



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

FIEC

“ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE
PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES DE ENERGÍA EN LA
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL GUAYAS-LOS RÍOS
EMELGUR”.

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN: POTENCIA

Presentada por:

Carlos Alberto Villavicencio Bellolio

Galo Alexander Cárdenas Mosquera

Luís Alipio Hidalgo Silva

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2007

AGRADECIMIENTO

A Dios, por habernos permitido la culminación de nuestra carrera universitaria con éxito y acompañado en cada momento, durante esta etapa de nuestra vida estudiantil.

Al Ing. Adolfo Salcedo, nuestro Director y amigo; gran valuarte para la culminación de este proyecto de graduación.

A la Empresa Eléctrica EMELGUR, por las facilidades brindadas de información y equipos, lo que nos ha permitido la culminación de este trabajo.

A todos los Profesores y personas de la ESPOL, que de alguna u otra manera, fueron partícipes de nuestro desarrollo estudiantil.

Carlos, Galo, Luís

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con todo mi amor a Dios, por estar siempre conmigo, en cada instante y más aún, en los momentos más duros y difíciles de mi vida.

A mi querida madre Clara Elena, a mi inolvidable padre Vicente, por sus sabios y oportunos consejos y ser los artífices de convertirme en una persona de bien y útil a la sociedad.

A Karina, mi amada esposa, por su incondicional apoyo en todo momento .

A mis hermanos, en especial a Eloisa y Piedad, por brindarme su cariño sincero.

Carlos Alberto

DEDICATORIA

A Dios, el ser supremo que siempre está junto a nosotros y que nunca nos abandona.

A mi madre Gladys, una mujer luchadora e incansable hasta ver cumplida las metas de sus hijos.

A mi padre Galo, un hombre siempre pendiente de cada paso que he dado.

A mi esposa Janeth, por su perseverancia y apoyo Incondicional, en los buenos y malos momentos y siempre pendiente de que cada proyecto culmine con éxito.

A mi hijo Sebastián, el motivo de seguir luchando y de conseguir nuevas metas.

A mis hermanos Lorena, Javier, Marlon y Ricardo.

Galo

DEDICATORIA

Agradezco a Dios y a mis padres, por haber iluminado el camino de mi carrera profesional.

A mis profesores, por haber dado esos conocimientos para desenvolverme en la vida profesional.

A mis amigos, que dimos lo mejor de lo mejor juntos en este proyecto.

A mi esposa e hijos que juntos hemos podido superar esos malos momentos y su recompensa es, esta gran felicidad, que no es para menos, "SER INGENIERO"

Gracias

Luís Hidalgo S

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Holger Cevallos
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Ing. Adolfo Salcedo G.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Jorge Chiriboga V.
VOCAL

Ing. Leo Salomón F.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

CARLOS ALBERTO VILLAVICENCIO BELLOLIO

GALO ALEXANDER CÁRDENAS MOSQUERA

LUIS ALIPIO HIDALGO SILVA

RESUMEN

El elevado nivel de pérdidas de energía que presentan las empresas eléctricas nos hace deducir la falta de eficacia y el desorden administrativo que tienen las empresas, debido a que no existe un control adecuado de los programas de reducción de pérdidas.

Uno de los factores que ponen en evidencia el incremento de las pérdidas, tanto técnicas como las no técnicas es la falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización que conduce a un deterioro en la eficiencia de las instalaciones eléctricas y un deficiente servicio que presta.

El control de las pérdidas de energía eléctrica debe ser una preocupación permanente de todos los departamentos de una empresa eléctrica y no solo de algún departamento específico al que se disponga como estratégicamente responsable de esta función.

La gestión eficiente y la optimización de sus instalaciones y recursos humanos deben ser una preocupación y una función generalizada en todos los sectores de la empresa.

OBJETIVOS DEL ESTUDIO:

El siguiente trabajo tiene por objetivo considerar y analizar los aspectos para el control de pérdidas de energía en la Empresa Eléctrica Guayas – Los Ríos (**EMELGUR**).

De acuerdo a la información de las instalaciones eléctricas del sistema actual y sus condiciones de operación, determinaremos las pérdidas técnicas. Para una mejor evaluación y análisis de las pérdidas técnicas hemos dividido el sistema eléctrico de distribución en: líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, alimentadoras primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

En base a las inspecciones de los usuarios masivos y grandes consumidores, determinaremos las pérdidas no técnicas para su respectivo análisis, así mismo, para una mejor determinación de las pérdidas no técnicas hemos considerado dividir a estas pérdidas, en pérdidas por error y fraude en las instalaciones de medición y pérdidas de carácter administrativo.

Con los resultados obtenidos en la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas y a su vez la utilización de conceptos técnicos y económicos, estableceremos los criterios para reducir y controlar dichas pérdidas.

De acuerdo al sistema de comercialización, realizaremos el respectivo análisis y con criterios de eficiencia de gestión, estableceremos las recomendaciones para realizar una reingeniería de proceso.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
ÍNDICE DE LÁMINAS.....	XXIV
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XXVI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XXVII
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	251
BIBLIOGRAFÍA.....	411

CAPÍTULO 1

1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	2
1.2.1 Organigrama Administrativo.....	4
1.2.2 Tipos de servicio que ofrece.....	5
1.2.3 Cobertura del servicio.....	6
1.2.4 Clasificación de los clientes por tipo de servicio.....	7

1.3	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA.....	8
1.3.1	Características y configuración del sistema eléctrico.....	8
1.3.2	Puntos de recepción del mercado Eléctrico Mayorista.....	12
1.3.3	Redes de subtransmisión a 69 KV.....	15
1.3.4	Subestaciones de reducción.....	16
1.3.5	Alimentadoras primarias.....	17
1.3.6	Redes secundarias.....	18
1.3.7	Comportamiento de la carga.....	19

CAPÍTULO 2

2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

2.1	ENFOQUE DE LOS TIPOS DE PÉRDIDAS EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN.....	20
2.2	CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGIA.....	21
2.2.1	Pérdidas técnicas.....	22
2.2.1.1	Red de subtransmisión.....	24
2.2.1.2	Subestaciones de distribución.....	27
2.2.1.3	Red de distribución.....	29
2.2.1.4	Transformadores.....	30
2.2.1.5	Red secundaria.....	32
2.2.1.6	Acometida.....	32

2.2.2	Pérdidas no técnicas o comerciales.....	33
2.2.2.1	Causas que producen las pérdidas no técnicas.....	34
2.2.2.2	Clasificación de las pérdidas no técnicas.....	34
2.2.2.2.1	Pérdidas sociales.....	35
2.2.2.2.2	Pérdidas administrativas.....	36
2.2.2.3	Descripción histórica de las pérdidas no técnicas en la Empresa.....	38

CAPITULO 3

3. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

3.1	METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN.....	41
3.1.1	Flujo de carga.....	42
3.1.2	Red de subtransmisión.....	42
3.1.2.1	Análisis de la red utilizando el simulador Power World.....	44
3.1.2.1.1	Pérdidas en líneas de subtransmisión...	46
3.1.2.1.2	Pérdidas de subestaciones.....	54
3.2	METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN.....	56

3.2.1	Red de distribución.....	57
3.2.2.1	Análisis de la red de distribución primaria	57
3.2.2.1.1	Pérdidas en Aliment. Primarias.....	60
3.2.2.1.2	Pérdidas en transformadores de distribución..	71
3.2.2.1.3	Pérdidas en líneas secundarias.....	84
3.2.1.1.4	Pérdidas en acometidas.....	100

CAPÍTULO 4

4.	DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES.....	112
4.1	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES.....	113
4.2.	SELECCIÓN DE LA MUESTRA A ESTUDIAR.....	114
4.2.1	Aspectos generales de la muestra en estudio.....	115
4.2.2	Datos históricos y estadísticos de la muestra.....	121
4.2.3	Análisis de la información estadística de la muestra.....	121
4.3.	CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES.....	126
4.3.1	Resultados obtenidos.....	136
4.3.2	Análisis de los resultados.....	138
4.4.	PROCESOS COMERCIALES ACTUALES DE LA EMPRESA.....	139
4.4.1	Procesos administrativos más importantes.....	139
4.4.1.1	Proceso de facturación.....	140

4.4.1.2	Proceso de contratación.....	141
4.4.2	Estudio del proceso de facturación para clientes residenciales	142
4.4.2.1	Descripción del proceso.....	143
4.4.2.2	Estructura del flujo del proceso.....	163
4.4.2.3	Análisis de eficiencia del proceso.....	167

CAPÍTULO 5

5. PROYECTO PARA MEJORAR EL PROCESO DE FACTURACIÓN:

“SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN DE DATOS EN BAJA TENSIÓN

	SMART IMS”	175
5.1	GENERALIDADES DEL SISTEMA “SMART IMS”.....	177
5.1.1	Descripción del sistema SMART IMS.....	180
5.1.2	Alcance del Proyecto.....	181
5.1.3	Componentes del sistema “SMART IMS”.....	182
5.2	OBJETIVOS DEL SISTEMA “SMART IMS”.....	183
5.2.1	Medición de energía eléctrica.....	184
5.2.2	Gestión de pérdidas.....	188
5.2.3	Lectura remota automatizada (AMR).....	189
5.2.4	Transmisión de datos de medición vía Power Line Carrier.....	190
5.2.5	Datos de medición detallados disponibles para el usuario.....	192
5.2.6	Gerenciamiento del consumo de energía eléctrica flexible y	

Automático.....	193
5.2.7 Control de balanceamiento de energía activa en secciones de la red de distribución definidas	194
5.2.8 Detección y localización de pérdidas y fraudes.....	195
5.2.9 Sistema de alarma para redes de distribución y control de las Condiciones de los dispositivos de medición.....	199
5.2.10 Centralización de colecta y almacenamiento de datos.....	201
5.2.11 Tarifa diferenciada.....	202
5.2.12 Prepagamiento.....	204
5.2.13 Preparación de datos por factura.....	204
5.2.14 Corte/reconexión remoto.....	205
5.3 REINGENIERÍA DEL PROCESO DE FACTURACIÓN.....	207
5.3.1 Descripción del proceso mejorado.....	207
5.3.2 Estructura del futuro proceso mejorado.....	210
5.3.3 Eficiencia del proceso mejorado.....	210

CAPÍTULO 6

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCESO COMERCIAL.....	212
6.1 OBJETIVOS GENERALES Y ESTRUCTURACIÓN DEL ESTUDIO ECONÓMICO.....	214
6.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS.....	215

6.2.1	Costos de producción.....	216
6.2.2	Costos financieros.....	217
6.3	INVERSIÓN TOTAL INICIAL.....	217
6.4	CRONOGRAMA DE INVERSIONES.....	218
6.5	MÉTODOS DE EVALUACIÓN TOMANDO EN CUENTA EL VALOR DEL DINERO A TRAVÉS DEL TIEMPO.....	227
6.5.1	Valor presente neto (VPN).....	228
6.5.1.1	Definición.....	230
6.5.1.2	Ventajas y desventajas.....	231
6.5.2	Tasa interna de retorno (TIR).....	232
6.5.2.1	Definición.....	233
6.5.2.2	Ventajas y desventajas.....	233
6.6	RESULTADOS ESPERADOS.....	234
6.6.1	Problema que se pretende resolver.....	234
6.6.2	Ubicación del problema y beneficios que se esperan.....	238

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Nombre	Página
3.1	Sistema Daule características de las líneas de Subtransmisión.....	267
3.2	Sistema Quevedo características de las líneas de Subtransmisión.....	268
3.3	Sistema Durán características de las líneas de Subtransmisión.....	269
3.4	Sistema Daule características de los transformadores de subestaciones.....	270
3.5	Sistema Quevedo características de los transformadores de subestaciones.....	271
3.6	Sistema Durán características de los transformadores de Subestaciones.....	272
3.7	Caract. Tecn. S/E Durán Sur, Aliment. Centro de Durán Comedor.....	273
3.8	Caract. Técn. Fase “A” S/E Durán Sur, Alimt. Centro de Durán Comedor.....	274
3.9	Caract. Técn. Fase “B” S/E Durán Sur, Alimt. Centro de Durán Comedor.....	275

3.10	Caract. Técn. Fase “C” S/E Durán Sur, Alimt. Centro de Durán Comedor.....	276
3.11	Caract. Técn. Sistema Durán S/E Durán Norte, Alimt. Peñón del Río.....	277
3.12	Caract. Técn. Fase “A” Sist. Durán S/E Durán Norte, Alimt. Peñón del Río.....	278
3.13	Caract. Técn. Fase “B” Sist. Durán S/E Durán Norte, Alimt. Peñón del Río.....	279
3.14	Caract. Técn. Fase “C” Sist. Durán S/E Durán Norte, Alimt. Peñón del Río.....	280
3.15	Caract. Técn. Sist. Daule S/E Palestina, Alimt. Santa Lucía.....	281
3.16	Caract. Técn. Fase “A” Sist. Daule S/E Palestina, Alimt. Santa Lucía.....	282
3.17	Caract. Técn. Fase “B” Sist. Daule S/E Palestina, Alimt. Santa Lucía.....	283
3.18	Caract. Técn. Fase “C” Sist. Daule S/E Palestina, Alim. Santa Lucía.....	284
3.19	Caract. Técn. Sistema Daule S/E Palestina, Alimt. CEDEGE.....	285
3.20	Caract. Técn. Fase “A” Sistema Daule S/E Palestina, Alimt. CEDEGE.....	286

3.21	Caract. Técn. Fase “B” Sistema Daule S/E Palestina, Alimt CEDEGE.....	287
3.22	Caract. Técn. Fase “C” Sistema Daule S/E Palestina, Alimt. CEDEGE.....	288
3.23	Caract. Técn. S/E Quevedo Norte, Alimt. San Camilo.....	289
3.24	Caract. Técn. Fase “A” S/E Quevedo Norte, Alimt San Camilo...	290
3.25	Caract. Técn. Fase “B” S/E Quevedo Norte, Alimt San Camilo....	291
3.26	Caract. Técn. Fase “C” S/E Quevedo Norte, Alimt San Camilo....	292
3.27	Caract. Técn. S/E Quevedo Sur, Alimt San José Viva Alfaro.....	293
3.28	Caract. Técn. Fase “A” S/E Quevedo Sur, Alimt San José Viva Alfaro.....	294
3.29	Caract. Técn. Fase “B” S/E Quevedo Sur, Alimt San José Viva Alfaro.....	295
3.30	Caract. Técn. Fase “C” S/E Quevedo Sur, Alimt. San José Viva Alfaro.....	296
3.31	Kp Promedio de las muestras de alimentadoras.....	297
3.32	Pérdidas de potencia en Alimentadoras del Sist. Durán.....	298
3.33	Pérdidas de potencia en Alimentadoras del Sist. Daule.....	299
3.34	Pérdidas de potencia en Alimentadoras del Sist. Quevedo.....	300
3.35	Factor de pérdidas por alimentadora Sist. Durán.....	301
3.36	Factor de pérdidas por alimentadora Sist. Daule.....	302

3.37	Factor de pérdidas por alimentadora Sist. Quevedo.....	303
3.38	Pérdidas de energía en alimentadoras Sist. Durán.....	304
3.39	Pérdidas de energía en alimentadoras Sist. Daule.....	305
3.40	Pérdidas de energía en Alimentadoras Sist. Quevedo.....	306
3.41	Pérdidas de potencia de Transf. De distribución de la Muestra.....	307
3.42	Parámetros Ko. Kcu de los Transf. De distribución de la muestra.....	308
3.43	Valores promedios Ko, Kcu de lo Transf. de distribución.....	309
3.44	Pérdidas de potencia en Transf. de distribución del Sistema Durán.....	310
3.45	Pérdidas de potencia en Transf. de distribución del Sistema Daule.....	311
3.46	Pérdidas de potencia en Transf. de distribución del Sistema Quevedo.....	312
3.47	Pérdidas de potencia en los Circ. Secund. Eléctricos, Sist. Durán, S/E Durán Sur, Alimt. Hacia centro de Durán – Comedor.....	313
3.48	Pérdidas de potencia en los Circ. Secund. Eléctricos, Sist. Durán, S/E Durán Norte, Alimt. Peñón del Río.....	314
3.49	Pérdidas de potencia en los Circ. Secund. Eléctricos, Sist. Daule, S/E Daule, Alimt. Daule.....	315

3.50	Pérdidas de potencia en los Circ. Secund. Eléctricos, Sist. Daule, S/E Palestina, Alimt. Santa Lucía.....	316
3.51	Pérdidas de potencia en los Circ. Secund. Eléctricos, Sist. Quevedo, S/E Quevedo Sur, Alim. Centro de Quevedo.....	317
3.52	Pérdidas de potencia en los Circ. Secund., Sist. Quevedo, S/E Quevedo Norte, Alimt San Camilo.....	318
3.53	Pérdidas de potencia de Alumb. Público, Sist. Durán,..... S/E Durán Sur, Alim. Hacia centro de Durán – comedor.....	319
3.54	Pérdidas de potencia de Alumb. Público, Sist. Durán, S/E Durán Norte, Alimt Peñón del Río.....	320
3.55	Pérdidas de potencia de Alumb. Público, sistema Daule, S/E Daule, Alimentadora Daule.....	321
3.56	Pérdidas de potencia de Alumb. Público, sistema Daule, S/E Daule, Alimentadora Santa Lucía.....	322
3.57	Pérdidas de potencia de Alumb. Público, sistema Quevedo, S/E Quevedo Sur, Alimentadora centro de Quevedo.....	323
3.58	Pérdidas de potencia de Alumb. Público, sistema Quevedo, S/E Quevedo Norte, Alimentadora San Camilo.....	324
3.59	Pérdidas de potencia en acometidas, sistema Durán, S/E Durán Sur, Alimentadora Peñón del Río.....	325
3.60	Pérdidas de potencia en acometidas, sistema Durán, S/E Durán Sur, Alimt. Hacia centro de Durán-Comedor	326

3.61	Pérdidas de potencia en acometidas, sistema Daule, S/E Daule, Alimentadora Daule.....	327
3.62	Pérdidas de potencia en acometidas, sistema Daule, S/E Palestina, Alimentadora Santa Lucía.....	328
3.63	Pérdidas de potencia en acometidas, sistema Quevedo, S/E Quevedo Sur, Alimt. Centro de Quevedo.....	329
3.64	Pérdidas de potencia en acometidas, sistema Quevedo, S/E Quevedo Norte, Alimentadora San Camilo.....	330
4.1	Caract. del servicio de la muestra El Recreo – Durán.....	331
4.2	Caract. Técnicas del sistema de medición de la muestra.....	332
4.3	Condiciones de operación de la muestra El Recreo.....	333

ÍNDICE DE LÁMINAS

LÁMINAS	NOMBRE	PÁGINA
1	Diagrama Unifilar del Sistema de subtransmisión de Durán.....	335
2	Diagrama Unifilar del Sistema de subtransmisión de Daule.....	336
3	Diagrama unifilar del Sistema de subtransmisión de Quevedo.....	337
4	Diagrama Unifilar Alim. Primaria Durán, hacia Centro Durán.....	338
5	Diagrama Unifilar Alim. Primaria, Peñón del Río.....	339
6	Diagrama Unifilar Alim. Primaria, CEDEGE.....	340
7	Diagrama Unifilar Alim. Primaria, Santa Lucía.....	341
8	Diagrama Unifilar Alim. Primaria San Camilo.....	342
9	Diagrama Unifilar Alim. Primaria San José de Viva Alfaro.....	343
10	Diagrama Unifilar circuito secundario, Alimentadora Primaria Peñón del Río.....	344

11	Diagrama Unifilar circuito secundario,.Alimentadora Hacia el centro de Durán.....	345
12	Diagrama Unifilar circuito secundario Alimentadora Santa Lucía.....	346
13	Diagrama Unifilar circuito secundario Daule.....	347
14	Diagrama Unifilar circuito secundario, Alimentadora San Camilo.....	348
15	Diagrama Unifilar circuito secundario Alimentadora Centro de Quevedo.....	349
16	Muestra tomada de la Cdla. El Recreo, sector 52 del Sistema Eléctrico de Durán para el Proyecto de reducción de pérdidas comerciales.....	350
17	Muestra tomada de la Cdla. El Recreo, sector 53 del Sistema Eléctrico de Durán para el Proyecto de reducción de pérdidas comerciales.....	351

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXOS	NOMBRE	PÁGINA
1	Boletín Técnico del Centro de Control SCADA de EMELGUR.....	353
2	Curvas de carga de transformadores de distribución Medidos.....	393
3	Características técnicas de transformadores de Distribución.....	396
4	Oferta comercial presentada por la Compañía ITRON SISTEMAS E TECNOLOGÍA LTDA.....	397
5	Presupuesto referencial por el rubro de mano de obra de la instalación de los puntos de medición ITRON presentada por el GRUPO IMPROEL.....	407
6	Curvas de carga de días típicos laborables y no Laborables.....	408
7	Balance de energía y potencia disponible.....	410

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURAS	NOMBRE	PÁGINA
4.1	Pérdidas de energía acumulada año 2005.....	121
4.2	Distribución porcentual de medidores del sector 52, Cdla. El Recreo, Durán.....	122
4.3	Distribución porcentual de medidores del sector 53, Cdla. El Recreo, Durán.....	122
4.4	Evolución histórica de la demanda del sector 52 Cdla. El Recreo, Durán.....	123
4.5	Evolución histórica de la demanda del sector 53 Cdla. El Recreo, Durán.....	123
4.6	Consumo vs. Pérdidas del sector 52 y 53 (A).....	124
4.7	Consumo vs. Pérdidas del sector 52 y 53 (B).....	124
4.8	Consumo vs. Pérdidas del sector 52 y 53 (C).....	125
4.9	Consumo vs. Pérdidas del sector 52 y 53 (D).....	125
4.10	Energía disponible.....	132
4.11	Energía facturada.....	133
4.12	Flujograma del proceso de lectura.....	164
4.13	Flujograma del proceso de validación.....	165

4.14	Flujograma del proceso de liquidación e impresión de Planillas.....	166
5.1	Componentes del Sistema SMART IMS.....	182
5.2	Medidor electrónico monofásico, modelo NP51 clásico.....	184
5.3	Sincronización de medidores.....	188
5.4	Lectura remota automatizada.....	190
5.5	Arquitectura SMART IMS.....	191
5.6	Interfase del Software de los datos de medición.....	193
5.7	Interfase del Software del balanceamiento de carga.....	195
5.8	Alarma por conexión inversa.....	196
5.9	Alarma por intercambio de la fase por el neutro.....	197
5.10	Alarma por desvío total de la medición.....	197
5.11	Alarma por desvío parcial de la medición.....	198
5.12	Alarma por desvío parcial de la medición.....	198
5.13	Interfase del Software para tarifación múltiple.....	203
5.14	Tratamiento de datos.....	205
5.15	Interfase del Software de corte/reconexión remota.....	206

CAPÍTULO 1

1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 INTRODUCCIÓN

Este proyecto de graduación tiene como objetivo principal el de tomar en consideración los siguientes tópicos para el control de pérdidas de Energía en la Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos **(EMELGUR)**.

De acuerdo con la información disponible de las instalaciones eléctricas del sistema actual procedemos a determinar y analizar las pérdidas técnicas.

Con el propósito de obtener un mejor estudio de estas pérdidas técnicas dividimos al Sistema eléctrico en: Sistema de Subtransmisión, Sub estaciones de Distribución, Líneas primarias, Transformadores de distribución, Circuitos secundarios, Alumbrado público y Acometidas.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

En Marzo del año 1.982, INECEL y las Empresas Eléctricas Milagro, Los Ríos y Santa Elena, en cumplimiento con la Ley Básica de Electrificación, conformaron la Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A., **EMELGUR**, e iniciaron la Operación de los Sistemas Administrativos en Agosto de ese año.

El capital suscrito por los Accionistas fue de US \$ 798.402,20 dólares de esa época, el mismo, que a Diciembre del 2.005 alcanza la cantidad de 24,5 millones de dólares.

Posteriormente, con la promulgación del Decreto # 124 y la Ley # 034, que fue creado como generador de fondos para la electrificación rural, se constituyeron en accionistas de **EMELGUR** los Consejos Provinciales del Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi y Azuay. Con la vigencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y la extinción de INECEL, en la actualidad, el mayor accionista es el Fondo de Solidaridad.

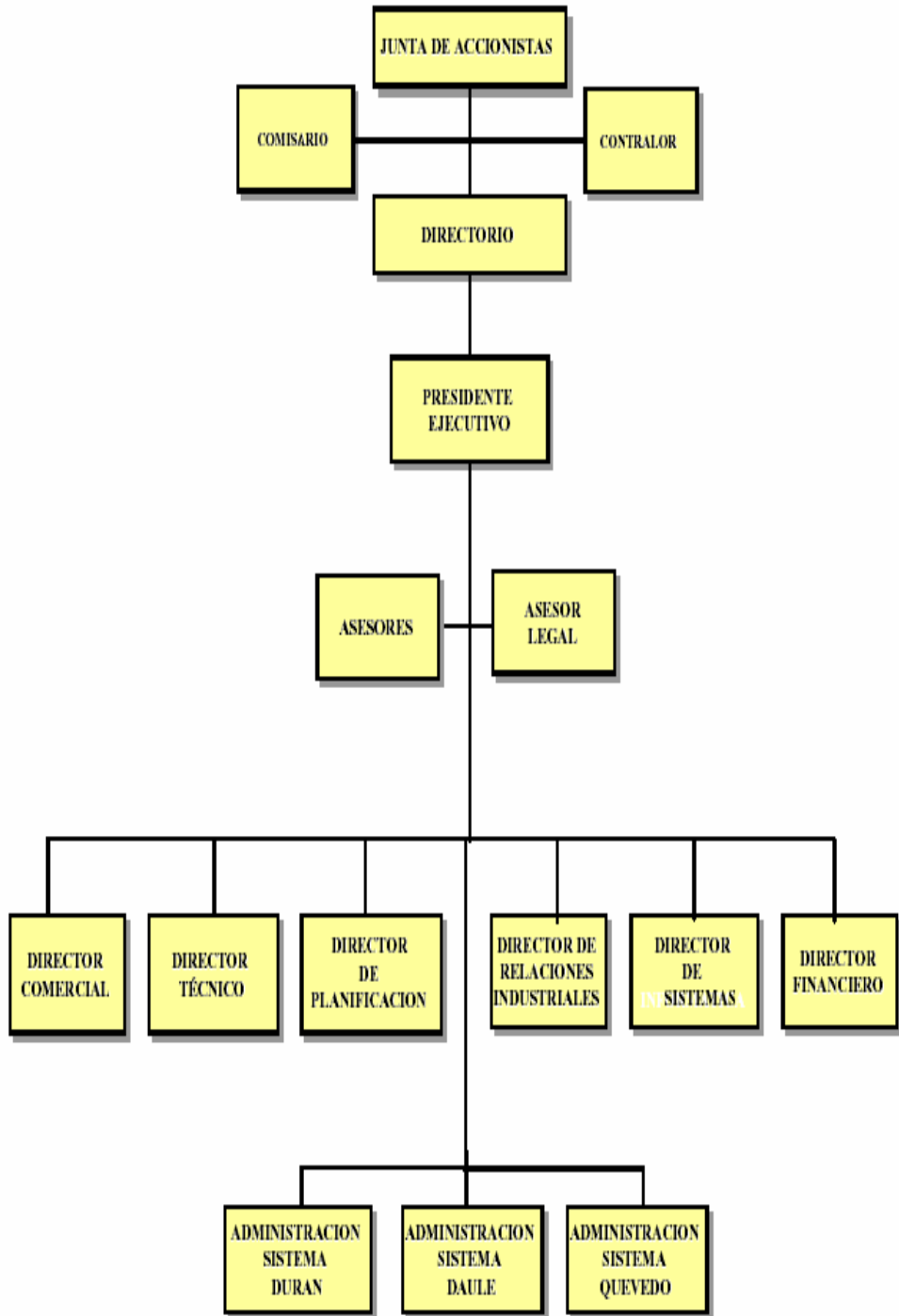
Luego del aumento de capital que se encuentra en trámite, el capital patrimonial de la compañía superará los US \$28,85 millones de dólares.

La misión de la empresa es de satisfacer la demanda de los clientes y la creación de fuentes no convencionales de energía eléctrica, para satisfacer de manera ágil, confiable y continua a todos los clientes en el área servida.

Preservar el medio ambiente y contribuir al desarrollo socioeconómico del país con un recurso humano comprometido y altamente calificado.

Estos servicios se ofrecerán con tarifas competitivas, mediante la incorporación de tecnología de punta reafirmando nuestros principios y valores corporativos.

1.2.1 Organigrama Administrativo



1.2.2 Tipos de servicio que ofrece

EMELGUR ofrece los servicios de suministro de energía eléctrica a toda su área de concesión, además, da el servicio de atención al cliente, ya sea, por emergencia, corte y reconexión de medidores en tres Sistemas: Operativos, Comerciales y una Administración Central.

Los primeros constituidos por los Sistemas eléctricos denominados Durán, Daule y Quevedo, con base en las ciudades del mismo nombre.

La segunda integrada por las áreas: Comercial, Técnica, Planificación, Financiera, Informática y de Recursos Humanos, con base en la ciudad de Guayaquil.

Además, cada sistema cuenta con un Administrador, el cuál coordina los aspectos Técnicos, Comerciales, Financieros, de recursos humanos o de planificación, con la Administración Central, la que procura darle autonomía administrativa y operativa.

1.2.3 Cobertura del servicio

El área de servicio de **EMELGUR** cubre a poblaciones que pertenecen a 25 cantones de 4 provincias, conforme se detalla a continuación:

En la **Provincia del GUAYAS** Le dá servicio a 14 cantones: Durán, Samborondón, Salitre, Daule, Lomas de Sargentillo, Pedro Carbo, Santa Lucía, Palestina, Colimes, Balzar, El Empalme, Isidro Ayora, Nobol, y la parroquia Puná del Cantón Guayaquil.

En la **Provincia de LOS RIOS**, a los cantones: Quevedo, Buena Fe, Valencia, Mocache y parte de Baba, Vinces, Palenque y Ventanas.

En la **Provincia del COTOPAXI**, a parte de los cantones: La Maná y Pagua.

En la **Provincia de MANABI** a el sur oriente del cantón Pichincha.

El área total de servicio que cubre es de 10.511 km², de los cuales el 75% pertenecen a la provincia del Guayas, el 24% a la provincia de Los Ríos y el 1% a otras provincias. Dicha superficie, tiene una

población estimada de 1'017.759 habitantes y presenta una densidad poblacional de 96.83 habitantes/km².

En el año 2.005 el servicio de energía eléctrica se amplió a más de 27.000 habitantes que albergaban más de 5.000 familias, por lo que, al 31 de Diciembre del 2.005, dicha energía llegó a más de 790.000 habitantes, cifra aproximadamente equivalente al 78% del área de servicio.

La tasa de expansión del servicio representó un incremento del 3.35% en el número de clientes con relación al año 2.005.

1.2.4 Clasificación de los clientes por tipo de servicio

Los clientes según el tipo de servicio se clasifican en Residencial, Comercial, Industrial y otros.

A fines del año 2.005, la Empresa **EMELGUR** registró 176.188 clientes, cuya distribución de clientes y de consumos de energía según el tipo de servicio es el que vemos a continuación en el siguiente cuadro:

DISTRIBUCIÓN DE LOS ABONADOS DE EMELGUR DEL AÑO 2005				
SERVICIO	ABONADOS		CONSUMO	
	CANTIDAD	%	MWH	%
RESIDENCIAL	163294	92,68	235161,060	47,01
COMERCIAL	10.343	5,87	73465,16	14,68
INDUSTRIAL	724	0,41	86799,40	17,35
BOMBEO DE AGUA	427	0,24	43326,16	8,66
ALUMBRADO PÚBLICO	40	0,02	38234,77	7,64
ENTIDADES OFICIALES	321	0,18	5871,32	1,17
ASISTENCIA SOCIAL	101	0,06	1618,39	0,32
BENEFICIO PÚBLICO	938	0,53	2701,52	0,54
OTROS			13104,54	2,62
TOTAL SISTEMA EMELGUR	176.188	100,00	500282,32	100,00

Fuente: Dpto. Planificación EMELGUR

1.3. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA

1.3.1 Características y configuración del sistema eléctrico

A finales del año 2.005, EMELGUR contó con 369,5 Km. de líneas de subtransmisión, 182/226 MVA repartidas en 18 Subestaciones de distribución; 2.877.70 Km. de líneas de distribución y una gran cantidad de redes en baja tensión.

El sistema de generación aislado en la Isla Puná consiste en plantas Termoeléctricas a diesel con dos máquinas marca CUMMINS de 560 KW y una máquina marca Caterpillar de 350 Kw., que entraron en operación el 18 de Agosto de 1.998 y Octubre del año 1.999 respectivamente, para sustituir a los viejos generadores y operar en forma alternada en la Isla Puná Nueva, así como, otra planta Termoeléctrica a diesel con una máquina marca KHOLER de 100 KVA en Campo Alegre.

<i>DESCRIPCION</i>	<i>SISTEMAS</i>			<i>TOTAL 2004</i>
	<i>DURAN</i>	<i>DAULE</i>	<i>QUEVEDO</i>	
<i>LINEAS ELECTRICAS (KM)</i>				
<i>DISTRIBUCION</i>	351,7	1.286,7	1.239,3	2.877,7
<i>Líneas Eléctricas monofásicas (Km)</i>	166,1	907	924,5	1.997,6
<i>Líneas Eléctricas bifásicas (Km)</i>	40,7	162,2	86,4	289,3
<i>Líneas Eléctricas trifásicas (Km)</i>	144,9	217,5	228,4	590,8
<i>SUBTRANSMISION</i>	140,8	139,1	89,6	369,5
<i>SIE DISTRIBUCION</i>				
<i>MVA.</i>	73/95,25	44,50/52,25	64,50/78,5	182/226,00
<i>No.</i>	5	7	6	18
<i>TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION</i>				
<i>MVA</i>	102,1	80,7	91,7	274,5
<i>No.</i>	4.271	6001	5.575	15.847
<i>NUMERO DE CLIENTES</i>	48.213	52.223	63.756	164.192
<i>POBLACIONES ELECTRIFICADAS</i>	100	639	469	1.208
<i>DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (KW)</i>	58.698	39.951	48.656	147.305

Fuente: Dpto. Planificación EMELGUR

NOTA 1: Se han considerado los cambios de transformadores de poder en las subestaciones de distribución de los sistemas comerciales de la empresa, durante el año 2005.

NOTA 2: En el rubro de transformadores de distribución (MVA), No se ha considerado los transformadores de distribución instalados por la Superintendencia de Operaciones (no reportados).

En el año 2.005 **EMELGUR** compró al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) el 99.89% de la potencia y energía que comercializó. La diferencia la generó en las centrales termoeléctricas Puná Nueva y Campo Alegre.

El Sistema Daule normalmente recibe la energía desde la subestación de reducción Pascuales, mientras que el Sistema Durán la recibe de dos puntos de inyección: La subestación Dos Cerritos y la subestación Milagro del SNI.

El Sistema Quevedo en cambio, recibe la energía desde la subestación del mismo nombre.

El dimensionamiento físico de las subestaciones de la empresa fue el siguiente:

SISTEMA	NOMBRE	CAPACIDAD (MVA)	
		OA	FA
DURAN	DURAN SUR	2x12	2x16
	DURAN NORTE	12	16
	TENNIS	2x10	2x12,5
	SAMBORONDON	5	6.25
	EL RECREO	12	16
	SUBTOTAL DURAN	73.00	95.25
DAULE	DAULE	12	16
	PEDRO CARBO	5	6.25
	PALESTINA	10	12.5
	BALZAR	5	5
	LA TOMA (EMELGUR)	5	5
	AMERICA	2.5	2.5
	J.B.AGUIRRE	5	5
SUBTOTAL DAULE	44.5	52.25	
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	12+10	16+12,5
	QUEVEDO NORTE	10	12.5
	EL EMPALME	10	12.5
	VALENCIA	10	12.5
	BUENA FE	2x5	2x5
	DAULE-PERIPA	2.5	2.5
SUBTOTAL QUEVEDO	64.5	78.5	
CAPACIDAD INSTALADA		OA	FA
		182	226

Fuente: Dpto. Planificación EMELGUR

NOTA: En el mes de Abril, se intercambian los Transformadores de poder de las Subestaciones de Distribución de América de 5 MVA y de La Toma (Petrillo) de 2.5 MVA.

1.3.2 Puntos de recepción del mercado eléctrico mayorista (M. E. M)

Durante el año 2004, **EMELGUR** compró energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M), en la modalidad por contrato (PPA's) 366.565 Mwh que representó el 48.61%; mientras que en el Mercado Ocasional (SPOT) se compró 387.454 Mwh, que representó el 51,39% del total de la energía comprada.

En lo relacionado a costos, tenemos que en el Mercado por Contratos, el Costo Medio de Compra de la energía fue de 3,24 centavos de dólar por Kwh.; en tanto, que en el Mercado Ocasional o SPOT el Costo Medio de Compra representó 7,43 centavos de dólares por cada Kwh.

El Costo Medio de Compra de la energía total recibida fue de 5,40 centavos de dólar/Kwh.

En Total el Costo Medio de Compra de energía y Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista fue de 7.69 centavos de dólar.

A continuación se muestra un cuadro de resúmenes de energía comprada al M.E.M. (Modalidad por Contratos y Mercado Ocasional o SPOT).

CUADRO DE COMPRA DE ENERGIA AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DURANTE EL PERIODO DEL 2004				
CONTRATOS:	ENERGIA MWH	%	COSTOS US\$	COSTO MEDIO cUS\$/Kwh
TERMOESMERALDAS	27,583	3.66%	1,506,588	5.46
TERMOPICHINCHA	9,832	1.30%	793,531	8.07
ELECTROGUAYAS	32,964	4.37%	2,073,888	6.29
HIDROAUTE	233,777	31.00%	6,248,055	2.67
HIDROAGOYAN (AGOYAN)	48,454	6.43%	984,110	2.03
HIDROAGOYAN(PUCARÁ)	13,955	1.85%	283,418	2.03
SUBTOTAL 1 =====>	366,565	48.61%	11,889,590	3.24
OCASIONAL:				
ENERGIA	387,454	51.4%	28,795,345	7.43
SUBTOTAL 2 =====>	754,019	100.0%	40,684,935	5.40
POTENCIA			7,120,074	0.94
TRANSPORTE			6,341,852	0.84
OTROS			3,849,761	0.51
TOTAL DE COMPRA AL MEM (SUBTOTAL 1 + 2)====>	754,019	100.0%	57,996,622	7.69

Fuente: Dpto. Planificación EMELGUR

Grandes Consumidores:

Definición.- Es aquel cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de la energía eléctrica para consumo propio.

En marzo del 2004, el cliente **PRONACA**, tanto del Sistema Durán como del Sistema Quevedo, se convierte en Gran Consumidor.

PRONACA – DURÁN, con un consumo promedio mensual de 712.546 Kwh., y una demanda máxima de 1.94 Mw.

PRONACA – QUEVEDO, con un consumo promedio mensual de 384.589 Kwh. y una demanda máxima de 1.09 Mw.

Como ingresos por el uso de nuestras instalaciones, la empresa factura al grupo de grandes consumidores por peaje y pérdidas de distribución, un promedio de algo más de 36.000 dólares mensuales.

1.3.3. Redes de subtransmisión a 69 KV

Las líneas de subtransmisión son las encargadas de recibir la energía eléctrica de los sistemas de transmisión, para así, poder alimentar a las subestaciones de reducción o distribución, en la Láminas No 1, 2, 3, se puede apreciar toda la topología de los tres Sistemas de subtransmisión, como son: Daule, Durán y Quevedo, desde los puntos de entrega del SIN a los sistemas de subtransmisión y subestaciones de distribución.

Las redes de subtransmisión se desarrolla a lo largo de las áreas concesionadas, en tal forma, que para el Sistema Durán le corresponden 140,80 Km. de red, para el Sistema Daule 139,10 Km. de red y para el Sistema Quevedo 89,6 Km. de red, dando un total para todo el sistema de EMELGUR de 369,5 Km., de redes de subtransmisión.

1.3.4 Subestaciones de reducción

Las subestaciones de distribución o reducción son alimentadas desde las subestaciones de transmisión con líneas de subtransmisión a 69 KV.

En la Lámina No 1, 2, 3 se aprecian a estas subestaciones, que para el Sistema Durán se conforma de 5 subestaciones, con una capacidad total de 73 MVA en enfriamiento de aceite y 95.25 MVA con enfriamiento forzado.

El Sistema Daule, está conformado por 7 subestaciones de distribución, dando una totalidad de 44.5 MVA en enfriamiento de aceite y 52.25 MVA en enfriamiento forzado.

El Sistema Quevedo está formado por 6 subestaciones de distribución, dando una totalidad de 64,5 MVA en enfriamiento de aceite y 78,5 MVA en enfriamiento forzado.

La capacidad instalada para todo el sistema **EMELGUR** es de 182/226 MVA.

1.3.5 Alimentadoras primarias

Las alimentadoras primarias no son otra cosa que líneas de distribución primarias, las mismas, que salen a un voltaje de 13,9 KV, estas líneas por lo general, son de tipo aéreas pero pueden ser también de tipo subterráneas o mixtas.

Las líneas aéreas son más utilizadas por su sencillez y economía en su construcción.

Las líneas aéreas primarias del sistema **EMELGUR** son de tipo arbolar, la cuál consiste en conductores desnudos de calibre grueso al principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de línea.

El Sistema Durán está conformado de 351,7 Km. de líneas monofásicas, 166,1 Km. de líneas bifásicas y 144,9 Km. de líneas trifásicas , dando un total de 662,7 Km. de líneas.

El Sistema Daule está conformado de 907 Km. de líneas monofásicas, 162.2 Km. de líneas bifásicas y 217.5 Km. de líneas trifásicas, dando un total de 1.286,7 Km..

El Sistema Quevedo, está conformado de 924.3 Km. de líneas monofásicas, 86.4 Km. de líneas bifásicas y 288.4 Km. de líneas trifásicas, dando un total de 1.299,1 Km. de líneas.

1.3.6 Redes secundarias

Las redes secundarias distribuyen la energía, desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios.

Los sistemas de distribución secundaria para el sistema **EMELGUR** son de tipo radial y entre ellos tenemos, los siguientes:

- Monofásicos de 3 hilos
- Monofásicos de 2 hilos
- Trifásicos de 4 hilos

1.3.7 Comportamiento de la carga

Para determinar el comportamiento de la carga, iniciamos el análisis desde el arranque de los alimentadores en estudio, la información proporcionada a través del Sistema **SCADA** que nos dio la información de la demanda máxima, el factor de pérdidas, factor de carga y factor de utilización, ver Anexo No 1.

Una vez seleccionados los alimentadores de nuestro muestreo el Departamento Técnico de **EMELGUR**, nos proporcionó la información necesaria para realizar las curvas de carga, las mismas que se encuentran en el Anexo N.2, que corresponden a los transformadores tipos instalados en la red de distribución secundaria.

CAPÍTULO 2

2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

2.1 ENFOQUE DE LOS TIPOS DE PÉRDIDAS EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

La crisis que atraviesan la mayoría de las empresas eléctricas del país obedecen a diferentes factores, tales como: la inestabilidad política, la ausencia de un marco legal justo y conciso dirigido hacia el sector eléctrico, y la politización de las empresas eléctricas del estado, así como también, los sindicatos que prácticamente se han apoderado de la mayoría de las empresas eléctricas de este país, eso solo ha contribuido para que el Ecuador, no haya podido atraer inversión importante en el sector de generación eléctrica y peor aun, en el de distribución.

El hecho de que las cifras de pérdidas hayan llegado a niveles alarmantes en la mayoría de empresas distribuidoras de nuestro país, solo recientemente, se está mereciendo la atención que su importancia lo requiere.

Esto se debe principalmente al aumento de los costos incrementales promedios, a niveles que hace antieconómica la prestación del servicio y a los altos valores de energía que se disipan y que no representan un ingreso para las empresas, esto obliga a las empresas a hacer algo para disminuir los niveles de pérdidas, o por lo menos, para disminuir su tasa de crecimiento.

Este capítulo presenta información y datos de la empresa de distribución de energía eléctrica objeto de estudio y que servirán posteriormente para los análisis de las pérdidas respectivas.

2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

No toda la energía eléctrica que se genera se vende y se factura, irremediablemente, todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad, en el mundo, registran pérdidas en la energía que tienen disponible para su venta.

Es decir, que una proporción del fluido eléctrico se pierde por varias razones. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y por lo tanto, no pueden dar alguna rentabilidad a la empresa.

A manera de explicación de este generalizado fenómeno, se dice que las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos obedecen a razones de orden técnico y no técnico.

Por esta razón las pérdidas de energía eléctrica se las ha clasificado como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

2.2.1 Pérdidas Técnicas

Causas que producen las pérdidas técnicas de energía:

Las principales causas que producen pérdidas de energía eléctrica obedecen a que la energía eléctrica se genera en lugares distantes a los centros de consumos esto obliga a que hay que transportarla, entonces, grandes paquetes de energía eléctrica se transporta desde las estaciones de generación interconectadas entre sí a través de un sistema denominado sistema interconectado SIN.

Este sistema de transmisión transporta y entrega la energía al sistema de distribución y se sub divide en:

- ✓ Líneas de sub-trasmisión,

- ✓ Transformadores de potencia,

- ✓ Redes de distribución primaria,

- ✓ Transformadores de distribución,

- ✓ Redes de distribución secundaria, y

- ✓ Acometidas etc.

Hasta así llegar al consumidor final, en toda esta topología eléctrica se produce una serie de fenómenos eléctricos.

La magnitud de las pérdidas técnicas depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ella.

Cada componente del sistema tiene una resistencia asociada a sus características técnicas y tipo de material.

2.2.1.1 Red de Subtransmisión.

Las pérdidas en las líneas de subtransmisión son producidas a lo largo de toda su longitud, por la conducción de las corrientes de carga y a través de ellas, disipándose en forma de calor (efecto joule), o por el efecto de armónicas y en algunos casos pérdidas por el efecto corona.

Pérdidas de energía por efecto joule.

Al circular corriente directa a través de un conductor se produce un calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto el Joule,

$$P = I^2 * R,$$

Donde **R** es la resistencia a la corriente directa del cable y está por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor.

A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable (manteniendo su valor **rms** igual al valor de la corriente directa), esto disminuye el área efectiva por donde circula, puesto que la densidad de la corriente crece en la periferia exterior, lo cual,

se refleja como un aumento en la resistencia efectiva del conductor (efecto piel).

Tamaño del conductor	Resistencia DC 60 HZ	Resistencia AC 60 HZ
300 MCM	1.01	1.21
450 MCM	1.02	1.35
600 MCM	1.03	1.5
750 MCM	1.04	1.6

Ejemplo del efecto piel en algunos conductores.

Por lo tanto, al aumentar la frecuencia también aumentan las pérdidas por calentamiento a una frecuencia de 60 Hz., este fenómeno se puede considerar normal.

Sin embargo, cuando tenemos la presencia de armónicos vamos a tener corrientes distorsionadas, las pérdidas por efecto joule son mayores por las frecuencias de los componentes de las armónicas de la corriente.

Pérdidas de energía por efecto corona.

Las pérdidas de energía por efecto corona se originan en los conductores de las líneas eléctricas en media y alta tensión debido a que un potencial lo suficientemente elevado denominado

“tensión crítica disruptiva”. El mismo, que da lugar a un gradiente del campo eléctrico radial adyacente al conductor igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire, produciéndose corrientes de fuga.

Dichas corrientes producen pérdidas de potencia y energía. Es decir, si los conductores de una línea eléctrica alcanzan un potencial lo suficientemente grande para que rebase la rigidez dieléctrica del aire se producen las pérdidas de energía debido a la corriente que circula a través del medio entonces el aire en ese instante se convierte en conductor produciéndose una corriente de fuga.

En los conductores aéreos, el efecto es visible en la oscuridad y se puede apreciar como quedan envueltos en un halo luminoso azulado de sección transversal circular. Los efluvios se hacen luminosos cuando se alcanza la tensión crítica visual, es decir, la que la tensión crítica disruptiva es menor que la visual.

El valor de la tensión crítica disruptiva dependen de varios factores como son: El diámetro, la separación y rugosidad de los conductores, el estado higrométrico del aire y su densidad.

2.2.1.2 Subestaciones de distribución

La mayoría de los transformadores de las subestaciones de distribución están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental (50 ó 60 Hz), lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse y no deteriorar su vida útil.

Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas I^2R , pérdidas por corrientes de Eddy y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores u otras partes de hierro.

De manera individual, el efecto de las armónicas en estas pérdidas se explica a continuación:

Pérdidas sin carga o de núcleo son producidas por el voltaje de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada senoidal independientemente de la

corriente de carga, por lo que, no se considera que aumentan para corrientes de carga no senoidales.

Aunque la corriente de magnetización consiste de armónicas, éstas son muy pequeñas comparadas con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.

Pérdidas I^2R si la corriente de carga contiene componentes armónicas, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.

Pérdidas por corrientes de Eddy, estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual, se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no senoidal (y por lo tanto en su temperatura). Estas pérdidas se pueden expresar como:

$$P_e = P_{e,R} \sum_{h=1}^{h=h \max} \left[\frac{Ih}{IR} \right]^2 h^2$$

Donde:

$h =$ armónica

$I_h =$ corriente de la armónica h , en amperes

$I_R =$ corriente nominal en amperes

$P_{e.R} =$ pérdidas de Eddy a la corriente y frecuencia Nominal.

2.2.1.3 Red de distribución.

Las pérdidas en las líneas de distribución son producidas por la circulación de corriente requerida para la demanda de potencia.

Las pérdidas en las líneas de distribución están divididas en:

- ✓ Pérdidas en las líneas primarios, y

- ✓ Pérdidas en circuitos secundarios.

2.2.1.4 Transformadores.

Las pérdidas provocadas en los transformadores de distribución se originan por:

En vacío:

Estas se producen debido a la energización de los transformadores, las mismas, que son continuas y dependen de la constitución de su núcleo y el nivel de tensión y no de su cargabilidad.

De cobre:

Producidas por la conducción de corriente en las bobinas del transformador, estas pérdidas son variables, ya que dependen de la carga de los mismos.

Pérdidas de energía por histéresis y corrientes de Eddy.

Las pérdidas de energía por histéresis y corrientes de Eddy se originan en el hierro de los núcleos de los transformadores y auto

transformadores, los mismos que están instalados a lo largo de toda la red de distribución.

Estas pérdidas ocurren debido a los cambios cíclicos de la dirección de flujo en el núcleo ferromagnético requiriendo de energía que se disipa como calor.

Mientras, que las pérdidas de energía por corrientes de Eddy se deben al hecho de que circulan corrientes que son inducidas en el núcleo por el flujo magnético variable en el tiempo y producen pérdidas del tipo I^2R .

Las pérdidas producidas por histéresis se pueden reducir utilizando ciertas aleaciones de alto grado de acero para construir los núcleos.

Las pérdidas por corrientes de Eddy se pueden atenuar construyendo núcleos de acero laminados.

La presencia de armónicos en esta parte del recorrido de la corriente también agrava la situación de acuerdo a lo explicado anteriormente.

2.2.1.5 Red secundaria

Las pérdidas en esta parte de la red de distribución obedecen a las causas anteriores explicadas, ya que, lo que origina todo esto, es el paso de la corriente eléctrica en un conductor.

Los fenómenos que más inciden son, las pérdidas por efecto de Joule, sumado o agravado por la presencia de corrientes armónicas.

Para mejorar o disminuir las pérdidas por conducción de corrientes se puede lograr haciendo y optimizando las redes secundarias, encontrando el punto óptimo de la ubicación de los transformadores de distribución.

2.2.1.6 Acometida

Las acometidas eléctricas siendo la última parte del recorrido de la corriente eléctrica hasta servir al usuario, también producen pérdidas, estas pérdidas obedecen a los fenómenos causados por el efecto Joule, etc.

Por tal motivo, como por cada usuario hay una acometida, por ende hay muchos kilómetros de conductores y por tal razón, estas pérdidas deben de ser cuantificadas.

2.2.2 Pérdidas no técnicas o comerciales

Estas pérdidas se determinan como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Dando un enfoque macroeconómico, esto no constituye una pérdida real para la economía del país, dado que la energía que no se factura, es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general.

No obstante, para la empresa prestataria, esto representa una pérdida económica y financiera, ya que solo, recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

2.2.2.1 Causas que producen las pérdidas no técnicas

Estas causas que producen las pérdidas no técnicas obedecen estrictamente, de cómo y de qué manera son administradas nuestras empresas de distribución y también depende de la idiosincrasia de los usuarios.

2.2.2.2 Clasificación de las pérdidas no técnicas

Existen distintos criterios para clasificar las pérdidas no técnicas, pero, para facilitar su comprensión a efectos de estudios se ha visto conveniente clasificarlas según su origen, lo que nos lleva, a tener definidos tres grandes grupos que son:

- ✓ Pérdidas por robo o conexiones ilegales.

- ✓ Pérdidas por fraude en los sistemas de medición.

- ✓ Pérdidas administrativas y comerciales.

2.2.2.2.1. Pérdidas sociales.

Estas pérdidas se producen, cuando ciertos usuarios inescrupulosos realizan conexiones clandestinas o alteraciones en los aparatos de medición logrando con esto, que la energía que consumen no sea facturada.

Por ende la empresa encargada de la distribución no recibe ningún beneficio o pago por parte de todo este grupo de usuarios ilegales, que no han suscrito un contrato o acuerdo con la empresa encargada de la distribución, en el caso de conexiones clandestinas o por la alteración de los medidores.

Existen muchos factores que facilitan el robo de la energía mediante las conexiones ilegales, encontrando entre estas las siguientes:

- ✓ Cercanía y fácil acceso a la red de distribución (secundaria).

- ✓ Falta de control en el cumplimiento de suspensión del servicio por falta de pago a usuarios morosos.

- ✓ La no incorporación inmediata de nuevos usuarios, ya sea, por remodelación de construcciones o edificaciones nuevas, etc.

- ✓ Pérdidas por fraude en los sistemas de medición.

2.2.2.2.2 Pérdidas Administrativas

Estas pérdidas obedecen a un mal manejo administrativo y a la eficiencia o falta de capacitación del personal originando pérdidas significativas que son el reflejo de una mala organización, pocos recursos asignados, y malos esfuerzos que las empresas dedican a estas actividades, y que de manera general se representa por:

- ✓ Errores en la medición de los consumos

- ✓ Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos
- ✓ Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación
- ✓ Falta de registro adecuado de los consumos propios
- ✓ Errores en la estimación reconsumos en los casos en que por cualquier motivo no es posible registrarlos con la medición
- ✓ Errores y/o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado público, semáforos, cabinas telefónicas, etc.

2.2.2.3 Descripción histórica de las pérdidas no Técnicas en la Empresa

Las pérdidas no técnicas o pérdidas comerciales y también llamadas “pérdidas negras”, están íntimamente relacionadas con los procesos administrativos y financieros de las Empresas de Distribución, donde se analizan los procesos de lectura, facturación y contratación del servicio y se localizan los problemas por fraude o hurto, mala contabilización de la energía, error en el consumo estimado, consumo de usuarios no registrados o también denominado “contrabando”, error en el consumo propio de la empresa.

Los operativos de control de hurto de energía realizados por la Dirección Comercial permitieron recuperar 6'588.734 Kwh., según se detalla en el cuadro siguiente.

Durante el año 2005, la energía facturada por concepto de los operativos de control de hurto de energía, se redujo en valores relativos, en el 43,57% con respecto al año 2004.

Energía Recuperada (Mwh)

CONCEPTO	2004	2005	T/C
DURAN	3,189	2,678	-16.02%
DAULE	3,020	1,787	-40.83%
QUEVEDO	5,468	2,124	-61.16%
T O T A L	11,677	6,589	-43.57%

Fuente : Departamento de estadísticas de EMELGUR

Esto nos determina que durante el año 2005 la empresa **EMELGUR** haya dejado de facturar grandes cantidades por concepto de pérdidas “**NEGRAS**”, lo cual equivale al 1,6 veces de la energía facturada en el Sistema Quevedo, el 1,8 veces de lo que se facturó en el Sistema Daule y el 95 % de lo que se facturó en el Sistema Durán.

Esta energía no facturada esta valorada al precio medio de cada sistema en grandes pérdidas económicas a la Empresa, tal como se detalla en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	DURAN	DAULE	QUEVEDO	EMELGUR
TARIFA (cUSD/Kwh)	9.77	10.07	10.14	9.99
PERDIDAS NEGRAS (Mwh)	80,907.32	62,844.05	78,734.41	222,485.77
PERDIDAS ECONOMICAS (Millones de dólares)	7.90	6.33	7.98	22.22

Fuente : Departamento de estadísticas de EMELGUR

CAPÍTULO 3

3. DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

Para determinar las pérdidas técnicas de todo el sistema eléctrico de **EMELGUR S.A.** hemos realizado el siguiente procedimiento:

Para calcular las pérdidas técnicas del sistema de subtransmisión se ha considerado al mes de Julio del 2.005, para propósitos de estudio, ya que, estos datos fueron proporcionados a través del sistema **SCADA** de **EMELGUR S.A.**, es decir, los registros de demanda hora a hora por cada subestación de los Sistema Eléctricos de Durán, Daule y Quevedo.

Para estimar las pérdidas técnicas de los sistemas de distribución primaria y secundaria se procede a realizar un levantamiento físico de las instalaciones en forma parcial, o sea, tomando una muestra representativa con el propósito de conocer sus configuraciones y características técnicas.

Para fines de cálculos de las pérdidas técnicas subdividimos al sistema de distribución en:

- Líneas de subtransmisión,
- Subestaciones de distribución,
- Líneas de distribución primarias,
- Transformadores de distribución,
- Circuitos secundarios,
- Alumbrado público, y
- Acometida.

3.1 METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN.

Para la determinación de las pérdidas técnicas en las líneas de subtransmisión y transformadores de las subestaciones de distribución se considera al sistema en su totalidad.

3.1.1 Flujo de carga

Para realizar el flujo de carga se utilizó la información recopilada a través del **Sistema SCADA** de la Empresa **EMELGUR**, cabe indicar que la información que se nos proporcionó correspondió al mes de Julio del 2.005, nos informaron por parte del departamento técnico que se lo consideraba un mes representativo dentro del año 2.005.

Vale indicar además que para realizar los cálculos del flujo de carga se utilizó el software **POWER WORLD** proporcionado por el Laboratorio de Computación de Sistemas de Potencia de la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación.

3.1.2 Red de subtransmisión

Para determinar las pérdidas de potencia de la red de subtransmisión se requiere de la siguiente información:

- **Características técnicas**

El diagrama unifilar del sistema eléctrico de **EMELGUR** incluye los puntos de entrega del SNI, las líneas de subtransmisión y los transformadores de las subestaciones de distribución para cada subsistema y están actualizados a Diciembre del 2.005. El diagrama unifilar de los subsistemas se lo presenta en las Láminas No 1, 2, y 3, respectivamente.

Las características técnicas de las líneas de subtransmisión se presentan en las Tablas No 3.1, 3.2 y 3.3, y la que corresponde a la de los transformadores de las subestaciones de distribución en las Tablas No. 3.4, 3.5 y 3.6.

- **Información de la carga**

Las curvas de carga de las subestaciones de distribución para el mes en estudio fueron proporcionados a través del Sistema SCADA, los mismos que corresponden al mes de Julio del 2.005, con la información proporcionada por el

Sistema SCADA de las demandas hora a hora del mes de estudio, se puede visualizar el día de demanda máxima del sistema.

Estas curvas de carga de las subestaciones se encuentran en el Anexo No. 1.

