	23
2.3.4 FACTOR DE POTENCIA	23
2.3.5 NIVELES DE TENSIÓN	24
2.3.6 FACTOR DE UTILIZACIÓN DE SUBESTACIONES	24

CAPITULO 3**APLICACIÓN DE ENGEN**

3.1 PLAN PILOTO	27
3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	27
3.3 INGRESO DE DATOS	28

CAPITULO 4**ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA APLICACION DE LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGED.DROP**

4.1 APLICACIÓN DE LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGED.DROP	31
4.2 SELECCIÓN DE LOS ÍTEMS PARA LA APLICACIÓN DE LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGED.DROP	32
4.3 COMPROBACIÓN DE LOS RESULTADOS PARA LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGED.DROP	34
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	40

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	52
---------------------------------------	----

ANEXOS

ANEXO A: PLANO DEL SECTOR DE LA PUNTILLA, OBJETO DE NUESTRO ESTUDIO.	54
ANEXO B: RED PRIMARIA DEL SECTOR DE LA PUNTILLA INGRESADA POR MEDIO DE CABLECAD.	55
ANEXO C: RED SECUNDARIA DEL SECTOR DE LA PUNTI - LLA INGRESADA POR MEDIO DE CABLECAD.	56
ANEXO D: UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR #19	57
ANEXO E: UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR #30	58

PRÓLOGO

La utilización del programa CableCad cada día se hace más imprescindible en las Empresa eléctricas por sus facilidades en el manejo de los datos y sus resultados confiables

En la aplicación que se va a efectuar para demostrar la efectividad de CABLECAD se a escogido el sector de la Puntilla donde se utilizará el utilitario ENGEN con todos sus opciones que son VOLTAGEDROP, TLM, VOLTAGE DRIP, MOTOR START, CUSTOMER FACILITIES

En el Capitulo 1 se hace una pequeña introducción de que es CableCad, para que sirve y como se usa, sus ventajas en la Administración de las Empresas Eléctricas.

En el Capitulo 2 se realiza una descripción general de los aspectos estructurales, técnicos, y energéticos de la Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos S.A. EMELGUR.

En el Capitulo 3 se indica los pasos que se realizaron para recolectar los datos y como se introdujeron los mismos en el programa. Como se creó la Subestación, La Red Primaria, la Red Secundaria, los Abonados

En el Capitulo 4 se muestran los resultados obtenidos tanto manualmente como los valores calculados por la computadora

Finalmente se indicará las Conclusiones a que se llegó y además las recomendaciones necesarias para el buen uso del programa.

AGRADECIMIENTO

Un eterno agradecimiento a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, por la oportunidad que nos brindó al abrirnos las puertas de esta institución, y poder llegar a ser realidad uno de nuestros más ansiado sueño.

A todos los profesores que de una u otra manera supieron impartirnos sus conocimientos y poner en nosotros la semilla de la curiosidad por nuevos conocimientos.

Al Ing. Juan Saavedra Mera, por haber sabido guiarnos de una manera apropiada en este trabajo previo a la obtención de nuestro título

DEDICATORIA

Dedico la presente obra a:
Dios, por ser mi apoyo espiritual
y faro que guía mi camino en este mundo;
A mis queridos padres, por siempre haberme dado
cariño, comprensión y haberme guiado siempre
por el sendero del bien, a través del buen ejemplo;
De manera muy especial a mi querida
tía Fanny por haber sido mi segunda madre
durante todos estos años;
Finalmente, a todas aquellas personas que
de una forma u otra me apoyaron ó ayudaron
durante toda mi formación académica.

OMAR F. BUSTAMANTE V

Este trabajo lo dedico de todo corazón a:
Dios, por ser la luz que guía mi vida;
A mi Padre, por enseñarme que existe un camino;
A mi Madre, por su ayuda, esfuerzo y sacrificio;
A mis hermanos, por su apoyo incondicional;
A mi sobrina, por haber estado conmigo en el
momento más difícil de mi vida;
Y, a todos los que creyeron en mí;
Gracias, y que Dios les bendiga.

EDUARDO G. SUPE V.

Mi gratitud eterna a MIS PADRES
por haberme dado la oportunidad de estudiar,
por su apoyo constante y
su confianza depositada en mí.

FRANZ H. GORDILLO V.

CAPÍTULO UNO

INTRODUCCIÓN A LA AUTOMATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

1.1 NECESIDAD DE LA AUTOMATIZACIÓN

La automatización del Sistema Eléctrico cada día es más necesario e imprescindible ya sea este en forma parcial o total. El saber cuál es el funcionamiento y el estado en un momento determinado de un transformador ó de una Subestación con una determinada carga, se hace muy necesaria si el objetivo es que el abonado reciba un servicio acorde a sus necesidades

La aplicación de un sistema computarizado para mantener, prever y solucionar algún desperfecto es una de las soluciones más idóneas que se puede encontrar y debido a esto muchas empresas dedicadas a crear Software

especializados para solucionar un determinado problema, han dedicado tiempo y dinero y es así como surge el paquete de programación CABLECAD.

CABLECAD puede diagnosticar, sugerir y solucionar un determinado problema haciendo así más fácil y confiable el control y operación de un sistema eléctrico siendo de esta manera los mayores beneficiados los abonados eléctrico y la propia Empresa Eléctrica.

El Programa CableCad es un producto de la Compañía Canadiense ENGHOUSE, fue creado en 1992 y su aplicación específica es la de Automatizar todos los cálculos eléctricos, órdenes de trabajo, creación de standard de construcción, operaciones de switcheo y de despacho de carga.

La Automatización de las Empresas Eléctricas hace que la información requerida en cualquier instante por el usuario del programa sea de acceso rápido esto es, disponer de toda la información de la red, información del sistema de Distribución, realizar un estudio de la Administración de la Carga, estudio de las Pérdidas, realizar un análisis del Voltaje, las cuales se las obtiene al instante.

1.2 CABLECAD Y LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

El programa CABLECAD es un sistema AM/FM donde AM significa Mapeo Automático, esto significa que el programa permite realizar un plano general del sector que se desea analizar ya sea por uso de los comandos

propios del programa ó por medio del digitalizador. FM (Facility Management) Gerencia de Red, esto significa que se puede emular el sistema de distribución eléctrico, lo que facilita las operaciones y maniobras en cualquier punto de la red .

CABLECAD tiene una interrelación entre el Sistema Gráfico y el Sistema de Base de Datos lo que hace que el dibujo que se realice sea inteligente esto es, toda línea que se traza lleva consigo una información que es muy importante para el análisis posterior.

1.2.1 ESTRUCTURA DE CABLECAD



CABLECAD tiene una manera especial de estructurar sus archivos, los cuales son:

- *.GRF

- *.NGF

- *.ATB

- *.IDX

- *.QUD

Los archivos con la extensión GRF guardan todo lo que son los gráficos.

Los archivos con la extensión NGF guardan todo lo que son datos no gráficos. Estos dos archivos contienen la información del gráficos.

Los archivos con la extensión ATB contienen los atributos de todos los datos gráficos y no gráficos

Los archivos con la extensión IDX contienen los datos de indice

Y los archivos con la extensión QUD contiene los datos quad tree

El momento que CABLECAD crea un plano lo que en realidad esta realizando es creando los cinco archivos consecutivamente, esto es automáticamente crea el gráfico inteligente

1.2.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE CABLECAD

El sistema de CABLECAD tiene estructurado su sistema en cinco partes bien definidas y estas son:

Tablas de Validación

Definición de Registros

UDC

Definición de Simbolos

Definición de Menúes

TABLA DE VALIDACIÓN

En las tablas de Validación se almacena la información de todos los dispositivos eléctricos y mecánicos del sistema, para poder modificar, añadir o corregir estos datos es necesario ingresar a ENGEN.ASC.

Para poder acceder a ENGEN.ASC se lo puede realizar por medio del editor de texto siguiendo la ruta D:\CABLECAD\DAT\ENGEN.ASC. En ENGEN.ASC se tiene todas las tablas de validación, es aquí donde se realiza todas las modificaciones necesarias, y para que el programa reconozca los cambios hechos es necesario utilizar la opción TABLELOD.

Con la opción TABLELOD todos los datos ingresados en ENGEN.ASC los compilamos y como resultado de esto se obtiene el archivo ENGEN.DAT.