3.1.2.1 Análisis de la red de subtransmisión utilizando El Simulador Power World.

Para obtener las pérdidas de potencia en las líneas de subtransmisión por cada sistema eléctrico a través del simulador POWER WORLD corremos flujos de potencia con las demandas de cada subestación correspondiente al día de la demanda máxima del mes de estudio. Para ello, el simulador fue cargado con la información técnica de cada línea y de cada unidad de transformación, se corrió flujo por cada subsistema (Daule, Quevedo y Durán). Las demandas máximas del mes de estudio utilizadas para ingresar en el simulador fueron las del día de demanda máxima por sistema y estas son las siguientes.

DEMANDAS DEL SISTEMA DURÁN		
DURÁN SUR	8.067024	MW
DURÁN SUR	5.119874	MW
DURÁN NORTE	9.637408	MW
MANGLERO	4.323928	MW
EL RECREO	10.79802	MW
SAMBORONDÓN	3.43476	MW
TENNIS	6.550426	MW
TENNIS	5.625406	MW
PLASTIEMPAQUES	1.293562	MW
PLASTIGAMA	2.392678	MW
PROMARISCO	1.386548	MW
EXPALSA	3.491243	MW
PRONACA DURÁN	1.942147	MW
TOTAL	64.063024	MW

DEMANDAS DEL SISTEMA DAULE		
AMÉRICA	0.182853	MW
BALZAR	3.490334	MW
DAULE	9.859576	MW
J.B. AGUIRRE	3.592516	MW
PALESTINA	5.786748	MW
PEDRO CARBO	4.356194	MW
LA TOMA	2.451543	MW
TOTAL	29.719764	MW

DEMANDAS DEL SISTEMA QUEVEDO		
EL EMPALME	9.662504	MW
QUEVEDO NORTE	8.79844	MW
QUEVEDO NORTE	6.005294	MW
VALENCIA	4.721446	MW
QUEVEDO SUR	5.180824	MW
BUENA FE	3.182351	MW
DAULE PERIPA	3.491543	MW
TOTAL	41.042402	MW

3.1.2.1.1 Pérdidas en las líneas de subtransmisión

Para la estimación de estas pérdidas se realizan los estudios en el día de demanda máxima del mes representativo y de acuerdo a la información proporcionada por la empresa **EMELGUR**, este mes corresponde al mes de **Julio del 2.005**.

Para obtener las pérdidas por efecto Joule de las líneas de subtransmisión y de los transformadores de las subestaciones se utilizó los flujos de carga del día en que registra la demanda máxima por sistema en el mes de estudio.

Este día varía en cada sistema, es decir, para el sistema Durán es el día 27 de Julio a las 20:00 Horas, para el sistema Daule es el día 26 de Julio a las 20:00 Horas y para el sistema Quevedo es el día 13 de Julio a las 19:00 Horas .

Toda la información respecto a los registros de demanda hora a hora del mes en estudio proporcionados por el sistema SCADA de EMELGUR se encuentra en las hojas de cálculo (EXCEL).

A las pérdidas de potencia por efecto Joule proporcionados por el simulador se suman las pérdidas de vacío de los transformadores de las subestaciones y así obtener las pérdidas de potencia total del sistema de subtransmisión.

El simulador nos proporciona las pérdidas máximas por sistema de los días de demanda máxima del mes de julio del 2005.

PÉRDIDAS MÁXIMAS DEL MES DE JULIO 2005		
SISTEMA DURÁN	SISTEMA DAULE	SISTEMA QUEVEDO
3.0654 MW.	2.1390 MW.	3.5860 MW.

Con esos resultados y con la información proporcionada por el sistema SCADA de las demandas de las subestaciones y de cada sistema .Procedemos a determinar las pérdidas hora a hora de todas las sub estaciones de los tres sistemas utilizando la siguiente expresión:

$$P = P_{\max} \frac{DH^2}{DM^2}$$

Donde:

P = Pérdidas

P = Pérdidas máximas

DH = Demanda hora

DM = Demanda máxima día

Entonces las pérdidas por día en una sub-estación serán la sumatoria de todas las pérdidas parciales hora a hora.

- ✓ Con ese procedimiento evaluamos día a día del mes de estudio y sub-estación por sub-estación de los tres sistemas. El resultado de este procedimiento lo dividimos para 744 que es el número de horas del mes de estudio.

- ✓ Los resultados obtenidos de las pérdidas de potencia para el mes de Julio del 2.005 fueron los siguientes:

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
DEMANDA MAX (MW)	53.56	27.27	34.37	115.19
PÉRDIDAS DE POTENCIA (MW)	4.56	1	1.45	7.01
% PÉRDIDAS DE POTENCIA	8.51	3.68	4.22	6.08

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En este análisis de las pérdidas de subtransmisión se incluyen las pérdidas de las subestaciones de distribución (pérdidas del cobre y pérdidas de vacío) y también, las pérdidas de las líneas de subtransmisión. Las pérdidas de potencia se las considera con respecto a la demanda máxima del sistema.

El análisis se lo realizará en forma comparativa con niveles referenciales de un sistema de alta eficiencia y un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas con los resultados obtenidos de EMELGUR.

SISTEMA	DEMANDA MÁXIMA		PÉRDIDAS DE POTENCIA	
	MW	%	MW	%
ALTA EFICIENCIA			2.59	2.25
MÁXIMO ACEPTABLE			5.18	4.5
EMELGUR	115.19	100	7.01	6.08

Haciendo la comparación de estos resultados con los niveles de referencia, podemos apreciar que las pérdidas de potencia en subtransmisión de EMELGUR están fuera de los límites aceptables.

- **Pérdidas de energía**

Para estimar las pérdidas de energía enunciamos y explicamos dos métodos: El del factor de pérdidas, y el procedimiento anteriormente explicado que es el utilizado para determinar las pérdidas, el mismo, que consiste en

evaluar la expresión
$$P = P_{\max} \frac{DH^2}{DM^2}$$
 hora a hora de

las demandas por subestación y por sistema, realizar la sumatoria del mes de estudio dándonos como resultado la energía perdida en ese mes, de esta forma, las pérdidas de energía son las siguientes.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
ENERGÍA DISPONIBLE (MW.H/MES)	28761.16	17732.34	20634.68	67128.18
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MW.H/MES)	3389.34	746.67	1080.11	5216.11
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	11.78	4.21	5.23	7.77

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

El análisis se lo realizará en forma comparativa con niveles referenciales de un sistema de alta eficiencia y un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas con los resultados obtenidos de EMELGUR.

Las pérdidas de energía se las considera con respecto a la energía disponible total del sistema en el mes de estudio.

SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
ALTA EFICIENCIA			671.28	1
MÁXIMO ACEPTABLE			1342.56	2
EMELGUR	67128.18	100	5216.11	7.77

Haciendo la comparación de estos resultados con los niveles de referencia, podemos apreciar, que las pérdidas de energía en subtransmisión de EMELGUR están fuera de los límites aceptables

- **Método factor de pérdidas**

Con las pérdidas de potencia para la demanda máxima del mes de Julio del 2.005 y su respectivo factor de pérdidas se procede a calcular las pérdidas de energía.

El factor de pérdidas, teóricamente, se calcula con la siguiente expresión:

$$Fp = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{RI^2(t)dt}{RI_{\max}^2}$$

$$Fp = \frac{\sum_{k=1}^n I_k^2 t_k}{I_{\max}^2 \cdot T}$$

Donde:

F_p: Factor de pérdidas

I_k: Corriente en la línea de subtransmisión

t_k: Tiempo de duración de la corriente I_k

T: Período total de tiempo en el cual se calcula F_p

n: Número de períodos de tiempo que conforman el Período total.

El factor de pérdidas, es la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas máximas durante el período en estudio.

Aplicando la siguiente expresión se calcula las pérdidas de Energía:

$$E = F_p P_{x744} [MWH]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía del mes de Julio del 2005

Fp: Factor de pérdidas

P: Pérdidas de potencia para la demanda máxima del mes de estudio.

3.1.2.1.2 Pérdidas de subestaciones

Las pérdidas en las subestaciones de distribución por efecto Joule lo realiza el simulador Power World, a estas pérdidas, se suman las pérdidas de vacío de cada unidad de transformación, estos resultados se pueden apreciar en los cuadros siguientes:

PÉRDIDAS DE COBRE Y VACIO DE LAS S/E DEL SISTEMA DURÁN	
NOMBRE S/E	PÉRDIDAS (MW)
Manglero	0.021
Durán Norte	0.058
Samborondón	0.008
Tennis Club	0.037
Tennis Club	0.030
El Recreo	0.069
Plasti Empaques	0.011
Plastigama	0.026
Durán Sur	0.044
Durán Sur	0.025
Procarsa	0.012
Promariscos	0.012
Expalsa	0.025
Pronaca	0.012
TOTAL	0.391

PÉRDIDAS DE COBRE Y VACIO DE LAS S/E DEL SISTEMA DAULE	
NOMBRE S/E	PÉRDIDAS (MW)
Pedro Carbo	0.035
Daule	0.060
América	0.007
Palestina	0.071
Balzar	0.025
La Toma	0.027
Juan B. A.	0.026
TOTAL	0.250

PÉRDIDAS DE COBRE Y VACIO DE LAS S/E DEL SISTEMA QUEVEDO	
NOMBRE S/E	PÉRDIDAS (MW)
Daule Peripa	0.049
Buena Fe	0.022
Valencia	0.046
Quevedo Norte	0.069
Quevedo Norte	0.050
El Empalme	0.033
Quevedo Sur	0.024
TOTAL	0.293

3.2 METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN

Para calcular las pérdidas del sistema de distribución se procedió a tomar una muestra representativa de las alimentadoras de todo el sistema eléctrico de **EMELGUR** y con los resultados obtenidos son extrapolados a toda la red de distribución primaria de EMELGUR.

3.2.1 Red de distribución

Actualmente el sistema eléctrico de distribución de **EMELGUR** posee 67 alimentadoras primarias en los sistemas: Durán, Daule y Quevedo.

Para el presente trabajo se tomaron como muestras representativas, dos alimentadoras por cada sistema, las mismas, que fueron seleccionadas en base a los parámetros del calibre del conductor y la longitud de la troncal de la alimentadora primaria:

3.2.2.1 Análisis de la red de distribución primaria

Antes de proceder al análisis para la determinación de las pérdidas de distribución primaria procedemos a hacer una descripción del sistema de distribución primario de EMELGUR, tal como se detalla a continuación:

ALIMENTADORAS DE EMELGUR					
SISTEMA DURÁN		SISTEMA DAULE		SISTEMA QUEVEDO	
SUBESTACIÓN	# DE ALIM.	SUBESTACIÓN	# DE ALIM.	SUBESTACIÓN	# DE ALIM.
DURÁN SUR	7	DAULE	4	QUEVEDO NORTE	4
DURÁN NORTE	4	PALESTINA	4	QUEVEDO SUR	6
TENNIS	6	BALZAR	3	EL EMPALME	4
SAMBORONDÓN	3	PEDRO CARBO	3	VALENCIA	3
MANGLERO	4	AMÉRICA	4	BUENA FE	3
EL RECREO	5				
TOTAL	29		18		20

Para realizar el análisis de pérdidas en el sistema de distribución de EMELGUR se toma como muestra representativa las siguientes alimentadoras y a su vez se compara con la totalidad del mismo.

Del Sistema Durán se toman como muestra dos alimentadoras, la primera corresponde a la S/E Durán Sur, Alimentadora Centro de Durán, la segunda corresponde a la S/E Durán Norte, Alimentadora Peñón del Río.

Del Sistema Daule se toman como muestra dos alimentadoras la primera corresponde a la S/E Palestina, Alimentadora Santa Lucia, la segunda corresponde a la S/E Palestina Alimentadora Cedege.

Del Sistema Quevedo se toman como muestra dos alimentadoras la primera corresponde a la S/E Quevedo Norte, Alimentadora San Camilo, la segunda corresponde a la S/E Quevedo Sur, Alimentadora San José de Viva Alfaró.

Con la información anteriormente mencionada de todas las alimentadoras de distribución que se han tomado muestra, por cada subestación y por cada sistema, se detallan previamente los pasos antes de proceder con el cálculo de las pérdidas de potencia, es decir:

- **Levantamiento físico**

Al no contar con la información disponible sobre el trazado físico de las rutas de las alimentadoras primarias, se ha considerado realizar el levantamiento físico de las la alimentadoras primarias involucradas en la muestra.

Previo al levantamiento físico de las alimentadoras primarias se han considerado los siguientes aspectos principales:

- La configuración típica de las alimentadoras.

- Los calibres, tipos, longitudes y fases de las troncales y ramales de las alimentadoras de distribución.
- Los tipos de usuarios conectados a la alimentadora según la clasificación del servicio residencial, comercial e industrial y de acuerdo al nivel económico del abonado.
- Los nodos de las alimentadoras primarias, los cuales son determinados de acuerdo a las cargas significativas, cambio en número de fases, cambio de conductor y por derivaciones de la alimentadora.

3.2.2.1.1 Pérdidas en alimentadoras primarias

Pérdidas de potencia

Para calcular las pérdidas de potencia del sistema de distribución primario se ha considerado la siguiente información disponible:

Características técnicas:

Los diagramas unifilares que se encuentran en las Láminas No. 4, 5, 6, 7, 8, y 9, fueron el resultado de la información proporcionada por el departamento técnico de EMELGUR, para su respectivo levantamiento, estos diagramas dispuestos en forma de nodos de carga en donde se considera el punto de arranque a la salida de la sub-estación y los nodos de carga distribuidos a lo largo de toda la línea a nivel de troncal. Por cada nodo de carga consideramos:

- ✓ La carga del nodo en KVA de los transformadores de distribución correspondientes o concentrados en cada nodo.
- ✓ Se consideran también las características técnicas de cada tramo de la alimentadora como: resistencia, reactancia, tipo de conductor y capacidad térmica.

Información de la carga

Las respectivas curvas de carga de las alimentadoras primarias proporcionadas por el sistema SCADA, tanto, del sistema de Durán, Daule y Quevedo.

Dichas curvas de cargas se las presenta en el Anexo No. 1.

Cálculo de las pérdidas de potencia

Para el correspondiente cálculo de las pérdidas de potencia de las alimentadoras primarias tomadas como muestra, se ha efectuado el siguiente procedimiento:

- ✓ Por cada alimentadora primaria de la muestra se seleccionan los nodos de carga distribuidos a lo largo de la línea.

- ✓ En base a la información proporcionada por el sistema SCADA, se toma datos de corriente en la hora de la demanda máxima, a la salida de la subestación.

- ✓ Con dicha corriente máxima tomada del sistema SCADA, las corrientes nominales calculadas en base a la capacidad nominal instalada de los transformadores de distribución conectados a cada nodo, y la corriente nominal calculada considerando las capacidades nominales de todos los transformadores de distribución instalados en la alimentadora primaria, y así se obtiene la corriente máxima de cada nodo utilizando la siguiente expresión:

$$I_{MAX.NODO} = \frac{I_{NOM.NODO}}{I_{NOM.LINEA}} \times I_{MAX.MED.SCADA}$$

- ✓ La corriente máxima calculada y los parámetros por tramo de la alimentadora primaria se calculan las pérdidas de potencia por fase, utilizando la siguiente ecuación:

$$P = \sum_{K=1}^n (I_{TramoK})^2 R_K$$

Donde:

P: Pérdida de Potencia por fase de la alimentadora primaria (KW)

$I_{\text{Tramo}k}$: corriente máxima por fase del tramo **k**. (A)

R_k : Resistencia /fase del tramo **k** de la alimt. primaria (Ω)

n: Número de tramos de la limt. primaria.

Los resultados parciales de los cálculos de las pérdidas de las alimentadoras de la muestra se encuentran en sección tablas.

Extrapolación al sistema total

Una vez obtenido los resultados de las pérdidas de las muestras de las alimentadoras, extrapolamos dichos resultados siguiendo el siguiente procedimiento.

- ✓ Por cada una de las líneas primarias de la muestra procedemos a determinar un factor **K** en función de

la pérdidas de potencia de la alimentadora dicho factor será equivalente :

$$K = \frac{Per_{Linea}}{(P_{Demanda})^2 \times L}$$

Donde:

K : Factor de la alimt. primaria de la muestra.

P_{LINEA} : Pérdidas de potencia de la alimt. primaria de la muestra.

P_{DEMANDA} : Potencia máxima de la alimt. primaria de la muestra

L : Longitud de la alimt. primaria de la muestra

- ✓ Una vez calculados los diferentes k de las alimentadoras de las muestras seleccionadas, procedemos a determinar un Kp promedio, el

resultado de dichos cálculos se encuentran en la Tabla No. 3.31

- ✓ Con el factor K_p , las demandas máximas no coincidentes de las alimentadoras del sistema y la longitud de las alimentadoras procedemos a determinar pérdidas de cada sistema, acuerdo a la siguiente expresión:

$$P = \sum_{k=1}^n (P_{demandaK})^2 * L_k * K_p$$

Donde:

P: Pérdidas de potencia en alimt.
primaria

Pdemanda K: Potencia máxima de la alimt.
primaria K

Lk: Longitud de la alimt. primaria K.

Kp: Factor promedio.

N: Número de alimentadoras.

Las pérdidas de potencia en las alimentadoras de los Sistemas Durán, Daule y Quevedo, se detallan a continuación en las Tablas No. 3.32, 3.33, 3.34. , respectivamente.

El resultado de las pérdidas de potencia de las alimentadoras primarias del sistema EMELGUR se presentan en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LAS ALIM. PRIMARIAS DE EMELGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
DEM. MAX. (MW)	53.56	27.27	34.37	115.19
PERD. TOT. (MW)	0.94	1.41	2.44	4.78
% PÉRDIDAS	1.57	5.15	7.09	4.15

Las pérdidas de energía para la demanda máxima del mes de Julio del 2005 en estudio se las realiza de la siguiente manera:

Primero determinamos los factores de carga por alimentadora de cada subestación de los sistemas, las curvas de carga son proporcionados por el SCADA ver Anexo No. 1, con estos factores procedemos a determinar los factores de pérdidas por alimentadora utilizando la siguiente expresión:

$$Fp = aFc + (1 - a)Fc^2$$

Donde:

Fp : Factor de pérdidas.

a : constante (a = 0.3).

Fc : Factor de carga.

Los valores de los factores de pérdidas de cada alimentadora por sistema se encuentran en las siguientes Tablas No 3.35, 3.36, 3.37.

Para determinar las pérdidas de energía del sistema utilizamos la siguiente expresión:

$$E = \sum_{k=1}^n F_{pk} * P_k * 744(MWH)$$

Donde:

E: Pérdidas de energía de Julio del 2005

F_{pk}: Factor de pérdida de la alimt. primaria K

P_k: Pérdida de potencia para la demanda máxima de la alimt. primaria **K**

n: Número de alimt. primarias

Los resultados de la extrapolación a cada uno de los sistemas se encuentran en las Tablas No. 3.38, 3.39 y 3.40.

En el siguiente cuadro se muestran las pérdidas de energía totales de todo EMELGUR de las alimentadoras primarias.

PÉRDIDAS DE ENERGÍAS DE LAS ALIM. PRIMARIAS DE EMELGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
ENERGÍA DISPONIBLE (MW.H/MES)	28761,16	17732,34	20634,68	67128,18
PÉRDIDAS ENERGÍA (MW.H/MES)	377,85	531,91	749,01	1658,77
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	1,31	3,00	3,63	2,47

3.2.2.1.2 Pérdidas en transformadores de distribución

Para determinar las pérdidas en los transformadores de distribución se procede a realizar un muestreo de algunos transformadores de distribución para ello las alimentadoras seleccionadas son algunas de las que fueron parte de las muestras en análisis anteriores.

En siguiente cuadro se detallan los transformadores de distribución y las alimentadoras primarias donde están ubicados estos transformadores que fueron utilizados como muestra para nuestro estudio.

MUESTRA DE LOS TRASFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELGUR				
SISTEMA	S/E	ALIMENTADORA	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)	CANT.
DURÁN	DURÁN SUR	COMEDOR CENTRO DE DURÁN	7877,5	188
	DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RÍO	4787,5	161
DAULE	PALASTINA	PALESTINA SANTA LUCIA	2507,5	105
	PALASTINA	CEDEGE	872,5	32
QUEVEDO	QUEVEDO NORTE	SAN CAMILO	1955	79
	QUEVEDO SUR	SAN JOSÉ DE V. ALFARO	4750	163

Para el levantamiento físico de estas unidades de transformación se consideran los puntos siguientes:

- La ubicación de cada transformador levantado teniendo en cuenta el tipo de usuario que sirve como por ejemplo: Usuario en áreas urbanas, usuarios en áreas rurales o usuarios en áreas comerciales, etc.
- También se considera al tipo, capacidad y número de fases

Determinación de las pérdidas de Potencia:

En la estimación de las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución se consideraron los siguientes puntos:

- ✓ **Datos técnicos:**

Los datos técnicos requeridos para este análisis son las pérdidas de cobre nominal y de vacío, dependiendo de cada capacidad, número de fases y la carga en los transformadores de la muestra.

Esta información técnica se encuentra en el Anexo: No. 3.

- **Determinación de las pérdidas de potencia:**

El procedimiento a seguir para determinar las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución es el siguiente:

- ✓ A ciertos transformadores de la muestra se les realizó mediciones de corriente en horas pico, se tomó a los transformadores más representativos de la muestra, desde el punto de vista de servicio, es decir, en los sectores comercial, urbano (altos, medio y bajo) y sectores rurales, etc.

- ✓ Con la información proporcionada por el SCADA del monitoreo de cada alimentadora en la muestra del mes de estudio.

Con la información de demanda máxima de la alimentadora primaria y su capacidad instalada de los transformadores de distribución de la muestra se procede a determinar el factor de utilización de acuerdo a lo siguiente expresión:

$$Fu = \frac{KVA_{MAX}}{KVA_{Int-Transf}}$$

- ✓ En la determinación de los valores promedios de las pérdidas de vacío y del cobre por capacidad de cada transformador utilizamos información producto de los protocolos de pruebas y documentación técnica de los transformadores de distribución ubicados en la muestra.
- ✓ De todos los transformadores tipos encontrados en la muestra se procede a calcular las pérdidas de cada

uno de ellos y así determinar las pérdidas de los transformadores de las alimentadoras de la muestra, para el, o utilizamos la siguiente expresión.

$$P = \sum_{k=1}^{n1} [P_o + P_{cu} * F_u^2] 5KVA + \sum_{k=1}^{n2} [P_o + P_{cu} * F_u^2] 10KVA.....$$

Donde:

P: Pérdida de potencia para demanda máxima

P_o: Pérdidas de Vacío promedio por capacidad
Del transformador

P_{cu}: Pérdidas del cobre promedio por capacidad
Del transformador K

F_u: Factor de utilización por capacidad del
Transformador

N1: Número de transformador de distribución de
37.5 KVA

N2: Número de transformador de distribución de
50 KVA

Las pérdidas de potencia de la muestra se encuentran en la Tabla No 3.41.

Extrapolación del sistema total

Para realizar la extrapolación de los transformadores de distribución al sistema total se lo realiza de acuerdo al procedimiento siguiente;

- ✓ De la muestra de los transformadores estimamos dos tipos de factores, el uno para pérdidas de vacío y el otro para pérdidas del cobre, para ello se utilizan las siguientes expresiones:

$$K_o = \frac{P_o}{KVA_{inst-Transf}}$$

$$K_{cu} = \frac{P_{cu} * (KVA_{inst.Transf})^2}{(KVA_{Max})^2}$$

Donde:

Ko: Factor de pérdidas de vacío

Po: Pérdidas de vacío de los transformadores
De la alimt. Primaria

Kcu: Factor de pérdidas del cobre

Pcu: Pérdidas del cobre de los transformadores
de la alimt. primaria

KVA inst Transf.: Capacidad instalada en
Transformadores de distribución de la
Alimt. primaria

KVA máx.: Demanda máxima de la alimt. primaria

Los factores K_o y K_{cu} obtenidos de las muestras de las alimentadoras se los promedian, estos resultados se encuentran en las Tablas No. 3.42 y 3.43 respectivamente:

Asumiendo un factor de utilización para el resto de las alimentadoras calculamos la capacidad instaladas de los transformadores de distribución en las alimentadoras del sistema utilizando la siguiente expresión:

$$KVA_{Inst.ranf} = \frac{KVA_{Max}}{Fu}$$

Una vez determinada la capacidad instalada de los transformadores de distribución con los factores de utilización y los factores K_o y K_{cu} promedios determinamos las pérdidas de potencia para el resto de los transformadores de distribución obteniéndose de las alimentadoras de esta manera determinamos las pérdidas totales de los transformadores de distribución.

Para ello utilizamos la siguiente expresión:

$$P = \sum_{k=1}^n [K_o(KVA_{inst}) + K_{cu}(Fu)^2]K$$

Donde:

P: Pérdidas en los transformadores de el sistema

K_o : Factor de pérdidas de vacío

Kcu: Factor de pérdidas de cobre

KVAinst: Capacidad instalada de los transformadores en la Alimentadora K1

Fu: Factor de utilización

n: Número de alimentadoras primarias

El resultado de estas pérdidas se representa en las Tablas No 3.44 y 3.45, respectivamente:

El resultado total de las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución del sistema EMELGUR, se representan en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS TRANF. DE DISTRIBUCIÓN DE EMELGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
DEMANDA MAX.	53.56	27.27	34.37	115.2

(MW)				
PÉRDIDAS TOTALES (MW)	1.373	0.596	1.056	3.025
% PÉRDIDAS	2.563	2.186	3.072	2.626

**ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS
PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LAS ALIMENTADORAS Y
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

Para realizar el análisis de pérdidas de potencia, se consideran las pérdidas de las alimentadoras y también las pérdidas de los transformadores de distribución y se toma como referencia la demanda máxima del mes de estudio.

La comparación de los resultados de las pérdidas de potencia del sistema EMELGUR se realiza con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas, estos resultados son expuestos a continuación en el cuadro siguiente:

SISTEMA	DEMANDA MÁXIMA		PÉRDIDAS DE POTENCIA	
	MW	%	MW	%
ALTA EFICIENCIA			3.46	3
MÁXIMO ACEPTABLE			5.76	5

EMELGUR	115.2	100	7.81	6.78
---------	-------	-----	------	------

Se puede apreciar en el cuadro mostrado que las pérdidas de potencia no están dentro de los parámetros aceptables de operación de los sistemas de distribución a este nivel.

Pérdidas de energía

Una vez obtenidas las pérdidas de potencia de la demanda máxima y con el factor de pérdida de la alimentadora procedemos a determinar las pérdidas de energía del mes de Julio del 2005, para ello utilizamos la siguiente expresión:

$$E = \sum_{k=1}^n Fpk * Pk * 744 [MWH]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía del mes de estudio

Fpk: Factor de pérdidas de la alimt. primaria

Pk: Pérdidas de potencia para la demanda máxima de la alimentadora K del mes de estudio

N: Número de alimentadoras primarias

Estas pérdidas de energía del sistema total de los transformadores de distribución de EMELGUR se las representa en el siguiente cuadro.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELGUR				
ENERGÍA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
ENERGÍA DISPONIBLE (MW.H/MES)	28761,16	17732,34	20634,68	67128,18
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (MW.H/MES)	447,29	217,42	345,92	1010,63
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	1,56	1,23	1,68	1,51

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LAS ALIMENTADORAS Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Para realizar el análisis de pérdidas de energía se consideran las pérdidas de las alimentadoras y también las pérdidas de los transformadores de distribución y se toma como referencia la energía disponible de todo el sistema del mes de estudio.

La comparación de los resultados de las pérdidas de energía del sistema EMELGUR se realiza con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas, estos resultados son expuestos a continuación en el cuadro siguiente:

SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
ALTA EFICIENCIA			1342.56	2
MÁXIMO ACEPTABLE			2685.13	4
EMELGUR	67128.18	100	2669.4	4.0

De acuerdo al resultado podemos apreciar que las pérdidas de energía a nivel del sistema de distribución se encuentran en el máximo aceptable de operación de sistemas de distribución.

3.2.2.1.3 Pérdidas en líneas secundarias

Para determinar las pérdidas de potencia en los circuitos secundarios se procede a tomar una muestra representativa del Sistema EMELGUR, dos circuitos secundarios por cada sistema.

Se realizaron dos levantamientos de circuitos secundarios por sistema, los mismos que fueron seleccionados de acuerdo a las características de usuarios a quienes alimentan, la muestra levantada representa una porción significativa de abonados urbanos (altos, medios y bajos), así como, abonados rurales y abonados comerciales, etc..

- **Levantamiento físico:**

El levantamiento físico se lo realiza de la siguiente manera:

Por cada sistema se levantan dos circuitos secundarios y uno por cada alimentador de la muestra, el resultado de este levantamiento se encuentra reflejado en el siguiente cuadro y en las Láminas No. 10, 11, 12, 13, 14 y 15, respectivamente.

CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LAS MUESTRA DE EMELGUR			
SISTEMA	S/E	ALIMENTADORA	CIRCUITO SEC.
DURÁN	DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RÍO	1
	DURÁN SUR	HACIA EL CENTRO DE DURÁN	1
DAULE	PALESTINA	SANTA LUCÍA	1
	DAULE	DAULE	1
QUEVEDO	QUEVEDO N.	SAN CAMILO	1
	QUEVEDO S.	CENTRO DE QUEVEDO	1

En este levantamiento físico de los circuitos secundarios se considera lo siguiente:

- ✓ Configuración y tipo de circuitos secundarios en las diferentes áreas, tales como:
 - Urbanas, y
 - Rurales

- ✓ Tipos de conductores y sus calibres, así como, el número de conductores en cada circuito.

- ✓ Tipos de usuarios a quien sirven, ya sea, de tipo residencial, comercial e industrial y de acuerdo al nivel económico del abonado.

- ✓ Se toma en consideración también los nodos o derivaciones con relación a sus cargas significativas y sus derivaciones en el circuito.

- **Pérdidas de potencia**

Para calcular las pérdidas de potencia en los circuitos secundarios se consideran los siguientes aspectos:

- ✓ **Información técnica**

Como información técnica para este análisis se requiere de las características técnicas de los circuitos secundarios que fueron extraídos del

muestreo, estas características técnicas son de cada componente del circuito secundario.

En los diagramas unifilares de los circuitos secundarios se puede apreciar el recorrido de cada circuito desde, el arranque en el transformador de distribución hasta el fin del circuito.

La información técnica detallada de las cargas por nodos en KVA y las características por tramo del circuito donde se incluye el calibre, tipo, longitud, el número de conductores y el tipo de abonados representativo de la muestra, se encuentran en las Tablas No. 3.47, 3.48, 3.49, 3.50, 3.51 y 3.52.

- **Determinación de las pérdidas de potencia**

Para realizar los cálculos procedemos de la siguiente manera:

- ✓ Los abonados concentrados en cada nodo de los circuitos secundarios con los tipos de la muestra

se les establece un consumo mensual promedio de energía en los últimos seis meses y con esos datos determinamos la potencia promedio de dichos nodos, esto se lo realiza con la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{\sum_{k=1}^n KWH_k}{T}$$

Donde:

P_m= Potencia promedio del nodo

Kwh.: Energía promedio mensual del abonado k

n: Número de abonados

T: Periodo de tiempo

Hay que determinar un factor de potencia por tipo de abonado y con ello obtendremos la potencia aparente del nodo, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$KVA_{nodo} = \frac{Pm}{Fp}$$

Una vez determinada la potencia aparente por nodo y con la corriente medida o estimada en la hora de demanda máxima, en el lado de bajo voltaje del transformador de la muestra, determinamos la corriente máxima por nodo, para ello utilizamos las siguientes expresiones:

$$I_{\max Nodo} = \left[\frac{KVA_{nodo}}{KVAT} \right] * I_{\max Transf}(medida)$$

$$KVA_T = \sum_{k=1}^n KVA_k$$

Donde:

KVAnodo: Potencia aparente del nodo

n: número de nodos

Una vez determinadas las corrientes máximas de cada nodo y con los parámetros por tramo del circuito, determinamos las pérdidas de potencia del circuito secundario de la muestra, para ello utilizamos la siguiente expresión:

$$P = \sum_{v=1}^n (I_{maxk})^2 R_K$$

Donde:

P= Pérdidas de potencia del circuito secundario

Imaxk: Corriente máxima del tramo k

Rk: Resistencia del tramo k

n: Número de tramos

Las pérdidas de los circuitos secundarios de la muestra de los Sistemas de EMELGUR se representan en las Tablas No 3.47, 3.48, 3.49, 3.50, 3.51 y 3.52.

- **Extrapolación al sistema total de EMELGUR para determinar las pérdidas de potencia.**

Para realizar la extrapolación de las pérdidas de potencia de los circuitos secundarios utilizando la muestra del sistema total de EMELGUR se procede con lo siguiente:

- ✓ Se determina el número de abonados por cada circuito secundario levantado.
- ✓ Con el número de abonados por circuito secundario y los abonados totales por tipo de usuario se determinarán el número de circuitos del sistema en su totalidad.
- ✓ Una vez estimado el número total de circuitos secundarios y las pérdidas por cada circuito

obtenemos las pérdidas del sistema en su totalidad de lo circuitos secundarios.

Los resultados de las pérdidas obtenidas de los circuitos secundarios del sistema EMELGUR, se encuentran en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS CIRCT. SECUNDARIOS DE EMELGUR						
SISTEMA	AB/ CIRC PROM.	ABON. TOTALES	No. CIRCT.	PERD(KW) CIRCUITO	PERD. TOTAL (KW)	% PERD.POT.
DURÁN	22	51057	2321	0.60	1392.46	2.73
DAULE	32	55991	1750	0.62	1084.83	1.94
QUEVEDO	33	69140	2095	0.69	1445.65	2.09
TOTAL EMELGUR					3922.94	2.23

- **Determinación de las pérdidas de energía de los circuitos secundarios de EMELGUR.**

Para calcular las pérdidas de energía totales de EMELGUR procedemos de la siguiente manera:

- ✓ Con las pérdidas de potencia para la demanda máxima del mes de Julio del 2005 y el factor de pérdidas del mes de estudio por sistema, determinamos las pérdidas de energía, para ello utilizamos la siguiente expresión:

$$E = \sum_{k=1}^n F_{pk} P_k * 744 [MWH]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía del mes en estudio

Fpk: Factor de pérdidas del sistema correspondiente al mes de estudio

Pk: Pérdidas de potencia para la demanda máxima por sistema del mes en estudio.

n : Número de sistema

Estas pérdidas de energía para el mes de Julio del 2005 de los circuitos secundarios de EMELGUR se encuentran en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE LOS CIRCT. SECUNDARIOS DE EMELGUR				
ENERGÍA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
ENERGÍA DISPONIBLE (MW.H/MES)	28761.16	17732.34	20634.68	67128.18
PÉRDIDAS ENERGÍA (MW.H/MES)	466.20	266.35	344.18	1076.72
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	1.62	1.50	1.67	1.6040

- **Pérdidas de alumbrado público**

Para determinar las pérdidas de potencia de alumbrado público, tomamos una muestra representativa de las luminarias instaladas en el sistema, en la muestra se establecen las características de cada unidad, tales como: tipo, eficiencia, y potencia,

✓ **Levantamiento físico**

Las luminarias levantadas fueron escogidas de los mismos circuitos secundarios levantados para cálculos anteriores, es decir, dos levantamientos de luminarias de alumbrado público, por cada sistema:

Las características técnicas de estos levantamientos se detallan en las Tablas No. 3.53, 3.54, 3.55, 3.56, 3.57 y 3.58, respectivamente.

✓ **Pérdidas de potencia**

Para estimar las pérdidas de potencia, de la muestra del sistema de alumbrado público consideramos lo siguiente:

La información técnica de los diagramas unifilares de los circuitos de alumbrado público que fueron levantados, en donde se indica el tipo de conductor, calibre, longitud y potencia de las luminarias, esta información se encuentra

detallada en las Láminas No. 10, 11, 12, 13, 14 y 15 ;
también en las Tablas No 3.53, 3.54, 3.55, 3.56,3.57 y 3.58.

- **Determinación de las pérdidas de potencia.**

Para la estimación de las pérdidas de potencia de la muestra realizamos lo siguiente:

Teniendo como datos, el consumo de luminarias, los factores de potencia obtenidos de documentos técnicos, procedemos de la siguiente manera:

Determinamos las pérdidas de potencia en los circuitos secundarios de la muestra en su totalidad, o sea, incluyendo las demandas de los abonados.

Una vez determinados los valores totales de las pérdidas por circuito de la muestra restamos las pérdidas de los circuitos secundarios de la muestra y obtenemos las pérdidas de las luminarias por circuito secundario de la muestra, el resultado de estos cálculos se puede apreciar en las Tablas 3.53, 3.54, 3.55, 3.56, 3.57 y 3.58.

- **Extrapolación al Sistema Total de EMELGUR**

Para ello se realiza el siguiente procedimiento:

- ✓ Estimamos el número de luminarias por circuito
- ✓ Con el número de luminarias por circuito y con el total del circuito por sistema estimamos el número total de luminarias del sistema total de alumbrado público.
- ✓ Estas pérdidas del sistema EMELGUR de alumbrado público se presentan en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE POTENCIA DE ALUMBRADO PÚBLICO DE EMELGUR						
SISTEMA	LUM/SEC	No. CIRCUITOS SEC.	No. LUMINARIAS	PÉRD/LUMIN.(W/LUMIN.)	PÉRD.TOTAL (MW)	% PÉRD. POT.
DURÁN	15	2321	34812	15.15	0.527	1.550
DAULE	12	1750	20997	18.02	0.378	0.890
QUEVEDO	12	2095	25142	19.89	0.500	0.730
TOTAL EMELGUR					1.406	1.05

- **Determinación de las pérdidas de energía**

Las pérdidas de energía se las obtiene de la siguiente manera:

- ✓ Consideramos que las luminarias de alumbrado público están operando en un tiempo promedio de 12 horas al día, entonces estas pérdidas de energía para el mes de estudio que es Julio del 2005, se las calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$E = P * 372 [KVH]$$

Donde:

E: Pérdidas de energía de los circuitos de alumbrado

P: Pérdidas de potencia de los circuitos de alumbrado

En el siguiente cuadro se aprecian las pérdidas de energía para el mes de Julio del 2005 del sistema EMELGUR.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALUMBRADO PÚBLICO DE EMERGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
ENERGÍA DISPONIBLE (MW.H/MES)	28761.16	17732.34	20634.68	67128.18
PÉRDIDAS ENERGÍA (MW.H/MES)	209.01	135.41	113.83	458.25
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	0.73	0.76	0.55	0.68

3.2.1.1.4 Pérdidas en acometidas

Para realizar la estimación de las pérdidas en las acometidas procedemos de la siguiente manera:

Tomamos una muestra de la acometida representativa y esta muestra es extrapolada al sistema total de EMELGUR.

✓ **Levantamiento físico**

Para realizar el levantamiento físico de las acometidas procedemos de la siguiente manera:

- Tipo de configuración de las acometidas sean estas rurales o urbanas
- Calibres y longitudes de los mismos
- Tipos de usuarios a quien sirvan estas acometidas

✓ **Pérdidas de potencia**

Para determinar estas pérdidas de potencia se toma en consideración lo siguiente:

- Información técnica

Es todo lo referente al tipo de conductor utilizado, se requiere también la información del calibre, tipo de conductor y longitud, además, las características de los conductores

✓ **Determinación de las pérdidas de potencia**

Para realizar estos cálculos se procede de la siguiente manera:

- Con los abonados de la muestra, se lo determina en consumo promedio mensual, para ello se toma como referencia los últimos 6 meses de consumo del año y mes de estudio, esto se realiza de acuerdo la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{KWH}{T}$$

Luego con el factor de potencia por abonado estimamos un factor de potencia promedio para la muestra y procedemos a determinar la potencia aparente de acuerdo a la siguiente expresión:

$$KVA_{AB} = Pm / Fp$$

Una vez determinadas las potencia aparente del abonado, la potencia aparente los abonados totales de la muestra y teniendo también su corriente medida del lado bajo voltaje del transformador de distribución determinamos la corriente máxima por abonado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{\max AB} = \left[\frac{KVA_{AB}}{KVA - T} \right] * I_{\max TransfMedido}$$

$$KVA - T = \sum_{k=1}^n KVA_k$$

Donde:

KVA_k: Potencia aparente del abonado k

n= Número de abonados

Con estas corrientes máximas de los abonados y los parámetros de cada acometida determinamos las pérdidas de potencia de la acometida sometida al estudio, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P = (I_{\max AB})^2 R$$

En las Tablas No 3.59, 3.60, 3.61, 3.63, 3.63 y 3.64 se presentan los resultados de estos cálculos:

✓ **Extrapolación al sistema total de EMELGUR**

Para realizar la extrapolación al sistema total realizamos el siguiente procedimiento:

Teniendo como datos las pérdidas de potencia promedio, el número de abonados totales obtenemos las pérdidas de potencia totales.

Estas pérdidas de potencia totales para EMELGUR se representan en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS DE EMELGUR				
SISTEMA	PÉRD.PROM./ ABON.(W)	ABON. TOTALES	PÉRD.TOTALES (KW)	% PÉRD. POT.
DURÁN	0.69	51057.00	35.23	0.07
DAULE	2.29	55991.00	128.22	0.23
QUEVEDO	0.90	69140.00	62.23	0.09
TOTAL EMELGUR			225.67	0.13

**ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS
PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO.**

En este análisis de distribución secundario se consideran a los circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

El análisis es de tipo comparativo y los resultados obtenidos son comparados con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo

aceptable de pérdidas, estas pérdidas son evaluadas con respecto a la demanda máxima del mes de estudio.

Dichos resultados se pueden apreciar en el cuadro siguiente:

SISTEMA	DEMANDA MÁXIMA		PÉRDIDAS DE POTENCIA	
	MW	%	MW	%
ALTA EFICIENCIA			1.15	1
MÁXIMO ACEPTABLE			2.30	2
EMELGUR	115.2	100	5.55	4.82

Como se aprecia en el cuadro anterior los niveles de pérdidas de potencia están fuera de los límites permisibles de operación.

✓ Pérdidas de energía

Teniendo como dato las pérdidas de potencia para el mes en estudio y con el factor de pérdidas de los transformadores tipo, determinamos las pérdidas de energía, para ello utilizamos la siguiente expresión:

$$E = \sum_{k=1}^n F_{pk} P_K * 744 [mwh]$$

Donde:

Pérdidas de energía para el mes en estudio es

Fpk: Factor de pérdidas del transformador de distribución tipo

Pk: Pérdidas de potencia para demanda máxima del transformador de distribución tipo del mes en estudio

n: Número de transformadores de distribución

Los resultados de estos cálculos se encuentran en el siguiente cuadro:

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ACOMETIDAS DE EMELGUR				
SISTEMA	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
ENERGÍA DISPONIBLE (MW.H/MES)	28761.16	17732.34	20634.68	67128.18
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ACOMETIDAS (MW.H/MES)	18.88	32.09	35.68	86.64
% PÉRDIDAS DE ENERGÍA	0.07	0.18	0.17	0.13

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIO.

En este análisis de distribución secundario se consideran a los circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

El análisis es de tipo comparativo y los resultados obtenidos son comparados con niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas, estas pérdidas son evaluadas con respecto a la energía disponible del mes de estudio este resultado se aprecia en el siguiente cuadro.

SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%
ALTA EFICIENCIA			503.46	0.75
MÁXIMO ACEPTABLE			1006.92	1.5
EMELGUR	67128.18	100	1686.33	2.5

Las pérdidas técnica de potencia para **EMELGUR S.A.**, están por el orden de 18.4 % de la demanda máxima, el máximo aceptable total está por el orden de 11.5 %, por lo tanto, se

concluye que las pérdidas técnicas totales están fuera de los parámetros mínimos aceptables de operación de sistemas de distribución.

En el siguiente cuadro se resume todos los resultados de las pérdidas técnicas de energía de la Empresa **EMELGUR S.A.**, correspondiente al mes de Julio del 2005.

Las pérdidas técnicas totales de energía de **EMELGUR S.A.**, están por el orden del 14.16 % de la energía disponible del mes de estudio, comparando con los parámetros totales de máximo aceptable de operación de sistemas de distribución 7.5 % de la energía disponible, los resultados obtenidos evidencian que **EMELGUR S.A.** registra pérdidas del doble de lo normal aceptable.

El resumen total de las pérdidas se encuentran en el siguiente cuadro.

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RÍOS				
RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y GLOBALES DE ENERGÍA DEL MES EN ESTUDIO JULIO DEL 2005				
SISTEMA ELÉCTRICO	DURÁN	DAULE	QUEVEDO	TOTAL
DEM.MAX(MW)	53.56	27.27	34.37	115.19
ENERGÍA DISPONIBLE (MWH/MES)	28761.16	17732.34	20634.68	67128.18
ENERGÍA FACTURADA(MWH/MES)	18993.969	10836.926	11573.180	41404.075
PÉRDIDAS GLOBALES (MWH/MES)	9767.189 33.96%	6895.414 38.89%	9061.498 43.91%	25724.101 38.32%

NIVEL	PÉRDIDAS DE ENERGÍA		PÉRDIDAS DE ENERGÍA		PÉRDIDAS DE ENERGÍA		PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
	MWH/MES	%	MWH/MES	%	MWH/MES	%	MWH/MES	%
PÉRDIDAS TÉCNICAS								
Líneas de Subtransmisión	3389.34	11.78	746.67	4.21	1080.11	5.23	5216.12	7.77
Líneas de Distribuc. Prim.	377.85	1.31	531.91	3.0	749.01	3.63	1658.77	2.47
Transf. de distribución	447.29	1.56	217.42	1.23	345.92	1.68	1010.63	1.51
Circuitos secundarios	466.20	1.62	266.35	1.50	344.18	1.67	1076.72	1.60
Alumbrado público	196.19	0.68	140.75	0.79	186.03	0.9	458.25	0.68
Acometidas	18.88	0.07	32.09	0.18	35.68	0.17	86.64	0.13
SUBTOTAL	4895.75	17.02	1934471	10.91	2740.93	13.28	9507.13	14.16

CAPÍTULO 4

4 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas comerciales están directamente relacionadas con los procesos administrativos y financieros de las empresas eléctricas de Distribución, es por esto, que se mencionan algunos inconvenientes que puede tener la Empresa Eléctrica de **EMELGUR** respecto a sus procesos comerciales más importantes, es decir, tanto de facturación como de contratación.

A parte de mencionar algunos de sus procesos administrativos actuales, se presentarán cuadros en los que se detallan los porcentajes por concepto de los operativos de control de hurto de energía, la contribución de las pérdidas no técnicas a las pérdidas globales de energía.

También se seleccionará una muestra representativa de un sector en particular del sistema eléctrico de Durán con el propósito de visualizar

algunas características técnicas del tipo de servicio, sistema de medición y condiciones de operación.

Las pérdidas no técnicas o comerciales que se mencionan de dicha muestra fueron las siguientes:

- Pérdidas por error en la medición
- Pérdidas por fraude en las instalaciones.
- Pérdidas por usuarios sin medidor.
- Pérdidas por conexión directa sin registro de demanda

4.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES

A continuación se detalla el procedimiento que se adoptó para realizar el cálculo de las pérdidas no técnicas o comerciales del sistema eléctrico de EMELGUR:

- ✓ Para determinar el cálculo de las pérdidas no técnicas o comerciales del sistema eléctrico de **EMELGUR** se lo determinó como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas estimadas.

- ✓ Este procedimiento se lo efectuó analizando cada sistema eléctrico de manera independiente, es decir, tanto el sistema eléctrico Durán como el de Daule y Quevedo.

- ✓ Para efectuar el cálculo respectivo de dichas pérdidas se tomo como referencia el mismo mes analizado en las pérdidas técnicas, es decir, Julio del 2005.

4.2 SELECCIÓN DE LA MUESTRA A ESTUDIAR

Se ha tomado una muestra representativa del Sistema Eléctrico de Durán para observar, las características del servicio, características técnicas y condiciones de operación, ya sea, de tipo residencial, comercial e industrial.

Dicha muestra se la seleccionó específicamente de la ciudadela El Recreo, Sectores 52 y 53. El tamaño de la misma representa el 1.5% del total del usuario que tiene el sistema de **EMELGUR**.

Además se detallarán aspectos técnicos importantes como los que se mencionan a continuación:

- Tipos de Estructura,
- Transformadores de Distribución,
- Longitud de la Red Secundaria,
- Medidores a 120 V, y
- Medidores a 240 V

4.2.1 Aspectos generales de la muestra en estudio

Para todo el sistema eléctrico de **EMELGUR** el total de abonados lo representa el número de clientes actualizado a Diciembre del

2005 que es 176188, del mismo que se ha tomado una muestra de 2349 abonados, lo que representa el 1.33%, tal como se presenta en el siguiente cuadro:

MUESTRA TOMADA EL RECREO - DURAN	
TOTAL EMELGUR	MUESTRA
(ABONADOS)	(1.33%)
176188	2349

En esta muestra tomada como referencia del tipo de usuario masivo están involucrados los abonados como son los del tipo residencial, comercial, industrial y otros sin demanda.

En este tipo de usuario masivo se han considerado tres aspectos básicos en dicha muestra que son: las características del servicio, características técnicas y condiciones de operación.

Para la muestra de este tipo de usuario masivo se la ha tomado del sistema eléctrico de Durán correspondiente a la Cdla. El Recreo, tal como, se muestra en las Láminas No. 16 y 17, de los sectores 52 y 53 respectivamente.

A continuación en los siguientes cuadros se detallan las características técnicas de la muestra:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA MUESTRA	
RESUMEN DE TRAFOS	CANT.
Transformador de 25 KVA	3
Transformador de 37.5 KVA	1
Transformador de 50 KVA	20
RESUMEN DE MEDIDORES	CANT.
Medidores 120 V.	551
Medidores 240 V.	34

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA MUESTRA	
RESUMEN DE TRAFOS	CANT.
Transformador de 25 KVA	5
Transformador de 37.5 KVA	2
Transformador de 50 KVA	60
RESUMEN DE MEDIDORES	CANT.
Medidores 120 V.	1703
Medidores 240 V.	61

En este tipo de usuario masivo se han considerado tres aspectos básicos en dicha muestra que son las características del servicio, características técnicas y condiciones de operación.

- **Características del servicio**

En las características del servicio podemos citar los siguientes puntos:

- ✓ La inspección física a los abonados, ya sea del tipo residencial, comercial e industrial.
- ✓ La determinación de la cantidad de abonados residenciales, tanto de las categorías alta, media y baja.

En la Tabla No. 4.1 se podrá apreciar las características del servicio de usuarios típicos de la muestra tomada de la Cdla. El Recreo de Durán.

- **Características técnicas**

En las características técnicas del sistema de medición para la muestra tomada, se consideran los siguientes aspectos:

- ✓ El sistema de medición de los abonados, considerando la acometida y el medidor.
- ✓ Se podrá apreciar el calibre, tipo de conductor y longitud de la acometida, la marca y Kh del medidor.

En la Tabla No. 4.2 se presentan las características técnicas del sistema de medición de usuarios típicos para la muestra tomada de la Cdla. El Recreo de Durán.

- **Condiciones de operación**

En las condiciones de operación del sistema de medición para la muestra tomada, se consideran los siguientes aspectos:

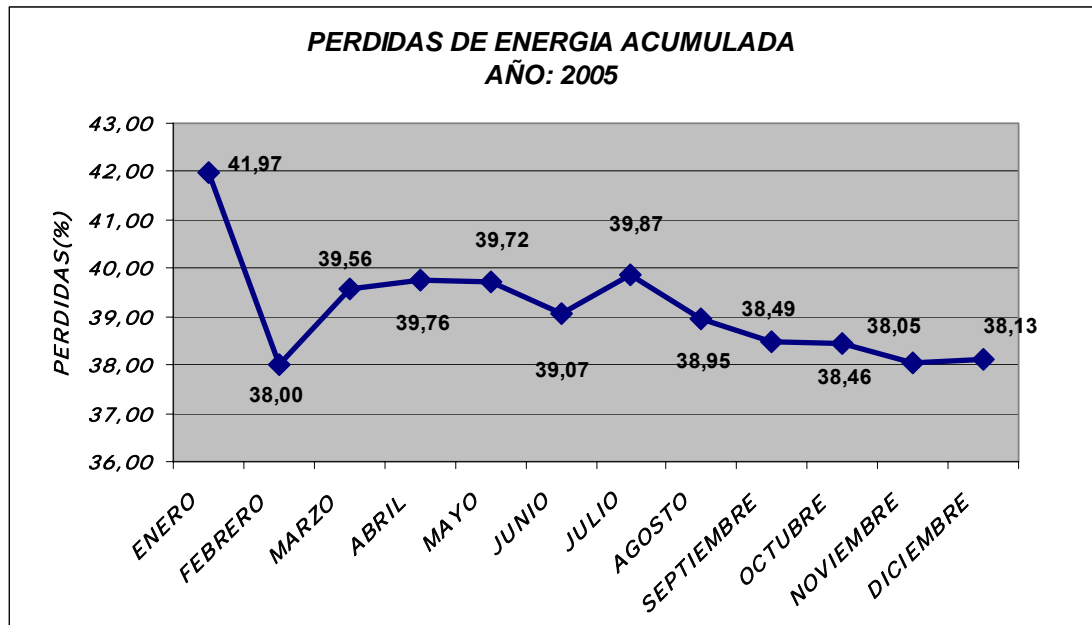
- ✓ La medición de energía y las condiciones de operación normal o anormal, sea por error o por fraude.

- ✓ La cantidad de abonados que tienen un servicio normal y anormal.

En la Tabla No. 4.3 se presentan las condiciones de operación del sistema de medición de usuarios típicos para la muestra tomada de la Cda. El Recreo de Durán.

4.2.2 Datos históricos y estadísticos de la muestra

Figura 4.1



4.2.3 Análisis de la información estadística de la muestra

La información estadística de la muestra está basada en los siguientes gráficos:

En las Figuras No 4.2 y 4.3, se presentan de manera porcentual las cantidades de medidores residenciales y comerciales de la

muestra tomada, tanto, del Sector 52 como del Sector 53 de la Cdla. El Recreo de Durán.

Figura No. 4.2

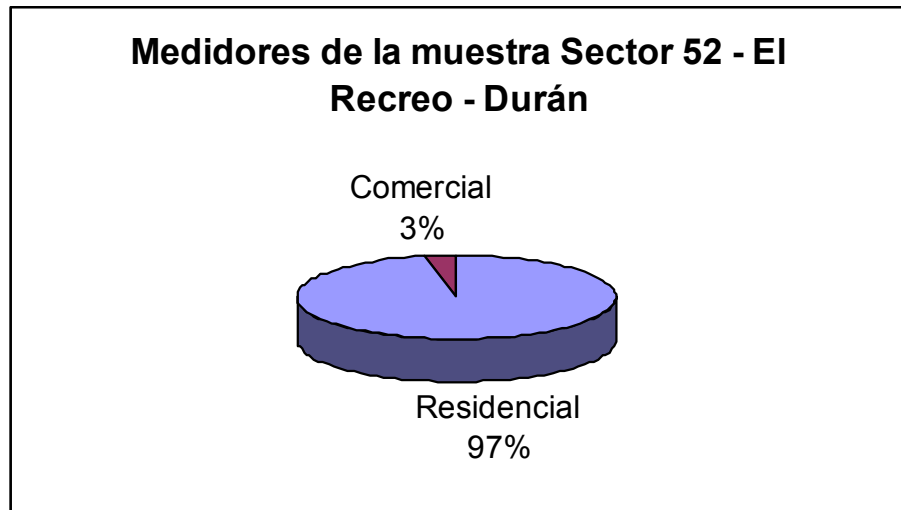
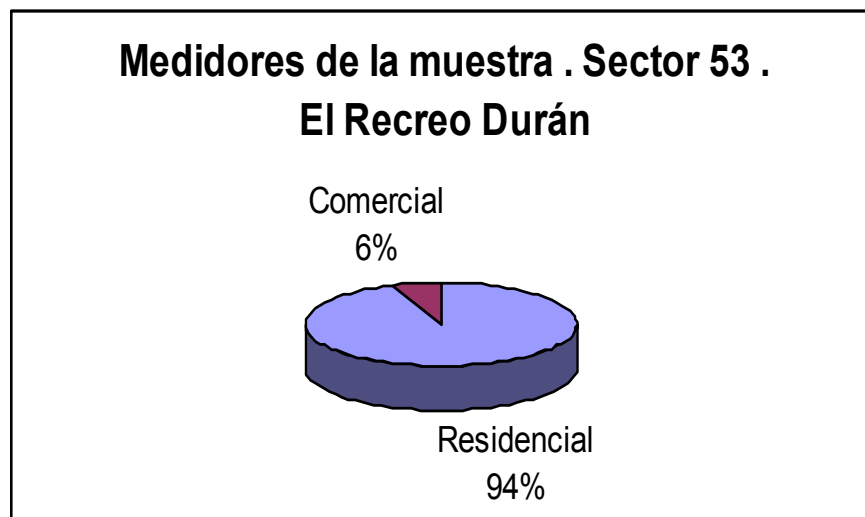


Figura No. 4.3



En las Figuras No. 4.4 y 4.5 se presentan la evolución histórica de demanda promedio durante el año 2005 de la muestra tomada, tanto, del Sector 52 como del Sector 53 de la Cda. El Recreo de Durán.

Figura No. 4.4

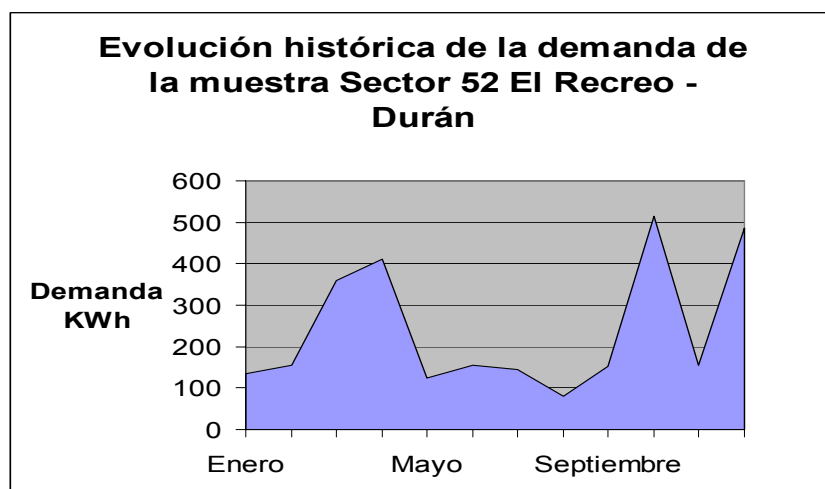
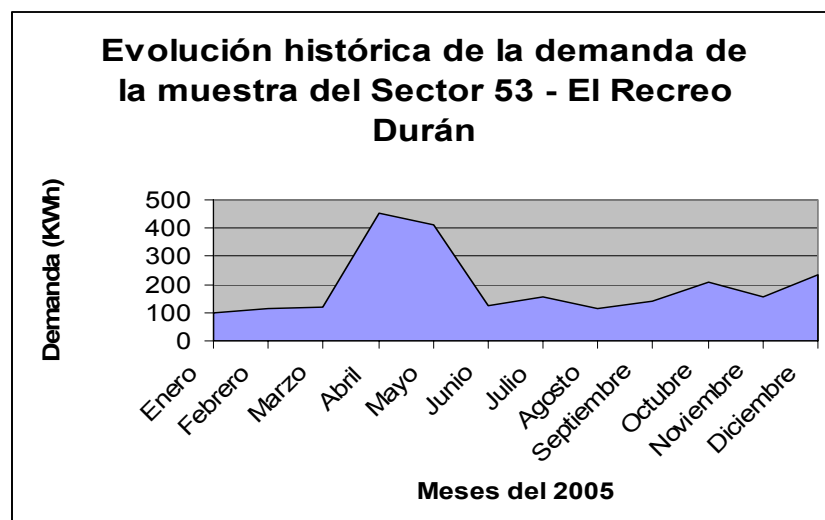


Figura No. 4.5



En las Figuras No 4.6 (A), 4.7 (B), 4.8 (C) y 4.9 (D), se presentan curvas representativas del consumo promedio vs. Pérdidas promedio, tanto del sector 53 como del sector 53 de El Recreo-Durán.

Figura No. 4.6 (A)

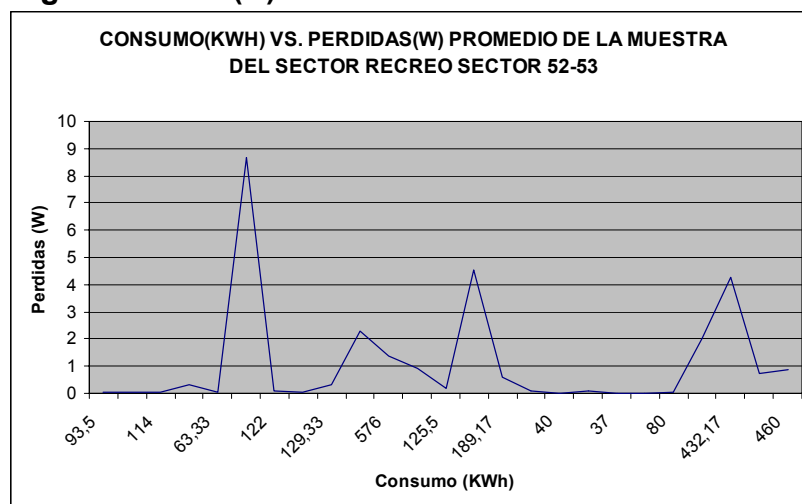


Figura No. 4.7 (B)

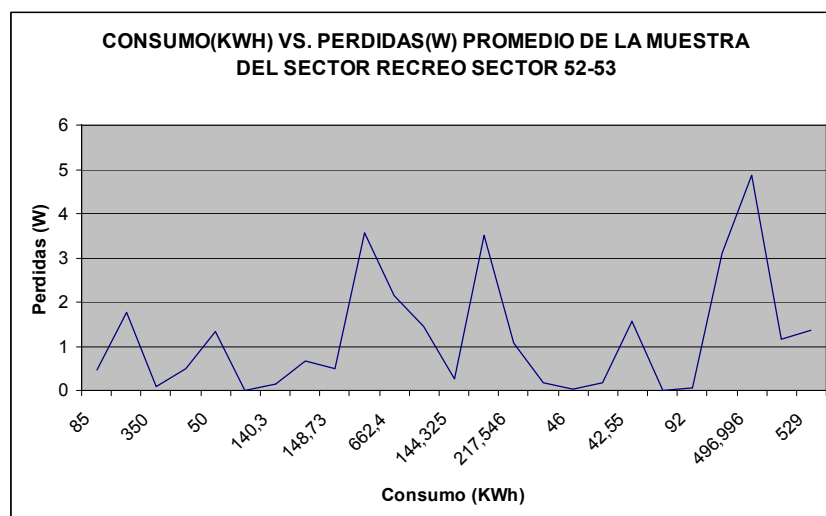


Figura No. 4.8 (C)

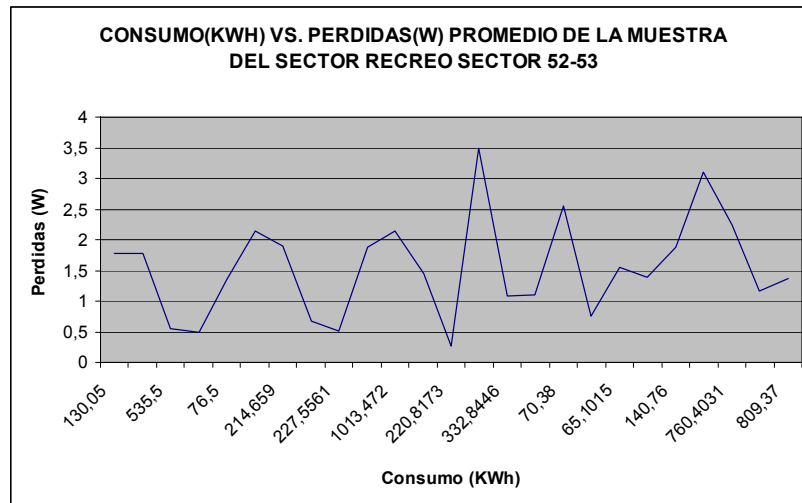
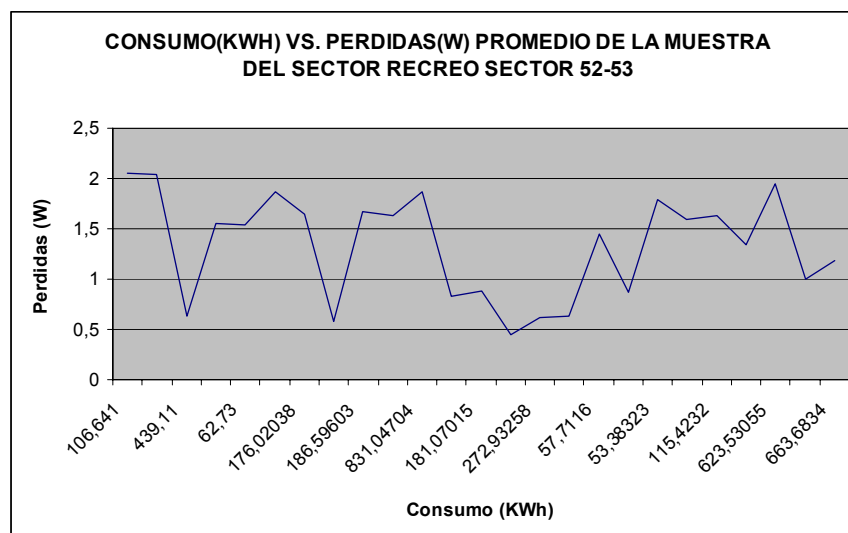


Figura No. 4.9 (D)



4.3 CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES

Para determinar el cálculo de las pérdidas no técnicas o comerciales del sistema eléctrico de **EMELGUR**, se considera un período específico y se la determinó mediante la diferencia entre la energía que fue entregada al Sistema, la energía facturada por **EMELGUR** y las pérdidas técnicas calculadas de energía.

Para el respectivo cálculo se consideran los siguientes balances energéticos.

Balances energéticos

En el balance de energía se considera la energía disponible y la energía entregada al sistema eléctrico de EMELGUR durante el mes de Julio del 2005.

- **Energía disponible**

La energía disponible corresponde a la energía comprada y generada, la cual, sirve para dar servicio a los usuarios a través de las líneas de distribución.

Durante el año 2005, **EMELGUR** dispuso de 808.553.529 Kwh., de los cuales 807.612.085 Kwh. fueron comprados en el MEM y 941.444 Kwh. se generaron en la Isla Puná (Centrales Puná Nueva y Campo Alegre). En ese período la energía disponible tuvo un incremento de 7.11% respecto al año anterior.

La generación térmica en la Isla Puná que fue de apenas 941.444 Kwh. en el año, representó un incremento del 18,96% respecto al año 2004.

El mes de mayor disponibilidad energética recayó en enero, cuando se dispuso de 70'347.968 Kwh., que equivalen a un 4.41% más que los 67'379.461 Kwh. de disponibilidad energética promedio mensual presentada en el siguiente cuadro:

ENERGÍA DISPONIBLE (MWh) 2004-2005			
CONCEPTO	2004	2005	VARIACION (%)
COMPRADA	791	941	18.96
GENERADA	754,019	807,612	7.11
TOTAL	754,81	808,553	7.12
DURÁN	331,83	367,009	10.60
DAULE	186,479	193,484	3.76
QUEVEDO	236,501	248,06	4.89

En el Anexo 7 se puede observar la energía disponible de todo el año 2005 de todo el sistema eléctrico de **EMELGUR**, además se detalla por subsistema tanto, de Durán, Daule y Quevedo mensualmente.

Para el mes en estudio, Julio del 2005, la energía disponible detallada por cada subsistema eléctrico se presenta en los siguientes cuadros:

ENERGÍA DISPONILBE DEL SISTEMA DURÁN	Jul-05
ENERGÍA DISPONIBLE (MWH/MES)	28761.158
ENERGÍA COMPRADA AL MEM. (MWH/MES)	28689.691
ENERGÍA GENERADA (PUNA) (MWH/MES)	67.867
ENERGÍA GENERADA (C. ALEGRE) (MWH/MES)	3.6

ENERGÍA DISPONIBLE DAULE	Jul-05
ENERGÍA DISPONIBLE – COMPRADA AL MEM (MWH/MES)	17732.340

ENERGÍA DISPONIBLE QUEVEDO	Jul-05
ENERGÍA DISPONIBLE - COMPRADA AL MEM (MWH/MES)	20634.678

ENERGÍA DISPONIBLE DEL SISTEMA EMELGUR	Jul-05
ENERGÍA DISPONIBLE (MWH/MES)	67128.176
ENERGÍA COMPRADA AL MEM. (MWH/MES)	67056.709
ENERGÍA GENERADA (PUNA) (MWH/MES)	71.467

- **Energía facturada**

La energía facturada corresponde a la venta de energía a los abonados y al alumbrado público de la empresa. La energía se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades fiscales, entidades municipales y campos deportivos. La energía facturada por EMELGUR en el año 2005 se presenta en el siguiente cuadro:

Energía facturada según el sistema (MWh) 2004 -2005			
CONCEPTO	2004	2005	T/C
DURÁN	210,639	234,668	11.41
DAULE	104,775	122,608	17.02
QUEVEDO	131,653	143,007	8.62
TOTAL	447,067	500,283	11.90

Para el respectivo mes en estudio Julio del 2005, la energía facturada por cada subsistema se presenta en los siguientes cuadros tanto del Sistema Durán, Daule, Quevedo y del Sistema EMELGUR.

ENERGÍA FACTURADA DEL SISTEMA DURÁN	Jul-05
	MWH/MES
RESIDENCIAL	9437.036
COMERCIAL	2964.548
INDUSTRIAL	4340.198
BOMBEO DE AGUA	131.7
ALUMBRADO PÚBLICO	1478.055
ENTIDADES OFICIALES	101.206
ASISTENCIA SOCIAL	56.063
BENEFICIO PÚBLICO	62.073
SUBTOTAL DURÁN	18570.879
ENERGÍA RECUPERADA	208.140
PÉRDIDAS FACTURADAS (GRANDES CONSUMIDORES)	214.950
TOTAL SISTEMA DURÁN	18993.969

ENERGÍA FACTURADA DEL SISTEMA DAULE	Jul-05
	MWH/MES
RESIDENCIAL	3635.215
COMERCIAL	808.967
INDUSTRIAL	1456.783
BOMBEO DE AGUA	3443.174
ALUMBRADO PÚBLICO	780.427
ENTIDADES OFICIALES	117.836
ASISTENCIA SOCIAL	14.014
BENEFICIO PÚBLICO	88.714
SUBTOTAL DAULE	10345.130
ENERGÍA RECUPERADA	132.624
PÉRDIDAS FACTURADAS (GRANDES CONSUMIDORES)	359.172
TOTAL SISTEMA DAULE	10836.926

ENERGÍA FACTURADA DEL SISTEMA QUEVEDO	Jul-05
	MWH/MES
RESIDENCIAL	5872.136
COMERCIAL	2205.726
INDUSTRIAL	1212.976
BOMBEO DE AGUA	811.644
ALUMBRADO PÚBLICO	920.303
ENTIDADES OFICIALES	255.930
ASISTENCIA SOCIAL	56.742
BENEFICIO PÚBLICO	80.041
SUBTOTAL QUEVEDO	11415.498
ENERGÍA RECUPERADA	131.040
PÉRDIDAS FACTURADAS (GRANDES CONSUMIDORES)	26.642
TOTAL SISTEMA QUEVEDO	11573.180

ENERGÍA FACTURADA SISTEMA EMELGUR	Jul-05
	MWH/MES
RESIDENCIAL	18944.387
COMERCIAL	5979.241
INDUSTRIAL	7009.957
BOMBEO DE AGUA	4386.518
ALUMBRADO PUBLICO	3178.785
ENTIDADES OFICIALES	474.972
ASISTENCIA SOCIAL	126.819
BENEFICIO PUBLICO	230.828
SUBTOTAL EMELGUR	40331.507
ENERGÍA RECUPERADA	471.804
PÉRDIDAS FACTURADAS (GRANDES CONSUMIDORES)	600.764
TOTAL SISTEMA EMELGUR	41404.075

A continuación se presentan las siguientes figuras correspondientes balance energético antes mencionado por cada subsistema.

FIGURA No 4.10 ENERGÍA DISPONIBLE

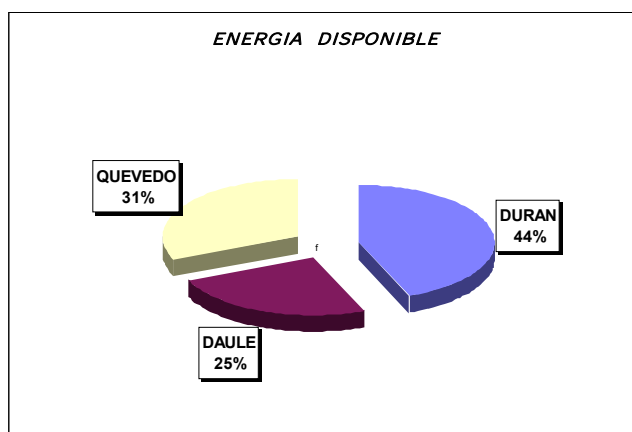
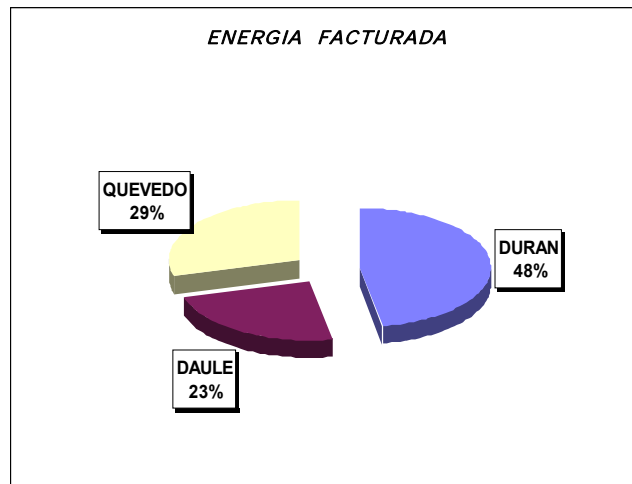


FIGURA No 4.11 ENERGÍA FACTURADA

- **Energía de pérdidas técnicas**

En la energía de pérdidas técnicas se considera el sistema de subtransmisión, líneas primarias, transformadores de distribución, circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

En los siguientes cuadros se presentan las pérdidas de energía técnicas de los diferentes subsistemas correspondientes a EMELGUR para el mes de Julio del 2005 tanto del Sistema Durán, Daule, Quevedo y del Sistema EMELGUR.

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DURÁN			
SISTEMA DURÁN	Pérdidas de energía (MWH)	% Relativo	Pérdidas (%)
Sistema de Subtransmisión	3388.92	70.05	11.78
Líneas primarias	377.85	7.81	1.31
Transformadores Distribución	447.29	9.25	1.56
Circuitos Secundarios	466.20	9.64	1.62
Alumbrado Público	196.19	4.05	0.68
Acometidas	18.88	0.39	0.07
Total	4837.93	100.00	17.923

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DAULE			
SISTEMA DAULE	Pérdidas de energía (MWH)	% Relativo	Pérdidas (%)
Sistema de Subtransmisión	746.604	38.58	4.21
Líneas primarias	531.91	27.49	3.00
Transformadores Distribución	217.422	11.24	1.23
Circuitos Secundarios	266.35	13.76	1.50
Alumbrado Público	140.75	7.27	0.79
Acometidas	32.09	1.67	0.18
Total	1935.126	100.00	10.97

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA QUEVEDO			
SISTEMA QUEVEDO	Pérdidas de energía (MWH)	% Relativo	Pérdidas (%)
Sistema de Subtransmisión	1080.1392	39.41	5.23
Líneas primarias	749.01	27.33	3.63
Transformadores Distribución	345.916	12.62	1.68
Circuitos Secundarios	344.18	12.56	1.67
Alumbrado Público	186.03	6.79	0.90
Acometidas	35.68	1.29	0.17
Total	2740.955	100.00	13.18

PERDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA EMELGUR			
TOTAL EMELGUR	Pérdidas de energía (MWH)	% Relativo	Pérdidas (%)
Sistema de Subtransmisión	5215.6632	54.49	7.77
Líneas primarias	1658.77	17.33	2.47
Transformadores Distribución	1010.628	10.56	1.51
Circuitos Secundarios	1076.72	11.24	1.60
Alumbrado Público	522.97	5.46	0.78
Acometidas	86.64	0.92	0.13
Total	9571.3912	100.00	14.63

4.3.1 Resultados obtenidos

Para el cálculo de pérdidas de energía no técnicas se las determina mediante la diferencia entre las pérdidas de energía total y la energía de pérdidas técnicas.

Los resultados de los presentarán a continuación en los siguientes cuadros tanto, del Sistema Durán, Daule, Quevedo y del total de EMELGUR.

ENERGÍA DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS SISTEMA DURÁN		
ENERGÍA	MWH/MES	(%)
Disponible	28761.158	100.00
Facturada	18993.969	66.04
Pérdidas Totales	9767.189	33.96
Pérdidas Técnicas	4837.93	16.82
Pérdidas No Técnicas	4929.259	17.14

ENERGÍA DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS SISTEMA DAULE		
ENERGÍA	MWH/MES	(%)
Disponible	17732.340	100.00
Facturada	10836.926	61.11
Pérdidas Totales	6895.414	38.89
Pérdidas Técnicas	1935.126	10.91
Pérdidas No Técnicas	4960.288	27.98

ENERGÍA DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DEL SISTEMA QUEVEDO		
ENERGÍA	MWH/MES	(%)
Disponible	20634.678	100.00
Facturada	11573.180	56.09
Pérdidas Totales	9061.498	43.91
Pérdidas Técnicas	2740.955	13.28
Pérdidas No Técnicas	6320.543	30.68

ENERGÍA DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS TOTAL EMELGUR		
ENERGÍA	MWH/MES	(%)
Disponible	67128.176	100.00
Facturada	41404.075	61.68
Pérdidas Totales	25724.101	38.32
Pérdidas Técnicas	9571.3912	14.26
Pérdidas No Técnicas	16152.710	24.06

4.3.2 Análisis de los resultados

Para el análisis de los resultados se considera lo siguiente:

El respectivo análisis comparativo de la energía comprada y generada (energía disponible), la energía facturada y la energía de pérdidas técnicas y no técnicas.

Los resultados del balance de energía de todo el sistema eléctrico de EMELGUR en el mes de Julio del 2005 en base a los cálculos realizados en este capítulo, se presentan en el siguiente cuadro:

BALANCE DE ENERGÍA DEL SISTEMA EMELGUR - JULIO / 2005		
TIPO	ENERGÍA	
	MWH/MES	(%)
Energía comprada al MEM	67056.709	
Energía generada (Puná)	71467	
Total de Energía disponible	67128.176	100.00
Energía Facturada	41404.075	61.68
Energía de Pérdidas Total	25724.101	38.32
Energía de Pérdidas Técnicas	9571.3912	14.26
Energía de Pérdidas no Técnicas	16152.710	24.06

De acuerdo al cuadro anterior se concluye que para el mes en estudio de Julio del 2005 EMELGUR tiene un **24.06%** de energía de pérdidas no técnicas equivalentes a **16152.710 MWH**.

4.4 PROCESOS COMERCIALES ACTUALES DE LA EMPRESA

Las pérdidas no técnicas que se producen en una empresa eléctrica, básicamente se encuentran relacionadas con toda la gestión que se realiza dentro del área de comercialización.

Por lo tanto, para poder reducir y controlar estas pérdidas comerciales se requiere que todos estos procedimientos de comercialización sean simples y eficientes.

4.4.1 Procesos administrativos más importantes

El modelo de comercialización de la empresa eléctrica de EMELGUR demanda los siguientes procesos administrativos que son:

- Proceso de facturación,
- Proceso de contratación,
- Proceso de recaudación cortes y reclamos,
- Control de pérdidas no técnicas.

4.4.1.1 Proceso de facturación

El proceso de facturación es uno de los procesos administrativos con mayor número de pasos a seguir, por esta razón, se lo ha dividido en sub-procesos, los cuales son:

- Lectura,
- Validación,
- Liquidación e impresión de planillas, y

- Repartición de planillas

4.4.1.2 Proceso de contratación

El proceso de contratación de medidores se origina en la Superintendencia de servicios de propósito en general que sirve para los siguientes fines:

- Solicitud de nuevo servicio,
- Cambio de domicilio,
- Arreglo de acometida,
- Cambio de acometida,
- Reinstalaciones,
- Cambio de nombre,
- Cambio de medidor por incremento de carga,

- Retiro de medidor provisional (suspensión temporal),
- Reubicación de medidores,
- Reconexiones y Abonados sin consumo,
- Suspensión definitiva del servicio a petición del cliente,
- Servicio provisional con consumo fijo (sin medidor), y
- Servicio provisional (con medidor)

4.4.2 Estudio del proceso de facturación para clientes residenciales

Este proceso es uno de los más importantes dentro del modelo de comercialización, ya que consta de una serie de pasos, los cuales se detallan a continuación.

4.4.2.1 Descripción del proceso

Proceso de lectura

El personal de lectores realiza la toma de lectura de acuerdo a programas elaborados por los jefes de lectores, jefes de servicio al cliente o jefes de agencia, los cuales, realizan programas considerando tomas de lecturas mensuales, bimensuales y hasta en algunos casos trimestrales.

En las agencias principales se toma la lectura los días 17 de cada mes y se termina un día 15 o 16 del siguiente mes, para la clientela masiva con relación a los clientes especiales, de consumo alto, con registrador de demanda ya sea comercial, industrial, bombeo de agua, entidades oficiales, etc., se les toma lectura el primer día de cada mes, y esto puede fluctuar en ciertos casos, en uno o dos días antes o después de esta fecha.

En las demás agencias el ciclo de toma de lectura comienza el primer día de cada mes, y termina aproximadamente el 18 de cada mes. El consumo facturado en cada uno de estos casos corresponde al mes previo anterior.

Los lectores en el recorrido de la ruta, proceden a tomar lectura y reportan todas las novedades encontradas, ya sean servicios directos, medidores no existentes, número de medidores nuevos con su lectura y cualquier otra anomalía que observan en su recorrido.

Proceso de validación

Dentro del proceso de facturación, las lecturas deben ser entregadas de manera diaria al jefe de servicios a clientes o al jefe de agencia, y luego al facturador para que este efectúe la revisión, analice novedades reportadas en el libro de toma de lectura y proceda a consultar los archivos de ordenes de trabajo y solicitudes de servicios clasificados en orden de rutas pendiente de ser reportados en facturación, de tal forma que se elaboren los reportes de novedades de clientes sean estos nuevos, eliminados o modificados.

Para efectos de creación de código, esto lo realizan en base a la ubicación que otorga el lector, creando un código numérico de diez dígitos, el cual no debe ser igual a los vigentes y en lo posible, no debe coincidir con los códigos eliminados.

En los casos de cobros a crédito se debe hacer los reportes basándose en lo especificado en la solicitud de servicio y orden de trabajo, para ello se utiliza el código de ruta, se reporta el tipo de cargo, el valor mensual y el número de veces que se desea cobrar.

Cuando se reporta un cliente nuevo, el facturador debe describir lo siguiente:

- Código de ruta,
- Número de medidor,
- Tarifa,
- Número de esferas,
- Factor multiplicador (en caso de tenerlos),
- Demanda a facturar KW (en caso de tenerla),
- Lectura anterior,

- Lectura actual,
- Consumo KWH,
- Dirección, y
- El número de la solicitud de servicio y orden de trabajo.

En caso de no tener medidor se debe dejar en blanco el espacio y el digitador procede a marcar con una "X" para la facturación directa; de igual forma se debe efectuar el cobro de impuestos: CB, SCI, ER o TASA APU.

Con relación a los clientes con registrador de demanda horaria se debe anotar en el casillero de demanda 1, cuando tiene factor multiplicador y D, cuando la lectura es directa o no, cuenta con un factor multiplicador. Se deja el casillero en blanco cuando el medidor no tiene registrador de demanda.

Para eliminar un cliente solo se anota el código de ruta y como observación, el número de solicitud y orden de trabajo. Para

efectos de modificación se reporta el código del cliente y el dato que se quiere modificar, y en las observaciones se escribe el número de solicitud de servicio y orden de trabajo.

En los casos de cargos fijos se realiza lo siguiente:

Para nuevos cargos, se reporta el código de ruta, el valor, el tipo de cargo, el número de veces a cobrar y en las observaciones, el número de solicitud de servicio y orden de trabajo.

Para modificar un cargo fijo se elimina el cargo a modificar tomando en cuenta el número de veces facturada, y para esto se necesita el código de ruta, el tipo de cargo, el número de veces que ha sido reportado el cliente, se procede a modificar y se anota en observaciones el número de la solicitud de servicio y orden de trabajo.

Los cargos fijos existentes en **EMELGUR** son los siguientes:

- Depósitos en garantía por consumo,

- Depósitos en garantía por transformador,
- Mano de obra e instalación,
- Arriendo por transformador,
- Depósito en garantía por medidor,
- Incumplimiento de reglamento de servicio,
- Depósitos en garantía por acometidas,
- Convenios,
- Consumo no facturado,
- Otros cargos a plazo,
- Intereses por mora
- Penalidad por bajo factor de potencia, y

- Recuperación por pérdida de transformador

En el sistema Durán existen 8 facturadores de los cuales solo 2 se dedican a facturar y los otros atienden los reclamos de los clientes.

Transporte y entrega de los libros de lectura a la digitadora

Luego de que el facturador revisa las lecturas de cada usuario y realiza el informe de novedades, lo lleva a la digitadora para que proceda a ingresar esta información al sistema INFORMIX.

Ingreso de lecturas al sistema e impresión de la primera validación

La digitadora ingresa al sistema de cómputo todos los libros de lectura, de acuerdo al siguiente orden:

- Digitación de lectura de una determinada ruta,
- Digitación de novedades de clientes correspondiente a esa ruta, y

- Digitación de novedades por cargos fijos.

Una vez que se ha efectuado estos tres pasos se emite validaciones de la historia de consumo KWH y validaciones de la historia de la demanda en KW.

Para efectos de validación se considera el promedio por usuario en los doce últimos meses, para tarifa residencial, comercial, beneficio público, asistencia social, alumbrado y servicio comunitario, siempre y cuando su consumo mensual no sea igual a cero.

Cuando se tiene una puerta cerrada (PC) o no reportada (NR) se promedia su consumo considerando los tres últimos meses facturados; y en caso de tener un factor multiplicador se divide su resultado para el factor multiplicador siempre y cuando este no sea igual a cero.

Transporte y entrega de la primera validación

La digitadora entrega la primera validación al mismo facturador, quien realizó la verificación de las lecturas e informe de novedades.

Inspección y corrección de la primera validación

El facturador revisa y corrige si la primera validación tiene errores al realizar la primera inspección, como también puede ser error de la digitadora, tales como:

- Mala digitación de los libros de lectura,
- Datos inferiores o superiores al historial de los 12 últimos meses, y
- Falta de novedades

Transporte y entrega de la primera validación

El mismo facturador es el encargado de llevar la primera validación corregida para que el digitador realice los cambios en el sistema INORMIX.

Corrección de errores en el sistema de impresión de la segunda validación

La digitadora corrige el sistema INFORMIX los errores que fueron encontrados por el facturador, y finalmente las imprime por segunda vez.

Transporte y entrega de la segunda validación

Terminada la impresión de la segunda validación la digitadora lleva personalmente la validación al facturador para que sea nuevamente revisada.

Inspección y corrección de la segunda validación

El facturador en la segunda validación sólo puede corregir el consumo, la tarifa o demanda, en el caso de que necesite realizar alguna modificación o eliminación se debe notificar mediante un memo dirigido a la Superintendencia de Servicios al cliente en Guayaquil.

En el caso de eliminación de algún medidor se anota el código de ruta, nombre del usuario, número del medidor, el número de solicitud y orden de trabajo.

Para efectos de modificación de lectura se anota el código de ruta, nombre del usuario, número del medidor y el dato que se quiera modificar.

Transporte y entrega de la segunda validación

El mismo facturador es el encargado de llevar la segunda validación corregida para que el digitador realice los cambios en el sistema INFORMIX.

Corrección de errores en el sistema

La digitadora una vez que recibe la segunda validación y el Memo dirigido a la superintendencia de Servicios al cliente en Guayaquil, comienza a ingresar en el sistema las correcciones finales hechas por el facturador, y marca con un visto sobre la segunda validación. La única diferencia es que no se vuelve a imprimir una validación, sino que con la aprobación del Jefe Comercial se la envía a Guayaquil como validación preliminar.

Transporte y entrega de validación preliminar

Una vez que la digitadora terminó la corrección en el sistema, lleva la validación preliminar para que la apruebe el Jefe Comercial.

Aprobación de la validación preliminar

El Jefe Comercial revisa de forma rápida que todo esté correcto en la validación preliminar y firma un documento indicando su aprobación para que sea llevada a la Superintendencia de Servicios al Cliente en Guayaquil.

El Jefe Comercial realiza una revisión rápida de la validación preliminar ya que él confía en el trabajo que está desempeñando su grupo de trabajadores.

Transporte y entrega de la validación preliminar

Una vez aprobada la validación preliminar por el Jefe Comercial se envía con un mensajero a la Superintendencia de Servicios al cliente en Guayaquil.

Cabe indicar que el programa con el que cuenta Durán, está en red con todos los otros sistemas y estos con las oficinas de Guayaquil, así que desde dichas oficinas pueden trabajar directamente con la última validación de ese mes, que es la validación preliminar que se envía impresa.

Proceso de Liquidación e impresión de planillas

A continuación se detalla todos los pasos de este proceso:

Facturación definitiva

Para la facturación definitiva en la superintendencia de servicios al cliente en las oficinas de Guayaquil, se realiza lo siguiente:

Revisión aleatoria de las validaciones preliminares

Las validaciones preliminares aprobadas por el Jefe Comercial, las cuales se encuentran en el sistema INFORMIX y que aparte son enviadas en forma impresas a la Superintendencia de Servicios al Cliente con el manejo, son revisadas por pantallas aleatoriamente los reportes de consumo para revisar posibles errores tanto, para consumos reportados(KWH) como para demandas(KW) de clientes. Al encontrar errores se realiza lo siguiente:

1. Se anota el número del medidor, y
2. Se anota el nombre del usuario afectado

Una vez tomados estos datos se procede a revisar en el histórico del usuario si efectivamente existe el problema (es

decir, si el valor medido no se encuentra dentro de los rangos esperados).

Si todavía se tiene alguna duda, se notifica al Jefe Comercial del Sistema encargado para encontrar la solución. Al correr la aprobación definitiva solo aparecen en pantalla los usuarios que presentan inconvenientes.

Facturación y catastro preliminar

Se procesa la facturación preliminar con los datos actualizados generándose un catastro y luego se procede a una verificación por pantalla únicamente revisando la columna de consumo para ver si hay alguna medición disparada, pero para eso la encargada del área de facturación debe haber ingresado lo siguiente:

1. Pliego tarifario (CONELEC),
2. Tasa de interés legal (Banco Central),
3. Subsidio (fijado por EMELGUR),

4. Ordenanzas municipales, y

5. Tasas del cuerpo de bomberos

Facturación y catastro definitivo

Realizado el proceso de revisión y/o corrección de errores satisfactoriamente se procede a la facturación y catastro definitivo.

La facturación definitiva confirma la facturación preliminar realizada, para ello, el sistema toma los datos (planillas) generadas en los archivos temporales y los transfiere a los archivos definitivos del sistema.

En este último paso, es cuando las facturas se han generado en el sistema, es decir, que si un usuario se acercara a querer cancelar su consumo del mes sin haber recibido la planilla lo podría hacer por que existe ya el valor exacto que debe pagar.

Se realiza un MICRO-MEMO

El encargado del área de facturación realiza un micro-memo, en el cual se describe el archivo en el que se encuentran las planillas y catastros definitivos que se quiere imprimir.

Transporte y entrega del MICRO-MEMO

Una vez que la liquidadora detalla las planillas y catastro que están listos para la impresión en el micro-memo, lo envía con un mensajero al Operador de Turno en el Departamento de informática para que comience con la impresión de planillas y catastros.

Impresión de planillas y catastros:

Verificación de archivos

El operador de turno verifica en el sistema los archivos para impresión. En cada archivo constan las planillas y los catastros, los cuales se encuentran por rutas que están geo-codificadas.

Cada archivo se encuentra detallado en el sistema por catastro o planilla, luego el numero 0924379430 de la ruta y finalmente el mes actual.

Impresión de las planillas y catastros

El operador de turno coloca en la impresora láser (Xerox DocuPrint N40) los formatos de las planillas a imprimir (formatos realizados por poligráficas). Luego selecciona del sistema y manda a imprimir las planillas que fueron ordenadas en el MICRO-MEMO para su impresión por los bloques (rutas).

Igualmente, el operador realiza lo mismo con la impresión de catastros, la única diferencia es que los catastros se imprimen dos veces ya que una copia se envía con las planillas a cada sistema y la otra copia es como constancia para el departamento comercial.

Una vez terminada la impresión de la plantilla y los catastros son retirados de la impresora para ser ordenados numéricamente.

Control de Calidad

El operador de turno luego de la impresión, realiza un control de calidad de impresión a las planillas y catastros. En el caso de existir una mala impresión de las planillas o catastros, se las vuelve a imprimir (raro el caso).

La planilla o ya sea el catastro mal impreso se lo guarda y se entrega junto con la planilla que esta correctamente impresas, para que luego sea legalizado con el SRI.

Se realiza un informe de novedades

El operador de turno realiza un informe de novedades detallando los trabajos que realizó, estos son: impresión de las planillas y catastros con su respectiva copia, y el número de malas impresiones o desperdicios de planillas.

Todo esto es parte de un control de los trabajos realizados por el encargado de las impresiones.

Envío de las planillas y catastros al departamento comercial

Concluidos los trabajos de impresión, control de calidad y el informe de novedades, se envía al departamento comercial las planillas con sus respectivos catastros.

Verificación de las planillas

Una vez que se reciben las planillas y catastros impresos, una persona del departamento comercial revisa planilla por planilla para ver si están correctas y que no falte ninguna.

Envío de las planillas y catastros impresos a cada sistema eléctrico

El mensajero lleva planillas y una copia de los catastros al área comercial de cada sistema eléctrico, para que luego sean repartidas a cada abonado.

4.4.2.2 Estructura del flujo de proceso

Las estructuras de los flujos de proceso son:

- ✓ Flujograma del proceso de lectura, en la Figura No. 4.12

- ✓ Flujograma del proceso de validación, en la Figura No. 4.13

- ✓ Flujograma del proceso de liquidación, en la Figura No. 4.13

Figura No. 4.12

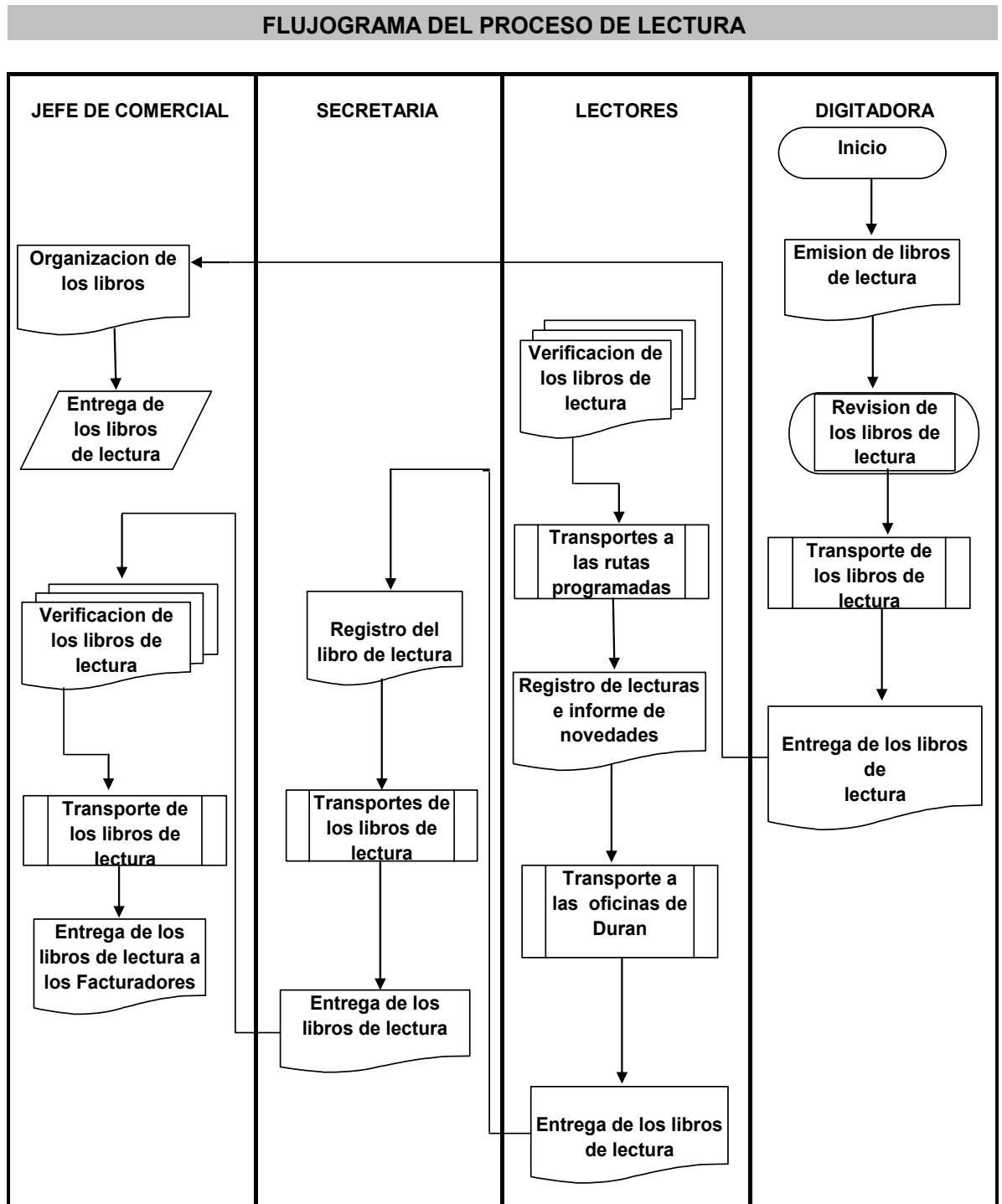


Figura No. 4.13

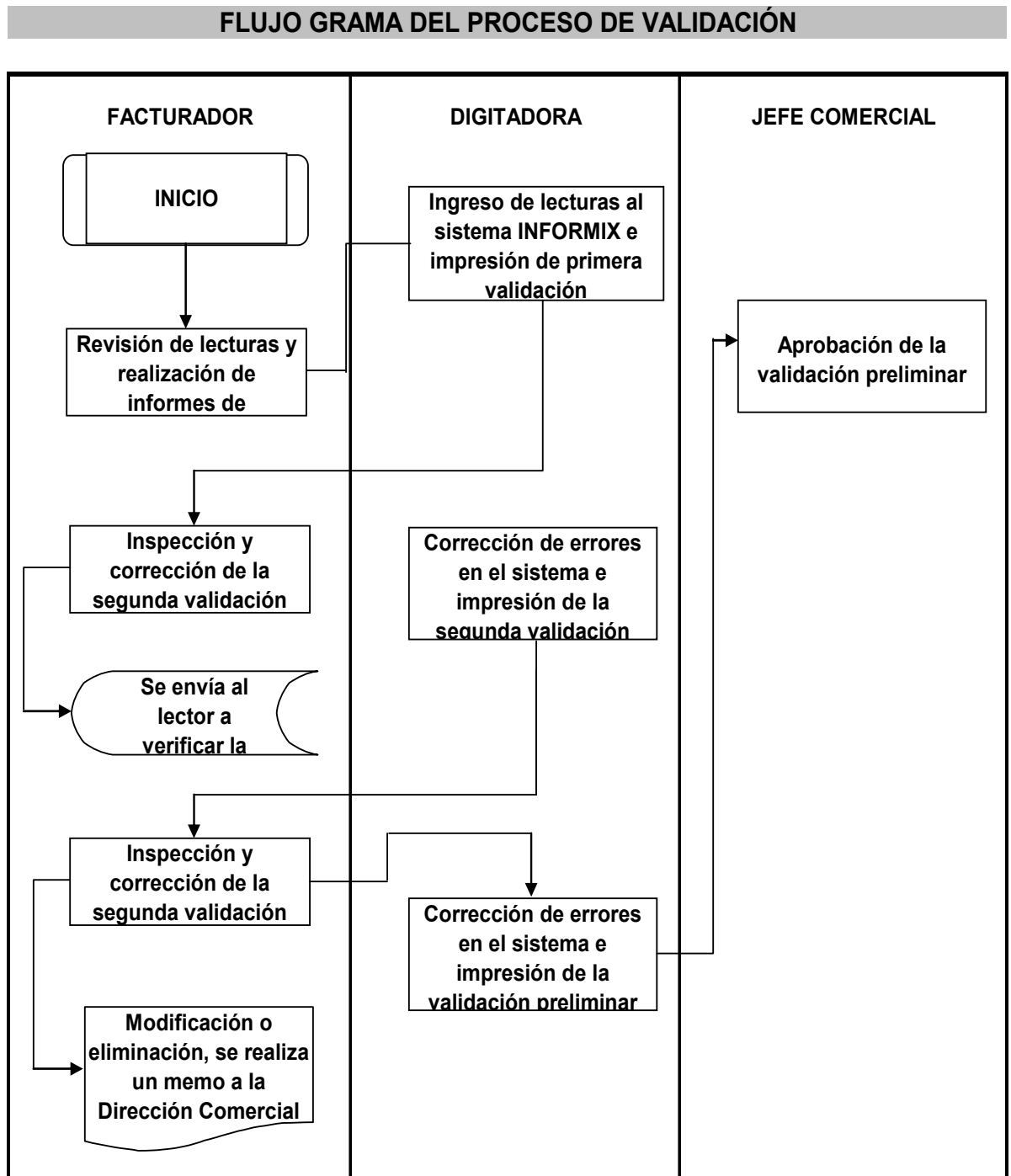
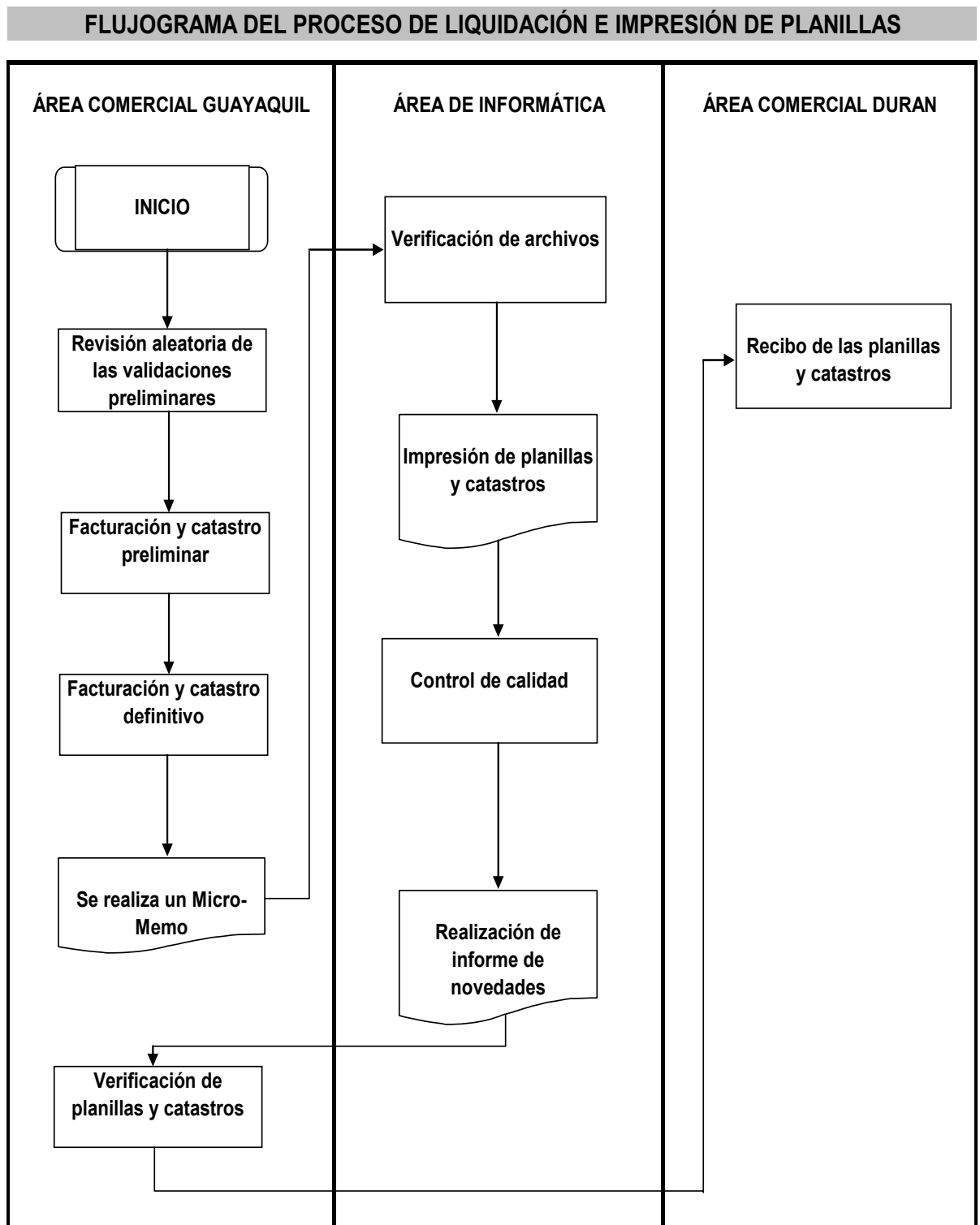


Figura No. 4.14



4.4.2.3 Análisis de eficiencia del proceso

Como ya se mencionó anteriormente este proceso administrativo contiene cuatro procesos, pero solo se están estudiando los que tienen mas problemas, estos son el proceso de lectura, validación, liquidación e impresión de planillas.

Análisis de Eficiencia del Proceso de Lectura

A continuación se en el siguiente cuadro se presenta la hoja de trabajo con los tiempos del mes de Julio del 2005 correspondientes al proceso de lectura.

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE LECTURA								
#	Descripción de los pasos del proceso	●	→	▷	■	▼	®	Tiempo prom. (min.)
1	Impresión de los libros de lectura	X						4.28
2	Transporte de los libros de lectura		X					1
3	Organización y entrega de los libros de lectura	X						40
4	Transporte de lectores		X					18.66
5	Toma de lectura	X						314.735
6	Retorno de los lectores		X					18.66
7	Registro y revisión de los libros de lectura				X			5
8	Entrega de los libros al facturador			X				521.475

Con los tiempos que se tomaron en el mes de Julio del 2005 se sacó un promedio, los cuales ayudaron para sacar la hoja de trabajo, ya con ella se puede visualizar los tiempos mejor por cada paso así como de sumatoria de datos, tal como se presenta en el siguiente cuadro:

SUMATORIA DE DATOS DEL PROCESO DE LECTURA			
Actividad	Símbolo	Numero de pasos	Tiempo promedio (min.)
Operación	●	3	359
Transporte	→	3	38
Demora	D	1	522
Inspección	■	1	5
Almacenaje	▼		
Retrabajo	®		
TOTAL		8	924

A partir de esta tabla de sumatoria de datos, se calcula la eficiencia del proceso con la siguiente fórmula. Esta es:

$$EFICIENCIA = \frac{T .Operación}{T .Total} * 100 \%$$

Donde, el total es la suma de todos los pasos que son de operación, transporte, demora, almacenaje, inspección y retrabajo.

Entonces la eficiencia del proceso de toma de lectura es:

$$EFICIENCIA = \frac{359 \text{ (min .)}}{924 \text{ (min .)}} * 100 \%$$

$$EFICIENCIA = 38.85 \%$$

El proceso de lectura tiene una eficiencia del 39%.

Análisis de Eficiencia del proceso de validación.

A continuación se realizará un análisis del tiempo del proceso de validación correspondiente al del mes de Julio del 2005.

Con los tiempos tomados de nuestro proceso de validación, se clasificará cada paso por operación, transporte, demora, almacenaje, inspección o retrabajo, esto se detalla en la hoja de trabajo de análisis que se encuentran en el siguiente cuadro:

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE VALIDACIÓN								
#	Descripción de los pasos del proceso	●	➔	◐	■	▼	®	Tiempo prom. (min.)
1	Informe Novedades	X						281
2	Libro en bandeja			X				35
3	Transporte y Entrega		X					1
4	Primera Validación	X						78
5	Transporte y entrega		X					1
6	Inspección y Corrección				X			315
7	Transporte y Entrega		X					1
8	Segunda Validación	X						48
9	Transporte y Entrega		X					1
10	Inspección y Corrección				X			186
11	Transporte y Entrega		X					1
12	Validación Preliminar	X						11
13	Transporte		X					1
14	Aprobación	X						1
15	Transporte		X					1
16	Validación en bandeja			X				100
17	Transporte y entrega		X					75

Con los tiempos que se tomaron en el mes de Julio del 2005 se sacó un promedio los cuales ayudaron para sacar la hoja de trabajo, ya con

ella se puede visualizar mejor por cada paso en el siguiente cuadro la de sumatoria de datos.

SUMATORIA DE DATOS DEL PROCESO DE VALIDACIÓN			
Actividad	Símbolo	Numero de pasos	Tiempo promedio (min.)
Operación	●	5	419
Transporte	→	8	82
Demora	D	2	135
Inspección	■	2	501
Almacenaje	▼		
Retrabajo	®		
TOTAL		17	1137

A partir de la gráfica de sumatoria de datos, se calcula la eficiencia del proceso con la siguiente fórmula. Esta es:

$$EFICIENCIA = \frac{T .Operación}{T .Total} * 100 \%$$

Donde, el total es la suma de todos los pasos que son de operación, almacenaje, demora, transporte, inspección y retrabajo.

Entonces la eficiencia del proceso de validación es:

$$EFICIENCIA = \frac{419 \text{ (min .)}}{1137 \text{ (min .)}} * 100 \%$$

$$EFICIENCIA = 36.85 \%$$

El proceso de validación tiene una eficiencia del 37%.

Análisis de Eficiencia del Proceso de Liquidación e Impresión de Planillas.

A continuación se realizará un análisis del tiempo del proceso de liquidación e impresión de planillas correspondiente al del mes de Julio del 2005.

Con los tiempos promedios de nuestro proceso de toma de lectura clasificaremos cada paso por operación, transporte, demora, almacenaje, inspección y retrabajo, esto se detalla en la hoja de trabajo de análisis que se encuentra en el siguiente cuadro:

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN E IMPRESIÓN DE PLANILLAS.								
#	Descripción de los pasos del proceso	●	→	D	■	▼	®	Tiempo prom. (min.)
1	Facturación Definitiva	X						1777
2	Micro-Memo	X						5
3	Transporte y entrega		X					8
4	Impresión de planillas y catastros	X						135
5	Transporte y entrega		X					1
6	Verificación de planillas						X	128
7	Planillas en bandeja			X				179
8	Transporte y entrega de planillas		X					243

Con los tiempos que se tomaron en el mes de julio 2005 se sacó un promedio los cuales ayudaron para sacar la hoja de trabajo, ya con ella se puede visualizar los tiempos mejor, por cada paso en el siguiente cuadro:

SUMATORIA DE DATOS DEL PROCESO DE LIQUIDACION E IMPRESIÓN DE PLANILLAS			
Actividad	Símbolo	Numero de pasos	Tiempo promedio (min.)
Operación	●	3	1917
Transporte	→	3	252
Demora	D	1	179
Inspección	■		
Almacenaje	▼		
Retrabajo	®	1	128
TOTAL		8	2476

A partir de la gráfica de la sumatoria de datos, se calcula la eficiencia del proceso con la siguiente fórmula. Esta es:

$$EFICIENCIA = \frac{T .Operación}{T .Total} * 100 \%$$

Donde, el total es la suma de todos los pasos que son de operación, transporte, demora, almacenaje, inspección y retrabajo.

Entonces la eficiencia del proceso de liquidación e impresión es:

$$EFICIENCIA = \frac{1917 \text{ (min .)}}{2476 \text{ (min .)}} * 100 \%$$

$$EFICIENCIA = 77.42\%$$

El proceso de liquidación e impresión tiene una eficiencia del 77%.

CAPÍTULO 5

5 PROYECTO PARA MEJORAR EL PROCESO DE FACTURACIÓN: “SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN DE DATOS EN BAJA TENSIÓN – IMS”

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto SMART IMS está enfocado principalmente a la parte comercial de una nueva tecnología de medidores ITRON residenciales, utilizados para las áreas urbanas; los mismos, que tienen como objetivo principal reducir las pérdidas comerciales y optimizar procesos Administrativos, tales como:

- Lectura de datos,
- Facturación,
- Impresión de planillas,
- Corte y reconexión

Posteriormente se explicará brevemente las principales características técnicas de los medidores, arquitectura del sistema y enlaces de comunicación.

Luego se presentará un proyecto piloto para la muestra tomada, en el capítulo anterior hemos realizado un análisis técnico – económico para determinar la factibilidad del proyecto mencionado.

Este sistema es básicamente utilizado para la automatización de los procesos de comercialización de energía eléctrica para Baja Tensión dentro del área de concesión de las empresas eléctricas distribuidoras, contemplando así, la reducción de pérdidas no técnicas o comerciales y lograr el aumento de la facturación de la empresa.

Para esto, la empresa del **Grupo ELO**, que en conjunto con ELO Sistemas Electrónicos S.A., ofrece soluciones y productos de alta calidad para el sector eléctrico brasileiro.

La presencia de ELO en el sector se inició en 1980, con el desarrollo de soluciones electrónicas para la implementación de tarifas diferenciadas; la creciente evolución de nuestros sistemas y la calidad de nuestra atención, son marcas reconocidas por las empresas de generación.

Remunerar correctamente las inversiones realizadas, para aumentar el desempeño del sistema eléctrico y poseer un profundo conocimiento de la energía vendida son metas fuertemente perseguidas por las modernas Distribuidoras de energía eléctrica.

La etapa en la cual los cambios de procedimientos y métodos estaban enfocados en los recursos humanos comienza a ser parte del pasado.

El nuevo foco es a la implementación de nuevas tecnologías, que posean valores agregados, y de algún modo aumentar significativamente el retorno de la inversión.

La Solución SMART IMS es un Sistema Integrado de Gestión de Datos que fue desarrollada para atender la realidad de mercados de energía donde hay una fuerte necesidad de implementación de productos y sistemas de costos inferiores a los practicados en mercados como el Norte Americano y Mercado Común Europeo.

5.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA SMART IMS

Básicamente el Sistema SMART IMS tiene sus aplicaciones dentro del área de concesión de una empresa eléctrica en los siguientes campos:

Área de Aplicación

- Redes de distribución de Baja Tensión, y
- Gerenciamiento del consumo y medición de la energía eléctrica en baja tensión, en industrias y condominios.

Usuarios Potenciales

- Compañías de distribución de energía que comercializan energía eléctrica a los consumidores finales.

Escala de Aplicación

- Secundario BT, Región, Ciudad, Área de Concesión.

Ventajas de la tecnología

- **Flexibilidad y seguridad:**
 - ✓ Posibilidad de cambio de medidores sin alteraciones drásticas a la red.

- ✓ No es necesario entrenamiento especial para los empleados.

- **Perfeccionamiento de los procesos:**

- ✓ Garantiza la eficiencia operacional dentro de la compañía y en terreno,

- ✓ Mejora la imagen de la compañía para la sociedad.

- **Inteligencia en el estudio de datos:**

- ✓ Segmentación de las áreas de riesgo,

- ✓ Comportamiento de regiones o grupos de clientes, y

- ✓ Supervisión de los equipos de terrenos.

- **Nuevas posibilidades de suministro para los clientes:**

- ✓ Permite el suministro por adquisición de crédito y sistema de prepago, y

- ✓ Permite el control de carga.

5.1.1 Descripción del Sistema Smart IMS

A continuación se describe las principales funcionalidades que posee el Sistema Smart IMS:

- **Alta precisión en la medición:**
 - Resultado del uso de modernos medidores electrónicos.
- **Gestión del consumo de energía**
 - De forma individual, por área y grupo de consumidores,
 - Oportunidad de estudio de incremento de consumo y mercado.
- **Protección de los activos (Medidores y componentes):**

- A través de alarmas internas

 - Funciones de autocontrol y mecanismos internos antipérdidas y protección contra el robo de energía.
- **Permite la configuración y sincronización de los medidores remotamente.**

5.1.2 Alcance del proyecto

A continuación se presentará el alcance que tiene el proyecto:

- Buscar el aumento de la eficiencia en atención,

- Mejorar los índices de pérdidas,

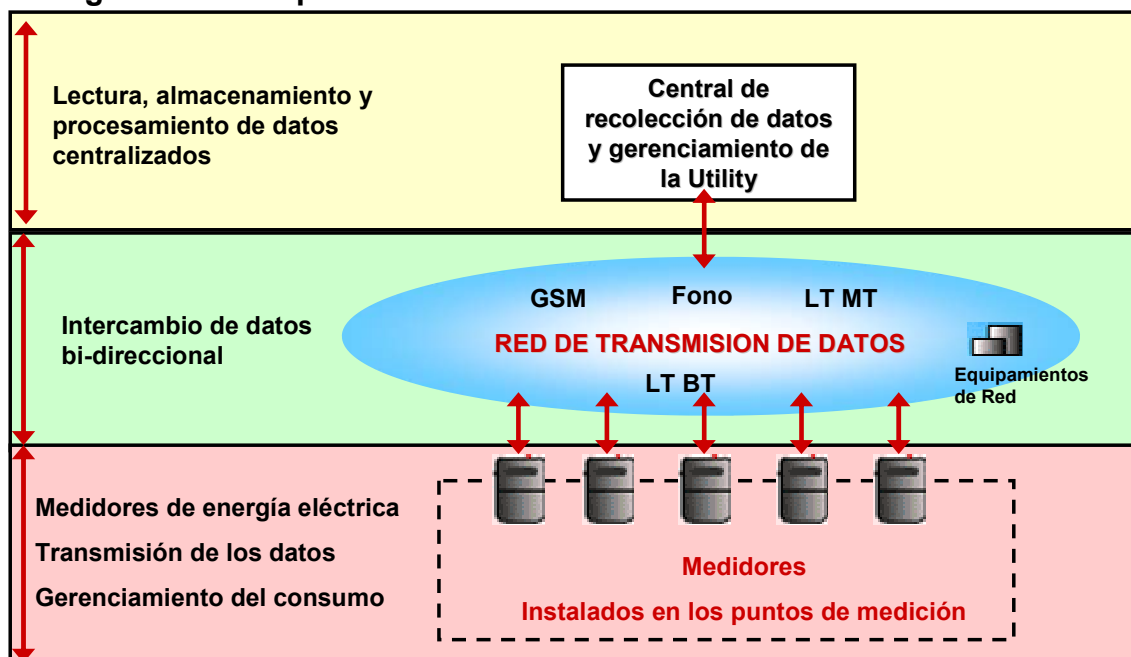
- Adecuación de procesos a los requisitos del marco regulatorio,

- Justo retorno por las inversiones realizadas, y
- Automatización de procesos para eliminar dificultades existentes y proveer liberación de recursos

5.1.3 Componentes del Sistema SMART IMS

A continuación se presenta un esquema del sistema SMART IMS con cada uno de sus componentes respectivos, tal como se detalla en la Figura 5.1.