Para realizar esta compilación debemos ingresar a la opción del sistema operativo OS/2 llamada OS/2 FULL SCREEN y tipear la siguiente expresión:

```
[D:\ENGENMAP]TABLELOD D:\CABLECAD\DAT\nombre.ASC
```

Después de esto se crea automáticamente los archivos ENGEN.DAT y ENGEN.IDX.

Los datos que se encuentran en engen.asc son tales como por ejemplo: para el caso de transformadores el programa tiene ya instalado valores de capacidad que pueden o no coincidir con los existentes en nuestros sistemas eléctricos, razón por la cual nos vemos obligados a añadir nuestros valores en dicho listado. Así puede ocurrir también con los calibres de conductores, capacidad de los fusibles, capacitores, etc.

DEFINICIÓN DE REGISTROS

Para definir los registros se ingresa al programa SCRIPTS donde se encuentran todos los registros de la base datos. El ingreso a esta subrutina se lo realiza dando clic en el recuadro de SCRIPTS, del menú gráfico que se presenta luego de seleccionar CABLECAD de la pantalla de OS/2.

La opción SCRIPTS permite ingresar a un programa el cual contiene los registros de la base de datos. Aquí encontramos que los diferentes elementos que componen una red eléctrica poseen un archivo individual, el cual esta compuesto de una cierta cantidad de campos que describen sus características. Así por ejemplo tenemos el siguiente archivo: Breaker de subestación, el cual tiene definido 8 campos los cuales son, número del breaker, estado normal, estado actual, capacidad, tipo, ubicación, año de instalación y número de la orden de trabajo. Estos son los campos que se pueden modificar, eliminar, aumentar, para que el sistema eléctrico ha ser dibujado tenga solamente la información que requieran los ingenieros encargados para su operación y planeación.

Los dispositivos eléctricos tienen ciertos tamaños originales los cuales también pueden ser modificados, de acuerdo a la escala del plano del sector que se desea ingresar.

La estructura de la base de datos se encuentra contenida en el archivo ENGEN_20.FMT. Para que CABLECAD reconozca este archivo es necesario ir a OS/2 FULL SCREEN y digitar CONFIG que se encuentra en D:\ENGENMAP y en la fila de DATABASE FORMAT tipear el nombre del archivo.

UDC.

UDC significa comandos definidos por el usuario. Las udc's conforman la parte más importante del Engen, ya que son los programas computacionales que

manejan todos los menús y sub menús que posee. Esto es, desde el momento que ingresa al Engen para crear un dibujo comienza a correr una udc encargada de llevar al usuario a través de los diferentes menús que existen.

Todas las actividades que realice dentro del engen son controladas por udc's. Así tenemos que para correr la caída de voltaje se utiliza la udc llamada VOLTAGED.UDC. Las udc's son otra de las ventajas que nos presenta CABLECAD debido a que el usuario tiene acceso a ellas, lo que hace factible poderlas modificar de acuerdo a sus necesidades, así como también poder crear nuevas udc.

Las udc's se encuentran en la ruta D:\ENGEN\ELECTRIC\SOURCE\ ,cada vez que se realice alguna modificación se la debe de compilar por medio del comando CLCOMP.

DEFINICIÓN DE SÍMBOLOS.

Los símbolos son los gráficos que representan a los diferentes elementos que conforman una red de distribución eléctrica. La definición de símbolos se halla dando clic en el recuadro de SYMGEN, del menú gráfico que se presenta luego de seleccionar CABLECAD de la pantalla de OS\2.

El generador de símbolos permite revisar, modificar, ó renombrar los gráficos ya existentes en el programa así como también crear nuevos gráficos. Existen 167 símbolos que representan a 167 diferentes elementos que pueden formar parte de una red eléctrica, por ejemplo tenemos el transformador, capacitor, abonado, poste, reconectador, fusible, medidor, tensor, regulador, switch, breaker, subestación, etc.

DEFINICIÓN DE MENÚS.

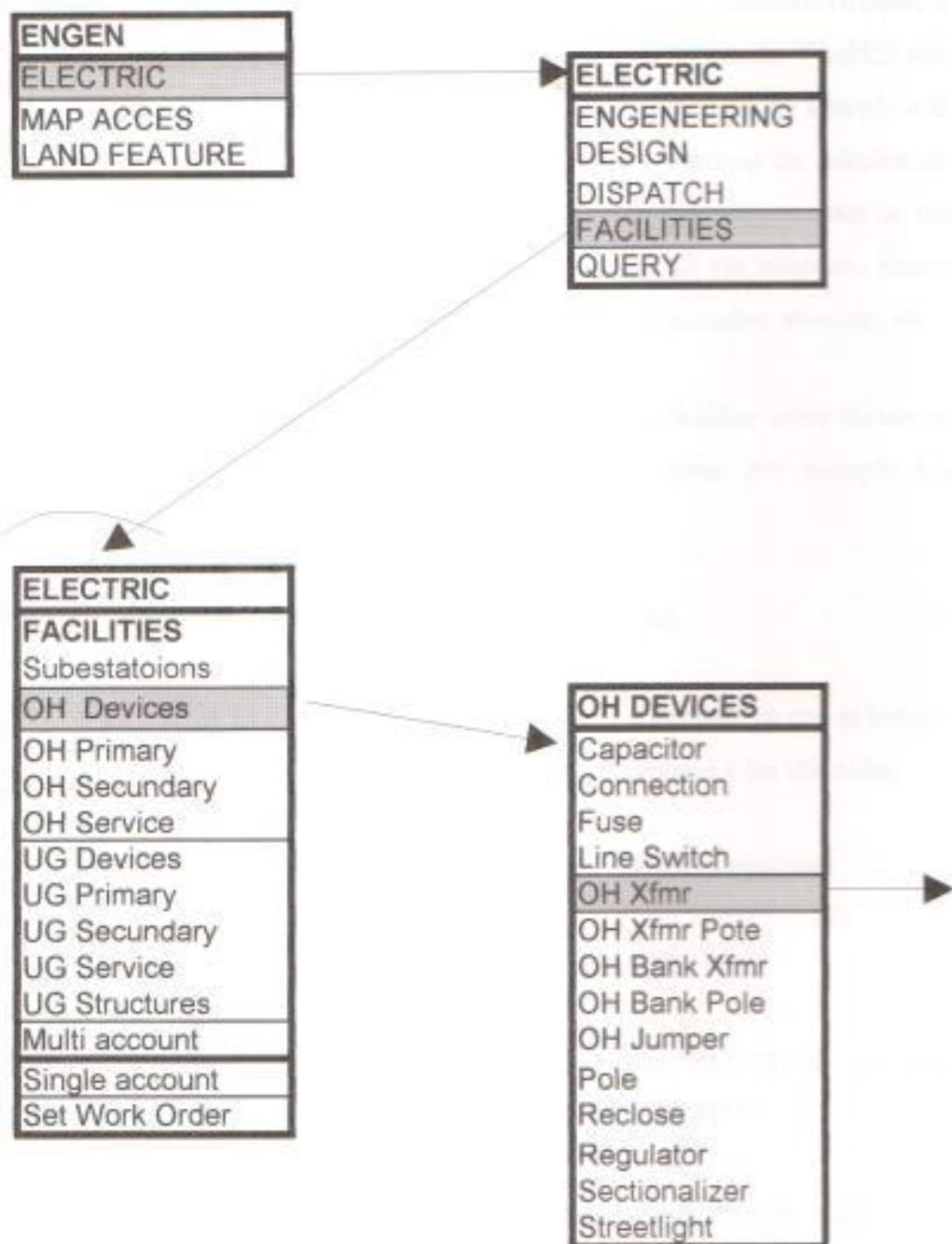
Esta es otra de las ventajas que tiene CABLECAD, ya que por medio de esta nos permite crear nuevas rutas dentro del engen. Por ejemplo en el primer menú que nos presenta el engen solo podemos escoger de entre ELECTRIC, MAP ACCES y LAND FEATURES, aquí podríamos crear otra aplicación que requiera nuestra empresa por medio de una ampliación del menú. Para realizar esta nueva aplicación se requiere también crear nuevas udc's que nos controlen esta nueva ruta.

La definición de menús se encuentra dando clic en el recuadro de GEN, del menú gráfico que se presenta luego de seleccionar CABLECAD en la pantalla principal de OS/2.