Figura 5.1. Componentes del Sistema Smart IMS



5.2 OBJETIVOS DEL SISTEMA SMART IMS

Los objetivos principales de SMART IMS son:

- Gestión y localización de pérdidas,
- Detección de Fraude,
- Alta precisión en la medición de la energía activa Consumida (Clase 1),
- Medición multi-tarifa,
- Eliminación de procesos manuales,
- Reducción de la morosidad de pago,
- Reducción de costos operacionales : campo y *back-office*,
- Eliminación de pérdidas comerciales,
- Reducción de conflictos con clientes, y

- Automatización plena de la comercialización de energía

5.2.1 Medición de energía eléctrica

La oferta comercial presentada por la tecnología ITRON para la medición de energía eléctrica se detalla a continuación:

El medidor utilizado se lo muestra en la Figura 5.2

Figura 5.2 Medidor Electrónico monofásico modelo NP51 clásico



Información general:

- Medidor monofásico multifunción, electrónico, intelectual para el uso de energía eléctrica.
- Este modelo es diseñado para la organización de procesos de medición comercial, y software de control para medición de consumo de potencia activa y demanda.
- Capacidad de transmisión de datos vía PLC (Power Line Carrier) hasta 0.4KV.
- Puede ser usado como parte de un sistema AMR (Lectura Remota Automatizada).
- Puede ser instalado interior y exterior con un sistema de protección en la carcasa.

Además con los siguientes estándares y especificaciones técnicas:

✓ Especificaciones técnicas PT MD 17-02744093-014:2003

✓ El medidor cumple con los siguientes estándares internacionales:

- IEC 61010-1 : 2001-2002
- IEC 62052-11:2003
- IEC 62053-21:2003

Funciones:

- ✓ Medidor de energía activa (reactiva y demanda en los trifásicos),
- ✓ Clase de Precisión 1.0 en los monofásicos y 0.5 S en los trifásicos,
- ✓ Medición de potencia,
- ✓ Medición de corrientes y tensiones en las 3 fases,

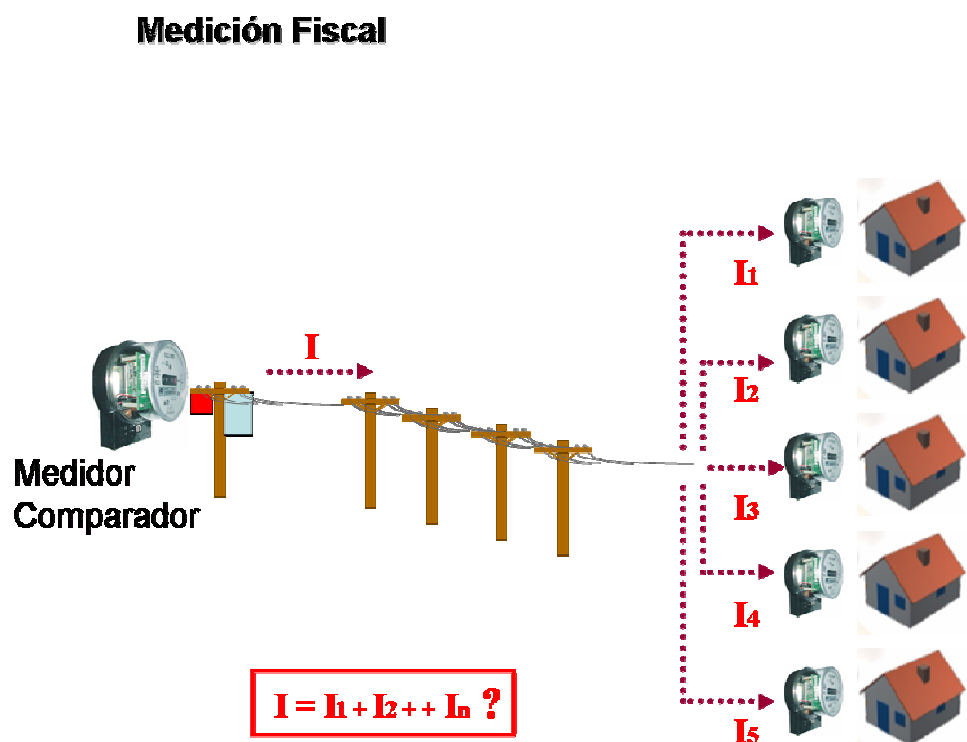
- ✓ Reloj en tiempo real con auto-corrección y posibilidad de sincronización externa,
- ✓ Medición multi-tarifa hasta 4 tramos tarifarias en 24 horas,
- ✓ Pre-pago,
- ✓ Memoria no-volátil de grande capacidad,
- ✓ Display embutido de LCD o Terminal externo,
- ✓ Dispositivo de desconexión,
- ✓ Detección de Fraude,
- ✓ Programación Remota de funcionalidades y “*settings*”,
- ✓ Supervisión de funcionamiento con alarmas

5.2.2 Gestión de pérdidas

El objetivo principal del Sistema Smart IMS es la de realizar la gestión de pérdidas aplicando los siguientes mecanismos:

- Permite el combate de las pérdidas con la instalación de un medidor en el transformador de distribución.
- Compara con sincronización el consumo en el transformador con los consumidores, acusando desvíos tal como se muestra en la Figura No. 5.3

Figura No. 5.3 Sincronización de medidores

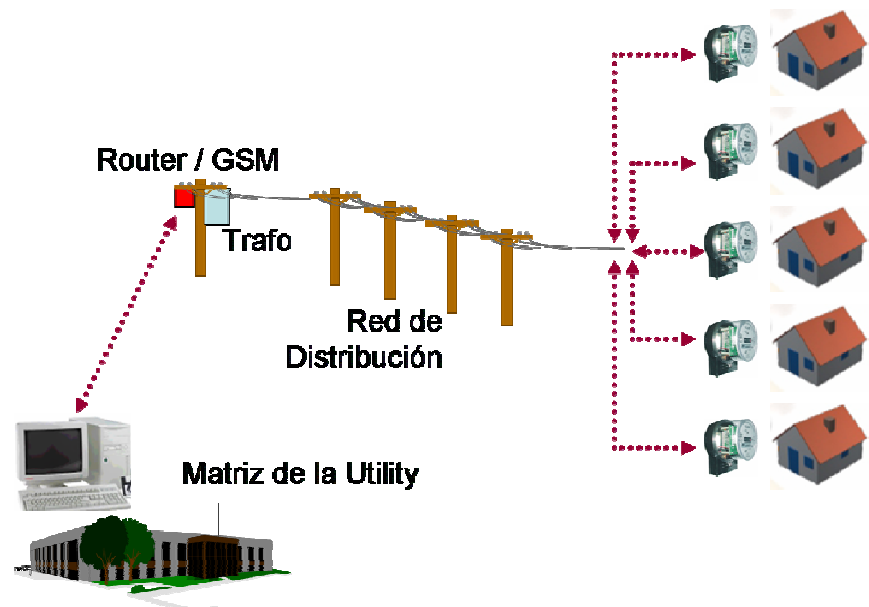


5.2.3 Lectura Remota Automatizada

El sistema Smart IMS puede realizar la lectura remota automatizada mediante las siguientes maneras, tal como se detallan en la Figura 5.4

- ❖ Permitirá la lectura usando las instalaciones ya existentes,
- ❖ Lectura directa en la Utility vía PLC / GSM, y
- ❖ Ajuste remoto automático y sincronización de los equipos

Figura No 5.4. Lectura Remota Automatizada

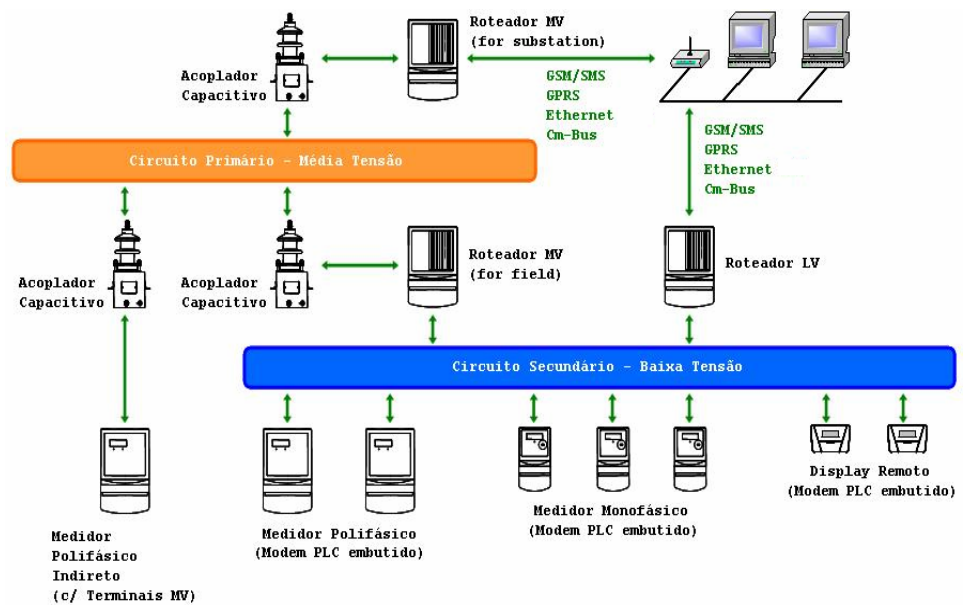


5.2.4 Transmisión de datos de medición vía Power Line Carrier

El sistema PLC de ITRON, denominado SMART IMS, es un sistema de tráfico two-way totalmente full-duplex, lo que se traduce en el aumento de la velocidad y eficiencia operacional, evitando embotellamiento de datos y dificultad para transmisión, comunes en algunos sistemas donde los comandos muchas veces llevan hasta horas para que sean enviados a los medidores.

La arquitectura del sistema Smart IMS se presenta en la figura No. 5.5

Figura No. 5.5 Arquitectura Smart IMS



Para proporcionar comunicación entre dispositivos instalados en la unidad consumidora (por ejemplo: medidores) y el sistema de medición, fue desarrollada la red de comunicación ADDAX.net.

La red ADDAX.Net utiliza distintos ambientes de comunicación con los dispositivos instalados en campo:

- UDP;
- TCP/IP;
- GSM/SMS;
- GPRS;
- PLC vía redes de distribución de media tensión (20, 10/6 kV); y
- PLC vía redes de distribución de baja tensión (0.4 kV).

5.2.5 Datos de medición detallados disponibles para el usuario

Se presenta toda la información detallada que se registra durante el mes para obtener un histórico de consumos disponibles en una gran base de datos para el usuario.

El software detalla estos datos de medición, tal como se muestra en la Figura No. 5.6

Figura No. 5.6 Interfase del software de los datos de medición

	Device ID	Device type	Date of registration	Device resource
Work	210 834	1-ph. meter	03/12/2003 16:04:26	Electricity
Work	210 572	1-ph. meter	03/12/2003 16:01:12	Electricity
Work	210 838	1-ph. meter	03/12/2003 16:04:26	Electricity
Work	210 610	1-ph. meter	03/12/2003 17:18:52	Electricity
Work	210 603	1-ph. meter	03/12/2003 16:59:52	Electricity
Work	210 819	1-ph. meter	03/12/2003 16:01:12	Electricity
Work	210 563	1-ph. meter	03/12/2003 16:01:12	Electricity
Work	210 821	1-ph. meter	03/12/2003 16:01:12	Electricity
Work	210 570	1-ph. meter	03/12/2003 17:01:28	Electricity
Work	210 569	1-ph. meter	03/12/2003 16:01:13	Electricity
Work	210 620	1-ph. meter	03/12/2003 17:50:29	Electricity
Work	210 415	1-ph. meter	03/12/2003 16:04:26	Electricity
Work	209 123	1-ph. meter	03/12/2003 16:04:26	Electricity
Work	210 425	1-ph. meter	03/12/2003 18:03:09	Electricity
Work	210 684	1-ph. meter	04/12/2003 1:00:28	Electricity
Work	210 681	1-ph. meter	03/12/2003 17:10:57	Electricity
Work	209 346	1-ph. meter	03/12/2003 16:01:12	Electricity
Work	210 623	1-ph. meter	03/12/2003 17:50:29	Electricity

5.2.6 Gerenciamiento del consumo de energía eléctrica flexible y Automático

Posee una flexibilidad de gerenciamiento remoto del consumo:

- ✓ Desconexión/conexión automática del consumidor de acuerdo con los criterios de la empresa.

- ✓ Posibilidad de aplicación remota de penalidades a los consumidores deudores.

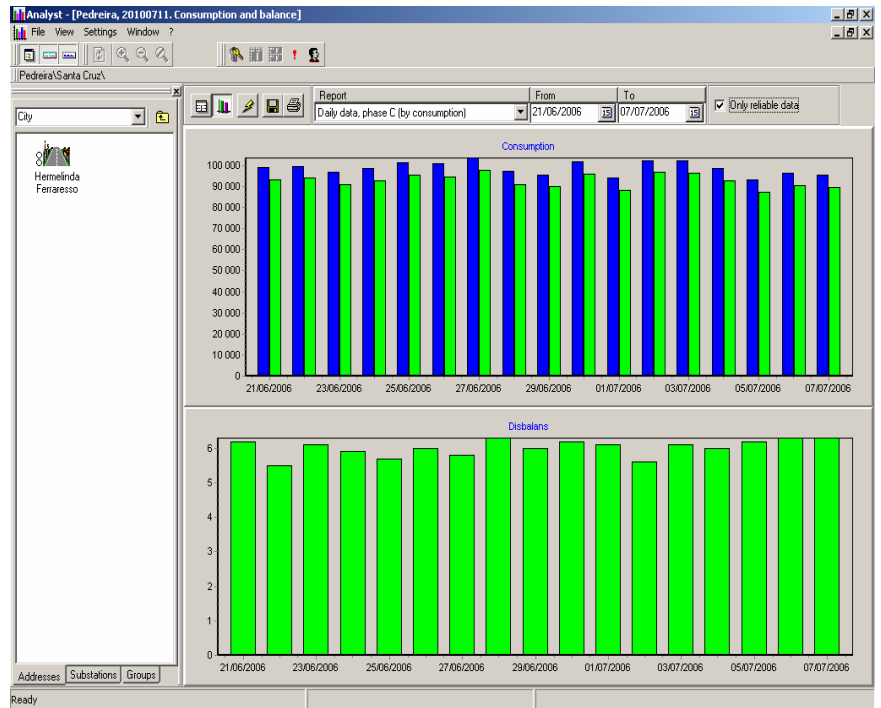
5.2.7 Control de balanceamiento de energía activa en secciones de la red de distribución definidas

Presenta una particularidad importante para el control del balanceo energético:

- ✓ Realiza un análisis de secciones específicas de la red para la detección de pérdidas de energía eléctrica e irregularidades.

La interfase que presenta el software para el balanceamiento de carga se la detalla en la Figura 5.7

Figura No 5.7 Interfase del software del balanceamiento de carga



5.2.8 Detección y localización de pérdidas y fraudes

Este sistema posee una detección y localización automática para el caso en que el abonado esté realizando algún fraude o alteración en las instalaciones de su domicilio para perjudicar a la empresa.

Las principales alarmas que sensa el sistema Smart IMS por alguna anomalía son:

- ✓ Conexión inversa – Figura 5.8,
- ✓ Intercambio de fase por el neutro – Figura 5.9,
- ✓ Desvío total de la medición – Figura 5.10, y
- ✓ Desvío parcial de la medición – Figuras 5.11 y 5.12

Figura No. 5.8 – Alarma por Conexión

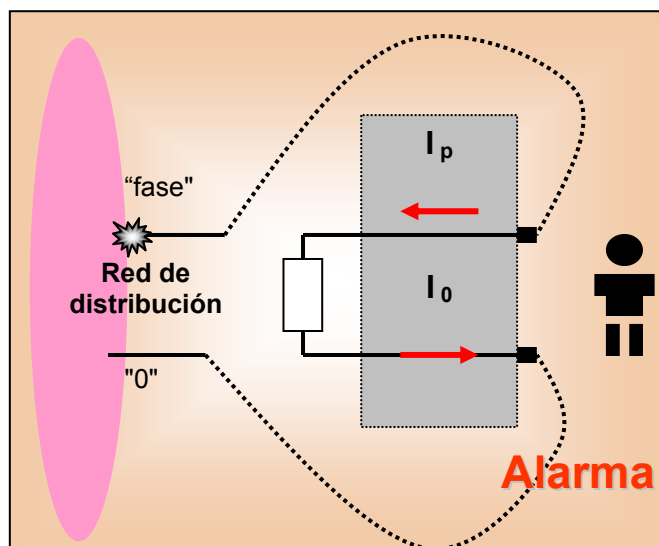


Figura No. 5.9 – Alarma por el intercambio de la fase por el neutro

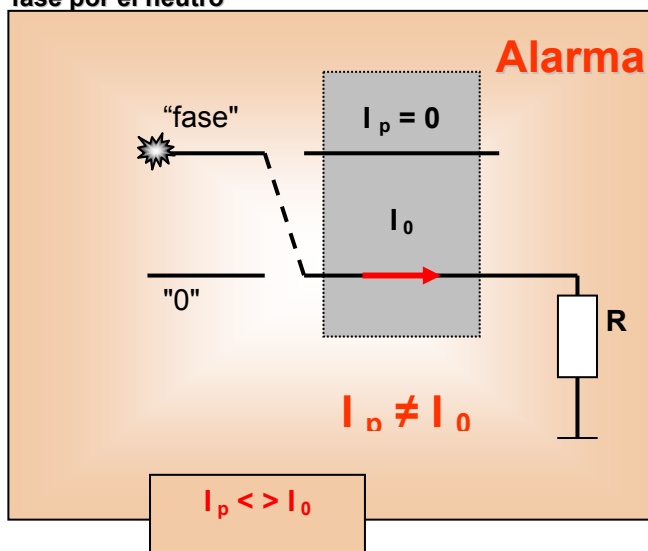


Figura No. 5.10 – Alarma por desvío total de la medición

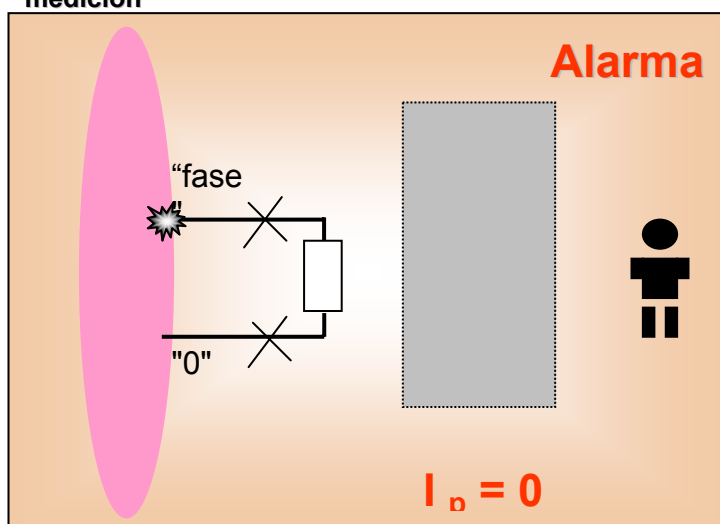


Figura No. 5.11- Alarma por desvió parcial de la medición

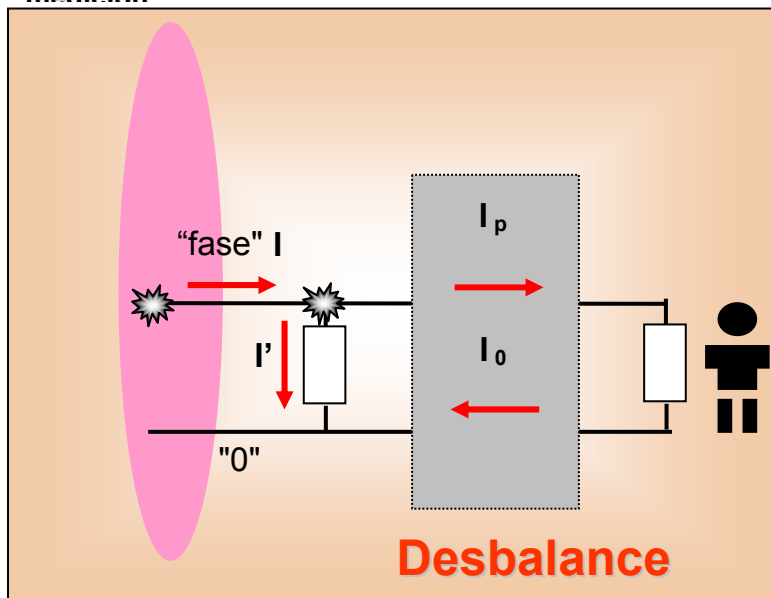
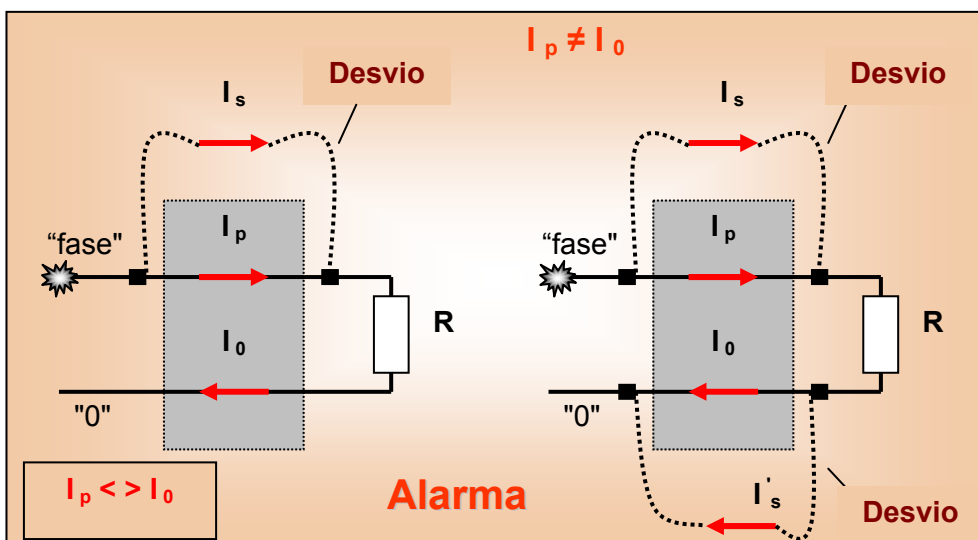


Figura No. 5.12- Alarma por desvió parcial de la medición



5.2.9 Sistema de alarma para redes de distribución y control de las condiciones de los dispositivos de medición

Este sistema presenta una serie de eventos y alarmas para condiciones anormales, tanto del medidor como del abonado, los mismos que se detallan a continuación:

Las alarmas que aparecen en el display por alguna falla del medidor son:

- > Exceso de Temperatura,
- > Corriente del diferencial,
- > Sin alimentación,
- > Error de hora,
- > Hora no-sincronizada,
- > Instalación incorrecta,

- > Error interno,

- > Sobre corriente,

- > Calidad de tensión,

- > Apago por temperatura,

- > Apago por corriente diferencial,

- > Apago por sobre corriente,

- > Apago por calidad de tensión.

Los eventos que suceden normalmente son:

- > Operación cuarta tarifa con créditos,

- > Operación cuarta tarifa con demanda,

- > Operación cuarta tarifa con FP,

- > Advertencia: campo magnético externo,
- > Advertencia: créditos,
- > Advertencia: demanda,
- > Advertencia: FP,
- > Apagado por créditos,
- > Apagado por demanda, y
- > Apagado por factor de potencia

5.2.10 Centralización de colecta y almacenamiento de datos

Posee una **colecta** centralizada:

- Procesamiento y almacenamiento de los datos en una central de gestión, y

- Oportunidad de exportación de datos para sistemas externos (sistema de facturación etc.).

5.2.11 Tarifa diferenciada

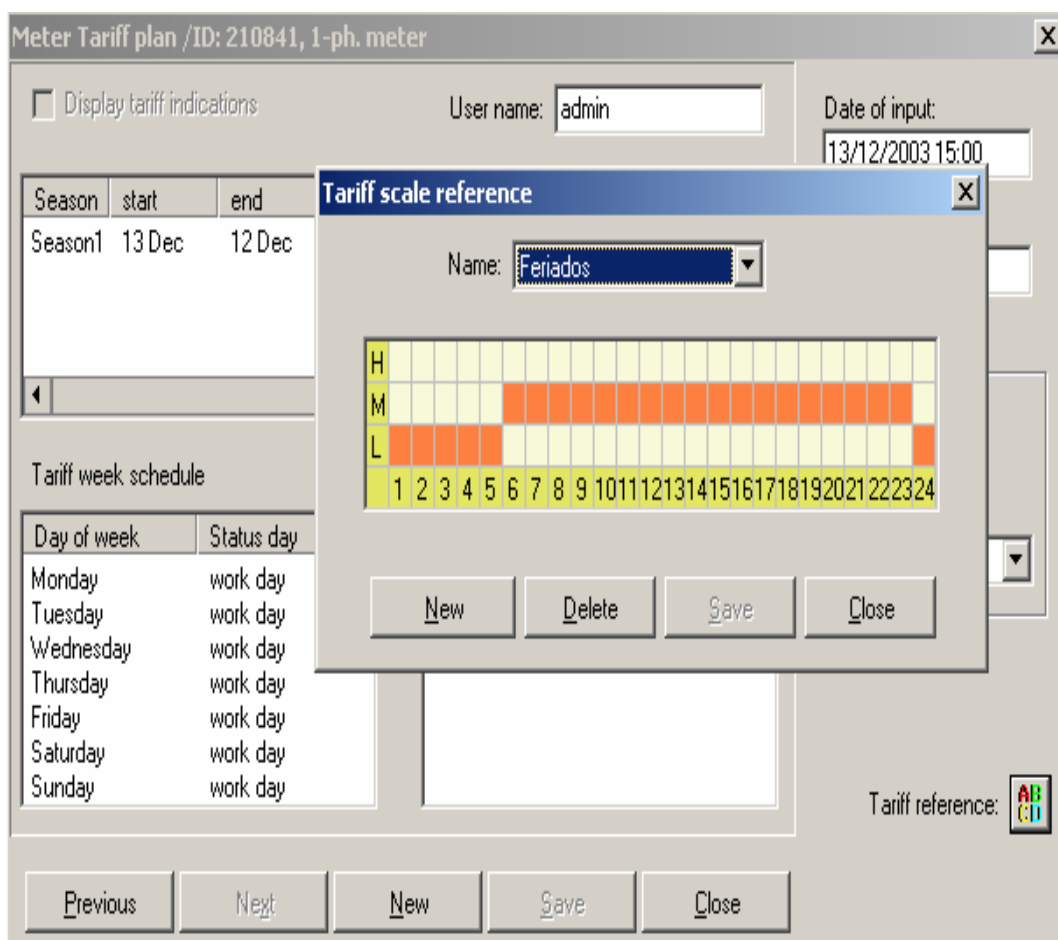
Posee mecanismos de tarificación múltiple, los cuales se explica a continuación:

- ✓ 4 períodos, variación de los días de la semana.
- ✓ 3+1 zonas de tarifa durante 24 horas, incremento escala – 1 hora.
- ✓ Oportunidad de ajuste remoto flexible para cada parámetro de tarifa

El mecanismo de tarificación múltiple se encarga de realizarlo el software para la utilización de estos medidores.

La interfase que se presenta el software para esta tarea se presenta en la Figura No. 5.13

Figura No 5.13– Interfase del software para tarificación múltiple



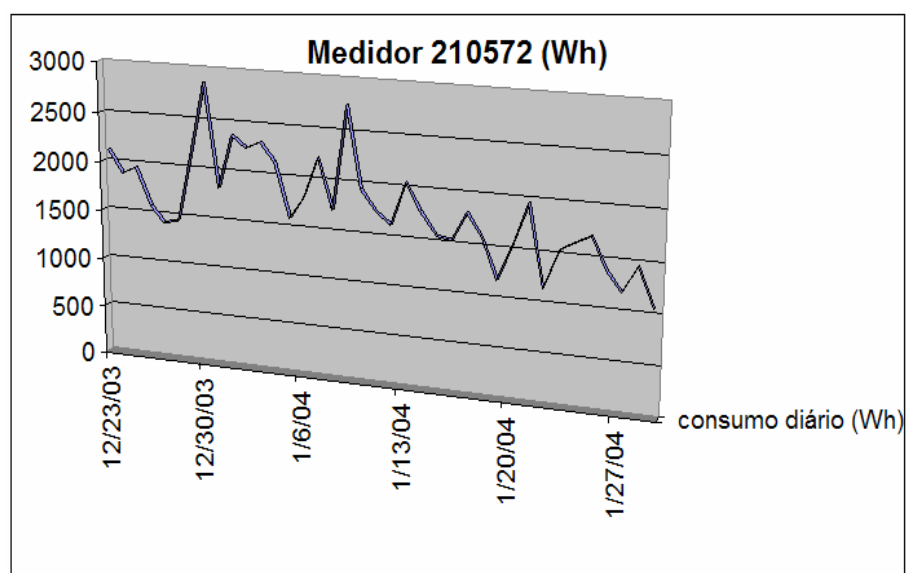
5.2.12 Prepagamiento

El sistema Smart IMS presenta una alternativa para el consumo de energía eléctrica que es el prepago para los siguientes casos:

- Clientes que pasan solo por temporadas en sus domicilios
- Usuarios que realizan un control de consumo de energía eléctrica para obtener un ahorro económico.

5.2.13 Preparación de datos por factura

El Sistema Smart IMS presenta una recolección de datos actuales, históricos de los consumos por abonado, los mismos que se les da el tratamiento respectivo y así dejarlos listos para la facturación, tal como se presentan en la Figura No. 5.14

Figura 5.14 - Tratamiento de datos

5.2.14 Corte/reconexión remota

Todas las tareas de corte y reconexión son realizadas vía remota mediante el software, los mismos, que se ejecutan cuando el usuario o abonado:

- ❖ El usuario está atrasado en el pago de sus planillas
- ❖ Detección de algún fraude

- ❖ Desconexión automática del consumidor en caso de consumo de energía excedente.

La interfase que presenta el software para realizar esta operación se presenta en la Figura No. 5.15

Figura No. 5.15- Interfase del software de corte/reconexión remota

Config (electricity) /210572

Date of input: 4/12/2003 09:00 Date of ack: 5/12/2003 06:00

Settings

Switch: on

Display warnings: no

Apply now

Apply from: 3/ 3/2004

5.3 REINGENIERÍA DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

A continuación se hará un análisis de tiempo del proceso administrativo, ya con las mejoras (tomado los tiempos de una

prueba piloto), esto, para saber el porcentaje de eficiencia que esperamos tener con el plan de mejoras del 2005.

5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO MEJORADO.

En el siguiente cuadro se especifica cada paso realizado y en la hoja de trabajo, se puede ver que existe un paso de verificación en el proceso mejorado, pero este paso, es necesario para ver si hay un error, por lo general el tiempo es pequeño.

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE FACTURACIÓN MEJORADO					
#	PASOS	●	➔	■	Tiempo
1	Ingreso de información al colector	X			15

2	Entrega del colector al lector		X		1
3	Transporte de lectores al terreno		X		20
4	Toma de lectura	X			180
5	Retorno de los lectores		X		20
6	Descarga de la inf. del colector	X			15
7	Verificación de la validación hecha en el terreno			X	45
8	Facturación	X			20
9	Impresión de planillas	X			45

Esta hoja de trabajo es igual que las otras, la única diferencia es, de que no tiene las columnas de retrabajo, almacenaje y demora, debido a que no utilizamos en este proceso mejorado.

SUMATORIA DE DATOS DEL PROCESO DE FACTURACIÓN MEJORADO			
PASOS	SIMBOLO	PASOS	HORAS
Operación	●	5	270
Transporte	→	3	41
Demora	D		
Inspección	■	1	45
Almacenaje	▼		
Retrabajo	®		
TOTAL		8	356

Como se puede observar existe una reducción total de los pasos del proceso facturación.

En el proceso de lectura se redujeron tiempos importantes como eran la disponibilidad de los facturadores y en el proceso de validación se eliminó la mayor parte del trabajo de los facturadores del Sistema Durán.

5.3.2 ESTRUCTURA DEL FLUJO DE PROCESO MEJORADO

Para mejorar la estructura del flujo de proceso de facturación en el Capítulo 5, se presentará un proyecto en el cual se automatizarán los procesos de comercialización de energía eléctrica para baja tensión, contemplamos la reducción de pérdidas comerciales y el aumento en la facturación de la Empresa.

Con esto se intenta automatizar completamente los procesos de lectura, validación, liquidación e impresión de planillas con el cual, se eliminarán los procesos manuales.

5.3.3 EFICIENCIA DE PROCESO MEJORADO

A partir de la tabla de sumatoria de datos presentada anteriormente procedemos a realizar el cálculo de la eficiencia del proceso de facturación mejorado con la siguiente fórmula:

$$EFICIENCIA = \frac{T.Operación}{T.Total} * 100\%$$

Donde, el total representa la suma de todos los pasos involucrados en el proceso, es decir, operación, transporte, demora, almacenaje, inspección y retrabajo.

EL resultado de la eficiencia del proceso de facturación mejorado es:

$$EFICIENCIA = \frac{270 \text{ (min .)}}{356 \text{ (min .)}} * 100 \%$$

$$EFICIENCIA = 75.85 \%$$

CAPÍTULO 6

6 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO PARA REDUCIR PÉRDIDAS COMERCIALES.

INTRODUCCIÓN

El proyecto SMART IMS que se pretende implementar para reducir las pérdidas, detectar fraudes, anomalías y otras bondades se las presentó en el capítulo anterior, ahora se realizará la evaluación económica que involucra cada uno de sus componentes.

En este capítulo se trata de justificar la aprobación del mencionado proyecto, ya que, se mejorará el índice de pérdidas, aumentará la eficiencia de atención al cliente, se eliminarán procesos manuales, y se aprovechará esta nueva tecnología de punta.

Se evaluará la inversión realizada a través del cálculo de los indicadores económicos que ayudarán a tomar la decisión sobre la ejecución del mencionado proyecto.

Con la muestra de los 2349 abonados tomada del sector de El Recreo del Sistema Durán, se presentará un presupuesto por un paquete equivalente a 2500 usuarios, cifra que se aproxima al valor de la muestra.

La oferta comercial fue presentada por la compañía **ITRON SISTEMAS Y TECNOLOGÍA** con sede en Brasil, la misma, que se detallará más adelante en donde están incluidos los costos del medidor, software, router, medidor de balance, etc.

Al rubro mencionado anteriormente se añadirá, el costo de la mano de obra por la instalación del punto de medición, cuyo presupuesto se consiguió gracias al personal técnico calificado del Departamento de Sistemas de Medición y Scada pertenecientes al Grupo IMPROEL.

Con esta información valiosa se procede a realizar el cálculo de los indicadores que son conocidos como el Valor Presente Neto y la relación de Beneficio / Costo.

La aprobación del proyecto dependerá exclusivamente del valor que se obtenga, cuyos cálculos de estos indicadores se presentarán más adelante en el desarrollo de este capítulo.

6.1 OBJETIVOS GENERALES Y ESTRUCTURACIÓN DEL ESTUDIO ECONÓMICO

En base a la tecnología del Sistema SMART IMS con medidores ITRON, se presentan los objetivos generales en base a un análisis técnico-económico del proyecto, los mismos que son:

- Verificar las características técnicas del medidor ITRON a instalar.
- Analizar y dimensionar el correctamente el medidor y sus componentes principales, la localización óptima, las instalaciones adecuadas que cumplan las normas de seguridad y protección para estos equipos y la organización requerida para obtener los resultados esperados.
- La parte del análisis económico pretende determinar, cuál es el monto de los recursos económicos necesarios para la ejecución del proyecto, cuál, será el costo total de la instalación de los medidores ITRON para clientes residenciales de área urbana, garantizando el funcionamiento y desempeño óptimo de los mismos (características técnicas del equipo, funcionamiento y resultados esperados.)

6.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS

El costo es un desembolso en efectivo para la empresa eléctrica, el mismo, que se pretende recuperar en un tiempo estimado. Dicho desembolso es el presupuesto referencial que se presentará para 2500 usuarios del sector de El Recreo – Durán. Estos costos pueden ser hechos en el pasado, presente, en el futuro o en forma virtual.

Los costos pasados, que no tienen efecto para propósitos de evaluación, se llaman costos hundidos. Los costos o desembolsos hecho en el presente (tiempo cero) en una evaluación económica se les llama inversión.

Para un estado de resultados, proforma o proyectado en una evaluación, se utilizarían los costos futuros, y el llamado costo de oportunidad es un buen ejemplo de costo virtual, así como también, lo es, el hecho de asentar cargos por depreciación en un estado de resultados, sin que en realidad se haga un desembolso.

También es importante señalar que la evaluación del proyecto es una técnica de planeación, y la forma de tratar el aspecto contable no es

tan rigurosa, lo que se demuestra cuando por simplificación las cifras se redondean al millar más cercano.

Por lo anterior, debe quedar claro y aceptado que el redondeo de las cifras a miles no afecta en absoluto la evaluación económica y no se viola ningún principio contable, puesto que aquí no se trata de controlar las cifras del proyecto, pues sería tanto como querer controlar con esa rigurosidad el futuro, lo cual es imposible.

6.2.1 Costos de Producción

Los costos de producción no son más que un reflejo de las determinaciones realizadas en el estudio técnico. Un error en el costeo de producción generalmente es atribuible a errores de cálculo en el estudio técnico.

El proceso de costeo de producción es una actividad de ingeniería, más que de contabilidad.

6.2.2 Costos Financieros

Son los intereses que se deben pagar en relación con capitales obtenidos en préstamos. Algunas veces estos costos se incluyen en los generales y de administración, pero lo correcto es registrarlos por separado, ya que, un capital prestado puede tener usos muy diversos y no necesita ser cargado a un área específica.

La ley tributaria permite cargar estos intereses como gastos deducibles de impuesto.

6.3 INVERSIÓN TOTAL INICIAL

La inversión inicial comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para la puesta en marcha del proyecto, con excepción del capital de trabajo.

Se entiende por activo tangible (lo que se puede tocar o fijo), como terrenos, equipos, maquinarias, etc; se lo llama fijo por que la empresa no puede desprenderse fácilmente de él sin que ello ocasione problemas a sus actividades.

Se entiende por activo intangible el conjunto de bienes propiedad de la empresa, necesarios para su funcionamiento, y que incluyen:

- Diseños industriales,
- Soporte técnico,
- Gastos de instalación y puesta en marcha,
- Estudios de ingeniería o administrativos

6.4 CRONOGRAMA DE INVERSIONES

Para planear, controlar y ejecutar el proyecto Smart IMS es necesario desarrollar un cronograma de inversiones o un programa de instalación del equipo.

Éste es simplemente un diagrama de Gantt, en el que tomando en cuenta los plazos de entrega de los equipos ofrecidos por toda la oferta comercial de los medidores ITRON, y de acuerdo con los tiempos que se tarde, tanto en instalar como poner en marcha los equipos, se

calcula el tiempo apropiado para capitalizar o registrar los activos de forma contable.

Análisis económico de inversión

El objetivo principal en el análisis económico es el de obtener cifras monetarias para tomar una decisión basada en criterios económicos.

Tomando en cuenta todas las actividades que deben llevarse a cabo para instalar completamente los medidores Itron, software, routers, etc en toda la muestra tomada como referencia del sector de Durán, así como también, se debe considerar el tiempo en que tardarían los proveedores en entregar los equipos de medición y comunicación para el mencionado proyecto.

El presupuesto de inversión que se presenta es de para 2500 abonados lo cual se aproxima al de la muestra tomada que fué de 2349 usuarios.

Oferta referencial:

La siguiente oferta referencial es presentada por la compañía **ITRON SISTEMAS Y TECNOLOGÍA LTDA** con fecha de Julio del 2007. Dicha oferta se la detalla en:

- ❖ Aplicación,
- ❖ Plazo de entrega,
- ❖ Precios y condiciones generales.

Aplicación:

Para este proyecto de 2500 abonados que representan a la muestra tomada del sector urbano de Durán, a continuación se presentará el estudio básico y estimativo de equipos para la aplicación:

- **Cantidad de puntos:** 2500 puntos

- **Número de consumidores monofásicos:** 2480

- Número de consumidores trifásicos: 20

- Material a ser suministrado:

- 2480 medidores electrónicos monofásicos

- 20 medidores electrónicos trifásicos

- 2500 mostradores remotos con pantalla de cristal líquido
LCD

- 20 Routers GSM

- 20 medidores de Balance Energético

- 20 cajas de medición completas

- Software de Colecta

Además, de las cantidades se suministrará también:

- a) Servicio de Workstatement del Proyecto: detallando, en conjunto con el cliente, el programa de implementación
- b) Acompañamiento de las instalaciones de los medidores
- c) Instalación de la licencia del Software de Recolecta en una computadora existente, routers y medidores de balance energético.
- d) Servicio de chequeo del Sistema
- e) Entrenamiento.

Plazo de entrega

El cronograma de plazo de entrega que se presenta en el siguiente cuadro, es el plazo estimado para la ejecución del proyecto.

PLAZO DE ENTREGA DEL PROYECTO SMART IMS	
DESCRIPCIÓN	PLAZO (DÍAS)
Orden de Compra o Firma del Contrato	0
Workstatement del Proyecto	15
Entrega del Software de Colecta, Routers y Medidor de Balance Energético	120
Instalación Software de Colecta y chequeo de Routers y Medición de Balance con Set-up	120
Entrega de los Medidores en las cajas de medición	120
Entrega de los Display Remotos	120
Supervisión de la Instalación y Chequeo de los Medidores	150
Conclusión del Proyecto y Validación de los Resultados	180

Precios y condiciones generales

Los precios y condiciones generales están detallados en el siguiente cuadro:

PRECIOS Y CONDICIONES GENERALES DE LA OFERTA REFERENCIA DEL PROYECTO SMART IMS			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO TOTAL USD
1	Medidores Monofásico	2480	\$ 1,200.000
2	Medidores Trifásico	20	
3	Cajas de Medición	100	
4	Display LCD remoto	2500	
5	Routers GSM	20	
5	Medidores de Balance	20	
6	Software con Licencia	1	
7	Entrenamiento	1	
8	Set-up / Validación	1	
	TOTAL USD		\$ 1,200.000

La oferta referencial presentada anteriormente, está basada en las siguientes cláusulas:

- Precios: Firmes y Netos,
- Precios: FOB Brasil,
- Condiciones de Pago: Carta de Crédito.
- Validez de la propuesta: 30 (treinta) días.

- Garantía: 12 meses a partir de la entrega de los equipamientos.
- Impuestos: No incluidos.
- Plazo de Entrega
- Conforme cronograma presentado

Contactos:

Emerson de Souza y Claudia Onoda, a través de los correos electrónicos: emerson.desouza@itron.com y claudia.onoda@itron.com, aún por los teléfonos: +55 19 3208-4151 y Fax: +55 19 3208-0453;

PROPONENTE: ITRON SISTEMAS E TECNOLOGIA LTDA.

Marcos Antônio Rizzo Mendonça

Director Ejecutivo – Sudamérica

ITRON SISTEMAS E TECNOLOGIA LTDA.

La oferta referencial presentada por ITRON SISTEMAS Y TECNOLOGÍA LTDA está en el Anexo 4.

En el siguiente cuadro se detalla una Oferta referencial por la instalación de los medidores ITRON del proyecto Smart IMS presentada por parte del Departamento técnico de Sistemas de Medición y Scada del Grupo Improel.

RUBRO POR INSTALACIÓN DE PUNTO DE MEDICIÓN ITRON / 2500 ABONADOS – GRUPO INPROEL				
ITEM	CANT.	DESCRIPCION	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	2500	Mano de obra	\$ 120,00	\$ 300.000,00
		Dirección técnica	\$ 50,00	\$ 125.000,00
		Costos directos	\$ 25,00	\$ 62.500,00
		Costos indirectos	\$ 20,00	\$ 50.000,00
			SUBTOTAL	\$ 537.500,00
			12% IVA	\$ 64.500,00
			TOTAL	\$ 602.000,00

Esta oferta referencial presentada por el Grupo Improel está en el Anexo No 5.

Con el presupuesto referencial por el costo de los equipos y de la instalación de estos medidores, más adelante, se calcularán los valores de los indicadores económicos para determinar la aceptación del proyecto que servirá principalmente para disminuir los costos de operación del sistema de medición convencional.

Vale indicar que se trata de un proyecto piloto que se pretende implementar en las empresas eléctricas y así, concienciar el valor tan elevado de las pérdidas negras.

6.5 MÉTODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA TOMANDO EN CUENTA EL VALOR DEL DINERO A TRAVÉS DEL TIEMPO

El estudio de la evaluación económica, es la parte final de toda la secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto. Si no han existido contratiempos, se sabrá hasta este punto que existe un mercado potencial atractivo; se habrá determinado un lugar óptimo para la localización del proyecto y el tamaño más adecuado.

De acuerdo con las restricciones del medio; se conocerá y dominará el funcionamiento y manejo de los medidores y software; además, se habrá calculado la inversión necesaria para llevar a cabo este proyecto.

Sin embargo, a pesar de conocer incluso las utilidades probables del proyecto durante los primeros cinco años de operación, aún, no se habrá demostrado que la inversión propuesta si será económicamente rentable.

En este momento surge el problema sobre el método de análisis que se empleará para comprobar la rentabilidad económica del proyecto.

Se sabe que el dinero disminuye su valor real a través del tiempo, a una tasa aproximadamente igual al nivel de inflación vigente.

Esto implica que el método de análisis empleado deberá tomar en cuenta este cambio de valor real del dinero con el paso del tiempo. En este capítulo se analizarán las ventajas y desventajas de dichos métodos.

6.5.1 Valor Presente Neto (VPN)

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. El método del Valor Presente

Neto incorpora el valor del dinero en el tiempo en la determinación de los flujos de efectivo netos del negocio o proyecto, con el fin de poder hacer comparaciones correctas entre flujos de efectivo en diferentes períodos a lo largo del tiempo.

El valor del dinero en el tiempo está incorporado en la tasa de interés con la cual se convierten o ajustan en el tiempo, es decir, en la tasa con la cual se determina el Valor Presente de los flujos de efectivo del negocio o proyecto.

Si el Valor Presente de las entradas de dinero es mayor que el valor presente de las salidas de dinero, de un negocio o proyecto, dicho negocio o proyecto es rentable. Si el valor presente de las entradas de dinero es menor que el valor presente de las salidas de dinero, dicho negocio o proyecto no es rentable.

Por rentabilidad entendemos: el cambio porcentual entre la riqueza inicial (cantidad de dinero disponible al empresario al inicio del proyecto o negocio) y la riqueza final (cantidad de dinero disponible del empresario al término de la vida económica del negocio o proyecto).

Si el valor presente neto del flujo de efectivo del negocio es positivo, el negocio es rentable; si es negativo, el negocio no es rentable.

El Valor Presente de las entradas de dinero menos el Valor Presente de las salidas es igual al Valor Presente de la diferencia entre las entradas menos las salidas de dinero. A este segundo enfoque se le conoce como Valor Presente Neto del flujo de efectivo del negocio.

6.5.1.1 Definición

Todos los beneficios deben ser llevados a valor presente mediante la ec. 6.1

$$VP(B) = \sum_{K=0}^n \frac{B_K}{(1+r)^n}$$

Donde:

VP (B): Valor presente de los beneficios.

B_K : Beneficios en el año K.

r: Tasa de descuento, considerada el 15%.

n: Vida útil del proyecto.

6.5.1.2 Ventajas y desventajas

Las principales ventajas del método del Valor Presente

Neto son:

- ✓ Utiliza el concepto del valor del dinero en el tiempo.

- ✓ Siempre da la decisión correcta de aceptación o rechazo de un negocio o proyecto.

La principal desventaja del método del Valor Presente

Neto es:

- ✓ Que es muy sensible al valor de la tasa de interés utilizado. Por lo tanto, requiere de una buena estimación de la tasa de interés esperada con la cual se van a "descontar" los flujos de efectivo futuros.

6.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de rendimiento (TIR) es un método que proporciona otra medida de la rentabilidad de un negocio o proyecto.

La tasa interna de rendimiento de un negocio o proyecto equivale a la tasa de interés que dicho negocio o proyecto le va a dar a la persona que invirtió ahí su dinero.

Así como, la tasa de interés de un banco proporciona una medida de la rentabilidad de la inversión en dicho banco, así también, la Tasa Interna de Rendimiento de un negocio o proyecto proporciona otra medida de la rentabilidad de la inversión en dicho negocio o proyecto.

La tasa interna de rendimiento es la tasa de interés que hace que el valor presente del flujo de efectivo operativo neto sea igual al valor presente de la inversión neta.

La tasa interna de rendimiento es la tasa de interés que hace que el Valor Presente Neto de los flujos de efectivo del negocio o proyecto sea igual a cero.

6.5.2.1 Definición

La TIR se define como la tasa de descuento por la cual el VPN es igual a cero. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

6.5.2.2 Ventajas y desventajas

Las principales ventajas del método de la Tasa Interna de Rendimiento son:

Es fácil para la mayoría de las personas entender la TIR (ya que su resultado está dado por una tasa de interés), que el resultado del VPN.

La principal desventaja del método de la Tasa Interna de Rendimiento es que puede dar una decisión errónea cuando se tienen proyectos mutuamente excluyentes.

6.6 RESULTADOS ESPERADOS

En este capítulo se espera obtener resultados óptimos, tomando en consideración que el objetivo principal es el de minimizar el tiempo que se desperdicia en los procesos administrativos.

Se presentará un proyecto para automatizar globalmente el proceso de facturación con la nueva tecnología de medidores ITRON.

Con la instalación de estos equipos se eliminarán pasos innecesarios, y con esto lograr un proceso de facturación eficiente, ahorrando dinero y tiempo.

6.6.1 Problema que se pretende resolver

Entre los principales problemas encontrados en el proceso de facturación fueron los siguientes:

El principal problema es la demora que se tienen al esperar la disponibilidad del personal de validación (facturadores), ya que a veces existen libros de lectura que ya fueron trabajados, pero no se le puede dar trámite rápido ya que el facturador sabe estar ocupado con otros libros de lectura, con las validaciones o con las atención de reclamo por parte de los usuarios.

A pesar de que **EMELGUR** como empresa realizó un estudio para cada sistema, para hacer que cada ruta de lectura sea más fácil y rápida para que el lector considerando el geo- codificado de cada usuario, el lector tiene su propio recorrido para tomar las lecturas mensuales.

El porcentaje de mala lectura y de lectura no tomada es bastante considerable.

Algunos facturadores además de realizar su trabajo, atienden los reclamos de los usuarios, o lo demoran las validaciones.

Cada orden de trabajo entregada a los inspectores para la verificación o toma de lectura ya sea que no se realizó por algún

motivo, se demora demasiado tiempo, provocando que los facturadores a veces no den trámite rápido a las validaciones.

Las validaciones preliminares listas esperan mucho tiempo hasta ser llevada en la superintendencia de servicios al cliente en Guayaquil, ya que el mensajero solo pasa una sola vez retirándolas hasta las 10H00 AM. Además, pérdida de tiempo en el transporte de las validaciones preliminares hasta la superintendencia.

En el área de comercialización en Guayaquil se pierde mucho tiempo en dar trámite a las validaciones preliminares, por la razón, de que ellos realizan el trabajo de los tres sistemas eléctricos con los que cuenta EMELGUR.

Además, el trabajo de facturación en Guayaquil es una inspección más al trabajo realizado por cada sistema, la diferencia con el trabajo de los facturadores del Sistema Durán es que en Guayaquil se ingresan las tasas e impuestos que rara vez cambian el pliego tarifario cada mes, luego trasladan las validaciones de los archivos temporales del sistema IMFORMIX a los archivos permanentes en

los cuales ya aparecen las facturas dando paso para que el área de informática imprima las planillas.

El área de informática realiza su trabajo en el tiempo correcto, el problema es que cada sistema debería tener una pequeña área de informática para que no pierda tiempo en el traslado de las planillas impresas.

Nuevamente en el área de comercialización en Guayaquil se realiza una verificación de planillas, esto es un retrabajo ya que el operador de turno del área de informática realiza una verificación de éstas en su control de calidad de impresión, luego de esto realiza un informe de novedades reportando las planillas que faltan y que fueron mal impresas.

Se pierde tiempo dejando que las planillas esperen por el mensajero hasta ser llevadas al Sistema Durán y se pierde tiempo nuevamente en el traslado de las planillas al Sistema Durán.

6.6.2 Ubicación del problema y beneficios que se esperan

Tomando en consideración los principales problemas encontrados en el proceso administrativo de facturación se plantean las siguientes soluciones:

Automatización definitiva del proceso de facturación con el proyecto SMART IMS

Con la propuesta presentada por el Proyecto “Sistema integrado de gestión de datos en baja tensión – SMART IMS”, se propone automatizar completamente el proceso de facturación.

La empresa eléctrica EMELGUR con esta nueva propuesta estará ahorrando dinero y tiempo en los siguientes campos:

- Eliminación de pasos innecesarios,
- Ahorro en el personal de lectura,
- Ahorro en el personal utilizado en validación,

Eliminación de los pasos innecesarios:

En el siguiente cuadro se detallará primero todos los pasos que son innecesarios, lo cual hace que la empresa eléctrica pierda dinero, más adelante se mencionará también el ahorro que se tendrá por la reducción de personal.

TIEMPO (min.) QUE SE DESPERDICIAN EN PASOS INNECESARIOS			
PASOS DE LOS PROCESOS	JULIO	AGOSTO	PROMEDIO
PROCESO DE LECTURA			
Impresión de libros	4,7	4,10	4,3
Organización y entrega de libros	40	40	40
Registro y revisión de libros	5	5	5
Entrega de libros a los facturadores	495,7	547,2	521,5
PROCESO DE VALIDACIÓN			
Informes de Novedades	215	347	281
Libro en bandeja	30	40	35
Primera validación	86	71	78
Inspección y corrección	306	324	315
Segunda validación	57	39	48
Inspección y corrección	206	166	186
Validación preliminar	12	9	11
Aprobación de validación preliminar	1	1	1
Validación preliminar en bandeja	115	85	100
Transporte de validación a Guayaquil	75	75	75
PROCESO DE LIQUIDACIÓN E IMPRESIÓN DE PLANILLAS			
Planillas listas en bandejas	164	91	128
Transporte de planillas a Duran	261	225	243
TOTAL DE TIEMPO DESPERDICIAO	2073,4	2069,30	2071,8

Ahorro en el personal de lectura

Para estimar cuántos dólares se ahorra EMELGUR en el personal de lectura, etapa que está involucrada en el proceso de facturación.

El cálculo que se lo determina en primer lugar considerando el tiempo desperdiciado, partimos del hecho en saber cuánto gana un trabajador aproximadamente por hora.

Como se sabe un trabajador del sistema eléctrico de Durán de EMELGUR gana aproximadamente US \$ 450 mensuales, además de su sueldo recibe cupones por US \$ 150 para el comisariato, lo que representa un gasto aproximado para la empresa de US \$ 600 por trabajador.

Conociendo que un mes tiene 20 días laborales y que cada día laborable se trabaja 7 horas, tenemos que un trabajador de EMELGUR gana por hora US \$ 4 con 29 centavos aproximadamente.

Ahora como se sabe, el sistema eléctrico Durán tiene aproximadamente 120 rutas residenciales en su proceso de facturación, las cuales son desde la 090750-01 hasta 09075098 en Durán y desde la 091651-01 hasta la 091651-12 en Samborondón.

Entonces realizando unos cálculos sencillos se tiene que:

40 horas / rutas * 120 rutas = 4800 horas que se desperdician en todo el proceso de facturación.

Ahora:

4800 horas * US\$ 4,29 cvt. mano de obra / hora = \$ 20593 de ahorro por mes.

Y si este valor se multiplica por 12 meses, se llega a un ahorro potencial de:

(\$ 20593) * (12 meses) = \$ 247104 al año aproximadamente.

Reducción del personal de validación:

Una vez encontrado el ahorro potencial por la reducción de pasos innecesarios se hará un cálculo rápido de ahorro por personal.

Tal como se mencionó anteriormente un trabajador del sistema eléctrico Durán gana aproximadamente US \$ 600, con lo cual, si reducimos de 5 facturadores en el proceso de validación a sólo 2 facturadores, tenemos un ahorro mensual de US \$ 1800 y un ahorro anual de **US \$ 21600**.

El resumen de todo el ahorro que representa la tanto en tiempo, dinero y personal se lo presenta en el siguiente cuadro:

AHORRO POR REDUCCIÓN DE PERSONAL Y ELIMINACIÓN DE INNECESARIOS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DURÁN	
AHORRO	DÓLARES
Eliminación de pasos innecesarios	171600
Reducción de personal por Validación	21600
Ahorro de personal en el proceso de Lectura	247104
TOTAL	\$ 440304

EMELGUR obtiene un **beneficio de US \$ 440304** al eliminar todo el personal que interviene en este proceso de facturación, a pesar que tiene otros beneficios a parte de los señalados, pero son los que se los puede cuantificar en un ahorro en dólares (\$),

Este beneficio se lo considerará más adelante para el cálculo de los indicadores económicos.

Cálculo y análisis de los indicadores.

Todos los cálculos y el análisis respectivo de los indicadores económicos, tales como, el Valor Presente Neto (VPN) y la relación Beneficio-Costo (B/C). se lo determinará única y exclusivamente del Sistema de Durán.

La muestra tomada de Durán de 2349 abonados y comparado con el total que tiene este sistema 51057 es considerable ya que representa el 4,9%.

Partiendo del cálculo efectuado en el Capítulo 4 sobre la energía de pérdidas no técnicas del sistema eléctrico de Durán, cuyo resultado fue 4929259 KW-H y realizando el cálculo con el costo

del KW-H que es de 0.08 centavos, obtenemos el siguiente resultado:

$$4929259 \text{ KW-H} * 0.08 = \text{US } \$ 394340/\text{mes}$$

Lo cual quiere decir que EMELGUR tiene una pérdida monetaria de US \$394340/mes. Considerando que la muestra tomada solo representa el 5% del total de abonados de EMELGUR, se considera el siguiente criterio:

$$4929259 \text{ (KW-H)} * 5\% = 246462.95 \text{ KW-H/MES}$$

Lo cual se estima que dentro de la muestra tomada la energía de pérdidas no técnicas aproximadamente para Durán es 246462.95 KW-H/MES, entonces este sistema ha dejado de facturar:

$$246462 \text{ KW-H} * 0.08 = \text{US } \$ 19716.96/\text{Mes}$$

En el año sería:

$$\text{US } \$19716.96 * 12 = \text{US } \$236603.52 / \text{año}$$

Con los cálculos estimados anteriormente se llega a la conclusión de que EMELGUR – DURÁN al implementar este proyecto tendrá un **beneficio de US \$ 236603.52.**

A este beneficio se le debe sumar lo que se ha calculado anteriormente en el ahorro con eliminación de personal de EMELGUR-DURAN cuyo valor es **US \$ 440304 / año.**

Sumado esto dos beneficios obtenidos tanto del ahorro de personal como el que se facturaría por concepto de pérdidas no técnicas de energía dan un **beneficio total de US \$676907/año.**

Para realizar el cálculo de los respectivos indicadores económicos también se necesitan los costos de inversión, tanto de los medidores (Oferta ITRON – Tabla No 6.2), como la mano de obra (Oferta Improel – Tabla No 6.3) por la instalación de los medidores, el mismo que asciende a un costo de inversión de US \$ 1'800.000 para un proyecto piloto de 2500 abonados residenciales.

También se debe considerar como costos de inversión el mantenimiento preventivo que deben tener los medidores ITRON y

los gastos administrativos, los mismos, que tiene un promedio de **US \$15000/año.**

Para realizar el cálculo de los indicadores económicos tanto del valor presente neto como de la relación beneficio/costo, se consideró a los medidores y elementos del Sistema SMART IMS un promedio de vida útil de 10 años.

Calculo del Valor Presente Neto (VPN)

Para calcular el Valor Presente Neto se toman como datos preliminares tanto los costos de inversión como los beneficios, los mismos que se mencionan en el siguiente cuadro:

FLUJOS DE EFECTIVO - PROYECTO SMART-IMS											
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo de Inversión	1800000	14000	12000	13000	12000	12000	14555	12000	12000	16000	12000
Beneficios del proyecto	0	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900	676900

Entonces el Valor Presente Neto es:

$$\text{Valor Presente Neto} = VP(B) - VP(C)$$

De donde:

VP (B): Valor Presente de Beneficios

VP(C): Valor Presente de Costos de inversión

Cálculo del Valor Presente de Beneficios

Aplicando la fórmula 6.1 correspondiente a la definición de Valor Presente de Beneficios

$$VP(B) = \sum_{K=0}^n \frac{B_K}{(1+r)^n}$$

Donde:

VP (B): Valor presente de los beneficios.

B_K: Beneficios en el año K.

r: Tasa de descuento, considerada el 15%

n: Vida útil del proyecto.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados del Valor Presente de Beneficios:

VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS DEL PROYECTO SMART IMS											
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS		588609	511834	445073	387020	336539	292643	254472	221280	192417	167319
VALOR PRESENTE DE BENEFICIOS – VP(B) = \$ 3397204,483											

Cálculo del Valor Presente de Costos de Inversión VP(C)

Aplicando la fórmula correspondiente a la definición de Valor Presente de Costos de Inversión:

$$VP(C) = \sum_{K=0}^n \frac{C_K}{(1+r)^n}$$

Donde:

VP (C): Valor presente de los costos de inversión

B_k: Costos de inversión en el año k

r: Tasa de descuento, considerada el 15%

n: Vida útil del proyecto.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados del Valor Presente de Costos de Inversión.

Tabla No. 6.8

VALOR PRESENTE DE COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO SMART IMS											
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR PRESENTE DE COSTOS	1800000	12173,9	9073,7	8547,7	6861	5966,1	6292,5	4511,2	3922,8	4548,2	2966,2
VALOR PRESENTE DE COSTOS = \$ 1864863,517											

Entonces, el Valor Presente Neto es:

$$VPN = VP (B) - VP(C)$$

$$\text{VPN} = \text{US } \$ 3397204,483 - \text{US } \$ 1864863,517$$

$$\text{Valor Presente Neto} = \text{US } \$ 1532340,97 > 0$$

Como el Valor Presente Neto es mayor que cero el proyecto es factible ejecutarlo.

Cálculo de la relación Beneficio/Costo (B/C)

$$\text{B/C} = \text{US } \$ 3397204,483 / \text{US } \$ 1864863,517$$

$$\text{B/C} = 1,822 > 1$$

Como el resultado B/C es mayor que 1 el proyecto se acepta.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ASPECTOS TÉCNICOS:

De acuerdo a los resultados obtenidos procedemos a hacer el análisis de las pérdidas técnicas.

❖ CONCLUSIÓN DE LAS PÉRDIDAS A NIVEL DE SUBTRANSMISIÓN:

El resultado mostrado de estas pérdidas a este nivel, donde se incluye también las pérdidas en las Subestaciones de distribución y haciendo un análisis comparativo con parámetros referenciales aceptables de eficiencia, en comparación con los resultados obtenidos, tenemos lo siguiente:

De acuerdo a los porcentajes de pérdidas obtenidos podemos concluir, que tanto, las pérdidas de energía y potencia, se encuentran fuera de los parámetros aceptables.

Para bajar estas pérdidas se recomienda realizar un estudio de la topología y configuración de las líneas de subtransmisión, su ampacidad, la capacidad de sus subestaciones de distribución y del resto de sus componentes.

❖ CONCLUSIÓN DE LAS PÉRDIDAS A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA:

En esta parte del sistema de distribución primaria nos referimos a los alimentadores primarios transformadores de distribución.

Para el respectivo análisis, nos valemos de parámetros referenciales aceptables de pérdidas a nivel de distribución primaria.

Se puede concluir, que los valores de las pérdidas encontradas, se encuentran dentro de los niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y un sistema máximo aceptable de pérdidas.

❖ CONCLUSIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA:

En esta parte del sistema de distribución secundaria nos referimos a los circuitos secundarios, alumbrado público y acometidas.

Para el respectivo análisis, se utilizó parámetros referenciales aceptables de pérdidas a nivel de distribución primaria.

Se puede concluir, que los valores de las pérdidas encontradas, se encuentran fuera de los niveles de pérdidas referenciales de un sistema de alta eficiencia y un sistema máximo aceptable de pérdidas.

Se recomienda realizar un estudio sobre el punto óptimo de la ubicación de los transformadores de distribución con relación al circuito secundario a quién sirve de esa forma se puede reducir las pérdidas de potencia y energía a este nivel.

Se debería también cambiar en su totalidad en áreas de gran consumo acometidas de tres hilos logrando así balancear la

carga manejando valores menores de corriente por ende disminuirían las pérdidas del cobre.

Como los valores de pérdidas en su mayor parte se encuentran en la parte comercial se propone un plan estratégico para la disminución de estas pérdidas.

ASPECTOS COMERCIALES:

CONCLUSIONES:

En base a los resultados obtenidos de los cálculos de las pérdidas no técnicas de energía se concluye lo siguiente:

- ❖ Las pérdidas no técnicas de energía para mes de Julio del 2005 tomado como referencia para el presente estudio del sistema eléctrico EMELGUR fue el 24,06% cifra equivalente a 16.152,710 MWh, el cual se ha reducido en comparación a un mes promedio del 2004 que era 30,16%.

- ❖ De la fuente del Departamento de planificación se nos informó que por cada 528.291 KWh es suficiente energía para dar servicio a una población de mas de 2000 habitantes durante 1 año con un consumo promedio mensual de 110 Kwh.,
- ❖ Tomando como referencia esta información se puede concluir que durante el mes de Julio del 2005 con respecto a las pérdidas no técnicas de energía se hubiera dado energía aproximadamente a 60.000 habitantes durante un año con un consumo promedio de 110 Kwh.
- ❖ De lo expuesto anteriormente acerca del valor calculado de 16152.710 MWH, si se lo toma como promedio mensual de pérdidas no técnicas de energía, podríamos concluir que EMELGUR durante todo el año 2005 obtuvo un valor estimado de pérdidas de 193'832.520 KWh.
- ❖ Al comparar cada sistema de manera independiente tanto de Durán, Daule y Quevedo y del total de EMELGUR con niveles referenciales que debe poseer un sistema eléctrico de alta eficiencia y de un sistema de nivel máximo aceptable de pérdidas.

Las pérdidas de energía se las considera con respecto a la energía disponible por cada sistema de manera independiente y del global de EMELGUR.

Las pérdidas de energía no técnicas de un sistema de alta eficiencia, un sistema al límite, se lo evaluará con los resultados obtenidos por cada sistema y del total de EMELGUR, estos cuadros comparativos que se detallan a continuación en los siguientes cuadros, de los cuales se puede concluir lo siguiente:

Sistema Eléctrico Durán

COMPARACIÓN DEL SISTEMA DURÁN CON UN SISTEMA DE ALTA EFICIENCIA				
SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	
	MWH	%	MWH	%
EFICIENCIA ÓPTIMA				0
MÁXIMO PERMITIDO			862.835	3
DURÁN	28761.158	100	4929.259	17.14

Analizando estos resultados del sistema eléctrico de Durán se observa que tiene un porcentaje de pérdidas no técnicas de energía de **17.14%** el cual es mucho mayor que el 3% utilizado como referencia de máximo aceptable, de lo que se concluye que no es un sistema eficiente.

Sistema Eléctrico Daule

COMPARACIÓN DEL SISTEMA DAULE CON UN SISTEMA DE ALTA EFICIENCIA				
SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	
	MWH	%	MWH	%
EFICIENCIA ÓPTIMA				0
MÁXIMO PERMITIDO			531.9702	3
DAULE	17732.340	100	4960.288	27.98

Analizando estos resultados del sistema eléctrico de Daule se observa que tiene un porcentaje de pérdidas no técnicas de energía de **27.98%** el cual es mucho mayor que el 3% utilizado como referencia de máximo aceptable, de lo que se concluye que no es un sistema eficiente.

Sistema eléctrico Quevedo

COMPARACIÓN DEL SISTEMA QUEVEDO CON UN SISTEMA DE ALTA EFICIENCIA				
SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	
	MWH	%	MWH	%
EFICIENCIA ÓPTIMA				0
MÁXIMO PERMITIDO			619.040	3
QUEVEDO	20634.678	100	6320.543	30.68

Analizando estos resultados del sistema eléctrico de Daule se observa que tiene un porcentaje de pérdidas no técnicas de energía de **30.68%** el cual es mucho mayor que el 3% utilizado como referencia de máximo aceptable, de lo que se concluye que no es un sistema eficiente.

Sistema eléctrico EMELGUR

COMPARACIÓN DEL SISTEMA EMELGUR CON UN SISTEMA DE ALTA EFICIENCIA				
SISTEMA	ENERGÍA DISPONIBLE		PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	
	MWH	%	MWH	%
EFICIENCIA ÓPTIMA				0
MÁXIMO PERMITIDO			2013.845	3
EMELGUR	67128.176	100	16152.710	24.06

Analizando estos resultados del sistema eléctrico de Daule se observa que tiene un porcentaje de pérdidas no técnicas de energía de **24.06%** el cual es mucho mayor que el 3% utilizado como referencia de máximo aceptable, de lo que se concluye que no es un sistema eficiente.

- ❖ La empresa eléctrica EMELGUR y los respectivos sistemas correspondientes por concepto de energía de pérdidas no técnicas durante el mes de Julio del 2005 dejo de facturar :
 - Sistema Durán : US \$ 443.633

- Sistema Daule : US \$ 446.425
 - Sistema Quevedo : US \$ 568.848
 - **TOTAL EMELGUR : US \$ 1'453.743**
- ❖ De acuerdo al análisis de eficiencia de los procesos comerciales en el sistema Durán se pudo eliminar los pasos innecesarios, obteniendo como resultado 39% de eficiencia en el proceso de lectura, 37% en validación y el 77% en el proceso de liquidación e impresión de planillas.
- ❖ Para el caso del sistema Durán, las cifras que se obtuvieron al calcular el costo con todo el personal involucrado en el proceso de facturación se presenta en el siguiente cuadro:

AHORRO PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO	
DURÁN	
AHORRO	DÓLARES
Eliminación de pasos innecesarios	171600
Reducción de personal por Validación	21600
Ahorro de personal en el proceso de Lectura	247104
TOTAL	\$ 440304

Este valor de US \$ 440.304 se lo podría ahorrar automatizando completamente el proceso de facturación, con el proyecto SMART IMS que se recomendará más adelante.

- ❖ En cuanto al proyecto SMART IMS que se ha presentado como propuesta a la Solución de Medición y Gestión Remota de consumidores de baja tensión para la reducción y control de pérdidas

- ❖ Se concluye que la implementación de este sistema resulta económicamente rentable ya que al calcular el valor de los indicadores económicos tanto del valor presente neto (VPN) como la relación Beneficio/Costo (B/C) cumplen con los criterios de evaluación económica, es decir:

✓ $VPN = US \$ 1532340,97 > 0$; se acepta el proyecto

✓ $B/C = US\$ 3397204,483 / US \$ 1464863,517$

B/C = 1,822; el proyecto es rentable.

- ❖ Algo adicional que se puede concluir es la falta de stock tanto de materiales y equipos que están involucrados con el proceso de contratación para darle servicio a un nuevo cliente, este problema de stock genera pérdidas para EMELGUR, ya que no se puede registrar el consumo para este nuevo abonado.

RECOMENDACIONES:

En base al estudio económico realizado para determinar la factibilidad del proyecto presentado por la compañía ITRON SISTEMAS Y TECNOLOGÍA, se concluyó que el proyecto es rentable, por lo tanto se recomienda lo siguiente:

- ❖ La implementación de un sistema en la que se considera la Medición centralizada y Gestión Remota de Consumidores de Baja Tensión utilizando la plataforma SMART IMS, con base en tecnología PLC(Power Line Carrier) conocidos por el bajo costo y la alta flexibilidad.
- ❖ Con la ejecución de este proyecto se automatizará los procesos de comercialización de energía eléctrica

específicamente en el proceso de facturación, garantizando la reducción de pérdidas comerciales y el aumento de la facturación de la empresa eléctrica.

- ❖ El proyecto traerá los siguientes beneficios:
 - ✓ Centralización de la medición a través de caja de medición instalada fuera de las unidades residenciales en los postes de la red
 - ✓ Para reducir el impacto cultural, el sistema dispone de displays remotos para el usuario, reemplazando el medidor retirado y permitiendo la visualización del consumo.
 - ✓ Lectura remota automática de la medición.
 - ✓ Reducción del número de usuario no pagadores.
 - ✓ Inhibición del crecimiento de la morosidad.
 - ✓ Corte y reconexión remota.

- ✓ Múltiples tarifas.
 - ✓ Sistema prepago disponible.
 - ✓ Control de consumo (Gestión de carga).
 - ✓ Balanceo de fases.
-
- ❖ Este sistema traerá mayor eficiencia para los procesos de corte y reconexión, mayor precisión de los medidores, automatización de los procesos manuales, reducción de las actividades internas y además generará informaciones importantísimas para los planes de reducción de pérdidas y hurto de energía.
 - ❖ Los medidores SMART IMS poseen sensores para corrientes de neutro que los permiten monitorear diversas acciones resultantes de fraude (desvío de energía, inversión entre línea carga, etc).
 - ❖ También de eventuales problemas de instalación, por ejemplo, fuga a tierra generando alarmas para la central de gestión,

permitiendo acciones más rápidas por parte de la Empresa Eléctrica, evitando perjuicios y mala gestión del recurso de terreno.

TABLAS

Tabla No. 3.1

SISTEMA DAULE CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN												
No.	BARRAS		LONG. (Km.)	CALIBRE (MCM)	VOLTAJE (KV)	IMPEDANCIA (+)		CARGA (MVAR)	MVA			
	DE	A				R (pu.)	X (pu.)		NOM.	EMERG.		
1	1	2	10.01	336.4	69	0.04	0.0942	0.17407	63	76		
2	2	3	0.1	336.4	69	0.0004	0.0009	0.00174	63	76		
3	1	4	10	336.4	69	0.04	0.0941	0.1739	63	76		
4	2	5	11.64	336.4	69	0.0465	0.1095	0.20242	63	76		
5	3	4	0.1	336.4	69	0.0004	0.0009	0.00174	63	76		
6	5	7	4.16	336.4	69	0.0166	0.0391	0.07234	63	76		
7	5	14	15.28	336.4	69	0.061	0.1438	0.26572	63	76		
8	14	6	12.68	266.8	69	0.0637	0.1217	0.21619	55	66		
9	7	15	13.47	477	69	0.038	0.1231	0.24165	80	96		
10	7	16	4.11	336.4	69	0.0164	0.0387	0.07147	63	76		
11	15	8	7.43	266.8	69	0.0373	0.0713	0.12668	55	66		
12	16	9	7.46	266.8	69	0.0375	0.0716	0.12719	55	66		
13	9	10	4.98	266.8	69	0.025	0.0478	0.08491	55	66		
14	9	12	18.16	266.8	69	0.0913	0.1742	0.30963	55	66		
15	12	13	39.75	266.8	69	0.1998	0.3814	0.67774	55	66		

Tabla No. 3.2

SISTEMA QUEVEDO CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN										
No.	BARRAS		LONG. (Km.)	CALIBRE (MCM)	VOLTAJE (KV)	IMPEDANCIA (+)		CARGA (MVAR)	MVA	
	DE	A				R (pu.)	X (pu.)		NOM.	EMERG.
1	2	3	1.29	477	69	0.0036	0.01179	0.023143	80	96
2	2	6	6.55	477	69	0.0185	0.05985	0.117507	80	96
3	3	4	18.29	477	69	0.0516	0.16712	0.328123	80	96
4	4	5	16.39	477	69	0.0462	0.14976	0.294037	80	96
5	6	8	17.34	2/0	69	0.2026	0.20619	0.278307	32	39
6	6	7	19.3	2/0	69	0.2255	0.2295	0.309765	32	39

Tabla No. 3.3

SISTEMA DURÁN CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN												
No.	BARRAS		LONG. (Km.)	CALIBRE (MCM)	VOLTAJE (KV)	IMPEDANCIA (+)		CARGA (MVAR)	MVA		EMERG.	
	DE	A				R (pu.)	X (pu.)		NOM.			
1	1	5	4	477	69	0.0113	0.03655	0.07176	80		96	
2	1	5	3.63	477	69	0.0102	0.03317	0.065122	80		96	
3	5	6	4.91	477	69	0.0138	0.04486	0.088085	80		96	
4	6	7	0.15	266.8	69	0.0008	0.00144	0.002558	55		66	
5	6	8	4.91	477	69	0.0138	0.04486	0.088085	80		96	
6	8	9	6.45	477	69	0.0182	0.05893	0.115713	80		96	
7	9	10	1.57	266.8	69	0.0079	0.01506	0.026769	55		66	
8	9	6	12.68	266.8	69	0.0637	0.12165	0.216194	55		66	
9	9	11	1.91	477	69	0.0054	0.01745	0.034265	80		96	
10	9	17	3.89	477	69	0.011	0.03554	0.069787	80		96	
11	11	12	0.17	477	69	0.0005	0.00155	0.00305	80		96	
12	12	17	1.47	477	69	0.0041	0.01343	0.026372	80		96	
13	11	14	4.27	477	69	0.012	0.03901	0.076604	80		96	
14	1	14	19.86	477	69	0.056	0.18146	0.356288	80		96	
15	1	15	19.86	477	69	0.056	0.18146	0.356288	80		96	
16	17	18	1.55	266.8	69	0.0078	0.01487	0.026428	55		66	
17	18	20	1.37	266.8	69	0.0069	0.01314	0.023359	55		66	
18	20	21	1.25	266.8	69	0.0063	0.01199	0.021313	55		66	
19	21	23	19.22	266.8	69	0.0966	0.1844	0.327701	55		66	
20	1	23	19	477	69	0.0536	0.1736	0.34086	80		96	
21	20	24	2.65	266.8	69	0.0133	0.02542	0.045183	55		66	
22	24	25	0.04	266.8	69	0.0002	0.00038	0.000682	55		66	
23	25	26	0.15	266.8	69	0.0008	0.00144	0.002558	55		66	

Tabla No. 3.4

SISTEMA DAULE CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES													
NOMBRE S/E	No. TRANSF.	BARRAS		CAPACIDAD			REL. TRANSF.	CONEX./TRANSF.		BASE (100 MVA-69 KV)		Po KW.	TAP TAP (pu.)
		DE	A	MVA	ENFRIAMIENTO	PRIM.		SEC.	R (pu.)	X (pu.)			
Pedro Carbo	1	6	19	5/6.25	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.124	1.1	6.86	4	0.975
Daule	1	7	20	12/16	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.0416	0.71417	11.914	4	0.975
América	1	10	21	5/6.25	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.384	6.86	4	0.975
Palestina	1	12	23	10/12.5	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.165	2.0475	6.14	4	0.975
Balzar	1	13	24	5/6.25	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.46	6.86	1	1.05
La Toma	1	3	17	2.5	OA	69/13.8	D	Y	0.304	2.2	5.05	4	0.975
Juan B. A.	1	8	22	5/6.25	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.46	6.86	5	0.95
Interagua	2	4	18	12/16	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.4167	0.71417	11.914	3	1
La Toma Nueva	2	4	18	10/12.5	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.05	0.6637	10.47	3	1

Tabla No. 3.5

SISTEMA QUEVEDO CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES													
NOMBRE S/E	No. TRANSF.	BARRAS		CAPACIDAD			REL. TRANSF.	CONEX./TRANSF.		BASE (100 MVA-69 KV)		Po KW.	TAP TAP (pu.)
		DE	A	MVA	ENFRIAMIENTO	PRIM.		SEC - TER	R (pu.)	X (pu.)			
Daule Peripa	1	5	10	2.5	OA	69/13.8	D	Y	0.304	2.36	5.05	4	0.975
Buena Fe	1	8	15	5	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.46	6.86	4	0.975
Buena Fe	1	8	16	5	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.46	6.86	4	0.975
Quevedo Sur	1	3	11	10/12.5	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.053	0.65	10.47	3	1
Quevedo Sur	1	3	12	12/16	OA / FA	69/13.8	Y	D-Y	0.04167	0.5675	11.91	3	1
El Empalme	1	4	9	10/12.5	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.053	0.65	10.47	4	0.975
Quevedo Norte	1	6	13	10/12.5	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.053	0.6064	10.47	3	1
Valencia	1	7	14	10/12.6	OA / FA	69/13.8	D	Y	0.124	1.1	6.86	4	0.975

Tabla No. 3.6

SISTEMA DURÁN CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES														
NOMBRE S/E	No. TRANSF.	BARRAS		CAPACIDAD			REL. TRANSF.	CONEX./TRANSF.		BASE (100 MVA-69 KV)		Po KW.	TAP	TAP (pu.)
		DE	A	MVA	ENFRIAMIENTO	PRIM.		SEC - TER	R (pu.)	X (pu.)				
Manglero	1	7	31	12/16	OA/FA	69/13.8	Y	D-Y	0.04167	0.5675	11.91	3	1	
Durán Norte	1	10	32	12/16	OA/FA	69/13.8	Y	D-Y	0.04167	0.5675	11.91	4	0.975	
Samborondón	1	4	30	4/5	OA/FA	69/13.8	D	Y	0.0165	2.0475	6.14	4	0.975	
Tennis Club	1	8	33	10/12.5	OA/FA	69/13.8	D	Y	0.053	0.6383	10.47	4	0.975	
Tennis Club	1	8	34	10/12.5	OA/FA	69/13.8	D	Y	0.053	0.6383	10.47	4	0.975	
El Recreo	1	16	35	12/16	OA/FA	69/13.8	Y	D-Y	0.04167	0.6683	11.91	4	0.975	
Plasti Empaques	1	13	36	2.5	OA	69/13.8	D	Y	0.304	2.36	5.05	4	0.975	
Plastigama	1	19	37	3.75	OA/FA	69/13.8	D	Y	0.306	1.9561	5.02	4	0.975	
Durán Sur	1	17	38	12/16	OA/FA	69/13.8	Y	D-Y	0.04167	0.4197	11.91	5	0.95	
Durán Sur	1	17		12/16	OA/FA	69/13.8	Y	D-Y	0.04167	0.4197	11.91	5	0.95	
Procarsa	1		40	3.75/4.69	OA/FA	69/13.8	D	Y	0.306	1.9561	5.02	4	0.975	
Promariscos	1	27	41	2.5	OA	69/13.8	D	Y	0.304	2.36	5.05	4	0.975	
Expalsa	1	28	42	5	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.46	6.86	4	0.975	
Pronaca	1	29	43	5	OA	69/13.8	D	Y	0.124	1.46	6.86	4	0.975	

Tabla No. 3.7

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS													
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA						LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)		
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO						
1	165	1	2	0.05518956	0.06659176	4/0	ACSR	150	0.00233407				
2	132.5	2	3	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	0.01010131				
3	637.5	3	4	0.06990677	0.08434956	4/0	ACSR	190	0.11773933				
4	762.5	4	5	0.0919826	0.11098626	4/0	ACSR	250	0.70657744				
5	532.5	5	6	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	1.46982407				
6	575	6	7	0.15269111	0.1842372	4/0	ACSR	415	3.67169705				
7	237.5	7	8	0.0496706	0.05993258	4/0	ACSR	135	4.44533659				
8	457.5	8	9	0.0459913	0.05549313	4/0	ACSR	125	5.37262943				
9	297.5	9	10	0.14275699	0.17225068	4/0	ACSR	388	8.61637366				
10	275	10	11	0.08535985	0.10299525	4/0	ACSR	232	10.8193135				
11	672.5	11	12	0.16556868	0.19977528	4/0	ACSR	450	16.7137957				
12	1050	12	13	0.14349285	0.17313857	4/0	ACSR	390	24.2268619				
13	2457.5	13	14	0.53349907	0.64372034	4/0	ACSR	1450	80.494771				
14	112.5	14	S/E	0.04493474	0.04688052	3/0	ACSR	100	85.3690672				

Tabla No. 3.8

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "A"													
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)					
1	40	1	2	0.05518956	0.06659176	4/0	ACSR	150	0.000415522	5.248665503	430.389713	225	2.74390244
2	50	2	3	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	0.002804775	6.56081879	430.389713	225	3.42987805
3	400	3	4	0.06990677	0.08434956	4/0	ACSR	190	0.078982117	52.48665503	430.389713	225	27.4390244
4	475	4	5	0.0919826	0.11098626	4/0	ACSR	250	0.403067375	62.3277785	430.389713	225	32.5838415
5	320	5	6	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	0.571767232	41.9892403	430.389713	225	21.9512195
6	75	6	7	0.15269111	0.1842372	4/0	ACSR	415	1.328950867	9.84122819	430.389713	225	5.14481707
7	0	7	8	0.0496706	0.05993258	4/0	ACSR	135	0.432309318	0	430.389713	225	0
8	220	8	9	0.0459913	0.05549313	4/0	ACSR	125	0.540265454	28.8676027	430.389713	225	15.0914634
9	0	9	10	0.14275699	0.17225068	4/0	ACSR	388	1.676983969	0	430.389713	225	0
10	50	10	11	0.08535985	0.10299525	4/0	ACSR	232	1.067200955	6.56081879	430.389713	225	3.42987805
11	390	11	12	0.16558688	0.19977528	4/0	ACSR	450	3.179056629	51.1743866	430.389713	225	26.7530488
12	350	12	13	0.14349285	0.17313857	4/0	ACSR	390	3.792663486	45.9257315	430.389713	225	24.0091463
13	860	13	14	0.53349907	0.64372034	4/0	ACSR	1450	26.19123989	112.846083	430.389713	225	58.9939024
14	50	14	S/E	0.04493474	0.04688052	3/0	ACSR	100	2.274821318	6.56081879	430.389713	225	3.42987805

Tabla No. 3.9

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "B"													
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA				PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo	
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO						LONG (MT)
1	75	1	2	0.05518956	0.06659176	4/0	ACSR	150	9.84122819	391.352841	175	4.40067058	
2	37.5	2	3	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	4.92061409	391.352841	175	2.20033529	
3	62.5	3	4	0.06990677	0.08434956	4/0	ACSR	190	8.20102349	391.352841	175	3.66722548	
4	0	4	5	0.0919826	0.11098626	4/0	ACSR	250	0	391.352841	175	0	
5	175	5	6	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	22.96286658	391.352841	175	10.2682313	
6	237.5	6	7	0.15269111	0.1842372	4/0	ACSR	415	31.1638893	391.352841	175	13.9354568	
7	237.5	7	8	0.0496706	0.05993258	4/0	ACSR	135	31.1638893	391.352841	175	13.9354568	
8	237.5	8	9	0.0459913	0.05549313	4/0	ACSR	125	31.1638893	391.352841	175	13.9354568	
9	250	9	10	0.14275699	0.17225068	4/0	ACSR	388	32.804094	391.352841	175	14.6689019	
10	137.5	10	11	0.08535985	0.10299525	4/0	ACSR	232	18.0422517	391.352841	175	8.06789606	
11	282.5	11	12	0.16556868	0.19977528	4/0	ACSR	450	37.0686262	391.352841	175	16.5758592	
12	512.5	12	13	0.14349285	0.17313857	4/0	ACSR	390	67.2483926	391.352841	175	30.071249	
13	712.5	13	14	0.53349907	0.64372034	4/0	ACSR	1450	93.4916678	391.352841	175	41.80663705	
14	25	14	S/E	0.04493474	0.04688052	3/0	ACSR	100	3.2804094	391.352841	175	1.46689019	

Tabla No. 3.10

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "C"													
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)					
1	50	1	2	0.05518956	0.06659176	4/0	ACSR	150	0.000849753	6.56081879	275.88243	165	3.92390012
2	45	2	3	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	0.004090145	5.90473691	275.88243	165	3.53151011
3	175	3	4	0.06990677	0.08434956	4/0	ACSR	190	0.031386484	22.96286658	275.88243	165	13.7336504
4	287.5	4	5	0.0919826	0.11098626	4/0	ACSR	250	0.176072404	37.724708	275.88243	165	22.5624257
5	37.5	5	6	0.07358608	0.08878901	4/0	ACSR	200	0.160444735	4.92061409	275.88243	165	2.94292509
6	262.5	6	7	0.15269111	0.1842372	4/0	ACSR	415	0.69147725	34.4442986	275.88243	165	20.6004756
7	0	7	8	0.0496706	0.05993258	4/0	ACSR	135	0.224938383	0	275.88243	165	0
8	0	8	9	0.0459913	0.05549313	4/0	ACSR	125	0.20827628	0	275.88243	165	0
9	47.5	9	10	0.14275699	0.17225068	4/0	ACSR	388	0.720096046	6.23277785	275.88243	165	3.72770511
10	87.5	10	11	0.08535985	0.10299525	4/0	ACSR	232	0.517857843	11.4814329	275.88243	165	6.86682521
11	0	11	12	0.16556868	0.19977528	4/0	ACSR	450	1.004465643	0	275.88243	165	0
12	187.5	12	13	0.14349285	0.17313857	4/0	ACSR	390	1.230524213	24.6030705	275.88243	165	14.7146254
13	885	13	14	0.53349907	0.64372034	4/0	ACSR	1450	14.01101688	116.126493	275.88243	165	69.4530321
14	37.5	14	S/E	0.04493474	0.04688052	3/0	ACSR	100	1.223348353	4.92061409	275.88243	165	2.94292509

Tabla No. 3.11

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SISTEMA DURÁN													
S/E DURÁN NORTE - ALIMENTADORA PEÑÓN DEL RÍO													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		R (OHM)	X (OHM)	DATOS DE LA LÍNEA		TIPO	LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)			
		DE	A			FASE	NEUTRO				CAL		
1	450	1	2	0.126041019	0.059538168	2	4	ACSR	120	0.086606293			
2	952.5	2	3	0.220571784	0.104191794	2	4	ACSR	210	1.574496242			
3	455	3	4	0.044151647	0.053273407	4/0	3/0	ACSR	120	2.126129296			
4	137.5	4	5	0.062548167	0.07547066	4/0	3/0	ACSR	170	3.054262353			
5	187.5	5	6	0.080944686	0.097667913	4/0	3/0	ACSR	220	4.450968414			
6	305	6	7	0.143492853	0.173138573	4/0	3/0	ACSR	390	7.732793007			
7	822.5	7	8	0.055189559	0.066591759	4/0	3/0	ACSR	150	9.852759138			
8	122.5	8	9	0.08462399	0.102107364	4/0	3/0	ACSR	230	13.33218114			
9	610	9	10	0.102284649	0.123416726	4/0	3/0	ACSR	278	18.9858246			
10	280	10	11	0.152691112	0.1842372	4/0	3/0	ACSR	415	28.48897251			
11	55	11	12	0.034903667	0.091025467	477 MCM	397.5 MCM	AL/ST - 26/7	260	30.72283055			
12	150	12	13	0.036246116	0.094526446	477 MCM	397.5 MCM	AL/ST - 26/7	270	33.21553197			
13	65	13	14	0.037320075	0.09732723	477 MCM	397.5 MCM	AL/ST - 26/7	278	35.85590092			
14	80	14	15	0.048328154	0.126035262	477 MCM	397.5 MCM	AL/ST - 26/7	360	39.40079481			
15	115	15	S/E	0.022016159	0.057416064	477 MCM	397.5 MCM	AL/ST - 26/7	164	41.09172389			

Tabla No. 3.12

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "A"														
S/E DURÁN NORTE - ALIMENTADORA PEÑÓN DEL RÍO														
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med	Imax.nodo	
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)						
1	175	1	2	0.126041019	0.059538168	2	ACSR	120	0.039472352	22.96286577	233.565149	180	17.6966292	
2	400	2	3	0.220571784	0.104191794	2	ACSR	210	0.745745515	52.48655032	233.565149	180	40.4494382	
3	292.5	3	4	0.044151647	0.053273407	4/0	ACSR	120	0.339774578	38.38078992	233.565149	180	29.5786517	
4	112.5	4	5	0.062548167	0.07547066	4/0	ACSR	170	0.614287589	14.76184228	233.565149	180	11.3764045	
5	0	5	6	0.080944686	0.097667913	4/0	ACSR	220	0.794960409	0	233.565149	180	0	
6	187.5	6	7	0.143492853	0.173138573	4/0	ACSR	390	2.000087767	24.60307046	233.565149	180	18.9606742	
7	75	7	8	0.055189559	0.066591759	4/0	ACSR	150	0.871273935	9.841228185	233.565149	180	7.58426966	
8	75	8	9	0.08462399	0.102107364	4/0	ACSR	230	1.502103133	9.841228185	233.565149	180	7.58426966	
9	220	9	10	0.102284649	0.123416726	4/0	ACSR	278	2.472553589	28.86760268	233.565149	180	22.247191	
10	15	10	11	0.152691112	0.1842372	4/0	ACSR	415	3.763413883	1.968245637	233.565149	180	1.51685393	
11	40	11	12	0.034903667	0.091025467	477 MCM	AL/ST - 26/7	260	0.905179985	5.248655032	233.565149	180	4.04494382	
12	100	12	13	0.036246116	0.094526446	477 MCM	AL/ST - 26/7	270	1.061753818	13.12163758	233.565149	180	10.1123596	
13	25	13	14	0.037320075	0.09732723	477 MCM	AL/ST - 26/7	278	1.125747523	3.280409395	233.565149	180	2.52808989	
14	25	14	15	0.048328154	0.126035262	477 MCM	AL/ST - 26/7	360	1.500551091	3.280409395	233.565149	180	2.52808989	
15	37.5	15	S/E	0.022016159	0.057416064	477 MCM	AL/ST - 26/7	164	0.713323555	4.920614093	233.565149	180	3.79213483	

Tabla No. 3.13

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE " B "															
S/E DURÁN NORTE - ALIMENTADORA PEÑÓN DEL RÍO															
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)			Inom.nodo	Inom.línea	lmax.med	lmax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)							
1	200	1	2	0.126041019	0.059538168	2	ACSR	120	0.037467604	26.24327516	228.316494	150	17.24137		
2	277.5	2	3	0.220571784	0.104191794	2	ACSR	210	0.373749593	36.41254429	228.316494	150	23.92241		
3	100	3	4	0.044151647	0.053273407	4/0	ACSR	120	0.109429624	13.12163758	228.316494	150	8.620689		
4	25	4	5	0.062548167	0.07547066	4/0	ACSR	170	0.168737926	3.280409395	228.316494	150	2.155172		
5	25	5	6	0.080944686	0.097667913	4/0	ACSR	220	0.236864418	3.280409395	228.316494	150	2.155172		
6	65	6	7	0.143492853	0.173138573	4/0	ACSR	390	0.511391902	8.529064427	228.316494	150	5.603448		
7	332.5	7	8	0.055189559	0.066591759	4/0	ACSR	150	0.430912085	43.62944495	228.316494	150	28.66379		
8	47.5	8	9	0.08462399	0.102107364	4/0	ACSR	230	0.723389369	6.232777851	228.316494	150	4.094827		
9	340	9	10	0.102284649	0.123416726	4/0	ACSR	278	1.516601192	44.61356777	228.316494	150	29.31034		
10	200	10	11	0.152691112	0.1842372	4/0	ACSR	415	2.950510928	26.24327516	228.316494	150	17.24137		
11	0	11	12	0.034903667	0.091025467	477 MCM	AL/ST - 26/7	260	0.674457399	0	228.316494	150			
12	25	12	13	0.036246116	0.094526446	477 MCM	AL/ST - 26/7	270	0.722284192	3.280409395	228.316494	150	2.155172		
13	25	13	14	0.037320075	0.09732723	477 MCM	AL/ST - 26/7	278	0.766566494	3.280409395	228.316494	150	2.155172		
14	15	14	15	0.048328154	0.126035262	477 MCM	AL/ST - 26/7	360	1.010669796	1.968245637	228.316494	150	1.293103		
15	62.5	15	S/E	0.022016159	0.057416064	477 MCM	AL/ST - 26/7	164	0.49536358	8.201023488	228.316494	150	5.387931		

Tabla No. 3.14

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "C"														
S/E DURÁN NORTE - ALIMENTADORA PEÑÓN DEL RÍO														
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA				PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)			Inom.nodo	Inom.línea	lmax.med	lmax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)						
1	75	1	2	0.126041019	0.059538168	2	ACSR	120	0.009666337	9.841228185	166.316756	148	8.75739645	
2	275	2	3	0.220571784	0.104191794	2	ACSR	210	0.36839484	36.08450335	166.316756	148	32.1104536	
3	62.5	3	4	0.044151647	0.053273407	4/0	ACSR	120	0.102428853	8.201023488	166.316756	148	7.29783037	
4	0	4	5	0.062548167	0.07547066	4/0	ACSR	170	0.145107542	0	166.316756	148	0	
5	162.5	5	6	0.080944686	0.097667913	4/0	ACSR	220	0.364881234	21.32266107	166.316756	148	18.974359	
6	52.5	6	7	0.143492853	0.173138573	4/0	ACSR	390	0.770344923	6.88885973	166.316756	148	6.13017751	
7	415	7	8	0.055189559	0.066591759	4/0	ACSR	150	0.817780111	54.45479596	166.316756	148	48.4575937	
8	0	8	9	0.08462399	0.102107364	4/0	ACSR	230	1.253929503	0	166.316756	148	0	
9	50	9	10	0.102284649	0.123416726	4/0	ACSR	278	1.664488675	6.56081879	166.316756	148	5.8382643	
10	65	10	11	0.152691112	0.1842372	4/0	ACSR	415	2.789223101	8.529064427	166.316756	148	7.58974359	
11	15	11	12	0.034903667	0.091025467	477 MCM	AL/ST - 26/7	260	0.654220657	1.968245637	166.316756	148	1.75147929	
12	25	12	13	0.036246116	0.094526446	477 MCM	AL/ST - 26/7	270	0.708663411	3.280409395	166.316756	148	2.91913215	
13	15	13	14	0.037320075	0.09732723	477 MCM	AL/ST - 26/7	278	0.748054935	1.968245637	166.316756	148	1.75147929	
14	40	14	15	0.048328154	0.126035262	477 MCM	AL/ST - 26/7	360	1.033672998	5.248655032	166.316756	148	4.67061144	
15	15	15	S/E	0.022016159	0.057416064	477 MCM	AL/ST - 26/7	164	0.482241949	1.968245637	166.316756	148	1.75147929	

Tabla No. 3.15

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS - SISTEMA DAULE												
S/E PALESTINA – ALIMENTADORA SANTA LUCÍA												
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA								PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)
		DE	A	R (Ohm)	X (Ohm)	CAL	TIPO	LONG (mts.)				
1	150	1	2	0.11233686	0.11720131	Mar-00	ACSR	250	0.008842898			
2	150	2	3	0.04493474	0.04688052	Mar-00	ACSR	100	0.028145975			
3	105	3	4	0.12581728	0.13126546	Mar-00	ACSR	280	0.11299472			
4	637.5	4	5	0.13480423	0.14064157	Mar-00	ACSR	300	0.624847238			
5	122.5	5	6	0.10334991	0.1078252	Mar-00	ACSR	230	1.099050756			
6	1005	6	7	0.04493474	0.04688052	Mar-00	ACSR	100	1.80777567			
7	0	7	8	0.08986948	0.09376104	Mar-00	ACSR	200	3.225225496			
8	77.5	8	9	0.62908639	0.65632731	Mar-00	ACSR	1400	13.90459086			
9	85	9	10	0.26960845	0.28128313	Mar-00	ACSR	600	18.79518218			
10	250	10	11	0.08986948	0.09376104	Mar-00	ACSR	200	20.73702643			
11	0	11	12	0.08986948	0.09376104	Mar-00	ACSR	200	22.67887069			
12	65	12	13	0.35947794	0.37504418	Mar-00	ACSR	800	30.76266386			
13	25	13	14	0.3145432	0.32816365	Mar-00	ACSR	700	37.9711729			
14	25	14	15	0.35947794	0.37504418	Mar-00	ACSR	800	46.36588521			
15	25	15	16	0.58415165	0.60944679	Mar-00	ACSR	1300	60.21645453			
16	45	16	17	0.26960845	0.28128313	Mar-00	ACSR	600	66.78560854			
17	125	17	18	0.26960845	0.28128313	Mar-00	ACSR	600	73.97417142			
18	362.5	18	19	0.04493474	0.04688052	Mar-00	ACSR	100	75.46212856			
19	0	19	20	0.08986948	0.09376104	Mar-00	ACSR	200	78.43804285			
20	15	20	21	0.17973897	0.18752209	Mar-00	ACSR	400	84.43633641			
21	217.5	21	22	0.22467371	0.23440261	Mar-00	ACSR	500	92.93347115			
22	640	22	23	0.13480423	0.14064157	Mar-00	ACSR	300	100.0797963			
23	107.5	23	S/E	0.22467371	0.23440261	Mar-00	ACSR	500	112.6952251			

Tabla No. 3.16

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "A"														
S/E PALESTINA – ALIMENTADORA SANTA LUCÍA														
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA						PÉRDIDAS ACUMULADAS(KW)	Inom.nodo	Inom.línea	lmax.med.	lmax.nodo
		DE	A	R (Ohm)	X (Ohm)	CAL	TIPO	LONG (mts.)						
1	60	1	2	0.112336855	0.117201305	3/0	ACSR	250	0.004400795	7.872982548	182.390762	145	6.258992806	
2	125	2	3	0.044934742	0.046880522	3/0	ACSR	100	0.016735247	16.40204698	182.390762	145	13.03956835	
3	35	3	4	0.125817278	0.131265462	3/0	ACSR	280	0.066266197	4.592573153	182.390762	145	3.651079137	
4	135	4	5	0.134804226	0.140641566	3/0	ACSR	300	0.184870075	17.71421073	182.390762	145	14.08273381	
5	0	5	6	0.103349907	0.107825201	3/0	ACSR	230	0.141733724	0	182.390762	145	0	
6	200	6	7	0.044934742	0.046880522	3/0	ACSR	100	0.150617219	26.24327516	182.390762	145	20.86330935	
7	0	7	8	0.089869484	0.093761044	3/0	ACSR	200	0.301234437	0	182.390762	145	0	
8	0	8	9	0.629086389	0.656327309	3/0	ACSR	1400	2.108641061	0	182.390762	145	0	
9	25	9	10	0.269608452	0.281283132	3/0	ACSR	600	0.986951689	3.280409395	182.390762	145	2.607913669	
10	70	10	11	0.089869484	0.093761044	3/0	ACSR	200	0.413185779	9.185146306	182.390762	145	7.302158273	
11	0	11	12	0.089869484	0.093761044	3/0	ACSR	200	0.413185779	0	182.390762	145	0	
12	15	12	13	0.359477937	0.375044177	3/0	ACSR	800	1.729903729	1.968245637	182.390762	145	1.564748201	
13	0	13	14	0.314543195	0.328163654	3/0	ACSR	700	1.513665763	0	182.390762	145	0	
14	0	14	15	0.359477937	0.375044177	3/0	ACSR	800	1.729903729	0	182.390762	145	0	
15	10	15	16	0.584151647	0.609446787	3/0	ACSR	1300	2.896273397	1.312163758	182.390762	145	1.043165468	
16	10	16	17	0.269608452	0.281283132	3/0	ACSR	600	1.376642112	1.312163758	182.390762	145	1.043165468	
17	15	17	18	0.269608452	0.281283132	3/0	ACSR	600	1.437593126	1.968245637	182.390762	145	1.564748201	
18	205	18	19	0.044934742	0.046880522	3/0	ACSR	100	0.400484595	26.89935704	182.390762	145	21.38489209	
19	0	19	20	0.089869484	0.093761044	3/0	ACSR	200	0.800969191	0	182.390762	145	0	
20	0	20	21	0.179738968	0.187522088	3/0	ACSR	400	1.601938381	0	182.390762	145	0	
21	122.5	21	22	0.22467371	0.23440261	3/0	ACSR	500	2.581203959	16.07400604	182.390762	145	12.77877698	
22	270	22	23	0.134804226	0.140641566	3/0	ACSR	300	2.469588789	35.42842147	182.390762	145	28.16546763	
23	92.5	23	S/E	0.22467371	0.23440261	3/0	ACSR	500	4.723764761	12.13751476	182.390762	145	9.649280576	

Tabla No. 3.17

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "B"
S/E PALESTINA - ALIMENTADORA SANTA LUCÍA**

NO DO	POTENCIA INSTALADA A KVA	TRAMO		DATOS DE LA LINEA						PÉRDIDAS ACUMULADAS(K W)	Inom.nod	Inom.línea	Imax.med	Imax.no
		DE	A	R (Ohm)	X (Ohm)	CAL	TIPO	LONG (mts.)						
1	50	1	2	0,1123368	0,1172013	3/0	ACSR	250	0,003236785	6,5608187	165,00459	135	5,36779	
2	0	2	3	0,0449347	0,0468805	3/0	ACSR	100	0,001294714	0	165,00459	135	0	
3	30	3	4	0,1258172	0,1312654	3/0	ACSR	280	0,009280509	3,9364912	165,00459	135	3,22067	
4	325	4	5	0,1348042	0,1406415	3/0	ACSR	300	0,254838537	42,645322	165,00459	135	34,8906	
5	47,5	5	6	0,1033499	0,1078252	3/0	ACSR	230	0,243892702	6,2327778	165,00459	135	5,09940	
6	415	6	7	0,0449347	0,0468805	3/0	ACSR	100	0,389738016	54,454796	165,00459	135	44,5526	
7	0	7	8	0,0898694	0,0937610	3/0	ACSR	200	0,779476031	0	165,00459	135	0	
8	40	8	9	0,6290863	0,6563273	3/0	ACSR	1400	5,971110467	5,2486550	165,00459	135	4,29423	
9	20	9	10	0,2696084	0,2812831	3/0	ACSR	600	2,673085744	2,6243275	165,00459	135	2,14711	
10	37,5	10	11	0,0898694	0,0937610	3/0	ACSR	200	0,964535963	4,9206140	165,00459	135	4,02584	
11	0	11	12	0,0898694	0,0937610	3/0	ACSR	200	0,964535963	0	165,00459	135	0	
12	0	12	13	0,3594779	0,3750441	3/0	ACSR	800	3,858143852	0	165,00459	135	0	
13	10	13	14	0,3145432	0,3281636	3/0	ACSR	700	3,44620473	1,3121637	165,00459	135	1,07355	
14	10	14	15	0,3594779	0,3750441	3/0	ACSR	800	4,019724147	1,3121637	165,00459	135	1,07355	
15	0	15	16	0,5841516	0,6094467	3/0	ACSR	1300	6,532051739	0	165,00459	135	0	
16	0	16	17	0,2696084	0,2812831	3/0	ACSR	600	3,01479311	0	165,00459	135	0	
17	50	17	18	0,2696084	0,2812831	3/0	ACSR	600	3,32863176	6,5608187	165,00459	135	5,36779	
18	37,5	18	19	0,0449347	0,0468805	3/0	ACSR	100	0,595701103	4,9206140	165,00459	135	4,02584	
19	0	19	20	0,0898694	0,0937610	3/0	ACSR	200	1,191402207	0	165,00459	135	0	
20	0	20	21	0,1797389	0,1875220	3/0	ACSR	400	2,382804413	0	165,00459	135	0	
21	25	21	22	0,2246737	0,2344026	3/0	ACSR	500	3,118981975	3,2804094	165,00459	135	2,68389	
22	145	22	23	0,1348042	0,1406415	3/0	ACSR	300	2,398544897	19,026374	165,00459	135	15,5666	
23	15	23	S/	0,2246737	0,2344026	3/0	ACSR	500	4,094678372	1,9682456	165,00459	135	1,61033	

Tabla No. 3.18

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "C"														
S/E PALESTINA – ALIMENTADORA SANTA LUCÍA														
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA						PÉRDIDAS ACUMULADAS(KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nod
		DE	A	R (Ohm)	X (Ohm)	CAL	TIPO	LONG (mts.)						
1	40	1	2	0,112336855	0,117201305	3/0	ACSR	250	0,001205318	5,24865503	208,305997	130	3,275590	
2	25	2	3	0,044934742	0,046880522	3/0	ACSR	100	0,001273117	3,2804094	208,305997	130	2,047244	
3	40	3	4	0,125817278	0,131265462	3/0	ACSR	280	0,009302038	5,24865503	208,305997	130	3,275590	
4	177,5	4	5	0,134804226	0,140641566	3/0	ACSR	300	0,072143905	23,2909067	208,305997	130	14,53543	
5	75	5	6	0,103349907	0,107825201	3/0	ACSR	230	0,088577092	9,84122819	208,305997	130	6,141732	
6	390	6	7	0,044934742	0,046880522	3/0	ACSR	100	0,168369679	51,1743866	208,305997	130	31,93700	
7	0	7	8	0,089869484	0,093761044	3/0	ACSR	200	0,336739358	0	208,305997	130	0	
8	37,5	8	9	0,629086389	0,656327309	3/0	ACSR	1400	2,599613832	4,92061409	208,305997	130	3,070866	
9	40	9	10	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	1,230553889	5,24865503	208,305997	130	3,275590	
10	142,5	10	11	0,089869484	0,093761044	3/0	ACSR	200	0,564122514	18,6983336	208,305997	130	11,66929	
11	0	11	12	0,089869484	0,093761044	3/0	ACSR	200	0,564122514	0	208,305997	130	0	
12	50	12	13	0,359477937	0,375044177	3/0	ACSR	800	2,495745592	6,56081879	208,305997	130	4,094488	
13	15	13	14	0,314543195	0,328163654	3/0	ACSR	700	2,248638543	1,96824564	208,305997	130	1,228346	
14	15	14	15	0,359477937	0,375044177	3/0	ACSR	800	2,645084436	1,96824564	208,305997	130	1,228346	
15	15	15	16	0,584151647	0,609446787	3/0	ACSR	1300	4,422244186	1,96824564	208,305997	130	1,228346	
16	35	16	17	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	2,177718789	4,59257315	208,305997	130	2,866141	
17	60	17	18	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	2,422337986	7,87298255	208,305997	130	4,913385	
18	120	18	19	0,044934742	0,046880522	3/0	ACSR	100	0,491771445	15,7459651	208,305997	130	9,826771	
19	0	19	20	0,089869484	0,093761044	3/0	ACSR	200	0,98354289	0	208,305997	130	0	
20	15	20	21	0,179738968	0,187522088	3/0	ACSR	400	2,013550771	1,96824564	208,305997	130	1,228346	
21	70	21	22	0,22467371	0,23440261	3/0	ACSR	500	2,796948798	9,18514631	208,305997	130	5,732283	
22	225	22	23	0,134804226	0,140641566	3/0	ACSR	300	2,278191423	29,52366846	208,305997	130	18,42519	
23	0	23	S/E	0,22467371	0,23440261	3/0	ACSR	500	3,796985705	0	208,305997	130	0	

Tabla No. 3.19

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS												
SISTEMA DAULE - S/E PALESTINA - ALIMENTADORA CEDEGE												
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA			TIPO	LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)			
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL						
1	165	1	2	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	0,034351653			
2	132,5	2	3	0,202206339	0,210962349	3/0	ACSR	450	0,072733554			
3	125	3	4	0,404412679	0,421924699	3/0	ACSR	900	0,257344654			
4	250	4	5	0,22467371	0,23440261	3/0	ACSR	500	0,622436115			
5	92,5	5	6	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	1,727505808			
6	85	6	7	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	2,96381387			
7	15	7	8	0,853760099	0,890729919	3/0	ACSR	1900	5,170542068			
8	40	8	9	2,291671846	2,390906625	3/0	ACSR	5100	11,64753291			
9	265	9	10	1,123368552	1,172013052	3/0	ACSR	2500	17,0060405			
10	85	10	11	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	19,72710343			
11	50	11	12	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	22,96424662			
12	70	12	S/E	0,988564326	1,031371485	3/0	ACSR	2200	29,64298721			

Tabla No. 3.20

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "A"													
SISTEMA DAULE - S/E PALESTINA - ALIMENTADORA CEDEGE													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA				PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo	
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO						LONG (MT)
1	40	1	2	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	5,24865503	66,2642698	52	4,118811881	
2	50	2	3	0,202206339	0,210962349	3/0	ACSR	450	6,56081879	66,2642698	52	5,148514851	
3	15	3	4	0,404412679	0,421924699	3/0	ACSR	900	1,96824564	66,2642698	52	1,544554455	
4	75	4	5	0,22467371	0,23440261	3/0	ACSR	500	9,84122819	66,2642698	52	7,722772277	
5	25	5	6	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	3,2804094	66,2642698	52	2,574257426	
6	50	6	7	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	6,56081879	66,2642698	52	5,148514851	
7	15	7	8	0,853760099	0,890729919	3/0	ACSR	1900	1,96824564	66,2642698	52	1,544554455	
8	30	8	9	2,291671846	2,390906625	3/0	ACSR	5100	3,93649127	66,2642698	52	3,089108911	
9	105	9	10	1,123368552	1,172013052	3/0	ACSR	2500	13,7777195	66,2642698	52	10,81188119	
10	40	10	11	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	5,24865503	66,2642698	52	4,118811881	
11	50	11	12	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	6,56081879	66,2642698	52	5,148514851	
12	10	12	S/E	0,988564326	1,031371485	3/0	ACSR	2200	2,673077937	1,31216376	52	1,02970297	

Tabla No. 3.21

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "B"													
SISTEMA DAULE - S/E PALESTINA – ALIMENTADORA CEDEGE													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)					
1	75	1	2	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	0,024760915	9,84122819	47,2378953	46	9,5833333333
2	37,5	2	3	0,202206339	0,210962349	3/0	ACSR	450	0,041784044	4,92061409	47,2378953	46	4,7916666667
3	0	3	4	0,404412679	0,421924699	3/0	ACSR	900	0,083568089	0	47,2378953	46	0
4	0	4	5	0,22467371	0,23440261	3/0	ACSR	500	0,046426716	0	47,2378953	46	0
5	67,5	5	6	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	0,285245743	8,85710537	47,2378953	46	8,625
6	15	6	7	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	0,306870275	1,96824564	47,2378953	46	1,9166666667
7	0	7	8	0,853760099	0,890729919	3/0	ACSR	1900	0,530048657	0	47,2378953	46	0
8	0	8	9	2,291671846	2,390906625	3/0	ACSR	5100	1,422762185	0	47,2378953	46	0
9	85	9	10	1,123368552	1,172013052	3/0	ACSR	2500	1,437967221	11,1533919	47,2378953	46	10,861111111
10	20	10	11	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	0,726320178	2,62432752	47,2378953	46	2,5555555556
11	0	11	12	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	0,792349285	0	47,2378953	46	0
12	60	12	S/E	0,988564326	1,031371485	3/0	ACSR	2200	2,091802113	7,87298255	47,2378953	46	7,6666666667

Tabla No. 3.22

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FASE "C"													
SISTEMA DAULE - S/E PALESTINA - ALIMENTADORA CEDEGE													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA				PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo	
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO						LONG (MT)
1	50	1	2	0,269608452	0,281283132	3/0	ACSR	600	6,56081879	66,9203517	44	4,31372549	
2	45	2	3	0,202206339	0,210962349	3/0	ACSR	450	5,90473691	66,9203517	44	3,882352941	
3	110	3	4	0,404412679	0,421924699	3/0	ACSR	900	14,4338013	66,9203517	44	9,490196078	
4	175	4	5	0,224467371	0,23440261	3/0	ACSR	500	22,9628658	66,9203517	44	15,09803922	
5	0	5	6	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	0	66,9203517	44	0	
6	20	6	7	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	2,62432752	66,9203517	44	1,725490196	
7	0	7	8	0,853760099	0,890729919	3/0	ACSR	1900	0	66,9203517	44	0	
8	10	8	9	2,291671846	2,390906625	3/0	ACSR	5100	1,31216376	66,9203517	44	0,862745098	
9	75	9	10	1,123368552	1,172013052	3/0	ACSR	2500	9,84122819	66,9203517	44	6,470588235	
10	25	10	11	0,494282163	0,515685743	3/0	ACSR	1100	3,2804094	66,9203517	44	2,156862745	
11	0	11	12	0,539216905	0,562566265	3/0	ACSR	1200	0	66,9203517	44	0	
12	0	12	S/E	0,988564326	1,031371485	3/0	ACSR	2200	1,913860534	66,9203517	44	0	

Tabla No. 3.23

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS												
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMENTADORA SAN CAMILO												
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)			
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	FASE	CAL NEUTRO	TIPO	LONG (MT)			
1	140	1	2	0,389372281	0,336864711	2/0	1/0	ACSR	700	0,080374884		
2	137,5	2	3	0,378247359	0,3272400	2/0	1/0	ACSR	680	0,352293591		
3	217	3	4	0,127936607	0,110684119	2/0	1/0	ACSR	230	0,513947019		
4	150	4	5	0,161311374	0,139558237	2/0	1/0	ACSR	290	0,802186817		
5	414,5	5	6	0,589620883	0,51010942	2/0	1/0	ACSR	1060	3,651910854		
6	545	6	7	0,450559354	0,389800594	2/0	1/0	ACSR	810	8,487786127		
7	140	7	8	0,061187073	0,052935883	2/0	1/0	ACSR	110	9,285104481		
8	125	8	9	0,333747669	0,288741181	2/0	1/0	ACSR	600	14,11988067		
9	400	9	10	0,228060907	0,197306474	2/0	1/0	ACSR	410	18,45001761		
10	130	10	11	0,139061529	0,120308825	2/0	1/0	ACSR	250	21,47609122		
11	365	11	12	0,311497825	0,269491769	2/0	1/0	ACSR	560	30,31239572		
12	230	12	13	0,080944686	0,097667913	4/0	3/0	ACSR	220	32,96150449		
13	175	13	14	0,10302051	0,124304617	4/0	3/0	ACSR	280	36,74152319		

Tabla No. 3.24

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS													
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMENTADORA SAN CAMILO - FASE "A"													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)					
1	115	1	2	0,38937228	0,3368647	2/0	ACSR	700	0,078188431	15,0898832	138,433276	130	14,17061611
2	100	2	3	0,37824736	0,32724	2/0	ACSR	680	0,265481712	13,1216376	138,433276	130	12,32227488
3	25	3	4	0,12793661	0,1106841	2/0	ACSR	230	0,111892015	3,2804094	138,433276	130	3,08056872
4	30	4	5	0,16131137	0,1395582	2/0	ACSR	290	0,17855594	3,93649127	138,433276	130	3,696682464
5	200	5	6	0,58962088	0,5101094	2/0	ACSR	1060	1,977654208	26,2432752	138,433276	130	24,64454976
6	175	6	7	0,45055935	0,3898006	2/0	ACSR	810	2,846120115	22,9628658	138,433276	130	21,56398104
7	90	7	8	0,06118707	0,0529359	2/0	ACSR	110	0,50189878	11,8094738	138,433276	130	11,09004739
8	25	8	9	0,33374767	0,2887412	2/0	ACSR	600	2,927030255	3,2804094	138,433276	130	3,08056872
9	25	9	10	0,22806091	0,1973065	2/0	ACSR	410	2,1338896	3,2804094	138,433276	130	3,08056872
10	85	10	11	0,13906153	0,1203088	2/0	ACSR	250	1,598185884	11,1533919	138,433276	130	10,47393365
11	65	11	12	0,31149782	0,2694918	2/0	ACSR	560	4,134852533	8,52906443	138,433276	130	8,009478673
12	70	12	13	0,08094469	0,0976679	4/0	ACSR	220	1,241372877	9,18514631	138,433276	130	8,625592417
13	50	13	14	0,10302051	0,1243046	4/0	ACSR	280	1,741046613	6,56081879	138,433276	130	6,161137441