1.3 DESCRIPCIÓN DEL ENGEN

ENGEN es un conjunto de herramientas para la creación, modelaje, análisis, ploteo y reporte de las redes eléctricas que se encuentran en un plano de un sistema de distribución. El sistema es construido en torno a una base de datos compuesta de registros gráficos y no gráficos, los cuales describen las características del mismo. ENGEN está diseñado para satisfacer las necesidades de cualquier trabajo, esto es algunas organizaciones implementarán el Software tal como esta, mientras que otras pueden necesitar hacer ajustes de acuerdo a sus necesidades.



Engen nos permite ingresar información de un plano del sector que deseemos de una manera tan detallada que si utilizamos los comandos correctos el programa reconocerá lo que es una calle, un solar, un abonado, un transformador, un fusible, etc. de tal manera que podamos solicitar la información de un elemento cualquiera que el programa lo reconocerá y nos dará la información solicitada. También nos da ciertas facilidades como la de ubicarnos en un sector cualquiera de acuerdo a la intersección de calles que solicitemos. Para correr los programas de cálculos de ingeniería es necesario que el engen tenga perfectamente reconocidos a los elementos eléctricos, puesto que las udc's que funcionan en ese momento tienen que identificar elementos tales como red secundaria, transformador, abonado, etc.

Para que el programa nos brinde todas las facilidades antes dichas es necesario utilizar los comandos que tiene el Engen como por ejemplo los siguientes:

ELECTRIC; MAP ACCESS, LAND FEATURE

La opción ELECTRIC será la que más la utilizaremos ya que el trabajo que se está por realizar es una aplicación de todas sus ventajas y las utilidades

Dentro de ELECTRIC encontraremos las siguientes opciones

ENGINEERING, DESIGN; DISPATCH; FACILITIES

De estas cuatro opciones que nos brinda ELECTRIC las que utilizaremos serán solamente dos: ENGINEERING y FACILITIES

Dentro de ENGINEERING encontramos las aplicaciones prácticas de CABLECAD, estas son : AC VOLTAGE DIP; CIRCUIT TRACE; MINIMUM

CLEARANCE; MOTOR START; PROFILE CUSTOMER; PROFILE TRANSFORMER; TLM; SWITCH DEVICES; VOLTAGE DROP.

Y dentro de FACILITIES encontramos todas las herramientas necesarias para el trazado de las redes tanto primaria como secundaria que puede ser tanto aérea como subterránea, también encontramos las herramientas para colocar la acometida del abonado con toda la información

La opción FACILITIES contiene los siguientes comandos:

SUBSTATIONS; OH DEVICES; OH PRIMARY; OH SECONDARY; OH SERVICE; UG DEVICES; UG PRIMARY; UG SECONDARY; UG SERVICE; UG STRUCTURES; MULTI ACCOUNT; SINGLE ACCOUNT

EL comando MAP ACCESS despliega un conjunto de opciones para poner una región en un mapa , y para manipular los dibujos reverenciados por regiones en el mapa, este comando habilita las siguientes opciones :

KEY MAP, PRIOR, VIEW, GOTO REGION, REGION, and, SETUP

El comando LAND FEATURE despliega un conjunto de opciones para realizar los dibujos referentes a calles y solares e ingresar cualquier información que fuese necesaria conocer respecto a estos elementos, las opciones son las siguientes:

LOT, MULTI UNIT, MULTIPLE RESIDENT, SINGLE RESIDENT, y, STREET.

CAPÍTULO DOS

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELGUR

La información contenida en este capítulo fue conseguida en base a una investigación personal, por tanto los datos que se exponen aquí no fueron proporcionados por fuentes oficiales.

2.1 LA EMPRESA.

2.1.1 SUS ACCIONISTAS.

EMELGUR, Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A., en cumplimiento con lo dispuesto por la Ley Básica de Electrificación, inició su proceso de integración, con la operación de los sistemas administrativos de SERGURI a partir del mes de agosto de 1982, siendo a la fecha sus accionistas:

INECEL, Los Concejos Provinciales del Guayas y Los Ríos, y las empresas eléctricas Milagro, Los Ríos y Santa Elena.

2.1.2 SU MISION

La misión de EMELGUR S.A. es “Proporcionar el Servicio de Energía Eléctrica, en la forma más eficiente posible, minimizando costos, mejorando la calidad y procurando que este llegue a toda la población asentada dentro de su área de trabajo.

2.1.3 SU ORGANIZACIÓN

Las características geográficas del área de servicio de EMELGUR, determina que la empresa se haya estructurado entre Sistemas Operativo-Comerciales y una Administración Central. Los primeros, constituidos por los sistemas eléctricos Durán, Daule y Quevedo, con base en las ciudades del mismo nombre; y la segunda integrada por las áreas Comercial, Técnica, de Planificación, Financiera, de Informática y de Recursos Humanos, con base en la ciudad de Guayaquil.

Cada sistema cuenta con un administrador, quienes coordinan los aspectos técnicos, comerciales, financieros, de recursos humanos ó de planificación, con la Administración Central, quien procura darles autonomía administrativa y operativa con el afán de mejorar la atención y el servicio al cliente.

2.1.4 ÁREA DE CONCECIÓN / SERVICIO

El área de servicio de EMELGUR, cubre a poblaciones que pertenecen a 5 provincias, conforme se detalla a continuación:

En la provincia del Guayas, 13 cantones y 2 parroquias: Durán, Samborondón, Balao, Urbina Jado, Daule, Lomas de Sargentillo, Pedro Carbo, Santa Lucía, Palestina, Colimes, Balzar, El Empalme, Isidro Ayora y las parroquias de Tenguel y Puná del cantón Guayaquil

En la provincia de Los Ríos, los cantones Quevedo, Buena Fé, Valencia, Mocache, y parte de Baba y Vinces; en la **Provincia del Cotopaxi**, parte del cantón La Maná; en la **Provincia de Manabí**, el suroriente del cantón Pichincha, y, en la **Provincia del Azuay**, en la parte noroccidental de los cantones Cuenca y Santa Isabel.

2.1.5 MERCADO

a) ESTRUCTURA DEL CONSUMO

Durante 1996, sin considerar los montos por operativos de control de hurto de energía, EMELGUR facturó 489.540 Mwh, cuya estructura según el sector de consumo es la siguiente:

ESTRUCTURA DEL CONSUMO (Mwh)

CATEGORÍA	ENERGÍA	%
RESIDENCIAL	163.39	33.38
COMERCIAL	38.187	7.8
INDUSTRIAL	85.768	17.52
ECAPAG	140.2	28.64
OTROS	61.995	12.66
TOTAL	489.54	100

b) ESTRUCTURA DE LOS CLIENTES

A fines de 1996, EMELGUR registró 113.690 clientes cuya distribución, según el tipo de cliente es como sigue:

ESTRUCTURA DEL NÚMERO DE CLIENTES

CATEGORÍA	CANTIDAD	%
RESIDENCIAL	103.218	90.79
COMERCIAL	9.147	8.05
INDUSTRIAL	581	0.51
OTROS	744	0.65
TOTAL	113.69	100

2.1.6 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.

Con corte al 31 de diciembre de 1996, EMELGUR contó aproximadamente con 374 Km. de líneas de subtransmisión, 158/193.25 MVA repartidos en 19 subestaciones de distribución; 2.078 Km. de líneas de distribución, gran cantidad de redes en baja tensión y casi 27.600 luminarias con una potencia instalada de 5.400 Kw aproximadamente. El sistema de generación aislado en la isla Puná consiste en una planta termoeléctrica a diesel con dos máquinas marca Caterpillar de 350 Kw y 175 Kw de potencia nominal que están en capacidad de producir 350 Kw y 150 Kw de potencia efectiva, respectivamente.

Desde los puntos de entrega del Sistema Nacional Interconectado (SNI), EMELGUR compra al INECEL el 99.88% de la potencia y energía que comercializa, generándose la diferencia en la central termoeléctrica de Puná. El sistema Daule recibe la energía desde la subestación de reducción de Pascuales, mientras que el sistema Durán la recibe desde tres puntos de inyección: la subestación Pascuales, la subestación Milagro del SNI a partir de Octubre de 1995 y la subestación Peña de INECEL en la provincia de El Oro para atender al sistema Balao-Tenguel. El sistema Quevedo en cambio, recibe la energía desde la subestación del mismo nombre, de propiedad de INECEL.

DIMENSIONAMIENTO FÍSICO DE LAS SUBESTACIONES

DEL SISTEMA DURAN

SISTEMA	NOMBRE	CAPACIDAD (Mva)	
		OA	FOA
DURAN	DURAN SUR	12	16
	MOVIL (*)	10	12.5
	DURAN NORTE	12	16
	TENNIS	10	12.5
		5	6.25
	SAMBORONDON	2.5	2.5
	BALAO	5	5
TOTAL		56.5	70.75

*S/E Móvil entró en operación en Enero/96

**DIMENSIONAMIENTO FÍSICO DE LAS SUBESTACIONES
DEL SISTEMA DAULE**

SISTEMA	NOMBRE	CAPACIDAD (Mva)	
		OA	FOA
DAULE	DAULE	10	12.5
	PEDRO CARBO	5	6.25
	PALESTINA	4	5
	BALZAR	5	5
	LA TOMA	2X10	2X12.5
	AMÉRICA	5	6.25
	JUAN BAUTISTA AGUIRRE (*)	5	6.25
TOTAL		54	66.25

* S/E Juan Bautista Aguirre, se reportan datos a partir de Juli 26/96

**DIMENSIONAMIENTO FÍSICO DE LAS SUBESTACIONES
DEL SISTEMA QUEVEDO**

SISTEMA	NOMBRE	CAPACIDAD (Mva)	
		OA	FOA
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	10	12.5
	QUEVEDO NORTE	10	12.5
	EL EMPALME	10	12.5
	VALENCIA	5	6.25
	BUENA FE	2X2.5	2X2.5
	DAULE PERIPA (*)	5	5
TOTAL		45	53.75

S/E Daule Peripa entró en operación el 9 de Julio/96

DIMENSIONAMIENTO FÍSICO DE LAS SUBESTACIONES**DE EMELGUR S.A. SIN LA ECAPAG**

CAPACIDAD INSTALADA	OA	FOA
	138	168.25

DIMENSIONAMIENTO FÍSICO DE LAS SUBESTACIONES**DE EMELGUR S.A. CON LA ECAPAG**

CAPACIDAD INSTALADA	OA	FOA
	158	193.25

El siguiente cuadro presenta mayor información relacionada con la infraestructura eléctrica de EMELGUR al 31 de diciembre de 1996.

DESCRIPCIÓN	SISTEMA				TOTAL 1996	COMPARACIÓN ANUAL	
	DURAN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL-1995		VARIACIÓN %	
LINEAS ELECTRICAS (KM) DISTRIBUCIÓN SUBTRANSMISIÓN	357.49	1,052.82	667.86	2,078.17	1,751.60	18.64	
	139.6	139.75	94.37	373.72	343	8.96	
S/E DISTRIBUCIÓN MVA. N.	56.50/70.75	56.50/68.75	45/53.75	158/193.25	135.5/167	16.61/15.72	
	6	7	6	19	16	18.75	
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MVA. N.	34,354.50	33,897.50	34,299.50	102,551.00	97,922	4.73	
	1,587	2,509	1,819	5,915	5,425	9.03	
NÚMERO DE ABONADOS POBLACIÓN ELECTRIFICADS DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE (KW)	31,756	37,573	44,361	113,690	104,350	8.95	
	99	449	196	744	594	25.25	
	41,626	41,080	30,320	113,026	47,608	15.8	

2.2 ASPECTOS ENERGÉTICOS

2.2.1 PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA.

Durante 1996, EMELGUR dispuso de 592'090.035 Kwh fueron comprados al INECEL, 710.518 Kwh se generaron en la isla Puná (Puná Nueva y Campo Alegre).

En ese periodo la energía disponible tuvo un incremento del 20.04% respecto al año anterior, a pesar de la existencia de racionamientos en los últimos meses de 1996.

Si bien la generación térmica en la isla Puná fue de 710.518 Kwh, esa cifra representó un incremento de 12.06% respecto al año 1995. La demanda máxima registrada durante 1996 en la isla Puná fue de 326 Kw.

El mes de mayor disponibilidad energética recayó en Octubre, cuando se dispuso de 54'569.745 Kwh, que equivalen a 110.46% de los 49'400.046 Kwh de disponibilidad energética promedio mensual.

A nivel de 138.000 voltios durante 1996, la estación de bombeo de Daule- CEDEGE, consumió la cantidad de 1'365.437 Kwh en el periodo comprendido de Julio (11-31) a Diciembre de 1996, según Acta de Liquidación de Energía transferida por INECEL a CEDEGE celebrada en la ciudad de Quito el día 15 de Mayo de 1997. Para efecto de aspectos tarifarios y de balance energético esta información será considerada una vez que se halla definido de parte de la empresa la tarifa a cobrar a CEDEGE.

2.2.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

Durante 1996, EMELGUR registró pérdidas de energía por 98'546.536 Kwh equivalentes al 16.62% de la energía disponible e igual a 1.31 puntos porcentuales menos que el año anterior (17.93%), cifra que incluye el efecto de la facturación de la ECAPAG, que representa aproximadamente uno de cada 3 Kwh facturados. La eliminación de esa distorsión, permite concluir que en 1996, las pérdidas globales de la empresa superaron el 21% de la energía disponible.

Sin embargo en términos absolutos, las pérdidas de energía que se registraron durante 1996 fueron superiores en 9'990.626 Kwh a los registrados durante 1995.

2.2.3 CONTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS A LAS PÉRDIDAS GLOBALES DE ENERGÍA.

La descomposición de las pérdidas de energía totales para 1996 expresadas en términos relativos, fue la siguiente:

CLASE DE PÉRDIDAS	% ENERGÍA DISPONIBLE
TÉCNICA	9.5
NO TÉCNICA	7.12
TOTAL	16.62

Esto determina que durante 1996 EMELGUR haya dejado de facturar 42.217 Mwh por concepto de pérdidas "NEGRAS", lo cual equivale al 40% de la energía facturada en el sistema Quevedo.

2.3 ASPECTOS TÉCNICOS.

2.3.1 FACTOR DE COINCIDENCIA

El factor de coincidencia en el horario de punta entre los diferentes puntos de entrega de potencia y energía de INECEL a EMELGUR S.A. en la mayoría de los casos monitoreados fue del 100 %.

2.3.2 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE.

La demanda máxima coincidente de la empresa ocurrió en diciembre cuando registró 113.026 Kw, lo cual supera en 15.8 % al año anterior (97.608 Kw).

2.3.3 FACTOR DE CARGA

El factor de carga del presente año fue 59.71 % lo cual equivale a 1.91 puntos porcentuales por encima del valor registrado en el año anterior (57.8 %).

2.3.4 FACTOR DE POTENCIA

El año 1996 cerró con un factor de potencia mayor a 0.90 en atraso, con tendencia a disminuir en la medida que pasa el tiempo. La penalización por bajo factor de potencia que INECEL aplica a EMELGUR empieza a partir de 0.9 en atraso.

En ciertos meses de 1996, INECEL facturó a la empresa un recargo por bajo factor de potencia, lo que motivó a la empresa a tomar medidas correctivas que compensen el aumento en el consumo de reactivos mediante la instalación de capacitores en los tres sistemas eléctricos de la empresa y la

exigencia de límites mínimos de factor de potencia al sector industrial. Se espera que en el futuro dichas medidas sean de carácter preventivo.

2.3.5 NIVELES DE TENSIÓN

Los niveles de tensión más frecuentes a nivel de subtransmisión en barras de entrega de INECEL a EMELGUR son de 70 Kv en condiciones de mínima carga y de 69 Kv en carga máxima.

Anivel de barras de distribución en subestaciones, el voltaje más frecuente es 13.6 Kv, observándose también tensiones del orden de 13.0 Kv a 13.9 Kv.

2.3.6 FACTORES DE UTILIZACIÓN DE SUBESTACIONES.

El cuadro 3.1 pone en conocimiento del lector, el estado de cargabilidad que al 31 de diciembre de 1996, presentaron las diferentes subestaciones de distribución de la empresa. Dicho cuadro muestra los factores de utilización para la capacidad nominal OA y FOA del transformador de poder.

Estos datos constituyen valiosa información tanto para la operación y posible redistribución de carga con diferimiento de inversiones, cuanto para la planificación de la expansión del sistema.