Tabla No.3.25

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS													
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMENTADORA SAN CAMILO - FASE "B"													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA					PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)					
1	25	1	2	0,38937228	0,3368647	2/0	ACSR	700	0,002186453	3,2804094	138,433276	100	2,369668246
2	0	2	3	0,37824736	0,32724	2/0	ACSR	680	0,002123983	0	138,433276	100	0
3	177	3	4	0,12793661	0,1106841	2/0	ACSR	230	0,046902139	23,2252985	138,433276	100	16,77725118
4	45	4	5	0,16131137	0,1395582	2/0	ACSR	290	0,088420706	5,90473691	138,433276	100	4,265402844
5	37,5	5	6	0,58962088	0,5101094	2/0	ACSR	1060	0,428777985	4,92061409	138,433276	100	3,55450237
6	0	6	7	0,45055935	0,3898006	2/0	ACSR	810	0,327651101	0	138,433276	100	0
7	25	7	8	0,06118707	0,0529359	2/0	ACSR	110	0,052659419	3,2804094	138,433276	100	2,369668246
8	50	8	9	0,33374767	0,2887412	2/0	ACSR	600	0,387535161	6,56081879	138,433276	100	4,739336493
9	225	9	10	0,22806091	0,1973065	2/0	ACSR	410	0,700027272	29,5236846	138,433276	100	21,32701422
10	25	10	11	0,13906153	0,1203088	2/0	ACSR	250	0,464140537	3,2804094	138,433276	100	2,369668246
11	50	11	12	0,31149782	0,2694918	2/0	ACSR	560	1,217249763	6,56081879	138,433276	100	4,739336493
12	125	12	13	0,08094469	0,0976679	4/0	ACSR	220	0,447578607	16,402047	138,433276	100	11,84834123
13	25	13		0,10302051	0,1243046	4/0	ACSR	280	0,606530271	3,2804094	138,433276	100	2,369668246

Tabla No. 3.26

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS													
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMENTADORA SAN CAMILO - FASE "C"													
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA				PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med.	Imax.nodo	
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO						LONG (MT)
1	0	1	2	0,38937228	0,3368647	2/0	ACSR	700	0	138,433276	95	0	
2	37,5	2	3	0,37824736	0,32724	2/0	ACSR	680	0,004313013	138,433276	95	3,376777251	
3	15	3	4	0,12793661	0,1106841	2/0	ACSR	230	0,002859274	138,433276	95	1,3507109	
4	75	4	5	0,16131137	0,1395582	2/0	ACSR	290	0,021263152	138,433276	95	6,753554502	
5	177	5	6	0,58962088	0,5101094	2/0	ACSR	1060	0,443291845	138,433276	95	15,93838863	
6	370	6	7	0,45055935	0,3898006	2/0	ACSR	810	1,662104056	138,433276	95	33,31753555	
7	25	7	8	0,06118707	0,0529359	2/0	ACSR	110	0,242760155	138,433276	95	2,251184834	
8	50	8	9	0,33374767	0,2887412	2/0	ACSR	600	1,520210778	138,433276	95	4,502369668	
9	150	9	10	0,22806091	0,1973065	2/0	ACSR	410	1,496220065	138,433276	95	13,507109	
10	25	10	11	0,13906153	0,1203088	2/0	ACSR	250	0,963747184	138,433276	95	2,251184834	
11	250	11	12	0,31149782	0,2694918	2/0	ACSR	560	3,484202209	138,433276	95	22,51184834	
12	35	12	13	0,08094469	0,0976679	4/0	ACSR	220	0,960157282	138,433276	95	3,151658768	
13	100	13	14	0,10302051	0,1243046	4/0	ACSR	280	1,432441817	138,433276	95	9,004739336	

Tabla No. 3.27

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS												
S/E QUEVEDO SUR - ALIMENTADORA SAN JOSÉ - VIVA ALFARO												
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		R (OHM)	X (OHM)	DATOS DE LA LÍNEA			TIPO	LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS (KW)	
		DE	A			FASE	CAL NEUTRO					
1	85	1	2	0,222498446	0,187522088	2/0	1/0	ACSR	400	0,005780797		
2	125	2	3	0,166873835	0,140641566	2/0	1/0	ACSR	300	0,026221371		
3	187,5	3	4	0,283685519	0,239090663	2/0	1/0	ACSR	510	0,107592844		
4	427,5	4	5	0,350435053	0,295347289	2/0	1/0	ACSR	630	0,560533504		
5	405	5	6	0,09456184	0,079696888	2/0	1/0	ACSR	170	0,822391165		
6	307,5	6	7	0,111249223	0,093761044	2/0	1/0	ACSR	200	1,3040353		
7	475	7	8	0,200248602	0,168769879	2/0	1/0	ACSR	360	2,816139059		
8	562,5	8	9	0,038937228	0,032816365	2/0	1/0	ACSR	70	3,29222789		
9	255	9	10	0,233623369	0,196898193	2/0	1/0	ACSR	420	6,707899701		
10	272,5	10	11	0,055624612	0,046880522	2/0	1/0	ACSR	100	7,683630387		
11	175	11	12	0,122374145	0,103137149	2/0	1/0	ACSR	220	10,07200187		
12	250	12	13	0,040472343	0,048833956	4/0	3/0	ACSR	110	10,98932182		
13	387,5	13	14	0,1876445	0,22641198	4/0	3/0	ACSR	510	16,24669778		
14	702,5	14	15	0,125096333	0,15094132	4/0	3/0	ACSR	340	21,12419949		
15	1082,5	15	S/E	0,10302051	0,124304617	4/0	3/0	ACSR	280	27,23465498		

Tabla No.3.28

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS														
S/E QUEVEDO SUR - ALIMENTADORA SAN JOSÉ - VIVA ALFARO - FASE "A"														
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA							Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS(KW)					
1	10	1	2	0,222498446	0,187522088	2/0	ACSR	400	0,000142399	1,312163758	237,829681	145	0,8	
2	100	2	3	0,166873835	0,140641566	2/0	ACSR	300	0,01292271	13,12163758	237,829681	145	8	
3	0	3	4	0,283685519	0,239090663	2/0	ACSR	510	0,021968607	0	237,829681	145	0	
4	50	4	5	0,350435053	0,295347289	2/0	ACSR	630	0,057415279	6,56081879	237,829681	145	4	
5	240	5	6	0,09456184	0,079696888	2/0	ACSR	170	0,096831324	31,49193019	237,829681	145	19,2	
6	100	6	7	0,111249223	0,093761044	2/0	ACSR	200	0,177998757	13,12163758	237,829681	145	8	
7	200	7	8	0,200248602	0,168769879	2/0	ACSR	360	0,627979615	26,24327516	237,829681	145	16	
8	175	8	9	0,038937228	0,032816365	2/0	ACSR	70	0,190792418	22,96286577	237,829681	145	14	
9	25	9	10	0,233623369	0,196898193	2/0	ACSR	420	1,211103543	3,280409395	237,829681	145	2	
10	60	10	11	0,055624612	0,046880522	2/0	ACSR	100	0,328087309	7,872982548	237,829681	145	4,8	
11	0	11	12	0,122374145	0,103137149	2/0	ACSR	220	0,72179208	0	237,829681	145	0	
12	100	12	13	0,040472343	0,048833956	4/0	ACSR	110	0,291038238	13,12163758	237,829681	145	8	
13	100	13	14	0,1876445	0,22641198	4/0	ACSR	510	1,615964408	13,12163758	237,829681	145	8	
14	275	14	15	0,125096333	0,15094132	4/0	ACSR	340	1,648649578	36,08450335	237,829681	145	22	
15	377,5	15	S/E	0,10302051	0,124304617	4/0	ACSR	280	2,166006215	49,53418187	237,829681	145	30,2	

Tabla No. 3.29

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS																		
S/E QUEVEDO SUR - ALIMENTADORA SAN JOSÉ - VIVA ALFARO - FASE "B"																		
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA											Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS(KW)									
1	75	1	2	0,222498446	0,187522088	2/0	ACSR	400	0,005638398	9,841228185	289,332109	148	5,0340136					
2	25	2	3	0,166873835	0,140641566	2/0	ACSR	300	0,007517864	3,280409395	289,332109	148	1,6780045					
3	62,5	3	4	0,283685519	0,239090663	2/0	ACSR	510	0,033748163	8,201023488	289,332109	148	4,1950113					
4	240	4	5	0,350435053	0,295347289	2/0	ACSR	630	0,255767615	31,49193019	289,332109	148	16,108844					
5	65	5	6	0,09456184	0,079696888	2/0	ACSR	170	0,093107654	8,529064427	289,332109	148	4,3628118					
6	100	6	7	0,111249223	0,093761044	2/0	ACSR	200	0,161411682	13,12163758	289,332109	148	6,7120181					
7	100	7	8	0,200248602	0,168769879	2/0	ACSR	360	0,401955777	13,12163758	289,332109	148	6,7120181					
8	312,5	8	9	0,038937228	0,032816365	2/0	ACSR	70	0,16847033	41,00511744	289,332109	148	20,975057					
9	100	9	10	0,233623369	0,196898193	2/0	ACSR	420	1,227637188	13,12163758	289,332109	148	6,7120181					
10	162,5	10	11	0,055624612	0,046880522	2/0	ACSR	100	0,386870869	21,32266107	289,332109	148	10,907029					
11	25	11	12	0,122374145	0,103137149	2/0	ACSR	220	0,885710618	3,280409395	289,332109	148	1,6780045					
12	50	12	13	0,040472343	0,048833956	4/0	ACSR	110	0,316494261	6,56081879	289,332109	148	3,3560091					
13	100	13	14	0,1876445	0,22641198	4/0	ACSR	510	1,698588647	13,12163758	289,332109	148	6,7120181					
14	250	14	15	0,125096333	0,15094132	4/0	ACSR	340	1,567048752	32,80409395	289,332109	148	16,780045					
15	537,5	15	S/E	0,10302051	0,124304617	4/0	ACSR	280	2,256561243	70,52880199	289,332109	148	36,077098					

Tabla No. 3.30

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS														
S/E QUEVEDO SUR - ALIMENTADORA SAN JOSÉ - VIVA ALFARO - FASE "C"														
NODO	POTENCIA INSTALADA KVA	TRAMO		DATOS DE LA LÍNEA							Inom.nodo	Inom.línea	Imax.med	Imax.nodo
		DE	A	R (OHM)	X (OHM)	CAL	TIPO	LONG (MT)	PÉRDIDAS ACUMULADAS(KW)					
1	0	1	2	0,222498446	0,187522088	2/0	ACSR	400	0	0	220,771552	128	0	
2	0	2	3	0,166873835	0,140641566	2/0	ACSR	300	0	0	220,771552	128	0	
3	125	3	4	0,283685519	0,239090663	2/0	ACSR	510	0,025654703	16,40204698	220,771552	128	9,5096582	
4	137,5	4	5	0,350435053	0,295347289	2/0	ACSR	630	0,139757766	18,04225167	220,771552	128	10,460624	
5	100	5	6	0,09456184	0,079696888	2/0	ACSR	170	0,071918683	13,12163758	220,771552	128	7,6077266	
6	107,5	6	7	0,111249223	0,093761044	2/0	ACSR	200	0,142233696	14,1057604	220,771552	128	8,1783061	
7	175	7	8	0,200248602	0,168769879	2/0	ACSR	360	0,482168367	22,96286577	220,771552	128	13,313522	
8	75	8	9	0,038937228	0,032816365	2/0	ACSR	70	0,116826084	9,841228185	220,771552	128	5,7057949	
9	130	9	10	0,233623369	0,196898193	2/0	ACSR	420	0,97693108	17,05812885	220,771552	128	9,8900446	
10	50	10	11	0,055624612	0,046880522	2/0	ACSR	100	0,260772508	6,56081879	220,771552	128	3,8038633	
11	150	11	12	0,122374145	0,103137149	2/0	ACSR	220	0,780868787	19,68245637	220,771552	128	11,41159	
12	100	12	13	0,040472343	0,048833956	4/0	ACSR	110	0,309787452	13,12163758	220,771552	128	7,6077266	
13	187,5	13	14	0,1876445	0,22641198	4/0	ACSR	510	1,942822899	24,60307046	220,771552	128	14,264487	
14	177,5	14	15	0,125096333	0,15094132	4/0	ACSR	340	1,661803383	23,29090671	220,771552	128	13,503715	
15	167,5	15	S/E	0,10302051	0,124304617	4/0	ACSR	280	1,68788803	21,97874295	220,771552	128	12,742942	

Tabla No. 3.31

KP PROMEDIO DE LAS MUESTRAS DE ALIMENTADORAS						
SISTEMA	Alimentadoras	K de las muestras	Pérdidas Potencia(KW)	Demanda máxima(KW)	Longitud(Km)	KP Promedio
DURÁN	Peñón del Río	1.0194E-06	41.09	3330	3.635	1.27897E-06
	Centro de Durán	1.93752E-06	85.37	3070	4.675	
DAULE	Cedege	1.9516E-06	29.64	900	18.75	
	Santa Lucia	1.30153E-06	112.694	2850	10.66	
QUEVEDO	San Camilo	9.25777E-07	36.74	2530	6.2	
	San J. de V. Alfaro	5.3796E-07	27.23	3310	4.62	

Tabla No. 3.32

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALIMENTADORAS DEL SISTEMA DURÁN					
S/E	ALIM.	LONG(Km)	DEMANDA MAX (KW)	Kp.promedio	PÉRDIDAS POTENCIA(KW)
DURÁN SUR	FERIAS	0.1	0	1.27897E-06	0
	VÍA TANASA	3.1	1800	1.27897E-06	12.84592562
	INDUSTRIAS	5.63	3950	1.27897E-06	112.3469496
	COMEDORES *	4.67	3640	1.27897E-06	85.36906716
DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RÍO *	3.64	3330	1.27897E-06	41.09172389
	PRIMAVERA I	2.25	3340	1.27897E-06	32.10215228
	FRENO SEGURO	2.6	1950	1.27897E-06	12.64448861
	ORAMAS GONZ.	1.4	1080	1.27897E-06	2.088498874
TENNIS - PATIO NUEVO	PÓRTICO DEL RÍO	0.5	0	1.27897E-06	0
	DOS CERRITOS	15.85	1310	1.27897E-06	34.78808774
	PUNTILLA MALL	2.46	2330	1.27897E-06	17.08069933
	LOS LAGOS	1.75	2990	1.27897E-06	20.00963304
TENNIS - PATIO VIEJO	ENTRE RÍOS	3.4	4310	1.27897E-06	80.77782517
	LA PUNTILLA	2.75	3430	1.27897E-06	41.37896588
SAMBORONDÓN	LA VÍA	5	2360	1.27897E-06	35.61662052
	SAMBORONDÓN	7	1180	1.27897E-06	12.46581718
EL RECREO	CERRO REDONDO	1.5	1330	1.27897E-06	3.393542088
	RECREO I - III	1.4	2470	1.27897E-06	10.92397358
	RECREO II - V	1.2	1560	1.27897E-06	3.734987405
	VÍA A YAGUACHI	11.6	3280	1.27897E-06	159.6115722
	PANORAMA	1.1	3640	1.27897E-06	18.64035381
EL MANGLERO	RIVER PARK	3.6	4350	1.27897E-06	87.1243826
	EL BATÁN	5.85	3980	1.27897E-06	118.5170162
				TOTAL (KW)	942.5522827

Nota : Los alimentadores con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.33

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALIMENTADORAS DEL SISTEMA DAULE					
S/E	ALIM.	LONG (Km)	DEMANDA MÁX (KW)	Kp.promedio	PÉRDIDAS POTENCIA(KW)
AMÉRICA	ALIM. # 1	8	0	1.27897E-06	0
	ALIM. # 2	5	340	1.27897E-06	0.739241836
	ALIM. # 3	9	0	1.27897E-06	0
	ALIM. # 4	12	1110	1.27897E-06	18.90975502
J.B.AGUIRRE	J.B.AGUIRRE	22.3	390	1.27897E-06	4.338032246
	SALITRE	2.5	1330	1.27897E-06	5.65590348
	VERNAZA	43	2040	1.27897E-06	228.8692726
DAULE	DAULE	3.7	3590	1.27897E-06	60.98869211
	LAUREL	22.2	3570	1.27897E-06	361.8662714
	NOBOL	21.3	2340	1.27897E-06	149.1660595
PALESTINA	CEDEGE *	18.75	900	1.27897E-06	29.64298721
	VINCES	17.7	550	1.27897E-06	6.847898967
	PALESTINA	22	2000	1.27897E-06	112.5489301
	SANTA LUCÍA *	10.66	3230	1.27897E-06	112.6952251
PEDRO CARBO	ISIDRO AYORA	18.2	1920	1.27897E-06	85.8089414
	PEDRO CARBO	0.8	2720	1.27897E-06	7.569836406
	LA CHONTA	2.2	20	1.27897E-06	0.001125489
BALZAR	BALZAR	31.2	2340	1.27897E-06	218.4967632
	COLIMES	25.3	220	1.27897E-06	1.566118363
TOTAL (KW)					1405.711054

Nota: Las alimentadoras con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.34

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ALIMENTADORAS DEL SISTEMA QUEVEDO					
S/E	ALIM.	LONG (Km)	DEMANDA MAX(KW)	Kp.promedio	PÉRDIDAS POTENCIA (KW)
QUEVEDO SUR	SAN J. VIVA ALFARO *	4.62	5640	5.3796E-07	27.23465498
	CENTRO DE QUEVEDO	4.3	7400	5.3796E-07	126.6722758
QUEVEDO NORTE	NICOLÁS INFANTE DÍAZ	8.7	4690	5.3796E-07	102.9472183
	CENTRO DE QUEVEDO	0.95	4700	5.3796E-07	11.28935161
	SAN CAMILO *	6.2	2530	5.3796E-07	36.74152319
EL EMPALME	EL EMPALME	31.1	3070	5.3796E-07	157.6837059
	EL PORVENIR	4.4	4800	5.3796E-07	54.53619445
	VÍA PICHINCHA	28.5	3900	5.3796E-07	233.1974259
	VÍA QUEVEDO	18.7	4560	5.3796E-07	209.1803908
BUENA FE	ALIMENTADORA # 1	11	5400	5.3796E-07	172.5559277
	ALIMENTADORA # 2	14.4	5700	5.3796E-07	251.687636
	ALIMENTADORA # 3	35.6	2855	5.3796E-07	156.1032343
VALENCIA	CHIPE HAMBURGO	13	0	5.3796E-07	
	LA MANÁ	8	5800	5.3796E-07	144.775693
	VALENCIA	50	5300	5.3796E-07	755.5642865
TOTAL (KW)					2440.169519

Nota : Las alimentadoras con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.35

FACTOR DE PÉRDIDAS POR ALIMENTADORAS SISTEMA DURÁN			
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	FACT. DE CARGA	FACT. DE PÉRDIDAS
DURÁN SUR	FERIAS	0,46	0,29
	VÍA TANASA	0,7	0,53
	INDUSTRIAS	0,74	0,53
	COMEDORES *	0,72	0,53
DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RIO *	0,58	0,42
	PRIMAVERA I	0,62	0,42
	FRENO SEGURO	0,65	0,42
	ORAMAS GONZAL.	0,58	0,42
TENNIS - PATIO NUEVO	PÓRTICO DEL RIO	0	0,55
	DOS CERRITOS	0,68	0,55
	PUNTILLA MALL	0,73	0,55
	LOS LAGOS	0,76	0,55
TENNIS - PATIO VIEJO	ENTRE RÍOS	0,76	0,56
	LA PUNTILLA	0,71	0,56
SAMBORONDÓN	LA VÍA	0,63	0,45
	SAMBORONDÓN	0,68	0,45
EL RECREO	CERRO REDONDO	0,57	0,48
	RECREO I - III	0,62	0,48
	RECREO II - V	0,62	0,48
	VÍA A YAGUACHI	0,6	0,48
	PANORAMA	0,75	0,48
EL MANGLERO	RIVER PARK	0,72	0,55
	EL BATÁN	0,67	0,55

Nota : Los alimentadores con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.36

FACTOR DE PÉRDIDAS POR ALIMENTADORAS SISTEMA DAULE			
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	FACT. DE CARGA	FACT. DE PÉRDIDAS
AMÉRICA	ALIMENTADORA # 1	0	0
	ALIMENTADORA # 2	0,65	0,49
	ALIMENTADORA # 3	0,58	0,41
	ALIMENTADORA # 4	0,77	0,65
J.B.AGUIRRE	J.B.AGUIRRE	0,63	0,47
	SALITRE	0,62	0,46
	VERNAZA	0,56	0,39
DAULE	DAULE	0,69	0,54
	LAUREL	0,64	0,48
	NOBOL	0,7	0,55
PALESTINA	CEDEGE *	0,67	0,52
	VINCES	0,67	0,52
	PALESTINA	0,83	0,73
	SANTA LUCÍA *	0,67	0,52
PEDRO CARBO	ISIDRO AYORA	0,77	0,65
	PEDRO CARBO	0,57	0,40
	LA CHONTA	0,63	0,47
BALZAR	BALZAR	0,62	0,46
	COLIMES	0,59	0,42

Nota : Los alimentadores con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.37

FACTOR DE PÉRDIDAS POR ALIMENTADORAS SISTEMA QUEVEDO			
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	FACT. DE CARGA	FACT. DE PÉRDIDAS
QUEVEDO SUR	SAN JOSÉ VIVA ALFARO *	0,6	0,43
	CENTRO DE QUEVEDO	0,68	0,53
QUEVEDO NORTE	NICOLÁS INFANTE DIAZ	0,66	0,50
	CENTRO DE QUEVEDO	0,67	0,52
	SAN CRISTOBAL	0,61	0,44
	SAN CAMILO *	0,59	0,42
EL EMPALME	EL EMPALME	0,6	0,43
	EL PORVENIR	0,54	0,37
	VÍA PICHINCHA	0,53	0,36
	VÍA QUEVEDO	0,59	0,42
BUENA FE	ALIMENTADORA # 1	0,54	0,37
	ALIMENTADORA # 2	0,67	0,52
	ALIMENTADORA # 3	0,6	0,43
VALENCIA	CHIPE HAMBURGO	0,39	0,22
	LA MANÁ	0,57	0,40
	VALENCIA	0,6	0,43

Nota : Los alimentadores con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No.3.38

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALIMENTADORAS SISTEMA DURÁN				
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	FACTOR DE PÉRDIDAS	PÉRDIDAS DE POTENCIA(KW)	PÉRD. DE ENERGÍA (KW.H/MES)
DURÁN SUR	FERIAS	0,29	0	0
	VÍA TANASA	0,53	55,16175262	21751,38229
	INDUSTRIAS	0,53	112,3469496	44300,64915
	COMEDORES *	0,53	85,36906716	33662,73056
DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RIO *	0,42	41,09172389	12840,34188
	PRIMAVERA I	0,42	32,10215228	10031,28055
	FRENO SEGURO	0,42	12,64448861	3951,149801
	O. GONZALES	0,42	2,088498874	652,6141282
TENNIS - PATIO NUEVO	PÓRTICO DEL RIO	0,55	0	0
	DOS CERRITOS	0,55	34,78808774	14235,2855
	PUNTILLA MALL	0,55	17,08069933	6989,422167
	LOS LAGOS	0,55	20,00963304	8187,941841
TENNIS - PATIO VIEJO	ENTRE RÍOS	0,56	80,77782517	33655,27308
	LA PUNTILLA	0,56	41,37896588	17240,13234
SAMBORONDÓN	LA VÍA	0,45	35,61662052	11924,44455
	SAMBORONDON	0,45	12,46581718	4173,555593
EL RECREO	CERRO REDONDO	0,48	3,393542088	1211,90175
	RECREO I - III	0,48	10,92397358	3901,169444
	RECREO II - V	0,48	3,734987405	1333,838702
	VÍA A YAGUACHI	0,48	159,6115722	57000,48467
	PANORAMA	0,48	18,64035381	6656,843152
EL MANGLERO	RIVER PARK	0,55	87,1243826	35651,29736
	EL BATÁN	0,55	118,5170162	48497,16303
			TOTAL (KW.H/MES)	377848,9015

Nota: Los alimentadores con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.39

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ALIMENTADORAS SISTEMA DAULE				
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	FACTOR DE PÉRDIDAS	PÉRDIDAS POTENCIA(KW)	PÉRD. DE ENERGÍA (KW.H/MES)
AMÉRICA	ALIMENT. # 1	0	0	0
	ALIMENT. # 2	0,49	0,739241836	269,4980039
	ALIMENT. # 3	0,41	0	0
	ALIMENT. # 4	0,65	18,90975502	9144,757527
J.B.AGUIRRE	J.B.AGUIRRE	0,47	4,338032246	1516,923116
	SALITRE	0,46	5,65590348	1935,676407
	VERNAZA	0,39	228,8692726	66408,70813
DAULE	DAULE	0,54	60,98869211	24502,81694
	LAUREL	0,48	361,8662714	129229,6828
	NOBOL	0,55	149,1660595	61038,75154
PALESTINA	CEDEGE *	0,52	29,64298721	11468,27889
	VINCES	0,52	6,847898967	2649,315152
	PALESTINA	0,73	112,5489301	61127,57493
	SANTA LUCÍA *	0,52	112,6952251	43599,52869
PEDRO CARBO	ISIDRO AYORA	0,65	85,8089414	41497,20406
	PEDRO CARBO	0,4	7,569836406	2252,783314
	LA CHONTA	0,47	0,001125489	0,393561099
BALZAR	BALZAR	0,46	218,4967632	74778,33223
	COLIMES	0,42	1,566118363	489,380666
			TOTAL (KW.H/MES)	531909,606

Nota: Las alimentadoras con asterisco pertenecen a la muestra.

Tabla No. 3.40

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS ALIMENTADORAS SISTEMA QUEVEDO				
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	FACTOR DE PÉRDIDAS	PÉRDIDAS POTENCIA (KW)	PÉRD. DE ENERGÍA (KW.H/MES)
QUEVEDO SUR	SAN JOSÉ VIVA ALFARO *	0,43	27,23465498	8712,910821
	CENTRO DE QUEVEDO	0,53	19,85337548	7828,58302
QUEVEDO NORTE	NICOLÁS INFANTE DIAZ	0,5	116,0868418	43184,30515
	CENTRO DE QUEVEDO	0,52	0,394758978	152,7243532
	SAN CRISTÓBAL	0,44	69,18756832	22649,24237
	SAN CAMILO *	0,42	36,74152319	11480,99117
EL EMPALME	EL EMPALME	0,43	374,8830795	119932,5948
	EL PORVENIR	0,37	7,969026997	2193,713752
	VÍA PICHINCHA	0,36	504,4166792	135102,9633
	VÍA QUEVEDO	0,42	83,63412517	26133,99143
BUENA FE	ALIMENTADORA # 1	0,37	57,97536077	15959,45731
	ALIMENTADORA # 2	0,52	75,89501773	29362,26446
	ALIMENTADORA # 3	0,43	187,6293494	60026,38146
VALENCIA	CHIPE HAMBURGO	0,22		
	LA MANÁ	0,4	104,7728222	31180,39189
	VALENCIA	0,43	734,8997499	235109,128
			TOTAL (KW.H/MES)	749009,6433

Nota: Las alimentadoras con asterisco corresponden a la muestra.

Tabla No. 3.41

PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA										
S/E	ALIMENTADORA	CAP. NOM. (KVA)	CANT.	CAP. INST. (KVA)	Po	Pcu	DEM. MAX (MVA)	Fu	PÉRD. DE LOS TRASF. (Vatios)	PÉRD. DE LA ALIM. (KW)
DURÁN SUR	COMEDOR (HACIA CENTRO DE DURAN)	10	2	20	61,88	157,2			202,81	
		15	3	45	74,19	258,15			222,57	
		25	2	50	107,67	342,5		0,50	215,34	29,48161964
		37,5	105	3937,5	148,63	481,41			15606,15	
		50	75	3750	172,73	617,13			12954,75	
		75	1	75	280	900			280,00	
			188	7877,5				29481,62		
DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RÍO	10	12	120	61,88	157,2			1815,14	
		15	22	330	74,19	258,15			1632,18	
		25	64	1600	107,67	342,5		0,75	6890,88	20,42489228
		37,5	33	1237,5	148,63	481,41			4904,79	
		50	30	1500	172,73	617,13			5181,90	
					161	4787,5				1756954,19
PALESTINA	SANTA LUCÍA	5	5	25	30,33	98,67			1118,34	
		10	25	250	61,88	157,2			1547,00	
		15	18	270	74,19	258,15		1,40	1335,42	11,62947057
		25	30	750	107,67	342,5			3230,10	
		37,5	11	412,5	148,63	481,41			1634,93	
		50	16	800	172,73	617,13			2763,68	
			105	2507,5				11629,47		
PALESTINA	CEDEGE	5	3	15	30,33	98,67			456,85	
		10	5	50	61,88	157,2			309,4	
		15	8	120	74,19	258,15		0,97	593,52	3,958053412
		25	6	150	107,67	342,5			646,02	
		37,5	5	187,5	148,63	481,41			743,15	
		50	7	350	172,73	617,13			1209,11	
			32	872,5				3958,053412		
QUEVEDO NORTE	SAN CAMILO	10	15	150	61,88	157,2			4877,24	
		15	12	180	74,19	258,15			890,28	
		25	30	750	107,67	342,5		1,29	3230,1	12,36387806
		37,5	18	675	148,63	481,41			2675,34	
		50	4	200	172,73	617,13			690,92	
					79	1955				12363,88
QUEVEDO SUR	SAN JOSÉ VIVA ALFARO	10	15	150	61,88	157,2			2366,681897	
		15	25	375	74,19	258,15			1854,75	
		25	62	1550	107,67	342,5		0,78	6675,54	20,7105019
		37,5	30	1125	148,63	481,41			4458,9	
		50	31	1550	172,73	617,13			5354,63	
					163	4750				20710,50

Tabla No. 3.42

PARAMETROS Ko , Kcu DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA						
S/E	ALIMENTADORA	CAP. NOM. (KVA)	CANT.	CAP. INST. (KVA)	Ko.	Kcu.
DURÁN SUR	COMEDOR (HACIA CENTRO DE DURÁN)	10	2	20	0,0079	625,8144
		15	3	45	0,0094	1027,6971
		25	2	50	0,0137	1363,4950
		37,5	105	3937,5	0,0189	1916,5366
		50	75	3750	0,0219	2456,7991
		75	1	75	0,0355	3582,9066
		188		7877,5		
DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RÍO	10	12	120	0,0129	276,1853
		15	22	330	0,0155	453,5448
		25	64	1600	0,0225	601,7396
		37,5	33	1237,5	0,0310	845,8087
		50	30	1500	0,0361	1084,2382
				161		4787,5
PALESTINA	PALESTINA - SANTA LUCÍA	5	5	25	0,0121	50,5453
		10	25	250	0,0247	80,5283
		15	18	270	0,0296	132,2415
		25	30	750	0,0429	175,4512
		37,5	11	412,5	0,0593	246,6152
		50	16	800	0,0688	316,1349
		105		2507,5		
PALESTINA	CEDEGE	5	3	15	0,0348	78,8224
		10	5	50	0,0709	125,5791
		15	8	120	0,0850	206,2229
		25	6	150	0,1234	273,6058
		37,5	5	187,5	0,1703	384,5820
		50	7	350	0,1979	492,9938
		32		872,5		
QUEVEDO NORTE	SAN CAMILO	10	15	150	0,0317	79,7855
		15	12	180	0,0379	131,0218
		25	30	750	0,0551	173,8329
		37,5	18	675	0,0760	244,3405
		50	4	200	0,0883	313,2190
		79		1955		
QUEVEDO SUR	SAN JOSÉ VIVA ALFARO	10	15	150	0,0130	271,7124
		15	25	375	0,0156	446,1994
		25	62	1550	0,0227	591,9942
		37,5	30	1125	0,0313	832,1105
		50	31	1550	0,0363	1066,6785
		163		4750		

Tabla No. 3.43

VALORES PROMEDIOS Ko Y Kcu DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN			
SISTEMA	CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	Ko Promedio	Kcu. Promedio
DURÁN	10	0,01039031	450,9998344
	15	0,01245728	740,6209112
	25	0,01807893	982,6173237
	37,5	0,02495655	1381,172648
	50	0,0289864	1770,518625
	75	0,03554427	1828,874788
PROMEDIO		0,02173562	1022,114876
QUEVEDO	10	0,0478003	103,0536724
	15	0,05730938	169,2322235
	25	0,0831716	224,5285166
	37,5	0,11481187	315,5985941
	50	0,1333511	404,5643313
PROMEDIO		0,08728885	243,3954676
DAULE	10	0,02233977	175,7489363
	15	0,0267839	288,6106101
	25	0,03887077	382,9135539
	37,5	0,05365805	538,2255274
	50	0,06232247	689,9487344
PROMEDIO		0,04079499	415,0894724

Tabla No. 3.44

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DURÁN									
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	DEMANDA MÁX.(KW)	FACTOR DE PÉRDIDAS	KVA INST.	Ko.Prom.	Kcu.Prom.	PÉRD. DE POTENCIA (W)	% PÉRDIDAS TOTAL	
DURÁN SUR	FERIAS	0	0,8	0	0,02	1022,11	0	0	0
	VÍA TANASA	3730	0,8	5828,13	0,02	1022,11	82866,81	2,22	
	INDUSTRIAS	3950	0,8	6171,88	0,02	1022,11	87754,40	2,22	
	COMEDORES*	3640	0,8	5687,50	0,02	1022,11	80867,34	2,22	
DURÁN NORTE	PEÑÓN DEL RÍO*	3330	0,86	4840,12	0,02	1022,11	79528,81	2,39	
	PRIMAVERA I	3340	0,86	4854,65	0,02	1022,11	79767,64	2,39	
	FRENO SEGURO	1950	0,86	2834,30	0,02	1022,11	46570,93	2,39	
	ORAMAS GONZALES	1080	0,86	1569,77	0,02	1022,11	25793,13	2,39	
TENNIS - PATIO NUEVO	PÓRTICO DEL RIO	0	0,68	0	0,02	1022,11	0		
	DOS CERRITOS	1310	0,68	2408,09	0,02	1022,11	24737,85	1,89	
	PUNTILLA MALL	2330	0,68	4283,09	0,02	1022,11	43999,39	1,89	
	LOS LAGOS	2990	0,68	5496,32	0,02	1022,11	56462,73	1,89	
TENNIS - PATIO VIEJO	ENTRE RÍOS	4310	0,78	6907,05	0,02	1022,11	93358,46	2,17	
	LA PUNTILLA	3430	0,78	5496,79	0,02	1022,11	74296,87	2,17	
SAMBORONDÓN	LA VÍA	2360	1,02	2892,16	0,02	1022,11	66848,86	2,83	
	SAMBORONDÓN	1180	1,02	1446,08	0,02	1022,11	33424,43	2,83	
EL RECREO	CERRO REDONDO	1330	0,97	1713,92	0,02	1022,11	35826,57	2,69	
	RECREO I - III	2470	0,97	3182,99	0,02	1022,11	66535,05	2,69	
	RECREO II - V	1560	0,97	2010,31	0,02	1022,11	42022,14	2,69	
	VÍA A YAGUACHI	3280	0,97	4226,80	0,02	1022,11	88354,24	2,69	
	PANORAMA	3640	0,97	4690,72	0,02	1022,11	98051,65	2,69	
EL MANGLERO	RIVER PARK	4350	0,72	7552,08	0,02	1022,11	86976,83	2,00	
	EL BATAN	3980	0,72	6909,72	0,02	1022,11	79578,80	2,00	
TOTAL		59540				TOTAL	1373622,9	2,243089%	

Tabla No.3.45

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DAULE								
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	DEMANDA MÁXIMA (KW)	FACTOR DE UTILIZACIÓN	KVA INSTALADO	Ko.Prom.	Kcu.Prom.	PÉRDIDAS DE POTENCIA (W)	% PÉRDIDAS TOTAL
AMÉRICA	ALIMENTADORA # 1	0	0,6	0	0,09	243,40	0	0
	ALIMENTADORA # 2	340	0,6	708,33	0,09	243,40	5417,66	1,59
	ALIMENTADORA # 3	0	0,6	0	0,09	243,40	0	
	ALIMENTADORA # 4	1110	0,6	2312,50	0,09	243,40	17687,05	1,59
J.B.AGUIRRE	J.B.AGUIRRE	390	0,77	633,12	0,09	243,40	7975,11	2,04
	SALITRE	1330	0,77	2159,09	0,09	243,40	27197,17	2,04
	VERNAZA	2040	0,77	3311,69	0,09	243,40	41715,95	2,04
DAULE	DAULE	3590	0,89	5042,13	0,09	243,40	84852,71	
	LAUREL	3570	0,89	5014,04	0,09	243,40	84379,99	2,36
	NOBOL	2340	0,89	3286,52	0,09	243,40	55307,90	2,36
PALESTINA	CEDEGE*	900	0,62	1814,52	0,09	243,40	14818,88	1,65
	VINCES	550	0,62	1108,87	0,09	243,40	9055,98	1,65
	PALESTINA	2000	0,62	4032,26	0,09	243,40	32930,85	1,65
	SANTA LUCIA*	3230	0,62	6512,10	0,09	243,40	53183,32	1,65
PEDRO CARBO	ISIDRO AYORA	1920	0,9	2666,67	0,09	243,40	45890,73	2,39
	PEDRO CARBO	2720	0,9	3777,78	0,09	243,40	65011,87	2,39
	LA CHONTA	20	0,9	27,78	0,09	243,40	478,03	2,39
BALZAR	BALZAR	2340	0,74	3952,70	0,09	243,40	45986,34	1,97
	COLIMES	220	0,74	371,62	0,09	243,40	4323,50	1,97
TOTAL		28610				TOTAL	596213,06	1,87%

Tabla No. 3.46

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA QUEVEDO									
SUBESTACIONES	ALIMENTADORAS	DEMANDA MÁX.(KW)	FACTOR DE UTILIZACIÓN	KVA INSTALADO	Ko.Prom.	Kcu.Prom.	PÉRDIDAS DE POTENCIA (W)	% PÉRDIDAS TOTAL	
QUEVEDO SUR	SAN JOSÉ VIVA ALFARO*	3331	0,43	9683,14	0,039	382,91	53056,64	1,59	
	CENTRO DE QUEVEDO	1900	0,43	5523,26	0,039	382,91	30263,47	1,59	
QUEVEDO NORTE	NICOLÁS INFANTE DIAZ	3230	0,93	4341,40	0,039	382,91	111271,03	3,44	
	CENTRO DE QUEVEDO	570	0,93	766,13	0,039	382,91	19636,06	3,44	
	SAN CRISTÓBAL	3210	0,93	4314,52	0,039	382,91	110582,05	3,44	
	SAN CAMILO*	2530	0,93	3400,54	0,039	382,91	87156,57	3,44	
EL EMPALME	EL EMPALME	3070	1,01	3799,50	0,0389	382,91	114856,71	3,74	
	EL PORVENIR	1190	1,01	1472,77	0,0389	382,91	44521,01	3,74	
	VÍA PICHINCHA	3720	1,01	4603,96	0,0389	382,91	139174,91	3,74	
	VÍA QUEVEDO	1870	1,01	2314,36	0,0389	382,91	69961,58	3,74	
BUENA FE	ALIMENTADORA # 1	2030	0,48	5286,46	0,0389	382,91	42109,56	2,07	
	ALIMENTADORA # 2	2030	0,48	5286,46	0,0389	382,91	42109,56	2,07	
	ALIMENTADORA # 3	2030	0,48	5286,46	0,0389	382,91	42109,56	2,07	
VALENCIA	CHIPE HAMBURGO	0	0,48	0	0,0389	382,91	0		
	LA MANÁ	3200	0,48	8333,33	0,0389	382,91	56896,80	1,78	
	VALENCIA	3390	0,48	8828,13	0,0389	382,91	60275,05		
TOTAL		37301					1023980,557	2,852249	

Tabla No. 3.47

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCT. SECD. ELÉCTRICOS SISTEMA DURÁN
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA HACIA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR**

Cap. Transf. (KVA)		50						
Voltaje Circuito (V)		120/240						
# de Abonados		28						
Factor de Potencia		0.94						
Conductor ASCR		# 2						
Resistencia(Ohm/m)		0.00105						
POSTE	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	KVA NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Longitud	No.	Pérdidas potencia (W)
0	355	0.51	141	3.80	0.05250	50	0--1	176.46
1	87	0.12	141	0.93	0.05250	50	1--2	40.10
2	1033	1.48	141	11.07	0.05250	50	2--3	14.40
3	1545	2.21	141	16.56	0.05250	50	1--4	9.23
4	785	1.12	141	8.41	0.05250	50	4--5	197.87
5	452	0.65	141	4.85	0.05250	50	1--6	15.31
6	359	0.51	141	3.85	0.04200	40	6--7	7.35
7	264	0.38	141	2.83	0.05250	50	7--8	4.68
8	881	1.26	141	9.44	0.04200	40	7--9	0.04
9	89	0.13	141	0.95	0.04200	40	0--10	255.35
10	908	1.30	141	9.73	0.05250	50	10--11	244.49
11	1514	2.16	141	16.23	0.04200	40	11--12	16.53
12	1851	2.65	141	19.84	0.05250	50	11--13	54.36
13	1422	2.03	141	15.24	0.04200	40	13--14	12.05
14	1580	2.26	141	16.94				
KVA.T		18.77				TOTAL		1048.21

Tabla No. 3.48

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCT. SECD. ELÉCTRICOS SISTEMA DURÁN
S/E DURÁN NORTE - ALIMENTADORA PEÑÓN DEL RÍO**

Cap. Transf. (KVA)	37.5							
Voltaje Circuito (V)	120/240							
# de Abonados	16							
Factor de Potencia	0.88							
Conductor ASCR	# 2							
Resistencia(Ohm/m)	0.00105							
POSTE	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	KVA NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Longitud	No.	Pérdidas potencia (W)
0	407	0.62	125.45	7.73	0.03675	35	0--1	21.85
1	99	0.15	125.45	1.89	0.04725	45	1--2	23.91
2	1186	1.81	125.45	22.50	0.03150	30	0--3	38.07
3	1774	2.71	125.45	33.64	0.03675	35	3--4	10.73
4	901	1.38	125.45	17.09	0.03675	35	3--5	11.48
5	520	0.79	125.45	9.85	0.04725	45	5--6	2.89
6	413	0.63	125.45	7.82	0.04200	40	0--7	26.12
7	304	0.46	125.45	5.76	0.05775	55	7--8	21.24
8	1011	1.54	125.45	19.18				
	KVA.T	10.10				TOTAL		156.29

Tabla No. 3.49

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCT. SECD. ELÉCTRICOS SISTEMA DAULE
S/E DAULE - ALIMENTADORA DAULE**

Cap. Transf. (KVA)		50						
Voltaje Circuito (V)		120/240						
# de Abonados		38						
Factor de Potencia		0.94						
Conductor ASCR		# 2						
Resistencia(Ohm/m)		0.00105						
POSTE	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	KVA NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Longitud	No.	Pérdidas potencia (W)
0	452	0.65	130.35	7.91	0.03675	35	0--1	0.14
1	110	0.16	130.35	1.93	0.04725	45	0--2	265.31
2	1316	1.88	130.35	23.02	0.03150	30	2--3	84.89
3	1969	2.81	130.35	34.43	0.03675	35	3--4	11.24
4	1000	1.43	130.35	17.49	0.03675	35	0--5	76.35
5	576	0.82	130.35	10.08	0.04725	45	5--6	3.03
6	458	0.65	130.35	8.01	0.04200	40	5--7	31.75
7	337	0.48	130.35	5.89	0.05775	55	7--8	26.95
8	1122	1.60	130.35	19.63	0.05250	50	8--9	0.20
9	113	0.16	130.35	1.98				
KVA.T		10.66		TOTAL			499.85	

Tabla No. 3.50

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCT. SECD. ELÉCTRICOS SISTEMA DAULE
S/E PALESTINA - ALIMENTADORA SANTA LUCÍA**

Cap. Transf. (KVA)		37.5							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Abonados		26							
Factor de Potencia		0.92							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	KVA NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Longitud	No.	Pérdidas potencia (W)	
0	293	0.43	102.45	2.90	0.05250	50	0--1	416.67	
1	1221	1.78	102.45	12.08	0.04725	45	1--2	9.15	
2	366	0.53	102.45	3.62	0.05250	50	2--3	5.57	
3	1041	1.52	102.45	10.30	0.03150	30	1--4	125.38	
4	687	1.00	102.45	6.79	0.03675	35	4--5	116.47	
5	1219	1.78	102.45	12.06	0.04200	40	5--6	32.88	
6	1875	2.74	102.45	18.55	0.04200	40	6--7	3.73	
7	953	1.39	102.45	9.43	0.05250	50	5--8	13.87	
8	784	1.15	102.45	7.76	0.05250	50	0--9	3.79	
9	859	1.26	102.45	8.50	0.03675	35	9--10	4.03	
10	880	1.29	102.45	8.71	0.03675	35	10--11	0.11	
11	177	0.26	102.45	1.76					
KVA.T		15.13					TOTAL	731.65	

Tabla No. 3.51

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCT. SECD. ELÉCTRICOS SISTEMA QUEVEDO S/E QUEVEDO SUR - ALIMENTADORA CENTRO DE QUEVEDO

Cap. Transf. (KVA)		50							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Abonados		40							
Factor de Potencia		0.92							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	KVA NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Longitud	No.	Pérdidas potencia (W)	
0	392	0.57	166.25	4.70	0.03150	30	0--1	333.47	
1	1637	2.39	166.25	19.61	0.03150	30	1--2	35.57	
2	490	0.72	166.25	5.87	0.03045	29	2--3	23.42	
3	1395	2.04	166.25	16.71	0.03045	29	3--4	3.70	
4	920	1.34	166.25	11.02	0.03045	29	1--5	75.15	
5	1634	2.39	166.25	19.57	0.03045	29	5--6	27.60	
6	2513	3.67	166.25	30.10	0.03045	29	0--7	23.68	
7	1277	1.87	166.25	15.30	0.03045	29	7--8	4.82	
8	1050	1.53	166.25	12.58	0.03150	30	0--9	29.83	
9	1151	1.68	166.25	13.79	0.02835	27	9--10	8.18	
10	1180	1.72	166.25	14.13	0.03255	31	10--11	0.26	
11	238	0.35	166.25	2.85					
KVA.T		20.27				TOTAL		565.68	

Tabla No. 3.52

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CIRCT. SECD. ELÉCTRICOS SISTEMA QUEVEDO
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMENTADORA SAN CAMILO**

POSTE	CONSUMO PROMEDIO (KWH/MES)	KVA NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Longitud	No.	Pérdidas potencia (W)	
0	978	1.51	160.24	8.78	0.03675	35	0--1	74.34	
1	1689	2.61	160.24	15.17	0.05775	55	1--2	51.33	
2	789	1.22	160.24	7.08	0.04725	45	2--3	24.41	
3	1110	1.71	160.24	9.96	0.03150	30	3--4	5.14	
4	1422	2.19	160.24	12.77	0.04725	45	0--5	89.93	
5	806	1.24	160.24	7.23	0.04200	40	5--6	55.63	
6	948	1.46	160.24	8.51	0.02625	25	6--7	20.41	
7	1527	2.36	160.24	13.71	0.01575	15	7--8	3.16	
8	926	1.43	160.24	8.32	0.05775	55	8--9	1.98	
9	652	1.01	160.24	5.85	0.04200	40	0--10	215.53	
10	1424	2.20	160.24	12.78	0.04725	45	10--11	118.47	
11	451	0.70	160.24	4.05	0.04725	45	11--12	2.44	
12	565	0.87	160.24	5.08	0.05775	55	12--13	0.26	
13	236	0.36	160.24	2.12	0.04725	45	11--14	71.26	
14	690	1.06	160.24	6.19	0.04725	45	14--15	50.35	
15	773	1.19	160.24	6.94	0.03150	30	15--16	20.80	
16	2862	4.42	160.24	25.70					
KVA.T		27.54					TOTAL	805.45	

Tabla No.3.53

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMB. PÚBLICO SISTEMA DURÁN
S/E DURÁN SUR - ALIMT. HACIA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR**

Cap. Transf. (KVA)		50							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Luminarias		14							
Factor de Potencia		0.94							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	POTENCIA KW	KVA-NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Long. (m.)	#	Pérdidas potencia (W)	
0	0.75	0.80	155.65	5.38	0.05250	50	0--1	240.74	
1	0.39	0.42	155.65	2.81	0.05250	50	1--2	43.26	
2	1.67	1.77	155.65	11.90	0.05250	50	2--3	14.84	
3	2.35	2.50	155.65	16.81	0.05250	50	1--4	13.16	
4	1.33	1.42	155.65	9.51	0.05250	50	4--5	2.10	
5	0.88	0.94	155.65	6.32	0.05250	50	1--6	21.79	
6	0.76	0.81	155.65	5.43	0.04200	40	6--7	9.38	
7	0.63	0.67	155.65	4.51	0.05250	50	7--8	5.71	
8	1.46	1.55	155.65	10.43	0.04200	40	0--9	286.22	
9	0.40	0.42	155.65	2.83	0.04200	40	9--10	266.95	
10	1.50	1.59	155.65	10.69	0.05250	50	10--11	69.02	
11	2.31	2.46	155.65	16.51	0.04200	40	11--12	16.38	
12	2.76	2.94	155.65	19.75	0.05250	50	10--13	56.39	
13	2.19	2.33	155.65	15.63	0.04200	40	13--14	12.82	
14	2.40	2.55	155.65	17.15					
KVA.T		23.18					TOTAL		1058.76

Tabla No.3.54

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMB. PÚBLICO SISTEMA DURÁN
S/E DURÁN NORTE - ALIMT. PEÑÓN DEL RÍO**

Cap. Transf. (KVA)		37.5							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Luminarias		9							
Factor de Potencia		0.88							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	Potencia KW	KVA-NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Long. (m.)	#	Pérdidas potencia (W)	
0	0.66	0.75	132.55	8.85	0.03675	35	0--1	25.13	
1	0.25	0.28	132.55	3.32	0.04725	45	1--2	24.62	
2	1.71	1.94	132.55	22.83	0.03150	30	0--3	44.32	
3	2.50	2.84	132.55	33.38	0.03675	35	3--4	11.52	
4	1.33	1.51	132.55	17.71	0.03675	35	3--5	14.41	
5	0.81	0.92	132.55	10.86	0.04725	45	5--6	3.78	
6	0.67	0.76	132.55	8.94	0.04200	40	0--7	29.88	
7	0.52	0.59	132.55	6.98	0.05775	55	7--8	22.38	
8	1.47	1.68	132.55	19.69					
KVA.T		11.28					TOTAL		176.03

Tabla No.3.55

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMB. PÚBLICO SISTEMA DAULE
S/E DAULE - ALIMT. DAULE**

Cap. Transf. (KVA)		50						
Voltaje Circuito (V)		120/240						
# de Luminarias		14						
Factor de Potencia		0.94						
Conductor ASCR		# 2						
Resistencia(Ohm/m)		0.00105						
POSTE	Potencia KW	KVA-NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Long. (m.)	#	Pérdidas potencia (W)
0	0.72	0.77	135.75	8.78	0.03675	35	0--1	0.38
1	0.26	0.28	135.75	3.20	0.04725	45	0--2	260.11
2	1.88	2.00	135.75	22.90	0.03150	30	2--3	82.87
3	2.76	2.94	135.75	33.56	0.03675	35	3--4	11.56
4	1.46	1.55	135.75	17.73	0.03675	35	0--5	90.30
5	0.89	0.95	135.75	10.82	0.04725	45	5--6	3.72
6	0.73	0.78	135.75	8.88	0.04200	40	5--7	37.49
7	0.57	0.60	135.75	6.90	0.05775	55	7--8	30.49
8	1.62	1.73	135.75	19.73	0.05250	50	8--9	0.55
9	0.27	0.28	135.75	3.24				
KVA.T		11.88		TOTAL				517.47

Tabla No.3.56

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMB. PÚBLICO SISTEMA DAULE S/E PALESTINA - ALIMT. SANTA LUCÍA
--

Cap. Transf. (KVA)		37.5							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Luminarias		11							
Factor de Potencia		0.92							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	Potencia KW	KVA-NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Long. (m.)	#	Pérdidas potencia (W)	
0	0.56	0.61	117.34	4.14	0.05250	50	0--1	430.14	
1	1.81	1.97	117.34	13.32	0.04725	45	1--2	12.70	
2	0.66	0.72	117.34	4.86	0.05250	50	2--3	6.99	
3	1.57	1.70	117.34	11.54	0.03150	30	1--4	116.42	
4	1.09	1.19	117.34	8.03	0.03675	35	4--5	102.30	
5	1.81	1.96	117.34	13.30	0.04200	40	5--6	38.97	
6	2.69	2.92	117.34	19.79	0.04200	40	6--7	4.78	
7	1.45	1.58	117.34	10.67	0.05250	50	5--8	4.25	
8	1.22	1.33	117.34	9.00	0.05250	50	0--9	27.02	
9	1.32	1.44	117.34	9.74	0.03675	35	9--10	6.16	
10	1.35	1.47	117.34	9.95	0.03675	35	10--11	0.33	
11	0.41	0.44	117.34	3.00					
KVA.T		17.33					TOTAL		750.08

Tabla No.3.57

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMB. PÚBLICO SISTEMA QUEVEDO
S/E QUEVEDO SUR - ALIMT. CENTRO DE QUEVEDO**

Cap. Transf. (KVA)		50							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Luminarias		8							
Factor de Potencia		0.92							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	Potencia KW	KVA-NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Long. (m.)	#	Pérdidas potencia (W)	
0	0.64	0.70	168.75	5.41	0.03150	30	0--1	334.54	
1	2.31	2.52	168.75	19.50	0.03150	30	1--2	37.86	
2	0.77	0.84	168.75	6.52	0.03045	29	2--3	24.13	
3	1.99	2.16	168.75	16.76	0.03045	29	3--4	3.95	
4	1.35	1.47	168.75	11.39	0.03045	29	1--5	72.78	
5	2.31	2.51	168.75	19.47	0.03045	29	5--6	26.36	
6	3.49	3.80	168.75	29.42	0.03045	29	0--7	24.37	
7	1.83	1.99	168.75	15.43	0.03045	29	7--8	5.04	
8	1.53	1.66	168.75	12.86	0.03150	30	0--9	32.24	
9	1.66	1.81	168.75	14.00	0.02835	27	9--10	9.17	
10	1.70	1.85	168.75	14.33	0.03255	31	10--11	0.44	
11	0.43	0.47	168.75	3.66					
KVA.T		21.77					TOTAL		570.87

Tabla No.3.58

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ALUMB. PÚBLICO SISTEMA QUEVEDO
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMT. SAN CAMILO**

Cap. Transf. (KVA)		50							
Voltaje Circuito (V)		120/240							
# de Luminarias		16							
Factor de Potencia		0.9							
Conductor ASCR		# 2							
Resistencia(Ohm/m)		0.00105							
POSTE	Potencia KW	KVA-NODO	I máx. Med.(A)	I máx. Nodo (A)	Resistencia (Ohm)	Long. (m.)	#	Pérdidas potencia (W)	
0	1.53	1.70	164.25	9.07	0.03675	35	0--1	75.52	
1	2.51	2.79	164.25	14.94	0.05775	55	1--2	53.35	
2	1.26	1.40	164.25	7.51	0.04725	45	2--3	24.75	
3	1.71	1.90	164.25	10.16	0.03150	30	3--4	5.11	
4	2.14	2.38	164.25	12.73	0.04725	45	0--5	96.07	
5	1.29	1.43	164.25	7.65	0.04200	40	5--6	58.88	
6	1.48	1.65	164.25	8.82	0.02625	25	6--7	21.51	
7	2.29	2.54	164.25	13.60	0.01575	15	7--8	3.55	
8	1.46	1.62	164.25	8.64	0.05775	55	8--9	2.35	
9	1.07	1.19	164.25	6.38	0.04200	40	0--10	228.93	
10	2.15	2.38	164.25	12.75	0.04725	45	10--11	127.83	
11	0.79	0.88	164.25	4.72	0.04725	45	11--12	3.50	
12	0.95	1.06	164.25	5.67	0.05775	55	12--13	0.50	
13	0.50	0.55	164.25	2.94	0.04725	45	11--14	70.71	
14	1.13	1.25	164.25	6.69	0.04725	45	14--15	48.37	
15	1.24	1.38	164.25	7.38	0.03150	30	15--16	19.08	
16	4.14	4.60	164.25	24.61					
KVA.T		30.72					TOTAL		840.03

Tabla No. 3.59

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS SISTEMA DURÁN
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA PEÑÓN DEL RÍO**

Capacidad del transformador		37.5 KVA				
No. de abonados		25				
Voltaje del circuito		120/240 V.				
Factor de Potencia		0.88				
Acometida	Consumo (KWH/mes)	KVA- AB	I (A)	Longitud (mts.)	Resistencia (Ω /mts.)	Pérdida Potencia (W)
1	239	0.37	5.24	6	0.00153	0.252
2	287	0.44	6.29	6	0.00153	0.363
3	310	0.47	6.79	4	0.00153	0.282
4	269	0.41	5.90	12	0.00153	0.638
5	354	0.54	7.76	12	0.00153	1.105
6	255	0.39	5.59	6	0.00153	0.287
7	329	0.50	7.21	6	0.00153	0.477
8	230	0.35	5.04	12	0.00153	0.466
9	257	0.39	5.63	18	0.00153	0.873
10	186	0.28	4.08	20	0.00153	0.508
11	297	0.45	6.51	6	0.00243	0.618
12	318	0.49	6.97	8	0.00243	0.945
13	240	0.37	5.26	10	0.00243	0.672
14	221	0.34	4.84	20	0.00153	0.718
15	189	0.29	4.15	15	0.00153	0.394
16	311	0.48	6.82	14	0.00153	0.995
17	179	0.27	3.92	16	0.00153	0.377
18	189	0.29	4.14	22	0.00153	0.577
19	212	0.32	4.65	11	0.00153	0.363
20	340	0.52	7.45	17	0.00153	1.444
21	413	0.63	9.05	7	0.00153	0.877
22	243	0.37	5.33	9	0.00153	0.390
23	235	0.36	5.15	21	0.00153	0.852
24	248	0.38	5.44	13	0.00153	0.587
25	264	0.40	5.79	6	0.00153	0.307
KVA -T		10.10			TOTAL	15.367

Tabla No. 3.60

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS SISTEMA DURÁN
S/E DURÁN SUR - ALIMENTADORA HACIA CENTRO DE DURÁN - COMEDOR