NOMBRE DE SISTEMA	NOMBRE DE S/E	DICIEMBRE
DURAN	DURAN SUR: 12MVA(OA)	84
	16MVA(FOA)	63
	MÓVIL 10MVA(OA)	71
	12.5MVA(FOA)	57
	DURAN NORTE 10MVA(OA)	114
	16MVA(FOA)	85
DAULE	TENNIS 10MVA(OA)	81
	16MVA(FOA)	0.65
	TENNIS 5MVA	111
	SAMBORONDON 2.5MVA	82
	BALAO 5MVA	68
	DAULE 10MVA(OA)	99
QUEVEDO	12.5MVA(FOA)	79
	PEDRO CARBO 5 MVA(OA)	69
	6.25MVA(FOA)	55
	BALZAR 5MVA	67
	PALESTINA 4MVA(OA)	97
	5MVA(FOA)	78
	PALESTINA 2.5MVA(CEDEGE)	53
	AMÉRICA 5MVA(CEDEGE)(OA)	38
	6.25 MVA(FOA)	30
	JUAN B AGUIRRE 5MVA	64
6.25MVA	30	
QUEVEDO	QUEVEDO SUR 10MVA(OA)	109
	2.5MVA(FOA)	37
	EL EMPALME 10 MVA(OA)	53
	2.5MVA(FOA)	50
	QUEVEDO NORTE 10MVA(OA)	83
	12.5MVA(FOA)	67
	VALENCIA 5MVA(OA)	60
	5.25MVA(FOA)	70
BUENA FE(BNA-FE) 2.5MVA	88	
BUENA FE LOS ANGELES 2.5MVA	67	
DAULE PERIPA 5MVA	70	

CAPITULO TRES

APLICACIÓN DEL ENGEN

El ENGEN de CABLECAD es la parte encargada de realizar el análisis eléctrico de las redes de distribución eléctrica de una empresa suministradora de energía.

Para la aplicación del ENGEN es necesario tener una información completa y detallada de todos los elementos eléctricos y mecánicos de los que están constituidos los sistemas de distribución de energía eléctrica, así como también de información respecto a los abonados eléctricos (planillaje de un año, demanda promedio, etc.) ya que por ejemplo, al evaluar las caídas de voltaje el programa requiere de información tales como calibre del conductor, longitud del conductor, nivel de voltaje, capacidad del transformador de distribución, demanda promedio del abonado, datos sin los cuales no se podría aplicar el ENGEN.

3.1 PLAN PILOTO

Para la demostración de la utilidad de la aplicación ENGEN se va a realizar un plan piloto en la empresa eléctrica EMELGUR, ya que realizar una demostración completa implicaría ingresar todo el sistema de distribución que posee dicha empresa lo que constituye un trabajo que está fuera del alcance de este proyecto.

El plan piloto es una muestra muy práctica y sencilla para poder apreciar el alcance y utilidad del ENGEN así como de todo el paquete de CABLECAD.

Para la realización del plan piloto se escogió la alimentadora #4 Los Lagos que parte de la S/E Tennis Club ubicada en el Km. 3.5 de la vía Puntilla-Samborondón, que alimenta a las siguientes ciudadelas: Rinconada del Lago, El Río, Los Lagos, Laguna Dorada, Las Riveras, Parques del Río, Isla Sol y Río Grande.

3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.

Para la recopilación de la información con respecto a características técnicas de la Subestación Tennis Club las redes primarias y secundarias a las que sirve la alimentadora Los Lagos nos fue proporcionada por la Dirección Técnica de Emelgur. En este departamento se encuentran los planos de las redes eléctricas de las diferentes ciudadelas que existen en este sector, ya que para que puedan

contar con el servicio eléctrico es necesario que dichos planos sean aprobados por los ingenieros de Emelgur.

Al revisar las memorias técnicas de las redes eléctricas se puede apreciar que ciertas ciudadelas tienen una demanda por solar superior a los 30 Kw. razón por la cual los propietarios de los solares con esta característica son alimentados desde la red primaria por medio de transformadores instalados por el propio abonado.

Los datos referentes a las instalaciones de los transformadores tales como capacidad, calibre de conductores, fusibles, etc. también nos fue proporcionado por la Dirección Técnica.

La información correspondiente al consumo eléctrico mensual durante el periodo de un año, para cada abonado residente en las ciudadelas servidas por la alimentadora antes mencionada, nos fue facilitada por la Dirección Comercial de Emelgur.

Finalmente la Dirección de Planificación, nos proporcionó el mapa del sector servido por la alimentadora LOS LAGOS, el mismo que contiene la división por solares de cada ciudadela, información que nos fue proporcionada en un diskett.

3.3 INGRESO DE DATOS.

El primer paso para el ingreso de la información fue la conversión del archivo PUNTH1.DWG, de la versión AUTOCAD 12 a CABLECAD, proceso que se realizó de acuerdo a los siguientes pasos:

1.- Convertir un archivo con extensión DWG a otro con extensión DXF, proceso que fue realizado en AUTOCAD, por medio de la opción export.

2.- Una vez que tenemos PUNTH1.DXF, lo copiamos en cablecad en la ruta D:\ENGENMAP .

3.- Cablecad tiene una subrutina llamada dxf que es la encargada de hacer la conversión de las extensiones de un gráfico de dxf a grf, esta última extensión es la reconocida por el programa como un dibujo de cablecad. La subrutina es la siguiente:

- Nos presenta tres opciones las cuales son:

Convertir archivos .grf a archivos.dxf con todos los símbolos los convertidos en líneas y textos.

Convertir los símbolos de CABLECAD en figuras y bloques.

Convertir archivos autocad.dxf en archivos cablecad.grf, usando valores ya establecidos a menos que otros sean especificados.

Se escoge la primera la última opción que es la necesaria para nuestro caso.

- Ingresar el nombre del archivo.dxf.

- Ingresar el nombre del archivo.grf.

- Ingreso de las tablas con extensión lkp, estas son : sym.lkp

col.lkp

sty.lkp

lev.lkp

wei.lkp

fnt.lkp

hea.lkp

Una vez concluido este procedimiento ya tenemos el plano del sector en los archivos .GRF de cablecad y lo podemos abrir desde el ENGEN.

Para el ingreso de la información de las redes eléctricas tanto primarias como secundarias, así como de transformadores, abonados, fusibles, etc se utilizaron los comandos que se presentan al abrir los menús que posee facilities. La ruta completa para poder dibujar las redes es: ENGEN\ELECTRIC\FACILITIES.

En la parte superior izquierda de la pantalla encontramos el comando DEFAULT por medio del cual nos permite ingresar con mayor rapidez los elementos que poseen las mismas características eléctricas, ya que el trabajo se limitaría solo a ubicar el elemento en la red y ya no ingresar sus características cada vez que se lo requiera.

CAPÍTULO CUATRO

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA APLICACIÓN DE LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGE DROP.

4.1 APLICACIÓN DE LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGE DROP.

El comando TLM (Transformer Load Manager), al ser aplicado a un transformador de distribución, permite obtener un reporte del comportamiento de la carga conectada al mismo, es decir, que de su aplicación presentará un reporte que contendrá: demanda promedio, la demanda pico, el factor de coincidencia, factor de utilización, factor de carga, factor de pérdidas, KVA conectados, KVA ajustados, KWHR conectados y KWHR ajustados. A su vez se indica también el número del transformador, su voltaje primario, voltaje secundario, fase a la cual

esta conectado el transformador, fabricante, impedancia y número de abonados a los que da servicio el transformador.

Los cálculos que realiza este comando se hacen en base a los datos del transformador y la información referente a cada usuario (consumo promedio y consumo pico).

Por otro lado el comando VOLTAGE DROP, al aplicarse al ítem correspondiente a un transformador de distribución, muestra las caídas de tensión en porcentaje en cada segmento de conductor del circuito secundario del mencionado transformador, incluidas las acometidas de cada abonado.

Para el análisis de los resultados obtenidos de la aplicación de los comandos TLM y VOLTAGE DROP, en el presente trabajo se escogió una ciudadela de entre las 8 a las cuales sirve la alimentadora #4 de la subestación TENNIS CLUB, siendo la ciudadela seleccionada la urbanización "LAS RIVERAS", tomando dos transformadores al azar de dicha ciudadela mismos que serán objeto de estudio por medio de la aplicación de los dos comandos anteriormente mencionados.

Los transformadores seleccionados para este estudio son: T-19 el cual da servicio a varios abonados, el cual se encuentra ubicado en la manzana M solar 21 y T-30 el cual es un transformador de uso particular y da servicio a un solo abonado, ubicado en la manzana D solar 18. La ubicación gráfica de estos transformadores se encuentra en los ANEXOS D y E.

4.2 SELECCIÓN DE LOS ÍTEMS PARA LA APLICACIÓN DE LOS COMANDOS TLM Y VOLTAGE DROP.

Para el uso de los dos comandos mencionados, se debe ingresar a ellos a través de las rutas:

D:\ENGEN\ELECTRIC\ENGINEERING\TLM y

D:\ENGEN\ELECTRIC\ENGINEERING\VOLTAGE
DROP

Se elige cualquiera de las opciones de análisis, ya sean estas TLM ó VOLTAGE DROP. Paso seguido se procede a la selección del ítem que representa a un transformador de distribución (para nuestro caso el símbolo será un triángulo), lo cual se efectúa colocando el puntero sobre el antes mencionado ítem y dando un clic con el botón derecho del mouse. Luego de hecho esto aparece en pantalla un mensaje que pregunta si el ítem seleccionado es el correcto, a lo cual se responderá que sí dando un clic con el botón izquierdo del mouse ó en caso contrario se responderá que no dando clic con el botón derecho.

Para el caso del TLM si la selección del ítem fue contestado en forma afirmativa aparecen en pantalla los tramos del circuito secundario y las acometidas en color amarillo las mismas que están asociadas con el transformador seleccionado. Luego de esto aparece en pantalla un reporte cuyo formato y contenido fue indicado anteriormente.

Para el caso del VOLTAGE DROP, si la selección del ítem fue contestada de manera afirmativa, aparecerán en pantalla el circuito secundario del transformador elegido, con un color diferente por cada segmento de conductor. Seguidamente aparece en pantalla un reporte cuyo formato se indicó anteriormente.

4.3 COMPROBACIÓN DE RESULTADOS

PARA EL COMANDO TLM.

Para la mejor comprensión de los resultados obtenidos de la aplicación de este comando, será necesario hacer las siguientes definiciones:

AVERAGE DEMAND (Demanda promedio) - Es el valor de la demanda que resulta de promediar las demandas promedio de cada uno de los abonados conectados a un transformador.

$$\text{AVERAGE DEMAND} = \frac{(\Sigma \text{Consumos promedio de los abonados} / \# \text{abonados})}{720}$$

PEAK DEMAND (Demanda pico) - Es la mayor demanda de entre todas las demandas máximas correspondientes a cada uno de los usuarios alimentados por un transformador.

$$\text{PEAK DEMAND} = \frac{\text{Mayor de los consumos pico}}{720}$$

COINCIDENCE FACTOR (Factor de coincidencia).-

Representa la probabilidad de que en un periodo cualquiera de tiempo los consumidores conectados a un transformador de distribución, tengan el mismo consumo de energía eléctrica.

$$\text{COINCIDENCE FACTOR} = 0.5 * [1 + \{ 5 / ((2 * \# \text{ de abonados}) + 3) \}]$$

UTILIZATION FACTOR (Factor de utilización).- Es la razón de la demanda máxima del sistema para la capacidad nominal del sistema (para nuestro caso es un transformador de distribución). Indica el grado en el que la carga total conectada esta siendo servida simultáneamente, además indica el grado en que el sistema está siendo alimentado durante la carga pico con respecto a su capacidad nominal.

$$\text{UTILIZATION FACTOR} = \frac{\text{KVA ajustados}}{\text{KVA conectados}}$$

LOAD FACTOR (Factor de carga).- Es la razón entre la demanda promedio y la demanda máxima del sistema. Indica el grado en que la carga pico se mantiene durante un periodo.

$$\text{LOAD FACTOR} = \frac{\text{AVERAGE_DEMAND}}{\text{PEAK_DEMAND}}$$

LOSS FACTOR (Factor de pérdidas).- Se lo define como el cuadrado del Factor de Carga. Representa las pérdidas porcentuales de potencia, como resultado del paso de la demanda promedio a la demanda pico.

$$\text{LOSS_FACTOR} = \left[\frac{\text{AVERAGE_DEMAND}}{\text{PEAK_DEMAND}} \right]^2$$

CONNECTED KVA (KVA conectados).- Representa la capacidad nominal del transformador de distribución .

ADJUSTED KVA (KVA ajustados).- Representa el mayor de los consumos pico de todos los abonados conectados al transformador de distribución, el cual está expresado en porcentaje, es decir, indica la máxima capacidad usada en un momento dado con relación a la capacidad nominal del transformador.

$$\text{ADJUSTED KVA} = \text{CONNECTED KVA} * \frac{\text{UTILIZATION FACTOR}}{100}$$

CONNECTED KWHR (Kilovatios hora conectados).-

Representa el mayor de los consumos pico individuales entre todos los abonados alimentados por un transformador de distribución.

ADJUSTED KWHR (Kilovatios hora ajustados).- Representa el

consumo alcanzado con respecto al mayor de todos los consumos pico individuales de los abonados conectados al transformador de distribución.

$$\text{ADJUSTED KWHR} = \text{CONNECTED KWHR} * \frac{\text{UTILIZATION FACTOR}}{100}$$

A continuación se procede al cálculo manual de los parámetros obtenidos del comando TLM para los transformadores T-19 y T-30 respectivamente. Al final de estos cálculos se ubicarán las tablas de resultados obtenidos por medio del computador.

CÁLCULOS PARA T-19

$$\text{Average Demand} = (2750 / 5) / 720 = 0.7138$$

$$\text{Peak Demand} = 935 / 720 = 1.2986$$

$$\text{Coincidence Factor} = 0.5 * [1 + \{ 5 / ((2 * 5) + 3) \}] = 0.6923$$

$$\text{Utilization Factor} = 9.350 / 50.000 = 0.187 = 18.700 [\%]$$

$$\text{Load Factor} = 0.7138 / 1.2986 = 0.5496$$

$$\text{Loss Factor} = (0.7138 / 1.2986)^2 = 0.3020$$

$$\text{Connected KVA} = 50.000$$

$$\text{Adjusted KVA} = (50.000 * 18.700) / 100 = 9.350$$

$$\text{Connected KWHR} = 935.000$$

$$\text{Adjusted KWHR} = (935.000 * 18.700) / 100 = 174.845$$

Los resultados obtenidos por medio del computador son los siguientes:

ENGHOUSE SYSTEMS LTD
TRANSFORMER LOAD REPORT
Aug 26 1997

Transformer Number	T-19
Primary Voltage	7620
Secondary Voltage	120/240
Phasing	C
Manufacturer	GEN
Impedance	1.200
Number of Customers	5

	CALCULATED	TYPICAL
Average Demand	0.714	3.978
Peak Demand	1.299	---
Coincidence Factor	0.692	0.727
Utilization Factor	18.700	---
Load Factor	0.550	0.261
Loss Factor	0.302	0.097

Connected KVA	50.000
Adjusted KVA	9.350
Connected KWHR	935.000
Adjusted KWHR	174.845

CÁLCULOS PARA T-30

$$\text{Average Demand} = (3018 / 1) / 720 = 4.1916$$

$$\text{Peak Demand} = 5840 / 720 = 8.1111$$

$$\text{Coincidence Factor} = 0.5 * [1 + \{ 5 / ((2 * 1) + 3) \}] = 1.0000$$

$$\text{Utilization Factor} = 58.400 / 75.000 = 0.77866 = 77.866 \text{ [\%]}$$

$$\text{Load Factor} = 4.1916 / 8.1111 = 0.5167$$

$$\text{Loss Factor} = (4.1916 / 8.1111)^2 = 0.2669$$

$$\text{Connected KVA} = 75.000$$

$$\text{Adjusted KVA} = (75.000 * 77.866) / 100 = 58.3995$$

$$\text{Connected KWHR} = 5840.000$$

$$\text{Adjusted KWHR} = (5840.000 * 77.866) / 100 = 4547.3744$$

Los cálculos obtenidos por medio del computador son los siguientes:

ENGHOUSE SYSTEMS LTD.
 TRANSFORMER LOAD REPORT
 Aug 26 1997

```
*****
Transformer Number .....: T-30
Primary Voltage .....: 7620
Secondary Voltage .....: 120/240
Phasing .....: A
Manufacturer .....: GEN
Impedance .....: 1.200
Number of Customers .....: 1
*****
```

	CALCULATED	TYPICAL
Average Demand	4.192	5.472
Peak Demand	8.111	-----
Coincidence Factor	1.000	1.000
Utilization Factor	77.867	-----
Load Factor	0.517	0.190
Loss Factor	0.267	0.059

```
*****
Connected KVA .....: 75.000
Adjusted KVA .....: 58.400
Connected KWHR .....: 5840.000
Adjusted KWHR .....: 4547.413
*****
```

PARA EL COMANDO VOLTAGE DROP.

Para el mejor entendimiento de los resultados obtenidos del uso de este comando es necesario definir lo siguiente:

Los datos referentes a los valores de resistencia y reactancia de los conductores eléctricos de los circuitos secundarios y acometidas se indican en la siguiente tabla:

CALIBRE DEL CONDUCTOR (ASCR)	R[OHM MILL]	L[OHM MILL]
1/0	0.888	0.656
4/0	0.445	0.581

Estos valores se los obtuvo de la tabla: **ACSR.TXT** misma que se ubica en el subdirectorio:

D:\ENGEN\ELECTRIC\TABLE\ACSR.TXT

Los cálculos de caídas de tensión se realizan en base a las siguientes fórmulas:

$$P1 = (\text{CUST_LOAD} * 1000) / 3$$

La sustracción del voltaje secundario menos la caída de voltaje se calcula así:

$$P2 = (\text{SECD_VOLT_VDROP}) / \sqrt{3}$$

La resistencia en ohmios del tramo de conductor considerado se lo obtiene así:

$$P3 = \text{LONG} * \text{RESIS} * \text{fp}$$

El factor necesario para obtener la reactancia se lo consigue con:

$$P4 = \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{fp}))$$

La reactancia en ohmios del tramo de conductor considerado se obtiene así:

$$P5 = \text{LONG} * \text{INDUC} * P4$$

La caída de tensión en el tramo de conductor analizado se lo obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{VOL_DROP} = (P1 / P2) * (P3 + P5) * \sqrt{3}$$

El cálculo de corriente en cada sección del conductor se la obtiene así:

$$\text{LINE_CURRENT} = [\text{VOL_DROP} / (P3 + P5)]$$

Para el cálculo de la caída de voltaje porcentual por segmento de conductor se emplea la expresión:

$$\text{PRCNT_VDROP} = (\text{VOL_DROP} / \text{SECD_VOLT}) * 100$$

Se debe indicar que los cálculos se aplicarán a cada segmento de conductor al que se le llamará **LINEA (número del segmento de conductor)**; a su vez también se indica si el segmento de conductor considerado es un secundario ó acometida a lo cual se agrega también la longitud de dicho segmento, es decir, **secundario ó acometida (longitud en metros)**

CÁLCULOS PARA T-19

LINEA (1) : SECUNDARIO (4 m)

$$P1 = 7000 / 3 = 2333.333$$

$$P2 = 120 / \sqrt{3} = 69.282$$

$$P3 = 4 * 0.445 * 0.9 / 1609 = 0.000996$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 4 * 0.581 * 0.436 / 1609 = 0.000630$$

$$\text{VOL_DROP} = (2333.333 / 69.282) * (0.000996 + 0.000630) * \sqrt{3} = 0.094850 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.094850 / (0.000996 + 0.000630)] = 58.33 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.094850 / 120) * 100 = 0.079 \text{ [%]}$$

LINEA (2) : ACOMETIDA (4 m)

$$P1 = 2000 / 3 = 666.666$$

$$P2 = (120 - 0.094850) / \sqrt{3} = 69.227$$

$$P3 = 4 * 0.888 * 0.9 / 1609 = 0.001987$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 4 * 0.656 * 0.436 / 1609 = 0.000711$$

$$\text{VOL_DROP} = (666.666 / 69.227) * (0.001987 + 0.000711) * \sqrt{3} = 0.045002 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.045002 / (0.001987 + 0.000711)] = 16.68 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.045002 / 120) * 100 = 0.037 \text{ [%]}$$

LINEA (3) : SECUNDARIO (10 m)

$$P1 = 5000 / 3 = 1666.666$$

$$P2 = (120 - 0.094850) / \sqrt{3} = 69.227$$

$$P3 = 10 * 0.445 * 0.9 / 1609 = 0.002489$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 10 * 0.581 * 0.436 / 1609 = 0.001574$$

$$\text{VOL_DROP} = (1666.666 / 69.227) * (0.002489 + 0.001574) * \sqrt{3} = 0.169426$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.169426 / (0.002489 + 0.001574)] = 41.69 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.169426 / 120) * 100 = 0.14 \text{ [%]}$$

LINEA (4) : ACOMETIDA (4 m)

$$P1 = 2000 / 3 = 666.666$$

$$P2 = (120 - 0.094850 - 0.169426) / \sqrt{3} = 69.129$$

$$P3 = 4 * 0.888 * 0.9 / 1609 = 0.001987$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 4 * 0.656 * 0.436 / 1609 = 0.000711$$

$$\text{VOL_DROP} = (666.666 / 69.129) * (0.001987 + 0.000711) * \sqrt{3} = 0.045066 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.045066 / (0.001987 + 0.000711)] = 16.70 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.045066 / 120) * 100 = 0.037 \text{ [%]}$$

LINEA (5) : SECUNDARIO (10 m)

$$P1 = 3000 / 3 = 1000.000$$

$$P2 = (120 - 0.094850 - 0.169426) / \sqrt{3} = 69.129$$

$$P3 = 10 * 0.445 * 0.9 / 1609 = 0.002489$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 10 * 0.581 * 0.436 / 1609 = 0.001574$$

$$\text{VOL_DROP} = (1000.000 / 69.129) * (0.002489 * 0.001574) * \sqrt{3} = 0.101799 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.101799 / (0.002489 + 0.001574)] = 25.05 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.101799 / 120) * 100 = 0.085 \text{ [%]}$$

LINEA (6) : ACOMETIDA (4 m)

$$P1 = 2000 / 3 = 666.666$$

$$P2 = (120 - 0.094850 - 0.169426 - 0.101799) / \sqrt{3} = 69.070$$

$$P3 = 4 * 0.888 * 0.9 / 1609 = 0.001987$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 4 * 0.656 * 0.436 / 1609 = 0.000711$$

$$VOL_DROP = (666.666 / 69.070) * (0.001987 + 0.000711) * \sqrt{3} = 0.045105 \text{ [V]}$$

$$LINE_CURRENT = [0.045105 / (0.001987 + 0.000711)] = 16.71 \text{ [A]}$$

$$PRCNT_VDROP = (0.045105 / 120) * 100 = 0.037 \text{ [%]}$$

LINEA (7) : SECUNDARIO (11 m)

$$P1 = 1000 / 3 = 333.333$$

$$P2 = (120 - 0.094850 - 0.169426 - 0.101799) / \sqrt{3} = 69.070$$

$$P3 = 11 * 0.445 * 0.9 / 1609 = 0.002738$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 11 * 0.581 * 0.436 / 1609 = 0.001732$$

$$VOL_DROP = (333.333 / 69.070) * (0.002738 + 0.001732) * \sqrt{3} = 0.037364 \text{ [V]}$$

$$LINE_CURRENT = [0.037364 / (0.002738 + 0.001732)] = 8.35 \text{ [A]}$$

$$PRCNT_VDROP = (0.037364 / 120) * 100 = 0.031 \text{ [%]}$$

LINEA (8) : ACOMETIDA (4 m)

$$P1 = 1000 / 3 = 333.333$$

$$P2 = (120 - 0.094850 - 0.169426 - 0.101799 - 0.037364) / \sqrt{3} = 69.049 \text{ [V]}$$

$$P3= 4 * 0.888 * 0.9 / 1609 = 0.001987$$

$$P4= \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5= 4 * 0.656 * 0.436 / 1609 = 0.000711$$

$$\text{VOL_DROP} = (333.333 / 69.049) * (0.001987 + 0.000711) * \sqrt{3} = 0.022559 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.022559 / (0.001987 + 0.000711)] = 8.36 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.022559 / 120) * 100 = 0.019 \text{ [%]}$$

LINEA (9) : SECUNDARIO (23 m)

$$P1= 1000 / 3 = 333.333$$

$$P2= 120 / \sqrt{3} = 69.282$$

$$P3= 23 * 0.445 * 0.9 / 1609 = 0.005725$$

$$P4= \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5= 23 * 0.581 * 0.436 / 1609 = 0.003621$$

$$\text{VOL_DROP} = (333.333 / 69.282) * (0.005725 + 0.003621) * \sqrt{3} = 0.077883 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.077883 / (0.005725 + 0.003621)] = 8.33 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.077883 / 120) * 100 = 0.065 \text{ [%]}$$

LINEA (10) : ACOMETIDA (4 m)

$$P1 = 1000 / 3 = 333.333$$

$$P2 = (120 - 0.077883) / \sqrt{3} = 69.237$$

$$P3 = 4 * 0.888 * 0.9 / 1609 = 0.001987$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 4 * 0.656 * 0.436 / 1609 = 0.000711$$

$$\text{VOL_DROP} = (333.333 / 69.237) * (0.001987 + 0.000711) * \sqrt{3} = 0.022498 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.022498 / (0.001987 + 0.000711)] = 8.33 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.022498 / 120) * 100 = 0.019 \text{ [%]}$$

Los resultados obtenidos por medio del computador son los siguientes:

Voltage Drops for Transformer T-19 Due to Customer Loads
 KVA Size: 50.0 Primary Voltage: 7620
 Percent IR: 0.0% Percent IX: 0.0% Secondary Voltage: 120/240

Line	Color	Wire Type	Length	Dmd (KW)	Voltage Drop (%)	Total V. Drop (%)	Current Flow (Amps)
1	WHITE	4/0	4	7	0.09	0.09	58.3
2	RED	1/0	4	2	0.04	0.13	16.7
3	GREEN	4/0	10	5	0.18	0.27	41.7
4	BLUE	1/0	4	2	0.04	0.31	16.7
5	YELLOW	4/0	10	3	0.10	0.37	25.1
6	CYAN	1/0	4	2	0.05	0.42	16.7
7	MAGENTA	4/0	11	1	0.04	0.41	8.4
8	GREY	1/0	4	1	0.02	0.43	8.4
9	ORANGE	4/0	23	1	0.08	0.08	8.3
10	PINK	1/0	4	1	0.02	0.10	8.3

CÁLCULOS PARA T-30

LINEA (1) : SECUNDARIO (6 m)

$$P1 = 8000 / 3 = 2666.666$$

$$P2 = 120 / \sqrt{3} = 69.282$$

$$P3 = 6 * 0.445 * 0.9 / 1609 = 0.001493$$

$$P4 = \text{SEN}(\text{ARCOS}(0.9)) = 0.436$$

$$P5 = 6 * 0.581 * 0.436 / 1609 = 0.000945$$

$$\text{VOL_DROP} = (2666.666 / 69.282) * (0.001493 + 0.000945) * \sqrt{3} = 0.162533 \text{ [V]}$$

$$\text{LINE_CURRENT} = [0.162533 / (0.001493 + 0.000945)] = 66.66 \text{ [A]}$$

$$\text{PRCNT_VDROP} = (0.162533 / 120) * 100 = 0.135 \text{ [%]}$$

Los resultados obtenidos por medio del computador son los siguientes:

Voltage Drops for Transformer T-30 Due to Customer Loads
 KVA Size: 75.0 Primary Voltage: 7620
 Percent IR: 0.0% Percent IX: 0.0% Secondary Voltage: 120/240

Line	Color	Wire Type	Length	Dmd (KW)	Voltage Drop (%)	Total V. Drop (%)	Current Flow (Amps)
1	WHITE	4/0	6	8	0.15	0.15	66.7

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

PARA TLM.

De acuerdo al reporte que se obtiene de la aplicación del comando antes mencionado, se ve claramente que la demanda promedio para T-19 es menor que cualquiera de las demandas individuales de cualquiera de los abonados conectados a este transformador de distribución; situación que no se da para el transformador T-30 lo cual es obvio puesto que este transformador da servicio a un sólo abonado.

En lo que respecta al factor de coincidencia, se ve que los abonados servidos por el T-19, hacen uso de sus artefactos eléctricos de manera muy similar durante un mismo periodo de tiempo durante el día. Para el caso del T-30 el factor de coincidencia es uno lo cual era de esperarse ya dicho transformador solo alimenta a un cliente.

Para el caso del factor de utilización, de los resultados obtenidos, se ve claramente que que ambos transformadores analizados (T-19 y T-30), no se encuentran sobrecargados lo cual brinda la posibilidad de ampliar la carga (en el futuro) de los circuitos secundarios de ambos transformadores; así para el caso del T-19 permite en la actualidad que los abonados a los que alimenta aumenten su carga actual ó incluso posibilita que se acoplen abonados adicionales a su circuito secundario. Para el caso del T-30, su propietario tiene la posibilidad de incrementar su carga lo cual se traduciría en en la adquisición de nuevos artefactos eléctricos ó ampliaciones futuras de la vivienda.

Con respecto al factor de carga que se obtuvo en el reporte que presenta el uso del comando TLM, vemos que este se aproxima al factor de carga asumido para los cálculos de demanda empleados en el ingreso de datos que fue

de 0.55, el cual se ajusta dentro de los rangos de este factor para los abonados de tipo residencial.

En lo referente al factor de pérdidas porcentuales de potencia, como resulta do del paso de la demanda promedio a la demanda pico que para el caso de ambos transformadores representa un valor relativamente alto.

PARA VOLTAGE DROP.

Los resultados obtenidos de la aplicación de este comando, muestran que las caídas porcentuales de voltage en cada segmento de conductor que integran el circuito secundario y las acometidas conectadas a su respectivo transformador de distribución son bajas, por lo que la diferencia de voltaje que se da entre la salida de los terminales secundarios del transformador de distribución, y el voltaje que se recibe en la entrada de cada vivienda, difieren poco.

Como complemento de lo dicho anteriormente, las caídas porcentuales de voltage en cada tramo de conductor del secundario y las acometidas se encuentran dentro de los rangos aceptables de caídas de tensión.

CONCLUSIONES Y **RECOMENDACIONES.**

- Antes de ingresar una red de distribución eléctrica, se debe revisar que el formato de los datos estén acordes con las necesidades de la empresa eléctrica, caso contrario hacer las modificaciones necesarias en SCRIPTS y realizar una reorganización de la base de datos si fuese necesario.

- La navegación por medio de menús a través del programa CABLECAD automatiza al máximo el ingreso de la red eléctrica así como también la ejecución de los diferentes programas de cálculo de ingeniería que posee.

- Posee opciones de entrada y salida de planos (eléctricos, urbanísticos) los mismos que facilitan una mejor comprensión de la red eléctrica en su totalidad. La opción de entrada de planos se refiere a que CABLECAD permite la configuración con una mesa digitalizadora y el tradicional ingreso por diskette, la opción de salida se refiere a que permite la configuración con un plotter y por supuesto con una impresora.

- Permite interfases con programas de flujo de carga, ubicación de capacitores, SCADA, los cuales utilizan la información que posee las redes eléctricas.

- CABLECAD es un software muy versátil tanto es así que todos sus programas de computación internos son accesibles al usuario para que éste los pueda modificar, eliminar, y hasta crear nuevos programas, ya que el lenguaje utilizado para los programas es de fácil comprensión y además ENGHOUSE proporciona un manual de lenguaje de los diferentes comandos utilizados en la programación de CABLECAD.

- Posee comandos que permiten comprobar que el plano eléctrico se lo realice correctamente en base a la relación padre-hijo que debe existir entre los diferentes elementos eléctricos. En el caso que se corra un cálculo de ingeniería y la red eléctrica no se encuentre correctamente dibujada la máquina quedaria inhibida, y se procedería a apagarla y encenderla nuevamente para poder realizar los correctivos necesarios.

-Facilita la apreciación de las redes primarias, secundarias, transformadores y todos los demás elementos que conforman una red eléctrica, puesto que al dibujarlos CABLECAD automáticamente los va ubicando en diferentes capas establecidas por default .

ANEXOS