Capacidad del transformador				50 KVA			
No. de abonados				28			
Voltaje del circuito				120/240 V.			
Factor de Potencia				0.94			
Acometida	Consumo (KWH/mes)	KVA- AB	I (A)	Longitud (mts.)	Resistencia (Ω /mts.)	Pérdidas Potencia (W)	
1	556	0.80	6.14	10	0.00153	0.577	
2	400	0.57	4.42	8	0.00153	0.239	
3	400	0.57	4.42	6	0.00153	0.179	
4	300	0.43	3.31	14	0.00153	0.235	
5	451	0.64	4.98	14	0.00153	0.531	
6	1290	1.84	14.25	8	0.00153	2.485	
7	467	0.67	5.16	8	0.00153	0.326	
8	456	0.65	5.04	14	0.00153	0.543	
9	407	0.58	4.50	20	0.00153	0.618	
10	365	0.52	4.03	22	0.00243	0.868	
11	645	0.92	7.13	8	0.00153	0.621	
12	367	0.52	4.05	10	0.00153	0.251	
13	634	0.91	7.00	12	0.00153	0.900	
14	513	0.73	5.67	22	0.00153	1.082	
15	312	0.45	3.45	17	0.00243	0.491	
16	240	0.34	2.65	16	0.00243	0.273	
17	479	0.68	5.29	18	0.00243	1.225	
18	245	0.35	2.71	24	0.00243	0.427	
19	267	0.38	2.95	13	0.00243	0.275	
20	512	0.73	5.66	19	0.00243	1.477	
21	387	0.55	4.28	9	0.00243	0.400	
22	633	0.91	7.00	14	0.00243	1.665	
23	484	0.69	5.35	9	0.00243	0.625	
24	481	0.69	5.31	13	0.00243	0.892	
25	515	0.74	5.69	11	0.00243	0.866	
26	640	0.92	7.07	23	0.00243	2.794	
27	358	0.51	3.96	15	0.00243	0.570	
28	320	0.46	3.54	8	0.00243	0.243	
KVA -T		18.77				TOTAL	21.680

Tabla No. 3.61

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS SISTEMA DAULE
S/E DAULE - ALIMENTADORA DAULE

Capacidad del transformador				50 KVA			
No. de abonados				38			
Voltaje del circuito				120/240 V.			
Factor de Potencia				0.94			
Acometida	Consumo (KWH/mes)	KVA- AB	I (A)	Longitud (mts.)	Resistencia (Ω /mts.)	Pérdida Potencia (W)	
1	390	0.56	9.78	7	0.00153	1.024	
2	345	0.49	8.66	7	0.00153	0.802	
3	234	0.33	5.87	5	0.00153	0.263	
4	149	0.21	3.73	13	0.00153	0.276	
5	321	0.46	8.05	13	0.00153	1.289	
6	1094	1.56	27.46	7	0.00153	8.067	
7	245	0.35	6.15	7	0.00153	0.404	
8	321	0.46	8.05	13	0.00243	2.049	
9	674	0.96	16.91	19	0.00243	13.200	
10	309	0.44	7.76	21	0.00243	3.074	
11	547	0.78	13.73	7	0.00243	3.206	
12	311	0.44	7.81	9	0.00243	1.332	
13	119	0.17	2.99	11	0.00243	0.239	
14	435	0.62	10.92	21	0.00243	6.089	
15	180	0.26	4.51	16	0.00243	0.790	
16	563	0.81	14.12	15	0.00243	7.271	
17	213	0.30	5.34	12	0.00243	0.833	
18	321	0.46	8.05	18	0.00243	2.837	
19	245	0.35	6.15	14	0.00243	1.285	
20	437	0.62	10.96	7	0.00243	2.044	
KVA -T		10.66				TOTAL	56.375

Tabla No. 3.62

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS SISTEMA DAULE
S/E PALESTINA ALIMENTADORA SANTA LUCIA

Capacidad del transformador				50 KVA			
No. de abonados				26			
Voltaje del circuito				120/240 V.			
Factor de Potencia				0.92			
Acometida	Consumo (KWH/mes)	KVA- AB	I (A)	Longitud (mts.)	Resistencia (Ω /mts.)	Pérdida Potencia (W)	
1	435	0.64	7.27	9	0.00243	1.155	
2	356	0.52	5.95	11	0.00243	0.945	
3	312	0.46	5.21	9	0.00243	0.594	
4	321	0.47	5.36	17	0.00243	1.188	
5	256	0.37	4.28	12	0.00243	0.533	
6	1161	1.70	19.40	11	0.00243	10.058	
7	378	0.55	6.31	11	0.00243	1.066	
8	431	0.63	7.20	11	0.00243	1.386	
9	532	0.78	8.89	15	0.00243	2.879	
10	328	0.48	5.48	12	0.00243	0.877	
11	581	0.85	9.70	11	0.00153	1.582	
12	330	0.48	5.51	13	0.00153	0.604	
13	252	0.37	4.21	15	0.00153	0.406	
14	462	0.67	7.72	25	0.00153	2.277	
15	345	0.50	5.76	20	0.00153	1.016	
16	269	0.39	4.49	19	0.00153	0.587	
17	432	0.63	7.22	16	0.00243	2.025	
18	321	0.47	5.36	15	0.00243	1.048	
19	431	0.63	7.20	18	0.00243	2.267	
20	264	0.39	4.41	11	0.00243	0.520	
21	845	1.23	14.12	8	0.00243	3.874	
22	570	0.83	9.52	14	0.00243	3.083	
23	432	0.63	7.22	12	0.00243	1.519	
24	312	0.46	5.21	9	0.00243	0.594	
KVA -T		15.13				TOTAL	42.083

Tabla No. 3.63

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS SISTEMA QUEVEDO
S/E QUEVEDO SUR - ALIMENTADORA CENTRO DE QUEVEDO**

Capacidad del transformador		50 KVA				
No. de abonados		40				
Voltaje del circuito		120/240 V.				
Factor de Potencia		0.92				
Acometida	Consumo (KWH/mes)	KVA- AB	I (A)	Longitud (mts)	Resistencia (Ω /mts.)	Pérdida Potencia (W)
1	389	0.57	5.33	6	0.00243	0.4136
2	345	0.50	4.72	7	0.00243	0.3796
3	456	0.67	6.24	5	0.00243	0.4736
4	245	0.36	3.35	11	0.00243	0.3008
5	234	0.34	3.20	13	0.00243	0.3243
6	743	1.09	10.17	7	0.00243	1.7604
7	346	0.51	4.74	7	0.00243	0.3818
8	145	0.21	1.99	13	0.00243	0.1245
9	234	0.34	3.20	19	0.00243	0.4739
10	325	0.47	4.45	21	0.00243	1.0096
11	575	0.84	7.87	7	0.00243	1.0527
12	327	0.48	4.47	9	0.00153	0.2753
13	125	0.18	1.71	11	0.00153	0.0494
14	457	0.67	6.26	14	0.00153	0.8387
15	189	0.28	2.58	16	0.00153	0.1633
16	542	0.79	7.42	15	0.00153	1.2630
17	765	1.12	10.47	12	0.00153	2.0129
18	234	0.34	3.20	8	0.00153	0.1256
19	431	0.63	5.90	7	0.00153	0.3727
20	1548	2.26	21.20	8	0.00153	5.4958
21	342	0.50	4.68	5	0.00153	0.1676
22	145	0.21	1.99	4	0.00153	0.0241
23	488	0.71	6.68	6	0.00153	0.4099
24	346	0.51	4.73	3	0.00153	0.1028
25	421	0.62	5.76	7	0.00153	0.3556
26	324	0.47	4.44	6	0.00153	0.1805
27	348	0.51	4.76	5	0.00153	0.1734
28	264	0.39	3.62	8	0.00153	0.1602
29	420	0.61	5.75	5	0.00153	0.2528
30	242	0.35	3.31	7	0.00153	0.1175
31	260	0.38	3.56	5	0.00153	0.0969
32	512	0.75	7.01	3	0.00153	0.2254
33	357	0.52	4.89	9	0.00153	0.3289
34	432	0.63	5.92	6	0.00153	0.3211
35	321	0.47	4.40	5	0.00153	0.1478
KVA -T		20.27			TOTAL	20.356

Tabla No. 3.64

**PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ACOMETIDAS SISTEMA QUEVEDO
S/E QUEVEDO NORTE - ALIMENTADORA SAN CAMILO**

Capacidad del transformador				50 KVA			
No. de abonados				26			
Voltaje del circuito				120/240 V.			
Factor de Potencia				0.9			
Acometida	Consumo (KWH/mes)	KVA- AB	I (A)	Longitud (mts.)	Resistencia (Ω /mts)	Pérdida Potencia (W)	
1	1500	2.24	16.39	5	0.00153	2.0536	
2	680	1.02	7.43	11	0.00153	0.9285	
3	532	0.79	5.81	7	0.00153	0.3616	
4	489	0.73	5.34	17	0.00153	0.7420	
5	803	1.20	8.77	12	0.00153	1.4125	
6	1400	2.09	15.30	8	0.00153	2.8623	
7	980	1.46	10.71	11	0.00153	1.9285	
8	536	0.80	5.86	8	0.00153	0.4196	
9	631	0.94	6.89	15	0.00153	1.0902	
10	500	0.75	5.46	15	0.00153	0.6845	
11	589	0.88	6.44	11	0.00153	0.6966	
12	530	0.79	5.79	13	0.00153	0.6666	
13	532	0.79	5.81	15	0.00153	0.7750	
14	600	0.90	6.56	14	0.00153	0.9200	
15	613	0.92	6.70	25	0.00153	1.7149	
16	750	1.12	8.20	19	0.00153	1.9509	
17	654	0.98	7.15	9	0.00153	0.7027	
18	843	1.26	9.21	15	0.00153	1.9459	
19	810	1.21	8.85	18	0.00153	2.1558	
20	721	1.08	7.88	6	0.00153	0.5694	
21	512	0.76	5.59	8	0.00153	0.3828	
22	1200	1.79	13.11	9	0.00153	2.3658	
23	641	0.96	7.00	12	0.00153	0.9000	
24	800	1.19	8.74	7	0.00153	0.8178	
KVA -T		26.65				TOTAL	29.047

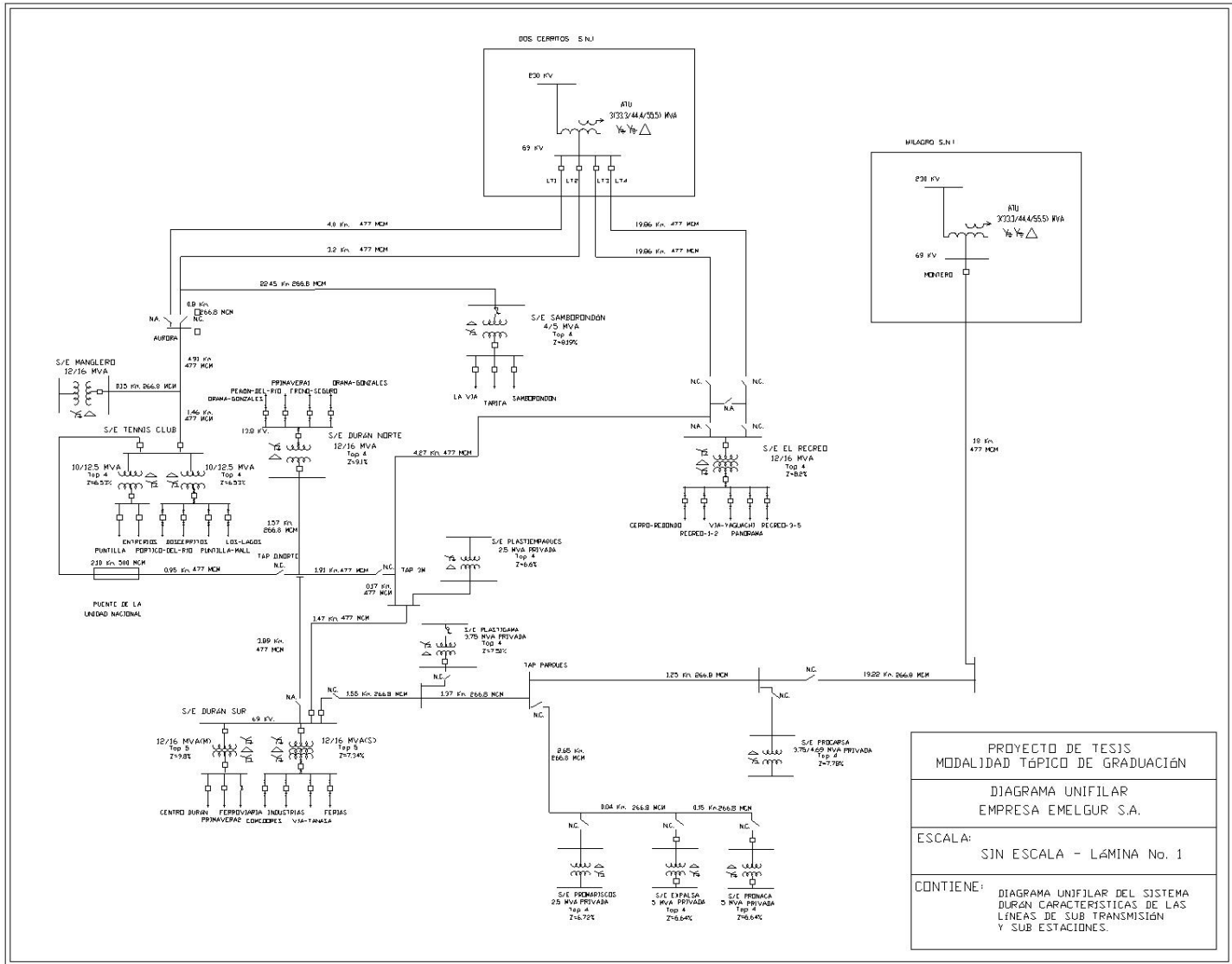
Tabla No. 4.2

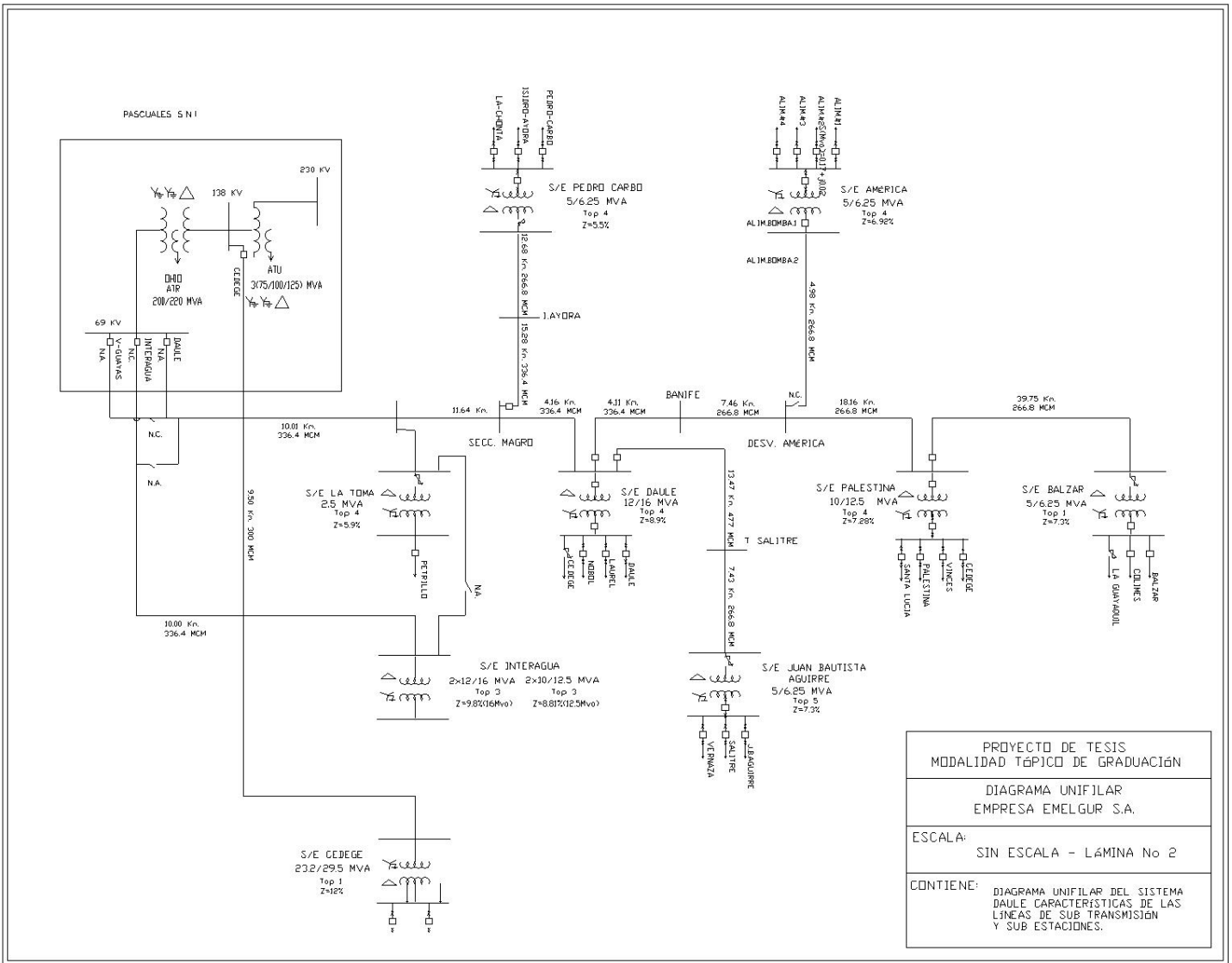
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA MUESTRA									
URBANO	TRAFO	ACOMETIDA				MEDIDOR			
		No.	CALIBRE	TIPO	LONG.	No	MARCA	TIPO	Kh
DURÁN SUR	50 KVA	12	2 x 6	Duplex	230	1		15- A	1,8
SECTOR EL RECREO		7	3 x 4	Triplex	175	1	Fuji	FA - 24	1,8
		1	2 x 4	Cobre	6	1	G-E	F-72	1,8
						1	G-E	I-30	0,6
						1	G-E	I-30	1,5
						1	G-E	I-30	3
						1	I.G	CG5114	0,83
						1	Nansen	MI-A	1,8
						1	Nansen	MI-A	3,6
						1	Schlumberger	FX-221	3,7037
						1	Westinghouse	15-A	1,8
						1	Westinghouse	CS	2
						1	Westinghouse	N81	1,8
						1	Westinghouse	N81	3,6

Tabla No. 4.3

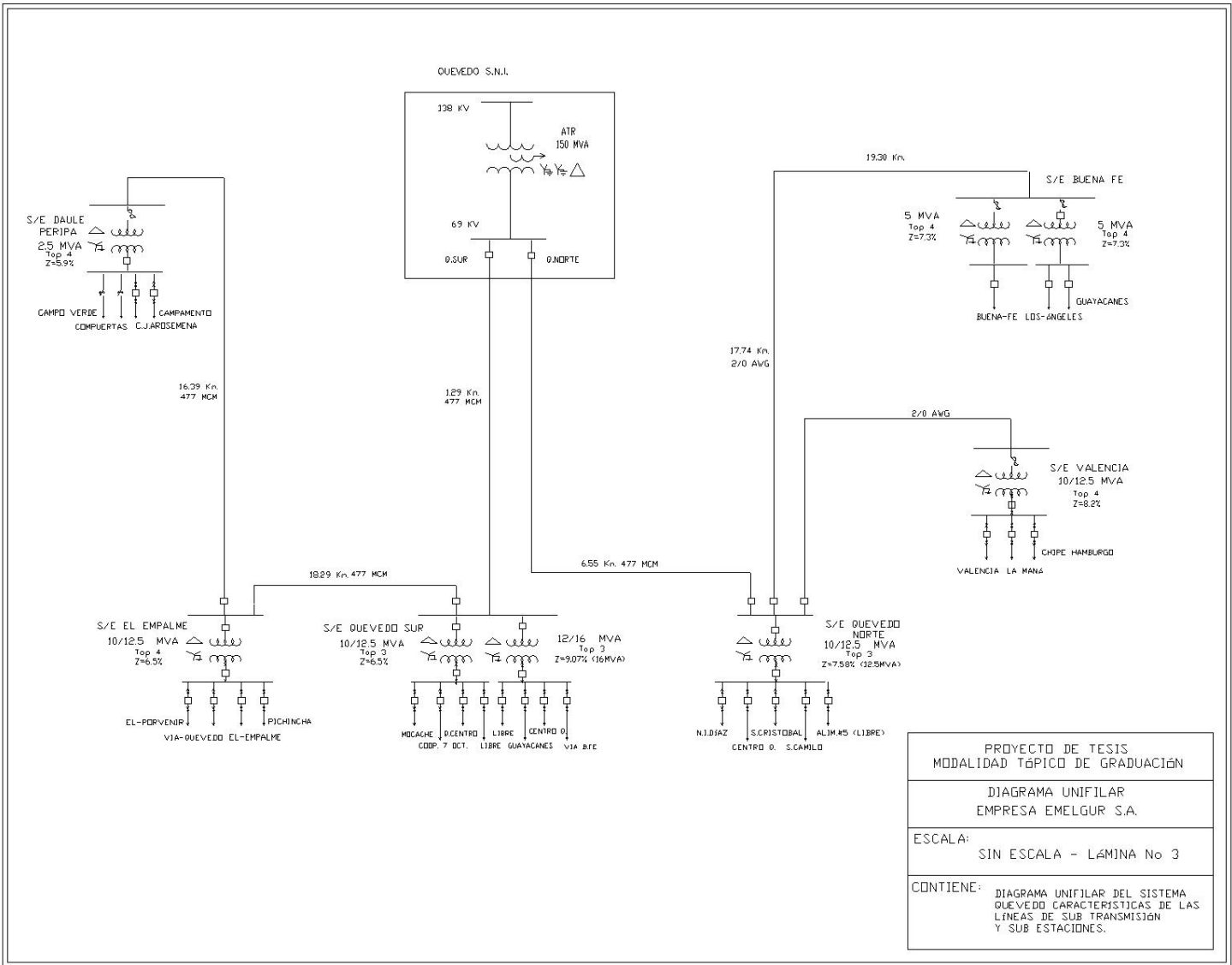
CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA MUESTRA													
URBANO	TRAFO	CONDIC.DE ERROR		CONDIC.DE FRAUDE			CONDIC. ANORMAL		COND. NORMAL		OTROS		TOT. No.
		MED.	TARIFA	ACOM.	MEDID.	CONEX.	No.	%	No.	%	No.	%	
DURÁN		Mayor											
SECTOR EL		2%											
RECREEO													
	37.5 KVA	13	1	0	4	14	32	64	10	20	8	16	50
	50 KVA	3	3	0	3	3	12	48	5	20	8	32	25
	37.5 KVA	9	0	2	1	0	12	48	8	32	5	20	25
	37.5 KVA	6	0	1	0	2	9	45	4	20	7	35	20
	50 KVA	14	0	0	0	1	15	44	13	38	6	18	34
	37.5 KVA	6	0	0	3	1	10	45	7	32	5	23	22
	37.5 KVA	3	0	1	0	5	9	39	6	26	8	35	23
	50 KVA	15	2	0	4	6	27	59	10	22	9	20	46
	37.5 KVA	13	0	2	2	4	21	54	12	31	6	15	39
	25 KVA	2	0	1	2	4	9	64	5	36	0	0	14
	37.5 KVA	13	0	4	4	1	22	81	3	11	2	7	27
	25 KVA	8	0	0	1	1	10	36	8	29	10	36	28
	15 KVA	5	0	0	0	0	5	31	0	0	11	69	16
	50 KVA	11	0	0	5	8	24	45	13	25	16	30	53
	50 KVA	10				16	26	100					26
	50 KVA	15				13	28	100					28

LÁMINAS

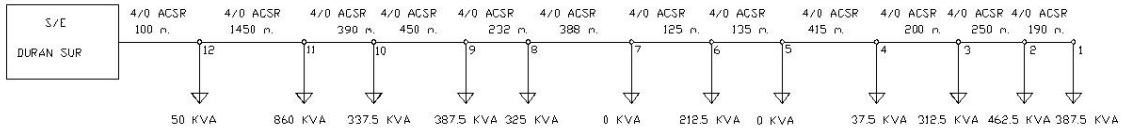




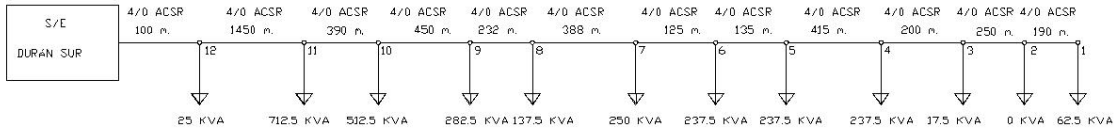
PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN	
DIAGRAMA UNIFILAR EMPRESA EMELGUR S.A.	
ESCALA:	SIN ESCALA - LÁMINA No 2
CONTIENE:	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DAULE CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUB TRANSMISIÓN Y SUB ESTACIONES.



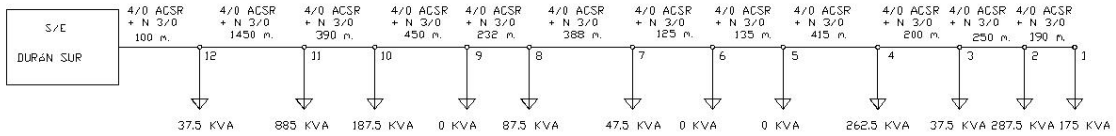
FASE A



FASE B

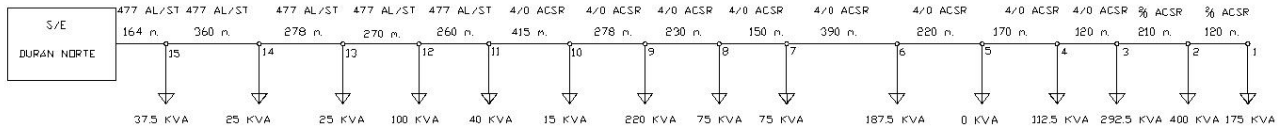


FASE C

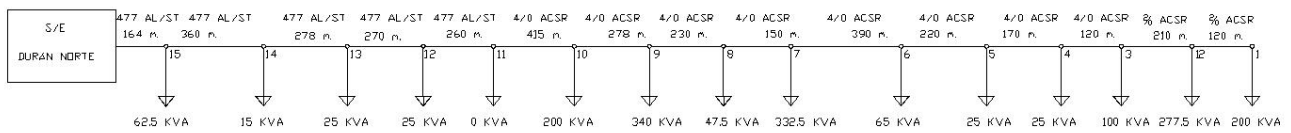


PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN
PERDIDAS TÉCNICAS EN ALIMENTADORAS - EMPRESA EMELGUR
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA 4
CONTIENE: DIAGRAMA UNIF. ALIMENTADORA PRIMARIA HACIA EL CENTRO DE DURÁN S/E DURÁN SUR - SISTEMA DURÁN

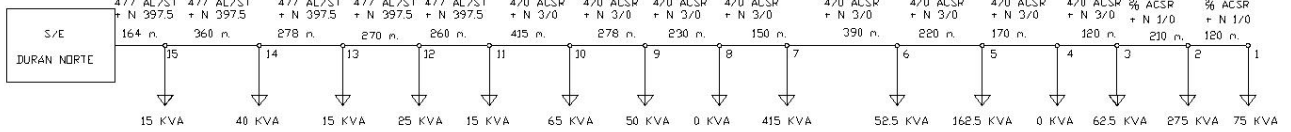
FASE A



FASE B

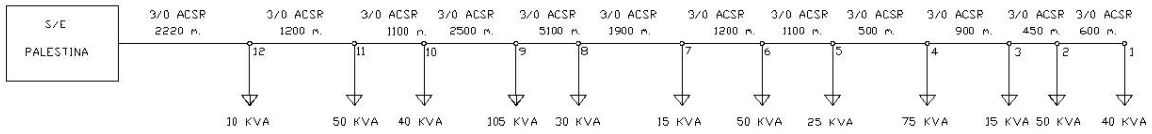


FASE C

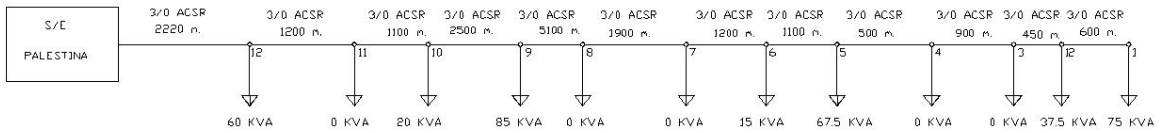


PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TOPICO DE GRADUACIÓN
PERDIDAS TÉCNICAS EN ALIMENTADORAS - EMPRESA EMELGUR
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No. 5
CONTIENE: DIAGRAMA UNIF. ALIMENTADORA PRIMARIA PEÑÓN DEL RÍO S/E DURAN NORTE - SISTEMA DURAN

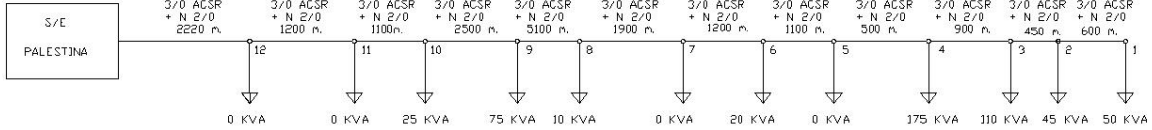
FASE A



FASE B

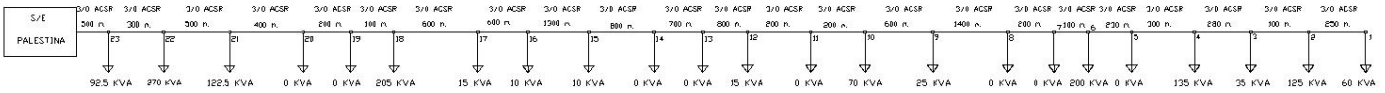


FASE C

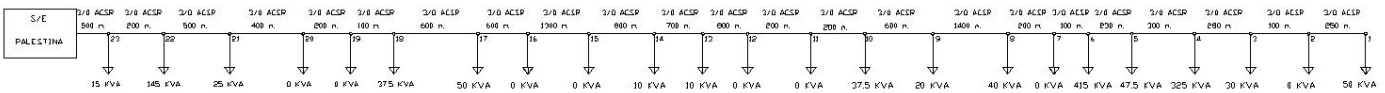


PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN
PERDIDAS TÉCNICAS EN ALIMENTADORAS - EMPRESA EMELGUR
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No. 6
CONTIENE: DIAGRAMA UNIF. ALIMENTADORA PRIMARIA CEDEGE S/E PALESTINA - SISTEMA DAULE

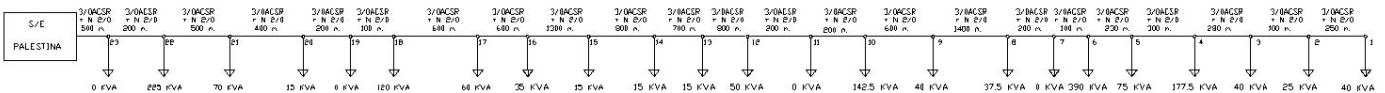
FASE A



FASE B



FASE C



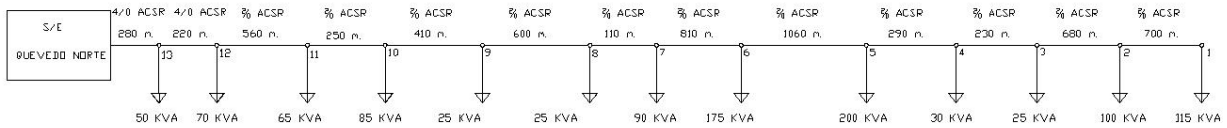
PROYECTO DE TESIS
 MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN

PÉRDIDAS TÉCNICAS
 EN ALIMENTADORAS - EMPRESA EMELGUR

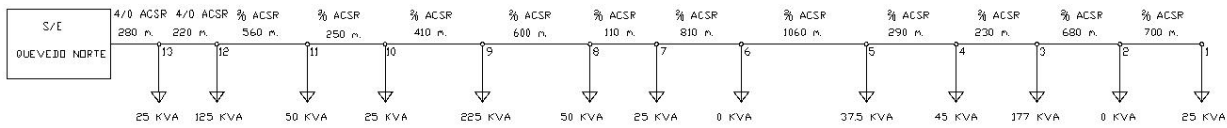
ESCALA:
 SIN ESCALA - LÁMINA No. 7

CONTIENE:
 DIAGRAMA UNIF. ALIMENTADORA
 PRIMARIA SANTA LUCÍA
 S/E PALESTINA - SISTEMA DAULE

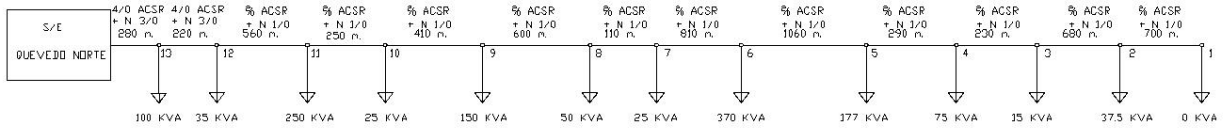
FASE A



FASE B

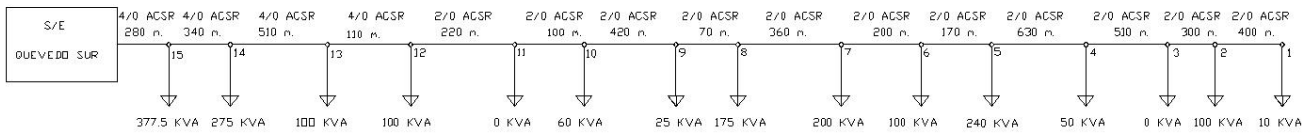


FASE C

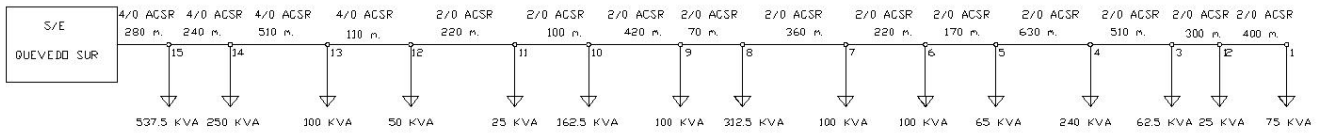


PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN
PERDIDAS TÉCNICAS EN ALIMENTADORAS - EMPRESA EMELGUR
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No. 8
CONTIENE: DIAGRAMA UNIF. ALIMENTADORA PRIMARIA SAN CAMILO S/E QUEVEDO NORTE-SISTEMA QUEVEDO

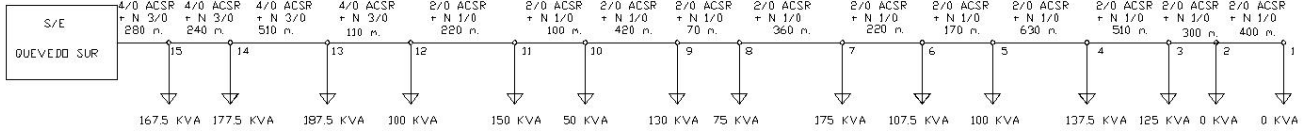
FASE A



FASE B



FASE C

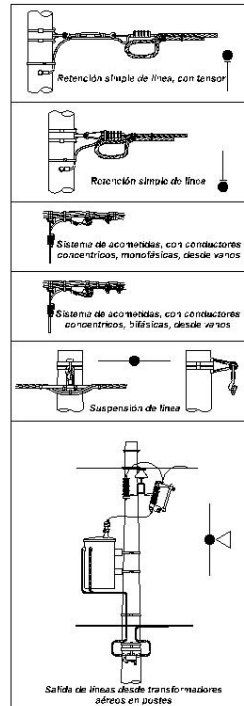


PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN
PERDIDAS TÉCNICAS EN ALIMENTADORAS - EMPRESA EMELGUR
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No. 9
ESCALA: DIAGRAMA UNIF. ALIMENTADORA PRIMARIA SAN JOSÉ DE VIVA ALFARDO S/E QUEVEDO SUR - SISTEMA QUEVEDO

LÍNEA BAJA TENSION (120/240 V).

NÚMERO DE ESTRUCTURA	4	3	5	6	0	3	0	1	2	0	7	8
TIPO DE ESTRUCTURA	KR		KS	KR	KR	KR	KS		KR	KS		KR
VANO (m)	35.00	35.00	45.00	35.00	35.00	45.00	40.00					

DETALLES



RESUMEN DE ESTRUCTURAS

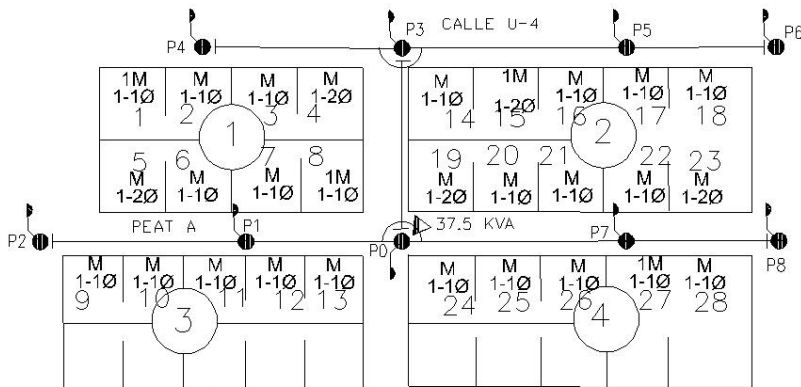
ESTRUCTURA KS	6
ESTRUCTURA KR	3
PUNTES EN B.T.	2
RED SECUNDARIA	252 m.

RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120V.	23
MEDIDORES 240V.	4
TOTAL	27

NOMENCLATURA

- Poste de hormigón Armado.
- Red secundaria con cable ACSR # 2
- ▽_{nKVA} Transformador de distribución 1Ø.
- Fin de circuito (estructura de retención tipo KR).
- Circuito pasante (estructura tangente tipo KS).
- Puente eléctrico aéreo en baja tensión.
- Luminaria de Sodio de 100 W. - 240V. (3 UNIDADES)
- n-1Ø n MEDIDORES MONOFASICOS A 120V.
- n-2Ø n MEDIDORES MONOFASICOS A 240V.

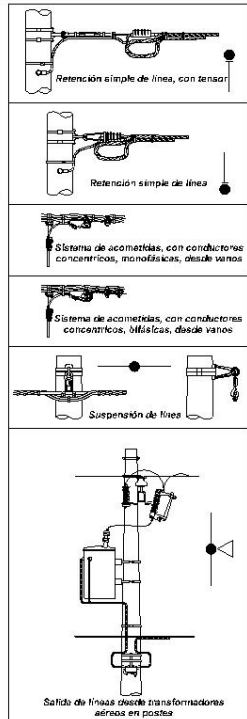


PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN
PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPRESA EMELGUR
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No. 10
CONTIENE: DIAGRAMA UNIF. CIRCT. SECD. ALIMT. PRIMARIA PERÓN DEL RÍO S/E DURÁN NORTE - SISTEMA DURÁN

LÍNEA BAJA TENSIÓN (120/240 V).

DETALLES

NÚMERO DE ESTRUCTURA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
TIPO DE ESTRUCTURA	KR	KR	KS	KR	KR	KS	KR	KS	KR	KR	KS	KR	KR	KR	KR
VANO (m)	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	40.00	50.00	40.00	40.00	50.00	40.00	50.00	40.00	



RESUMEN DE ESTRUCTURAS

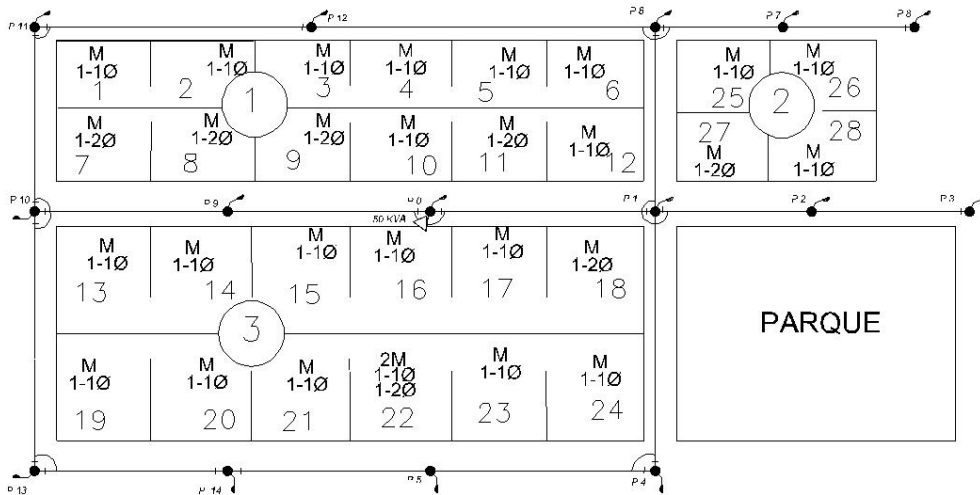
ESTRUCTURA KS	4
ESTRUCTURA KR	12
PUNTES EN B.T.	7
RED SECUNDARIA	630 m.

RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120V.	22
MEDIDORES 240V.	6
TOTAL	28

NOMENCLATURA

- Poste de hormigón Armado.
- Red secundaria con cable ACSR # 2
- ∇_nkVA Transformador de distribución 10.
- Fin de circuito (estructura de retención tipo KR).
- Circuito pasante (estructura tangente tipo KS).
- Punte eléctrico aéreo en baja tensión.
- Luminaria de Suelo de 250 W. - 240V. (15 UNIDADES)



PROYECTO DE TESIS
MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN

PÉRDIDAS TÉCNICAS
EMPRESA EMELGUR S.A.

ESCALA:
SIN ESCALA - LÁMINA No. 11

CONTIENE:
DIAGRAMA UNIF. CIRCT. SECD.
ALIMENT. HACIA EL CENTRO DE DURÁN
S/E DURÁN SUR - SISTEMA DURÁN

LÍNEA BAJA TENSIÓN (120/240 V).

NÚMERO DE ESTRUCTURA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
TIPO DE ESTRUCTURA	KR	KR	KS	KR	KS	KR	KS	KR	KS	KR	KR	KS
VANO (m)	50.00	45.00	50.00	30.00	35.00	40.00	40.00	50.00	50.00	50.00	35.00	30.00

RESUMEN DE ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA KS	5
ESTRUCTURA KR	8
PUNTES EN B.T.	5
RED SECUNDARIA	505 m.

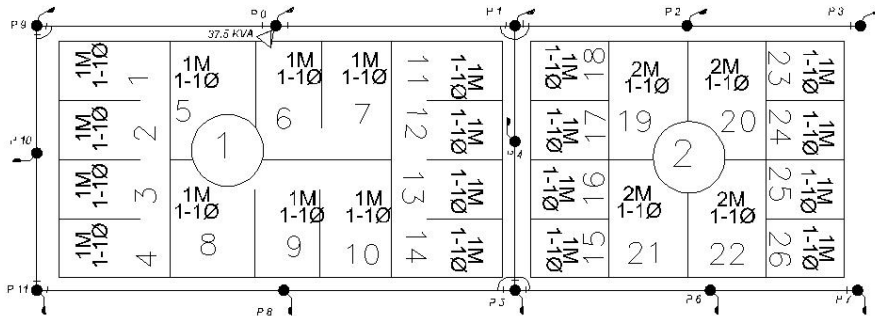
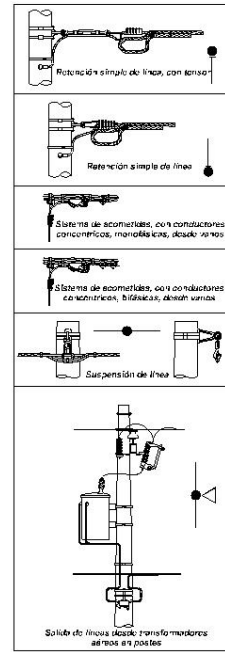
RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120V.	26
MEDIDORES 240V.	
TOTAL	26

NOMENCLATURA

- Poste de hormigón Armado.
- Red secundaria con cable ACSR # 2
- ∇_{10KVA} Transformador de distribución 10 .
- Fin de circuito (estructura de retención tipo KR).
- Circuito pasante (estructura tangente tipo KS).
- Puente eléctrico aéreo en baja tensión.
- Lámpara de Socalo de 150 W. - 240V. (12 UNIDADES)

DETALLES



PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN
PÉRDIDAS TÉCNICAS EMPRESA EMELGUR S.A.
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No. 12
CONTIENE: DIAGRAMA UNIF. CIRCT. SECD. ALIMENT. SANTA LUCIA S/E PALESTINA - SISTEMA DAULE

LÍNEA BAJA TENSIÓN (120/240 V).

NÚMERO DE ESTRUCTURA	4	3	2	0	5	6	1	0	5	7	8	9
TIPO DE ESTRUCTURA	KR	KS	KS	KR	KR	KR	KR	KR	KR	KS	KS	KR
VANO (m)	33.00	25.00	36.00	35.00	32.00	36.00	32.00	34.00	36.00			

RESUMEN DE ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA KS	4
ESTRUCTURA KR	7
PUNTES EN B.T.	2
RED SECUNDARIA	299 m.

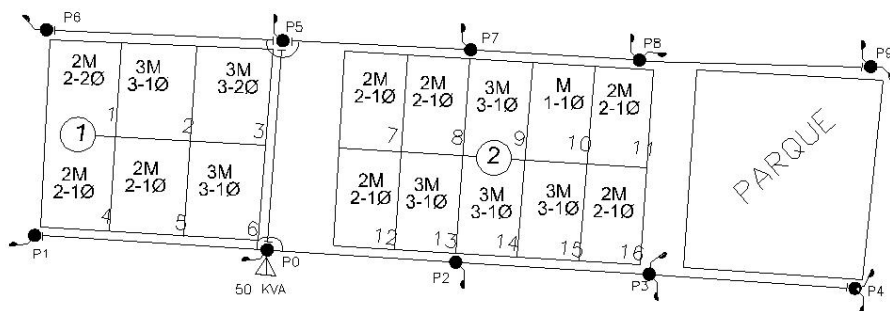
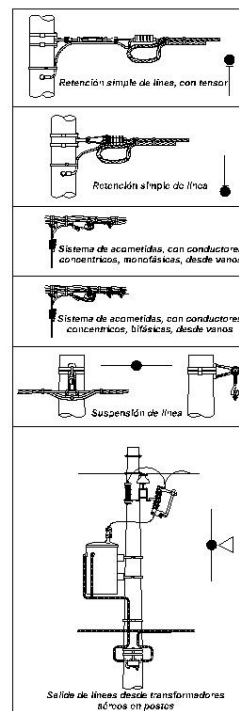
RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120V.	34
MEDIDORES 240V.	4
TOTAL	38

NOMENCLATURA

- Poste de hormigón Armado .
- Red secundaria con cable ACSR # 2
- ▽_n/KVA Transformador de distribución 1Ø.
- + Pin de circuito (estructura de retención tipo KR).
- Circuito pasante (estructura tangente tipo KS).
- Puente eléctrico aéreo en baja tensión.
- ☒ Luminaria de Sodio de 100 W. - 240V. (14 UNIDADES).
- n-1Ø n MEDIDORES MONOFASICOS A 120V.
- n-2Ø n MEDIDORES MONOFASICOS A 240V.

DETALLES



PROYECTO DE TESIS
MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN

PERDIDAS TÉCNICAS
EMPRESA EMELGUR

ESCALA:
SIN ESCALA - LÁMINA No. 13

CONTIENE:
DIAGRAMA UNIF. CIRCT. SECD.
ALIMENT. DAULE
S/E DAULE - SISTEMA DAULE

LÍNEA BAJA TENSIÓN (120/240 V).

DETALLES

NÚMERO DE POSTE	0	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	0	10	11	12	13	11	14	15	16
TIPO DE ESTRUCTURA	KS	KR	KS	KR	KR	KR	KS	KR	KS	KR	KS	KR	KS	KR	KS	KR	KS	KR	KR	KR
VANO (m)	45.00	40.00	25.00	15.00	30.00	35.00	55.00	45.00	30.00	40.00	45.00	45.00	45.00	45.00	55.00	45.00	45.00	30.00		

RESUMEN DE ESTRUCTURAS

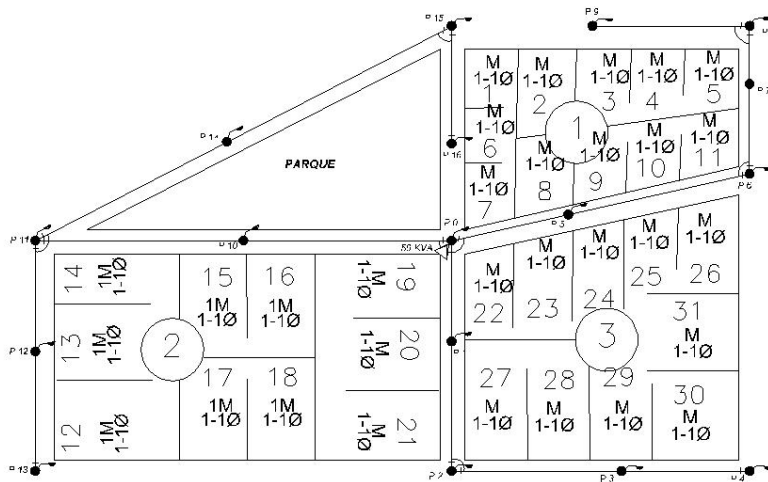
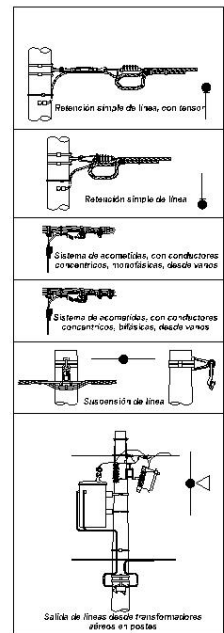
ESTRUCTURA KS	17
ESTRUCTURA KR	10
PUNTES EN B.T.	6
RED SECUNDARIA	625 m.

RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120V.	33
MEDIDORES 240V.	
TOTAL	33

NOMENCLATURA

- Poste de hormigón Armado.
- Red secundaria con cable ACSR # 2
- ∇/KVA Transformador de distribución 1Ø.
- Fin de circuito (estructura de retenida tipo KR).
- Circuito pasante (estructura tangente tipo KS).
- Poste eléctrico aéreo en baja tensión.
- Luminaria de Sodio de 150 W - 240V. (16 UNIDADES)



PROYECTO DE TESIS
MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN

PERDIDAS TÉCNICAS
EMPRESA EMELGUR S.A.

ESCALA:
SIN ESCALA - LÁMINA No. 14

CONTIENE:
DIAGRAMA UNIF. CIRCT. SECD.
ALIMENT. SAN CAMILO
S/E QUEVEDO NORTE - SIST. QUEVEDO

LÍNEA BAJA TENSIÓN (120/240 V).

NÚMERO DE ESTRUCTURA	4	3	2	1	5	6	10	7	8	0	9	10	11
TIPO DE ESTRUCTURA	KR	KS	KR	KR	KS	KR	KR	KS	KR	KR	KS	KR	
VANO (m)	29.00	29.00	30.00	29.00	30.00	29.00	29.00	30.00	27.00	31.00	30.00		

RESUMEN DE ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA KS	5
ESTRUCTURA KR	8
PUENTES EN B.T.	4
RED SECUNDARIA	323 m.

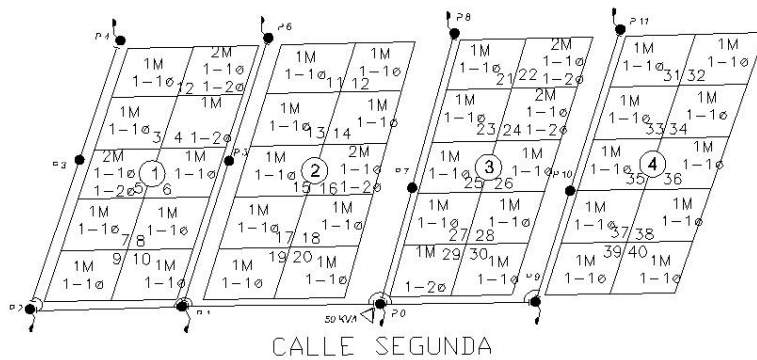
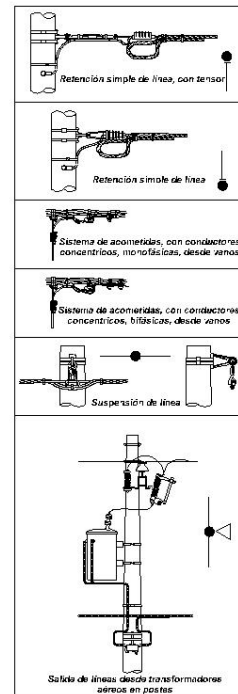
RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120 V.	35
MEDIDORES 240 V.	5
TOTAL	40

NOMENCLATURA

- Poste de hormigón Armado.
- Red secundaria con cable ACSR # 2
- ∇_{10KVA} Transformador de distribución 10.
- + Fin de circuito (estructura de retención tipo KR).
- Circuito pasante (estructura tangente tipo KS).
- Puente eléctrico aéreo en baja tensión.
- ☛ Luminaria de Sotillo de 100 W - 240V. (8 UNIDADES)

DETALLES

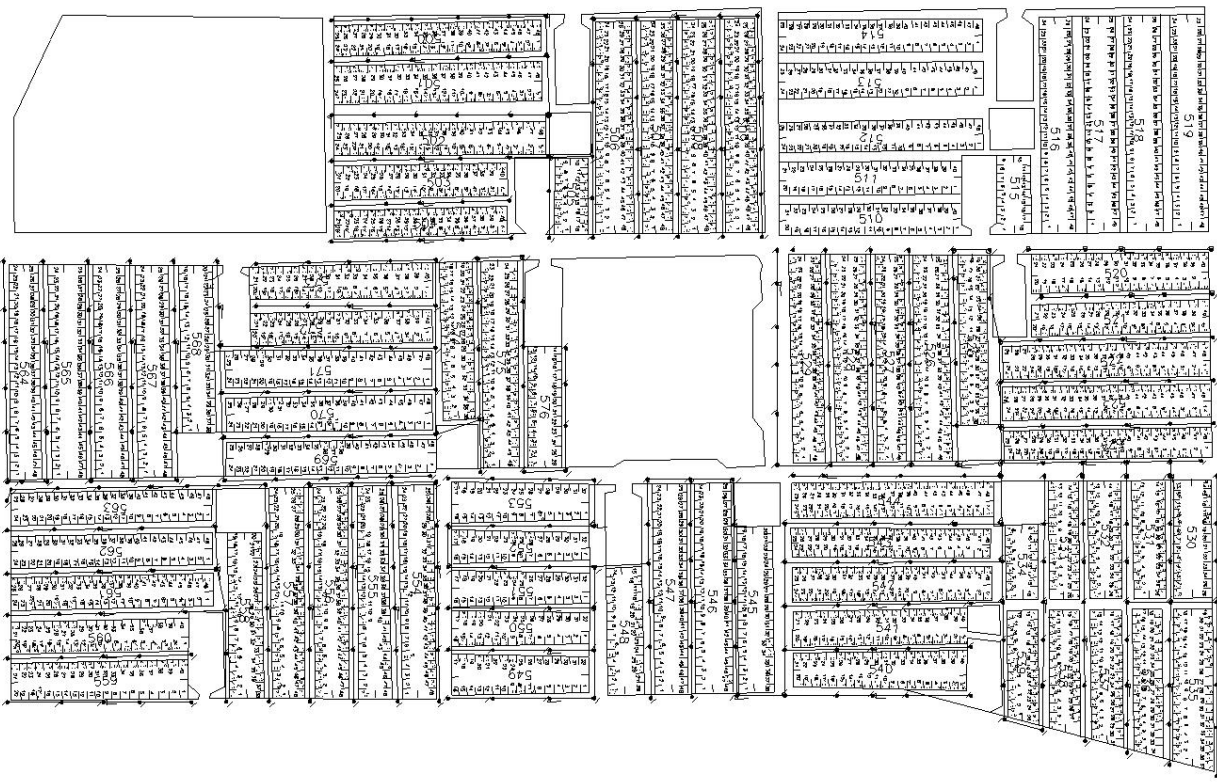


PROYECTO DE TESIS
MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN

PÉRDIDAS TÉCNICAS
EMPRESA EMELGUR S.A.

ESCALA:
SIN ESCALA - LÁMINA No. 15

CONTIENE:
DIAGRAMA UNIF. CIRCT. SECD.
ALIMENT. CENTRO DE QUEVEDO
S/E QUEVEDO SUR - SIST. QUEVEDO



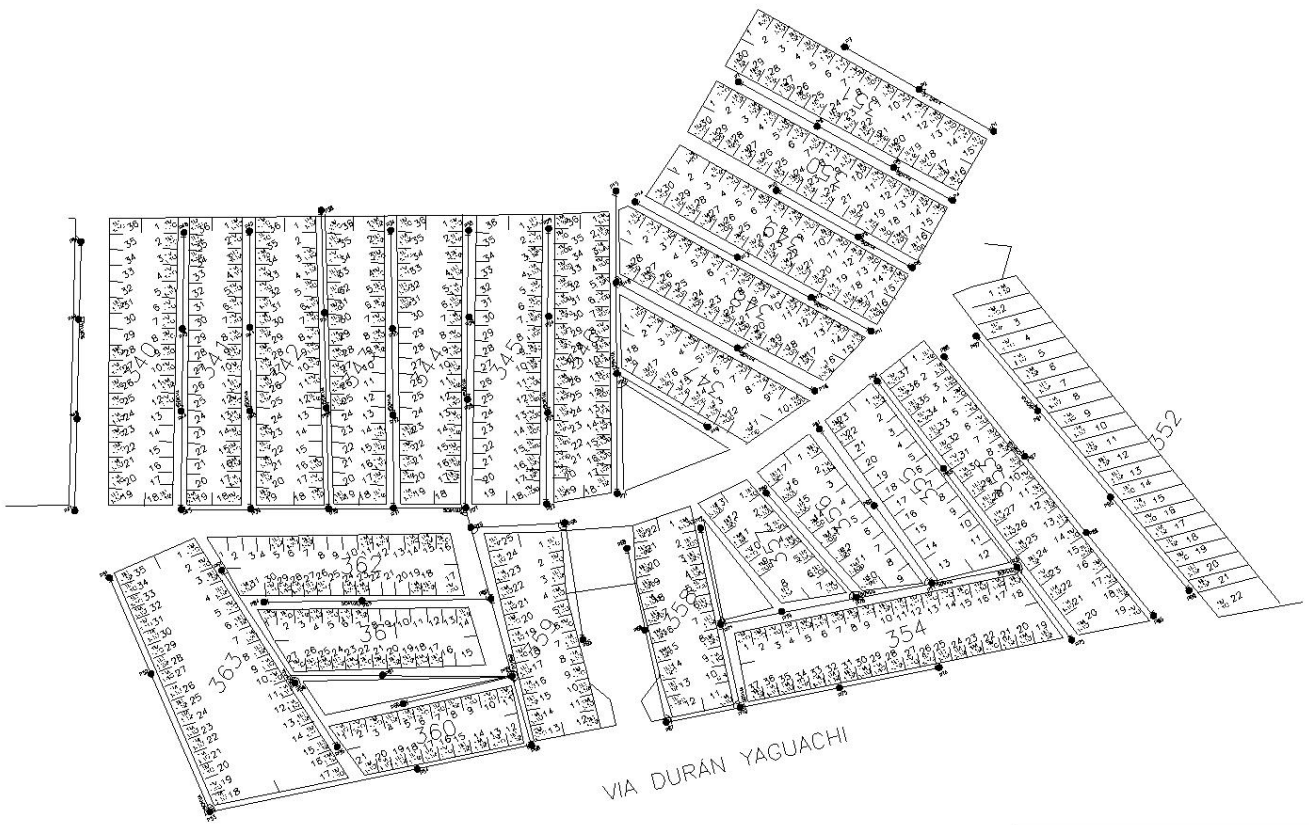
NOMENCLATURA

- Punto de medición Armado externo.
- Circuito cerrado.
- Red primaria Armadura.
- Red secundaria Armadura.
- ⚡ Transformador de distribución 10 existentes.
- Fila de circuitos.
- Punto eléctrico aéreo en baja tensión.
- MP Medidor monofásico de 120V
- 20 Medidor monofásico de 240V
- Caja de distribución Armadura

RESUMEN DE MEDIDORES

MEDIDORES 120V	1703
MEDIDORES 240V	61
RED SECUNDARIA	11741 m.

PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN
PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS EMPRESA EMELGUR S.A.
ESCALA: SIN ESCALA - LÁMINA No 16
CONTIENE: MUESTRA EL RECORO SECTOR 52 PROYEC. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES S/E DURÁN SUR - SISTEMA DURÁN



VIA DURÁN YAGUACHI

- NOMENCLATURA**
- Red secundaria desahogada.
 - + Fin de circuito.
 - Circuito pasante.
 - Puente eléctrico aéreo en baja tensión.
 - Pozo de hormigón armado existente.
 - ▽ TRANSFORMADOR de distribución 10 existente.
 - 10 Medidor monofásico de 120v.
 - 20 Medidor monofásico de 240v.

RESUMEN DE MEDIDORES

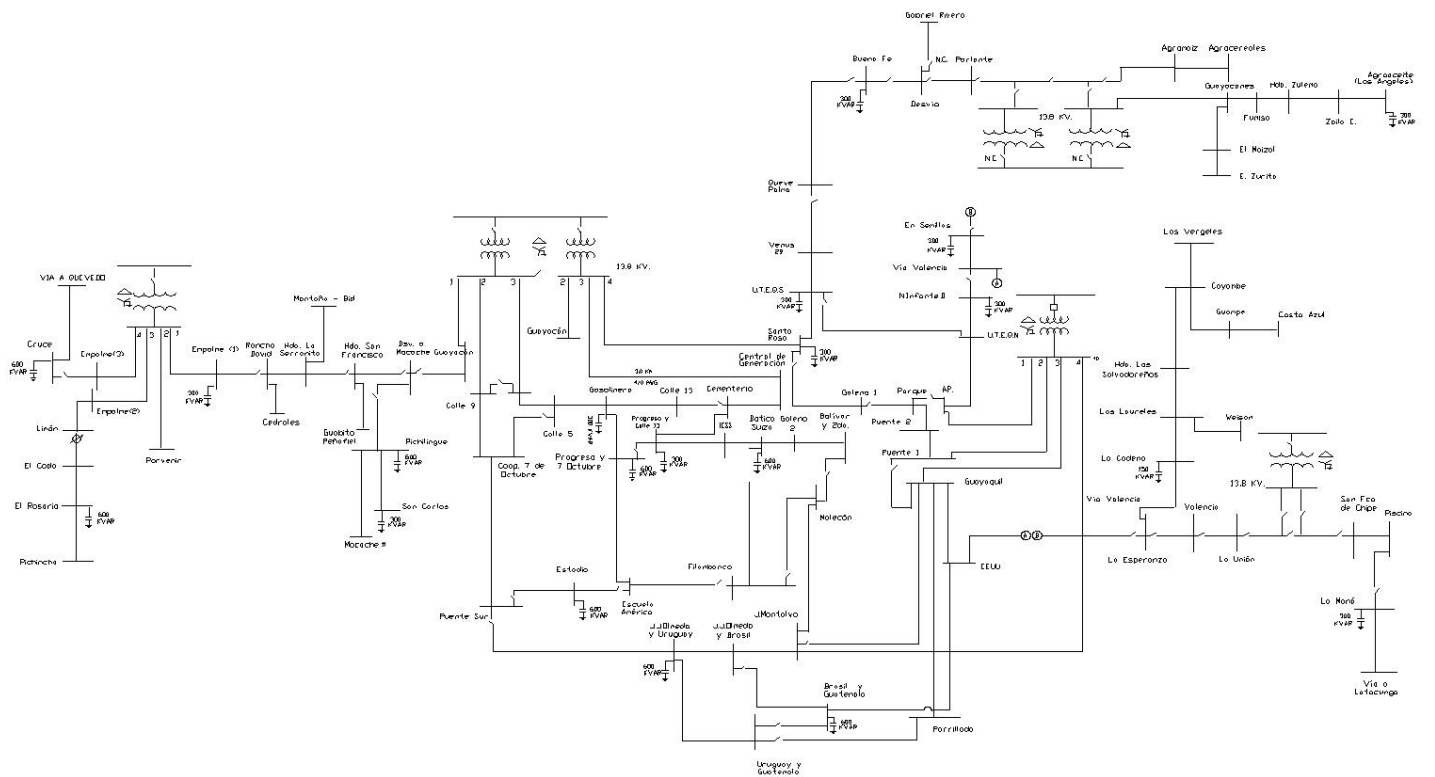
MEDIDORES 120V	240V
10	10
20	20

PROYECTO DE TESIS
MODALIDAD TÍPICO DE GRADUACIÓN

PERDIDAS ADMINISTRATIVAS
EMPRESA EMELGUR S.A.

ESCALA:
SIN ESCALA - LÁMINA No 17

CONTIENE:
MUESTRA EL RECREO SECTOR 53 PROYEC.
REDUCCIÓN DE PERDIDAS COMERCIALES
S/E DURÁN SUR - SISTEMA DURÁN



<p>PROYECTO DE TESIS MODALIDAD TÓPICO DE GRADUACIÓN</p>
<p>DIAGRAMA UNIFILAR EMPRESA EMELGUR S.A.</p>
<p>ESCALA: SIN ESCALA - LAMINA No 18</p>
<p>CONTIENE: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA QUEVEDO CARACTERÍSTICAS DE LAS ALIMENTADORAS PRIMARIAS</p>

ANEXOS

ANEXO No. 1

Boletín Técnico del Centro de Control SCADA de EMELGUR

1 al 15 de julio de 2005

Sistema Durán

Subestación Durán Sur

Yorkshire 12/16 MVA 357

Subestación Durán Norte

Mitsubishi 12/16 MVA..... 358

Subestación Tennis Club

Pauwels 10/12.5 MVA (Patio Nuevo)..... 359

Pauwels 10/12.5 MVA (Patio Viejo)..... 360

Subestación Samborondón

Trafo Unión 5/6.25 MVA..... 361

Subestación El Recreo

ABB 12/16 MVA..... 362

Subestación El Manglero

Mitsubishi 12/16 MVA..... 363

Sistema Daule

Subestación América

Osaka 2.5 MVA..... 364

Subestación Juan Bautista Aguirre

Osaka 5 MVA..... 365

Subestación Daule	
Trafo 12/16 MVA.....	366
Subestación Palestina	
Mitsubishi 10/12.5 MVA.....	367
Subestación Pedro Carbo	
Pauwels 5/6.25 MVA	368
Subestación Balzar	
CTE 5 MVA.....	369

Sistema Quevedo

Subestación Quevedo Sur	
Trafo 12/16 MVA	370
Subestación Quevedo Norte	
Mitsubishi 10/12.5 MVA.....	371
Subestación El Empalme	
Pauwels 10/12.5 MVA.....	372
Subestación Buena Fe	
Osaka 5 MVA (Buena Fe).....	373
Subestación Valencia	
Osaka 10/12.5 MVA.....	374

Boletín Técnico del Centro de Control SCADA de EMELGUR

16 al 31 de julio de 2005

Sistema Durán

Subestación Durán Sur

Yorkshire 12/16 MVA 375

Subestación Durán Norte

Mitsubishi 12/16 MVA..... 376

Subestación Tennis Club

Pauwels 10/12.5 MVA (Patio Nuevo)..... 377

Pauwels 10/12.5 MVA (Patio Viejo)..... 378

Subestación Samborondón

Trafo Unión 5/6.25 MVA..... 379

Subestación El Recreo

ABB 12/16 MVA..... 380

Subestación El Manglero

Mitsubishi 12/16 MVA..... 381

Sistema Daule

Subestación América

Osaka 2.5 MVA..... 382

Subestación Juan Bautista Aguirre

Osaka 5 MVA..... 383

Subestación Daule

Trafo 12/16 MVA..... 384

Subestación Palestina

Mitsubishi 10/12.5 MVA..... 385

Subestación Pedro Carbo Pauwels 5/6.25 MVA	386
---	------------

Subestación Balzar CTE 5 MVA.....	387
--	------------

Sistema Quevedo

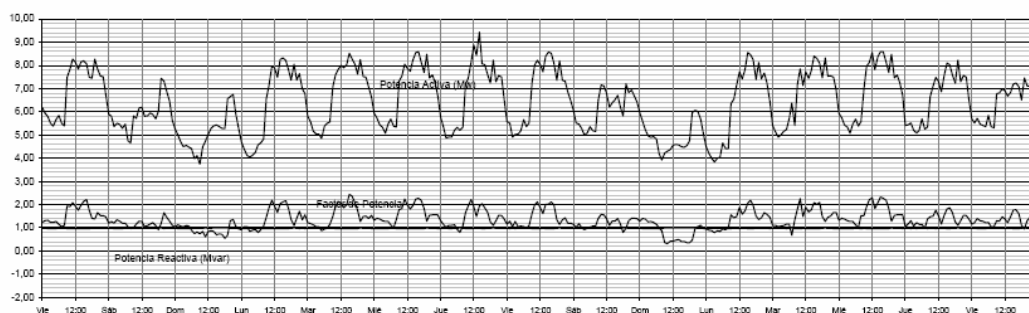
Subestación Quevedo Sur Trafo 12/16 MVA	388
--	------------

Subestación Quevedo Norte Mitsubishi 10/12.5 MVA.....	389
--	------------

Subestación El Empalme Pauwels 10/12.5 MVA.....	390
--	------------

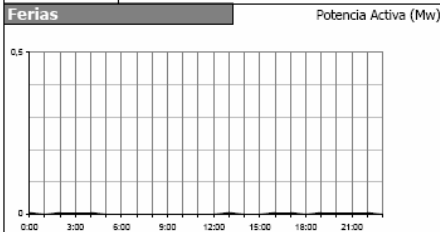
Subestación Buena Fe Osaka 5 MVA (Buena Fe).....	391
---	------------

Subestación Valencia Osaka 10/12.5 MVA.....	392
--	------------

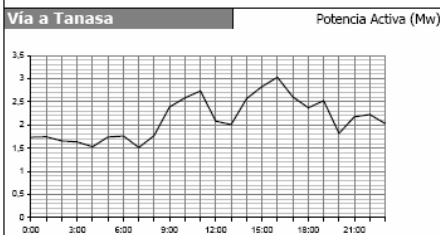
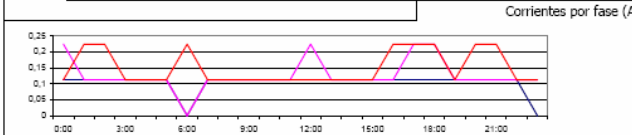


	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	9,43 Mw	Jueves 07-Jul-05 14:00 h	2,44 Mvar	Martes 05-Jul-05 15:00 h	1,00	Domingo 10-Jul-05 10:00 h
Mínimo:	3,75 Mw	Domingo 03-Jul-05 9:00 h	0,32 Mvar	Domingo 10-Jul-05 10:00 h	0,96	Martes 12-Jul-05 10:00 h
Medio:	6,40 Mw		1,36 Mvar		0,98	

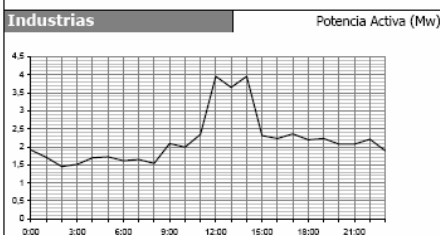
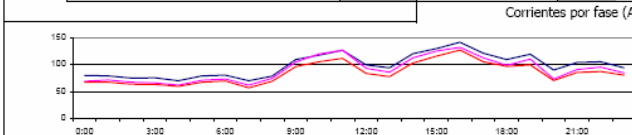
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	9,63 MVA	Jueves 07-Jul-05 14:00 h	0,68		
Mínimo:	3,82 MVA	Domingo 03-Jul-05 9:00 h	0,90		
Medio:	6,55 MVA		0,53		
			0,80		



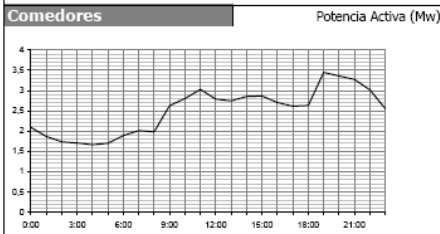
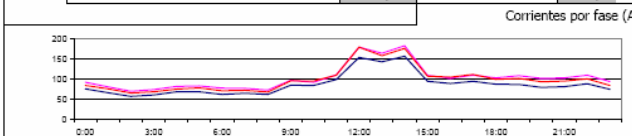
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,46			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,01		En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00		En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,00			



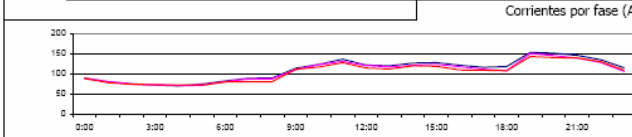
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,70			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,03		En demanda máxima	8,4
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,57		En demanda mínima	8,3
Factor de Contribución	0,85			



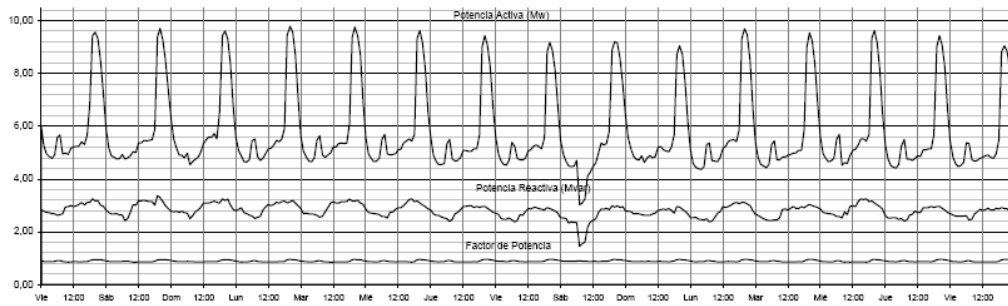
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,55			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,95		En demanda máxima	11,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,95		En demanda mínima	11,5
Factor de Contribución	1,00			



	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,72			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,45		En demanda máxima	4,4
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,86		En demanda mínima	2,3
Factor de Contribución	0,83			

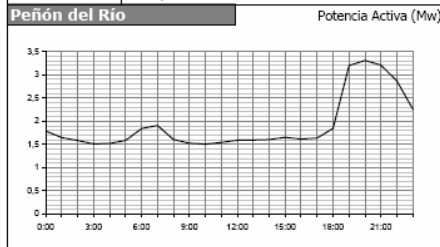


Durán Norte (Mitsubishi) 12/16 MVA 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	9,78 Mw	Lunes 04-Jul-05 20:00 h	3,37 Mvar	Sábado 02-Jul-05 19:00 h	0,95	Viernes 08-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	3,03 Mw	Sábado 09-Jul-05 7:00 h	1,45 Mvar	Sábado 09-Jul-05 7:00 h	0,85	Martes 05-Jul-05 11:00 h
Medio:	5,79 Mw		2,81 Mvar		0,89	

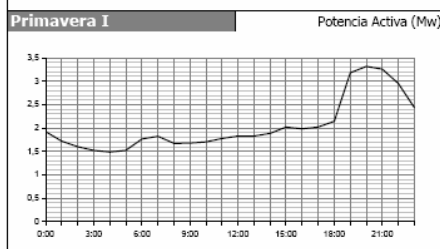
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	10,27 MVA	Lunes 04-Jul-05 20:00 h	0,59			
Mínimo:	3,35 MVA	Sábado 09-Jul-05 7:00 h	1,00			
Medio:	6,46 MVA		0,42			
			0,66		2085,25	



	Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)	
Factor de Carga	0,58			
Factor de Coincidencia	1,00			
Factor de Pérdidas	0,42			
Factor de Utilización	0,66		2085,25	

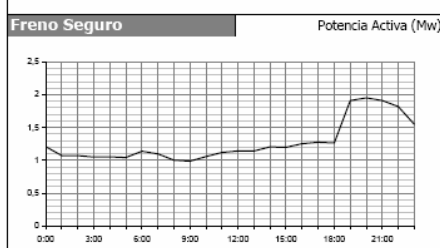
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,58			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,31			
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,31		En demanda máxima	11,3
Factor de Contribución	1,00		En demanda mínima	8,0

Corrientes por fase (A)



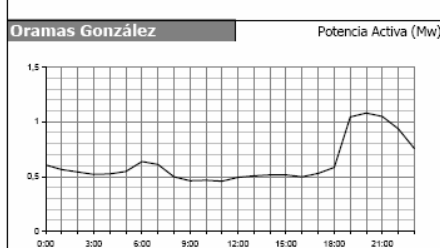
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,62			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,31			
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,31		En demanda máxima	21,9
Factor de Contribución	1,00		En demanda mínima	25,9

Corrientes por fase (A)



	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,65			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,95			
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,95		En demanda máxima	68,7
Factor de Contribución	1,00		En demanda mínima	59,1

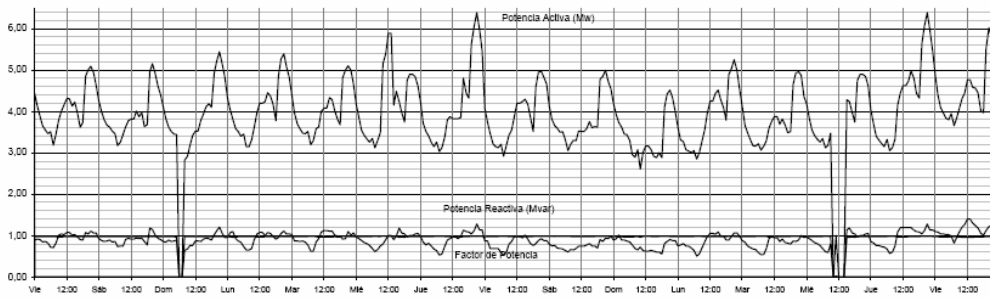
Corrientes por fase (A)



	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,58			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,08			
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,08		En demanda máxima	17,9
Factor de Contribución	1,00		En demanda mínima	19,6

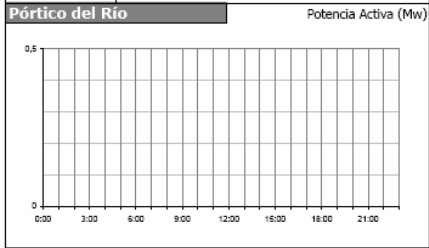
Corrientes por fase (A)

Tennis - Patio Nuevo (Pauwels) 10/12,5 MVA 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005

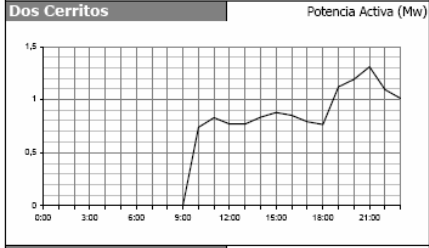
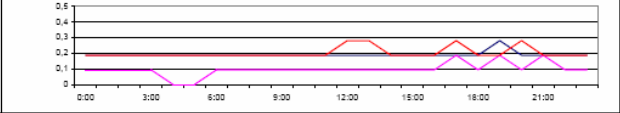


	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	6,39 Mw Jueves 14-Jul-05 21:00 h	1,40 Mvar Viernes 15-Jul-05 12:00 h	1,00 Miércoles 13-Jul-05 11:00 h
Mínimo:	0,00 Mw Domingo 03-Jul-05 7:00 h	0,00 Mvar Domingo 03-Jul-05 6:00 h	0,00 Miércoles 13-Jul-05 10:00 h
Medio:	3,93 Mw	0,88 Mvar	0,96

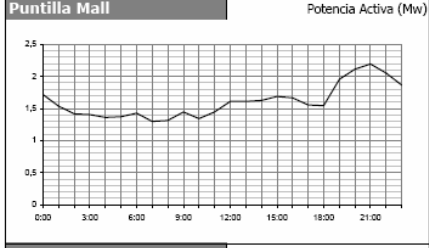
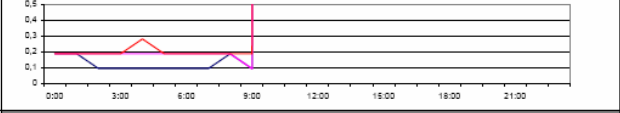
	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Factor de Pérdidas	Factor de Utilización	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	6,52 MVA Jueves 14-Jul-05 21:00 h	0,62	1,00	0,45	0,65	1396,37
Mínimo:	0,00 MVA Domingo 03-Jul-05 7:00 h					
Medio:	4,03 MVA					



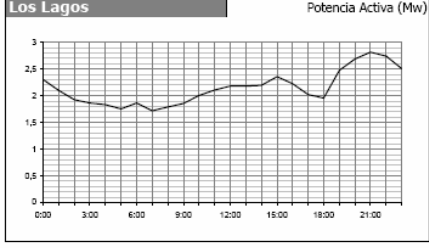
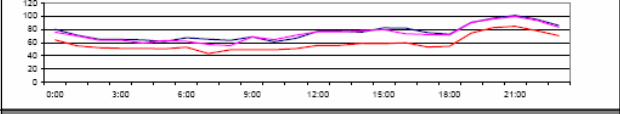
	Factor de Carga	Demanda máxima no coincidente (Mw)	Demanda máxima coincidente (Mw)	Factor de Contribución	Porcentaje de Desbalance
	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,0
					En demanda máxima
					En demanda mínima



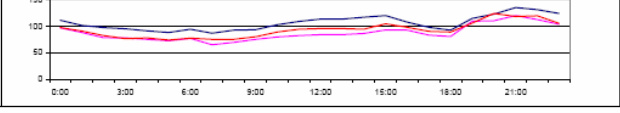
	Factor de Carga	Demanda máxima no coincidente (Mw)	Demanda máxima coincidente (Mw)	Factor de Contribución	Porcentaje de Desbalance
	0,00	1,31	1,31	0,00	0,0
					En demanda máxima
					En demanda mínima

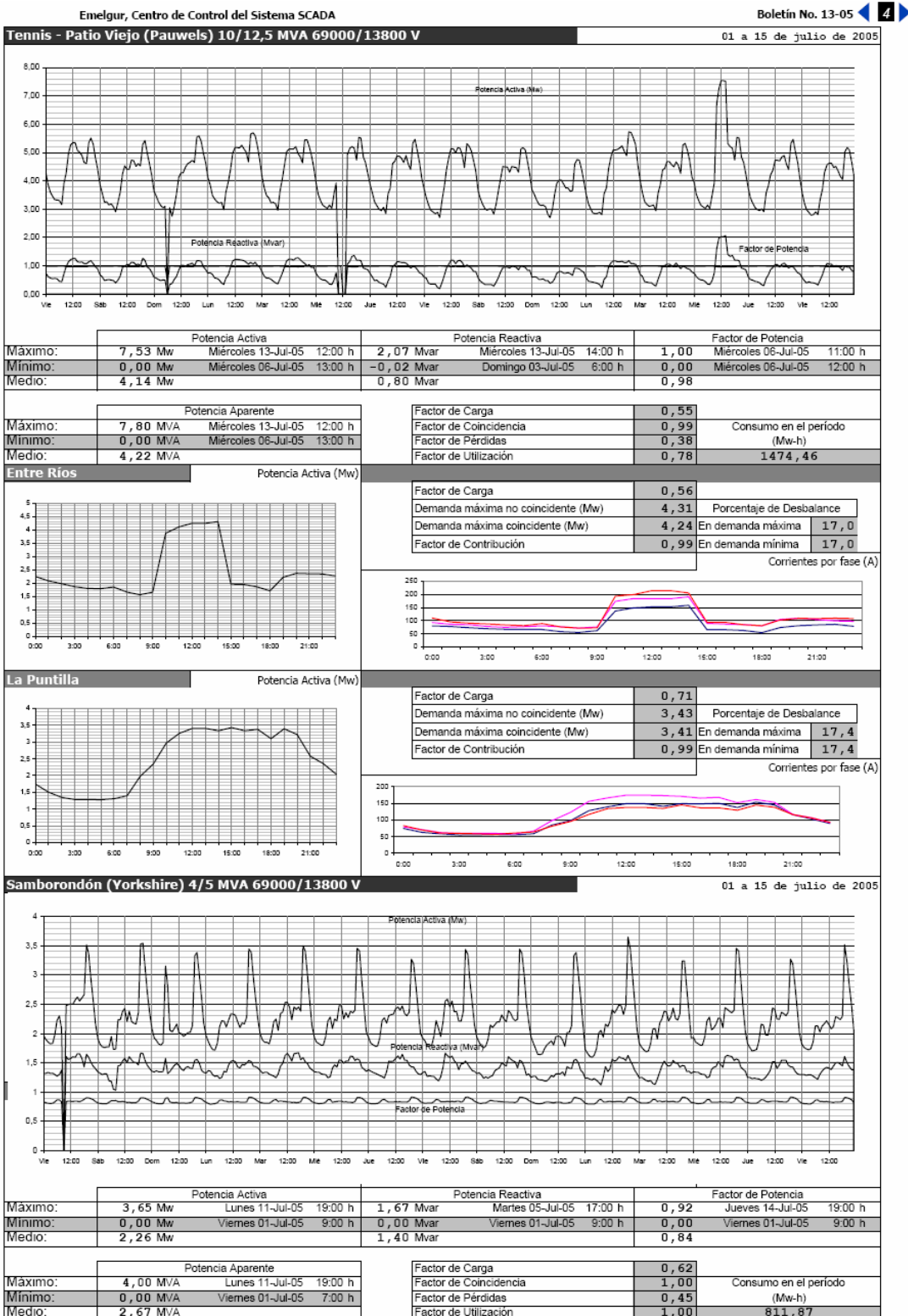


	Factor de Carga	Demanda máxima no coincidente (Mw)	Demanda máxima coincidente (Mw)	Factor de Contribución	Porcentaje de Desbalance
	0,73	2,20	2,20	1,00	14,8
					En demanda máxima
					En demanda mínima



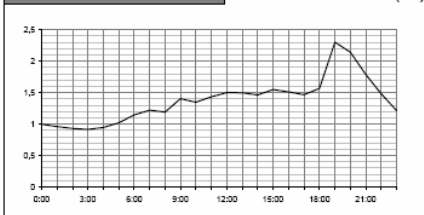
	Factor de Carga	Demanda máxima no coincidente (Mw)	Demanda máxima coincidente (Mw)	Factor de Contribución	Porcentaje de Desbalance
	0,76	2,81	2,81	1,00	12,9
					En demanda máxima
					En demanda mínima



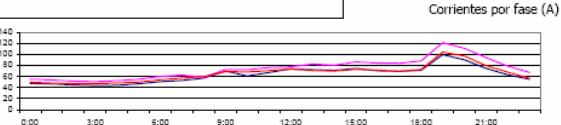


Samborondón (Yorkshire) 4/5 MVA 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005

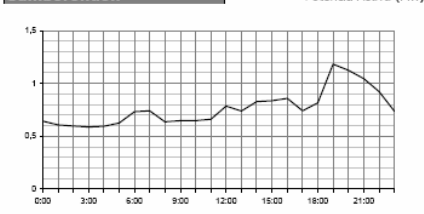
La Vía Potencia Activa (Mw)



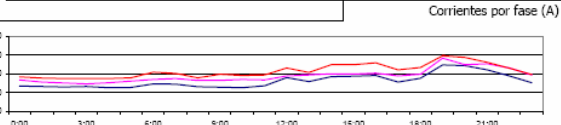
Factor de Carga	0,60	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,30	En demanda máxima	16,4
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,30	En demanda mínima	5
Factor de Contribución	1,00		



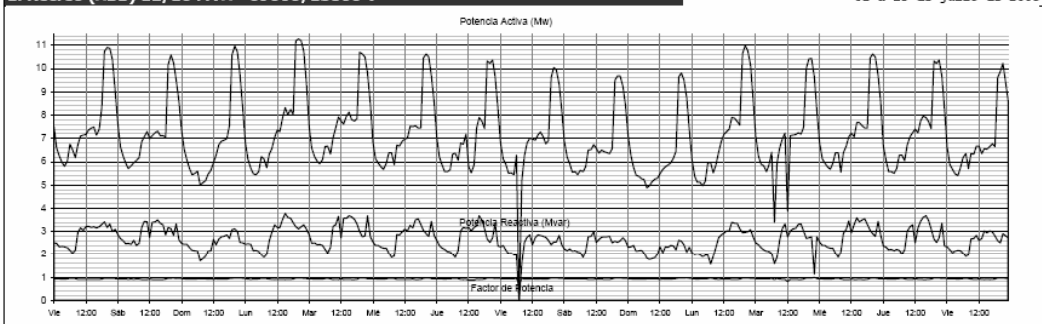
Samborondón Potencia Activa (Mw)



Factor de Carga	0,65	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,18	En demanda máxima	12,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,18	En demanda mínima	22
Factor de Contribución	1,00		



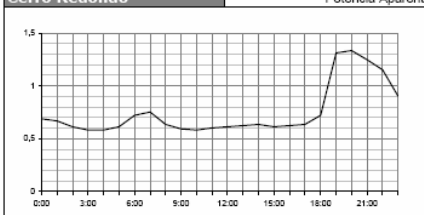
El Recreo (ABB) 12/16 MVA - 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



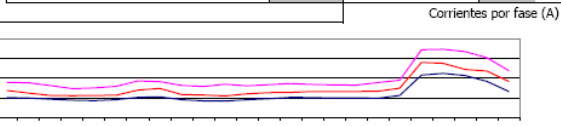
	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	11,27 Mw Lunes 04-Jul-05 20:00 h	3,79 Mvar Lunes 04-Jul-05 15:00 h	0,99 Viernes 15-Jul-05 23:00 h
Mínimo:	-0,02 Mw Viernes 08-Jul-05 7:00 h	-0,02 Mvar Viernes 08-Jul-05 7:00 h	0,71 Lunes 11-Jul-05 7:00 h
Medio:	7,17 Mw	2,67 Mvar	0,93

	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Factor de Pérdidas	Factor de Utilización	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	11,69 MVA Lunes 04-Jul-05 20:00 h	0,64	0,92	0,47	0,97	2584,62
Mínimo:	0,03 MVA Viernes 08-Jul-05 7:00 h					
Medio:	7,67 MVA					

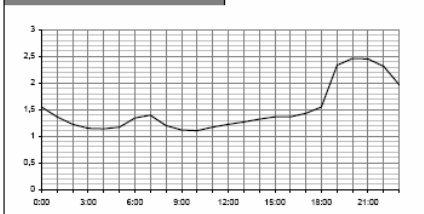
Cerro Redondo Potencia Aparente



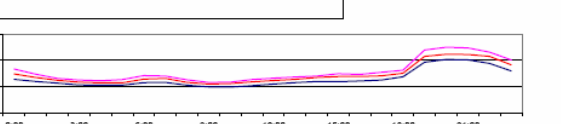
Factor de Carga	0,56	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,33	En demanda máxima	26,1
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,33	En demanda mínima	28,8
Factor de Contribución	1,00		

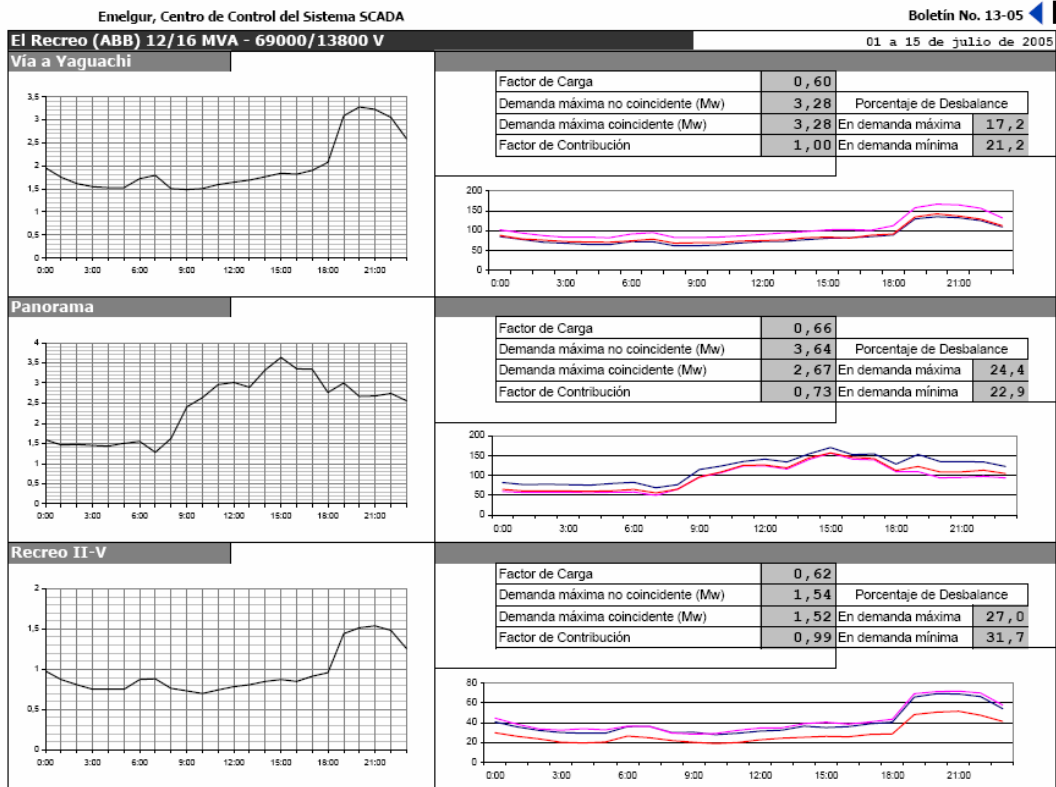


Recreo I-III



Factor de Carga	0,61	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,46	En demanda máxima	12,1
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,46	En demanda mínima	11,7
Factor de Contribución	1,00		





Emelgur, Centro de Control del Sistema SCADA

Boletín No. 13-05 7

El Manglero (Mitsubishi) 12/16 MVA 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005

Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia					
Máximo:	8,41 Mw	Domingo 03-Jul-05	6:00 h	2,65 Mvar	Miércoles 06-Jul-05	11:00 h	0,98	Domingo 03-Jul-05	6:00 h
Mínimo:	0,02 Mw	Viernes 01-Jul-05	9:00 h	0,02 Mvar	Viernes 01-Jul-05	9:00 h	0,71	Viernes 01-Jul-05	9:00 h
Medio:	3,95 Mw			1,43 Mvar			0,94		

Potencia Aparente	
Máximo:	8,60 MVA
Mínimo:	0,02 MVA
Medio:	4,21 MVA

Factor de Carga	0,47	Consumo en el período (Mw-h)
Factor de Coincidencia	1,00	
Factor de Pérdidas	0,30	
Factor de Utilización	0,72	1426,71

River Park

Factor de Carga	0,53	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	4,35		
Demanda máxima coincidente (Mw)	4,35	En demanda máxima	10,1
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	10,3

El Batán

Factor de Carga	0,47	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,98		
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,98	En demanda máxima	8,8
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	6,5

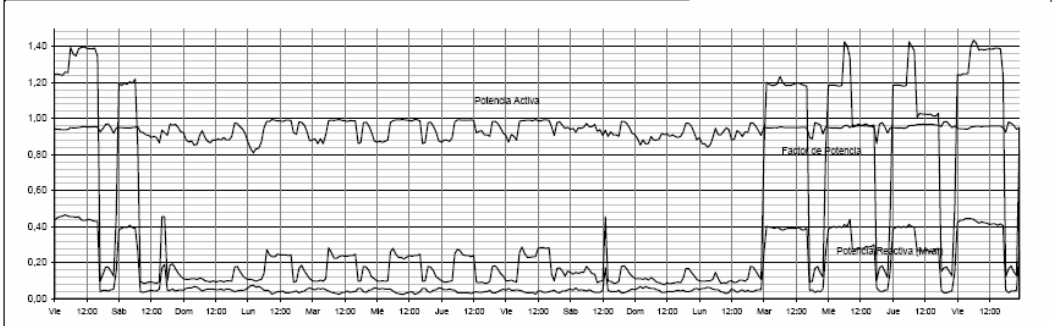
El Manglero

Factor de Carga	0,00	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00		
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	0,0
Factor de Contribución	0,00	En demanda mínima	0,0

Guayaquil Tennis

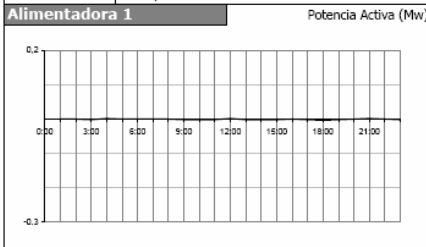
Factor de Carga	0,00	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00		
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	0,0
Factor de Contribución	0,00	En demanda mínima	0,0

América (Osaka) 2,5 MVA - 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



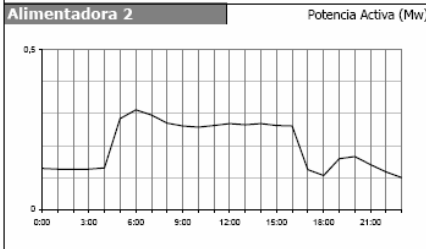
	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	1,43 Mw	Viernes 15-Jul-05 6:00 h	0,47 Mvar	Viernes 01-Jul-05 4:00 h	0,99	Miércoles 06-Jul-05 14:00 h
Mínimo:	0,08 Mw	Domingo 10-Jul-05 11:00 h	0,03 Mvar	Martes 05-Jul-05 10:00 h	0,81	Lunes 04-Jul-05 2:00 h
Medio:	0,44 Mw		0,14 Mvar		0,94	

	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	1,50 MVA	Viernes 15-Jul-05 6:00 h	0,31	0,99	
Mínimo:	0,09 MVA	Domingo 10-Jul-05 11:00 h	0,16		
Medio:	0,46 MVA		0,60		



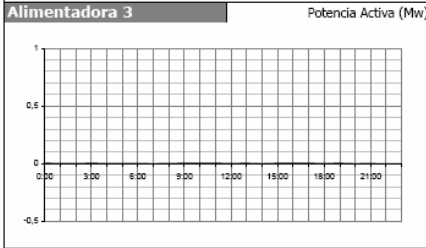
Factor de Carga	0,00	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	Porcentaje de Desbalance
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima
Factor de Contribución	0,00	En demanda mínima

Corrientes por fase (A)



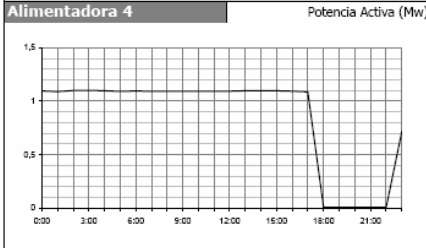
Factor de Carga	0,65	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,31	Porcentaje de Desbalance
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,31	En demanda máxima
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima

Corrientes por fase (A)



Factor de Carga	0,58	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	Porcentaje de Desbalance
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima
Factor de Contribución	0,50	En demanda mínima

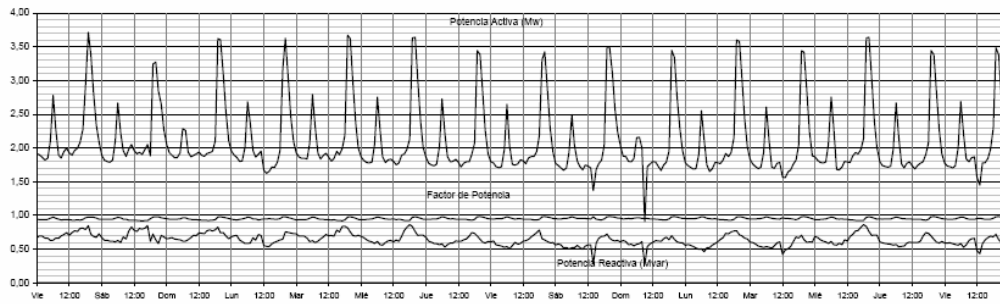
Corrientes por fase (A)



Factor de Carga	0,77	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,10	Porcentaje de Desbalance
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,10	En demanda máxima
Factor de Contribución	0,99	En demanda mínima

Corrientes por fase (A)

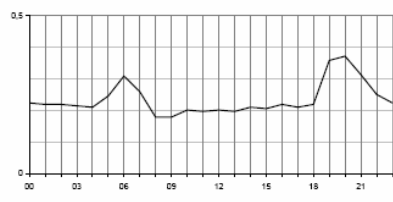
Juan Bautista Aguirre (Osaka) 5 MVA - 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



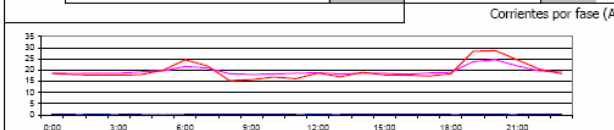
Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia					
Máximo:	3,71 Mw	Viernes 01-Jul-05	19:00 h	0,86 Mvar	Miércoles 13-Jul-05	18:00 h	0,98	Viernes 08-Jul-05	20:00 h
Mínimo:	0,91 Mw	Domingo 10-Jul-05	9:00 h	0,28 Mvar	Domingo 10-Jul-05	9:00 h	0,92	Sábado 02-Jul-05	15:00 h
Medio:	2,10 Mw			0,64 Mvar			0,95		

Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período	
Máximo:	3,81 MVA	Viernes 01-Jul-05	19:00 h	0,57	
Mínimo:	0,96 MVA	Domingo 10-Jul-05	9:00 h	0,99	(Mw-h)
Medio:	2,20 MVA			0,39	754,54
				Factor de Pérdidas	
				Factor de Utilización	0,76

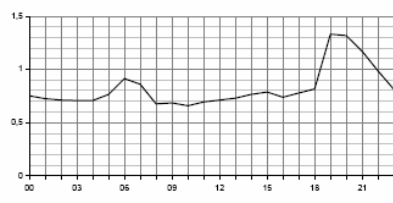
J. B. Aguirre Potencia Activa (Mw)



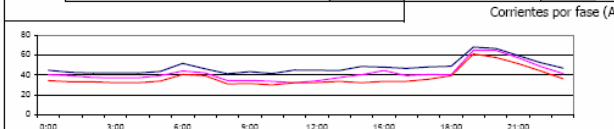
Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,63		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,37	En demanda máxima	99,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,36	En demanda mínima	99,4
Factor de Contribución	0,96		



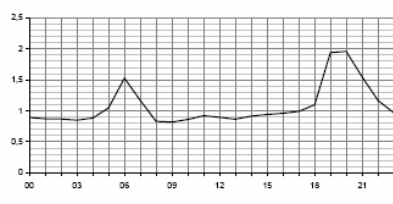
Salitre Potencia Activa (Mw)



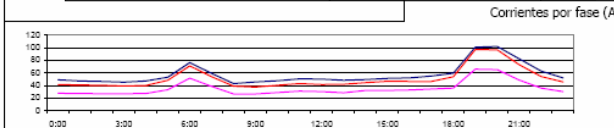
Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,62		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,33	En demanda máxima	5,5
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,33	En demanda mínima	25,6
Factor de Contribución	1,00		

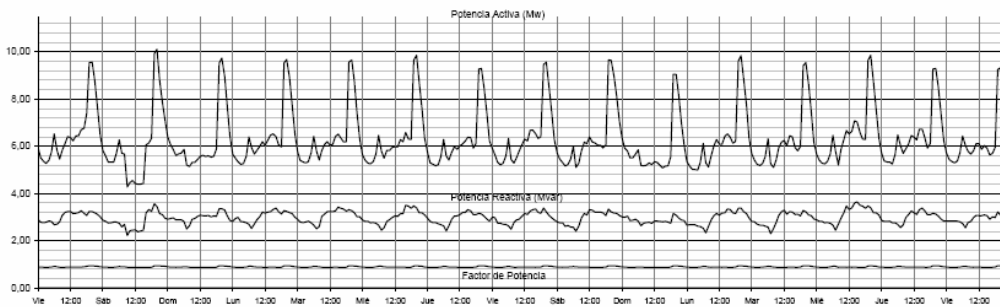


Vernaza Potencia Activa (Mw)



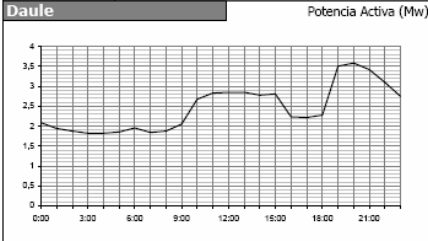
Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,55		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,96	En demanda máxima	32,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,94	En demanda mínima	29,0
Factor de Contribución	0,99		



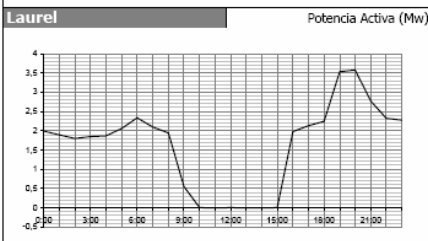
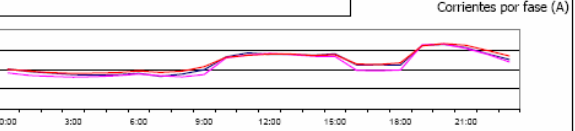


Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia					
Máximo:	10,11 Mw	Sábado 02-Jul-05	20:00 h	3,65 Mvar	Miércoles 13-Jul-05	15:00 h	0,95	Viernes 15-Jul-05	20:00 h
Mínimo:	4,28 Mw	Sábado 02-Jul-05	12:00 h	2,23 Mvar	Sábado 02-Jul-05	13:00 h	0,87	Lunes 04-Jul-05	2:00 h
Medio:	6,34 Mw			2,98 Mvar			0,90		

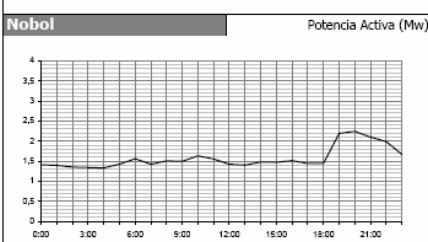
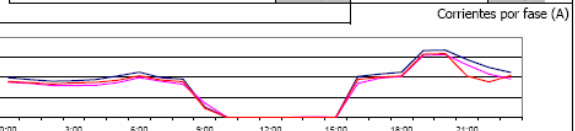
Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	10,68 MVA	Sábado 02-Jul-05	20:00 h	0,63	
Mínimo:	4,83 MVA	Sábado 02-Jul-05	9:00 h	1,00	
Medio:	7,02 MVA			0,46	
				0,89	2282,09



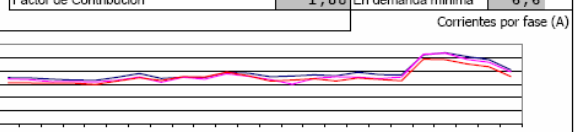
Factor de Carga	0,69	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,59	Demanda máxima coincidente (Mw)	0,7
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,59	En demanda máxima	0,7
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	1,3



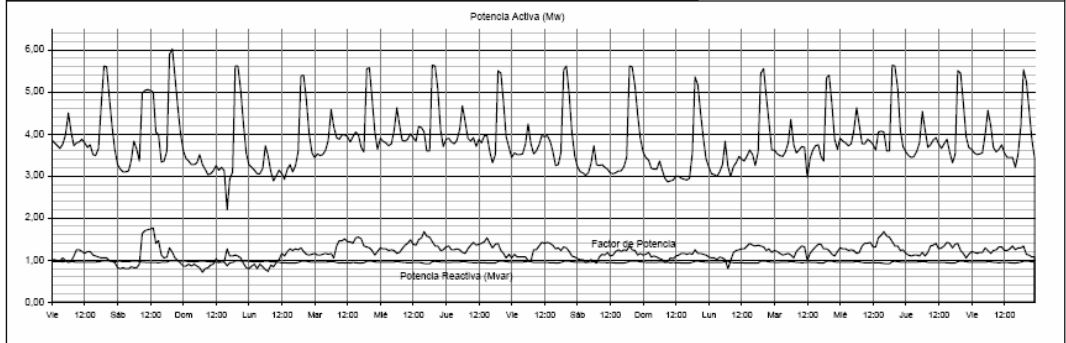
Factor de Carga	0,46	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,57	Demanda máxima coincidente (Mw)	5,4
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,57	En demanda máxima	5,4
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	0,0



Factor de Carga	0,70	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,24	Demanda máxima coincidente (Mw)	8,9
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,24	En demanda máxima	8,9
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	6,6



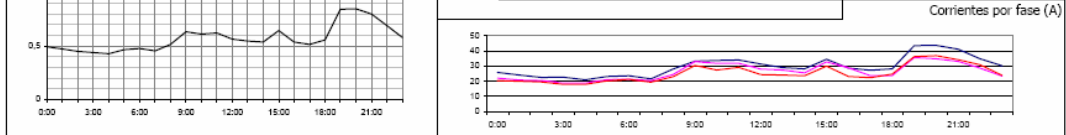
Palestina (Trafo) 10/12.5 MVA - 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



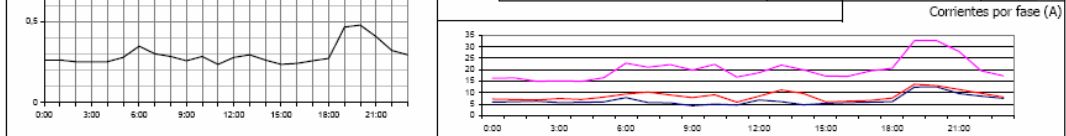
Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia					
Máximo:	6,02 Mw	Sábado 02-Jul-05	20:00 h	1,76 Mvar	Sábado 02-Jul-05	13:00 h	0,98	Viernes 01-Jul-05	19:00 h
Mínimo:	2,19 Mw	Domingo 10-Jul-05	9:00 h	0,71 Mvar	Domingo 03-Jul-05	7:00 h	0,87	Domingo 03-Jul-05	16:00 h
Medio:	3,83 Mw			1,19 Mvar			0,95		

Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	6,14 MVA	Sábado 02-Jul-05	20:00 h	
Mínimo:	2,53 MVA	Domingo 03-Jul-05	16:00 h	0,94
Medio:	4,02 MVA			0,47
				1379,25

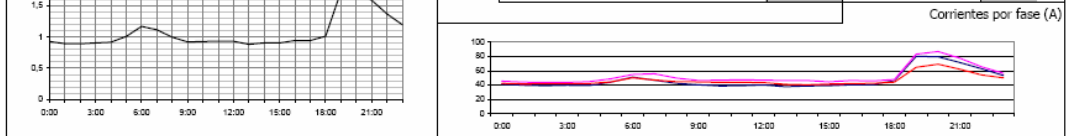
Cedegé		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Máximo:	1,14 Mw	0,67			
Mínimo:	0,48 Mw	0,85		En demanda máxima	18,3
Medio:	0,75 Mw	1,00		En demanda mínima	7,5



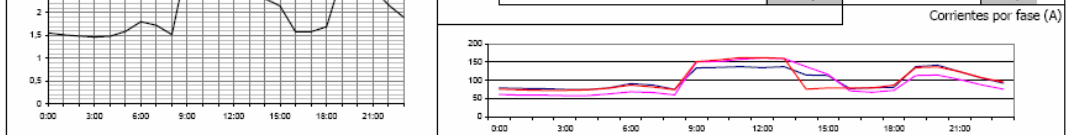
Vinces		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Máximo:	0,85 Mw	0,62			
Mínimo:	0,48 Mw	0,48		En demanda máxima	150,0
Medio:	0,65 Mw	1,00		En demanda mínima	155,1



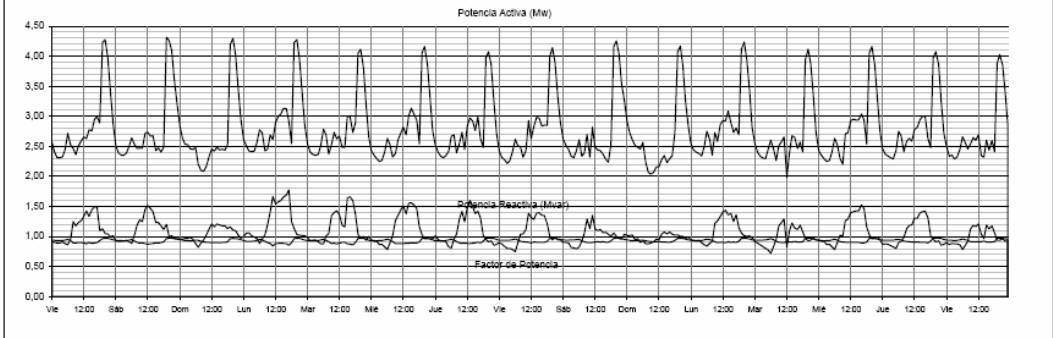
Palestina		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Máximo:	1,76 Mw	0,61			
Mínimo:	1,76 Mw	1,76		En demanda máxima	13,2
Medio:	1,76 Mw	1,00		En demanda mínima	8,4



Santa Lucía		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Máximo:	3,23 Mw	0,67			
Mínimo:	2,85 Mw	3,23		En demanda máxima	16,4
Medio:	2,85 Mw	0,88		En demanda mínima	10,6



Pedro Carbo (Pauwels) 5/6.25 MVA - 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	4,31 Mw <small>Sábado 02-Jul-05 19:00 h</small>	1,77 Mvar <small>Lunes 04-Jul-05 17:00 h</small>	0,98 <small>Jueves 14-Jul-05 20:00 h</small>
Mínimo:	1,99 Mw <small>Martes 12-Jul-05 12:00 h</small>	0,72 Mvar <small>Martes 12-Jul-05 6:00 h</small>	0,84 <small>Lunes 04-Jul-05 11:00 h</small>
Medio:	2,79 Mw	1,08 Mvar	0,93

	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Factor de Pérdidas	Factor de Utilización	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	4,48 MVA <small>Sábado 02-Jul-05 19:00 h</small>	0,65	1,00	0,49	0,90	1002,50
Mínimo:	2,16 MVA <small>Martes 12-Jul-05 12:00 h</small>					
Medio:	3,00 MVA					

Isidro Ayora Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,77	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,67	En demanda máxima	8,5
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,67	En demanda mínima	20,0
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)

Pedro Carbo Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,57	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,62	En demanda máxima	25,3
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,62	En demanda mínima	24,8
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)

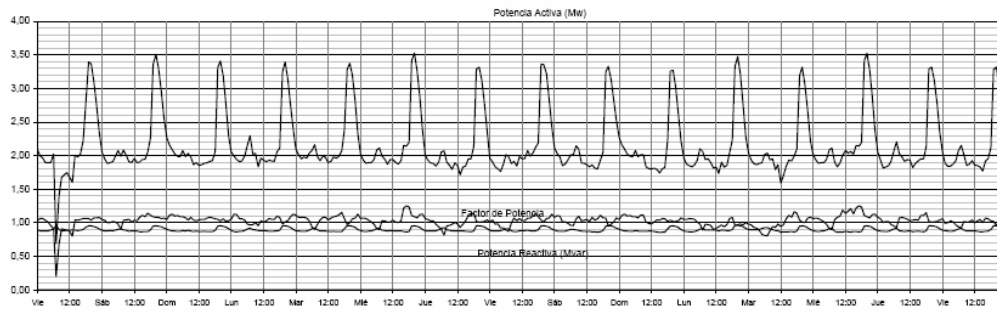
La Chonta Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,63	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,01	En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,01	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,71		

Corrientes por fase (A)

Balzar (CTE) 5 MVA - 67000/14500 V

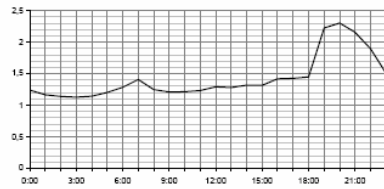
01 a 15 de julio de 2005



	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	3,52 Mw Miércoles 13-Jul-05 20:00 h	1,25 Mvar Miércoles 06-Jul-05 17:00 h	0,96 Lunes 11-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	0,69 Mw Viernes 01-Jul-05 7:00 h	0,20 Mvar Viernes 01-Jul-05 7:00 h	0,86 Domingo 10-Jul-05 15:00 h
Medio:	2,17 Mw	1,03 Mvar	0,90

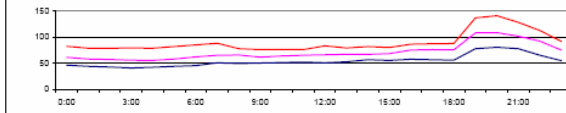
	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	3,69 MVA Miércoles 13-Jul-05 20:00 h	0,62	2,00	777,87
Mínimo:	0,72 MVA Viernes 01-Jul-05 7:00 h	0,45	0,74	
Medio:	2,41 MVA	0,62	2,30	
		1,00	30,0	

Balzar Potencia Activa (Mw)

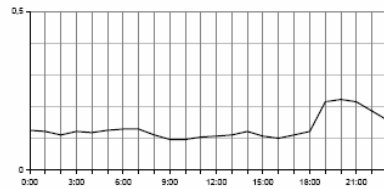


	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	0,62	2,00	777,87
Mínimo:	0,45	0,74	
Medio:	0,62	2,30	
	1,00	30,0	

Corrientes por fase (A)

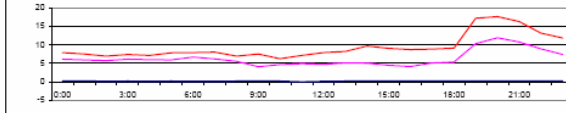


Colimes Potencia Activa (Mw)

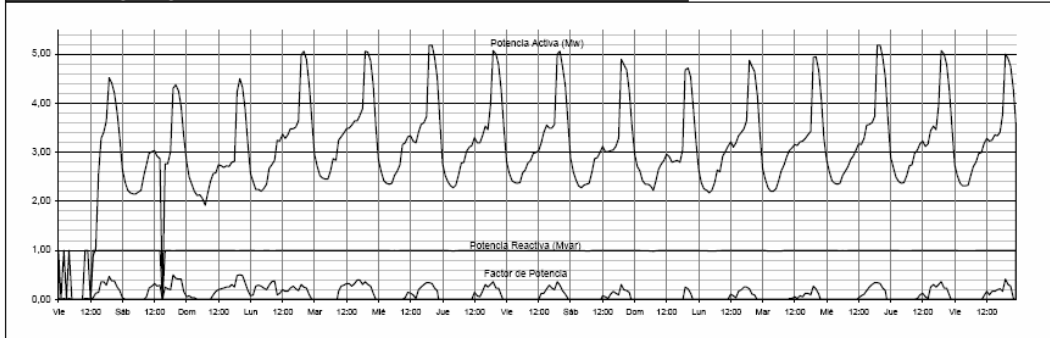


	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	0,59	2,00	98,8
Mínimo:	0,22	0,74	
Medio:	0,59	1,00	
	1,00	30,0	

Corrientes por fase (A)



Quevedo Sur (Trafo) 12/16 MVA 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia					
Máximo:	5,18 Mw	Miércoles 06-Jul-05	19:00 h	0,50 Mvar	Sábado 02-Jul-05	19:00 h	1,00	Domingo 03-Jul-05	8:00 h
Mínimo:	0,00 Mw	Viernes 01-Jul-05	3:00 h	-0,41 Mvar	Domingo 10-Jul-05	7:00 h	0,00	Sábado 02-Jul-05	15:00 h
Medio:	3,06 Mw			0,03 Mvar			0,97		

Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	5,19 MVA	Miércoles 06-Jul-05	19:00 h	0,59	
Mínimo:	0,00 MVA	Viernes 01-Jul-05	3:00 h	0,98	
Medio:	3,06 MVA			0,42	1094,15

Mocache - San Carlos Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,00	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,00		

Corrientes por fase (A)

San José - Viva Alfaro Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,60	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,42	En demanda máxima	11,5
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,30	En demanda mínima	14,4
Factor de Contribución	0,96		

Corrientes por fase (A)

Centro de Quevedo Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,68	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,90	En demanda máxima	19,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,90	En demanda mínima	24,4
Factor de Contribución	1,00		

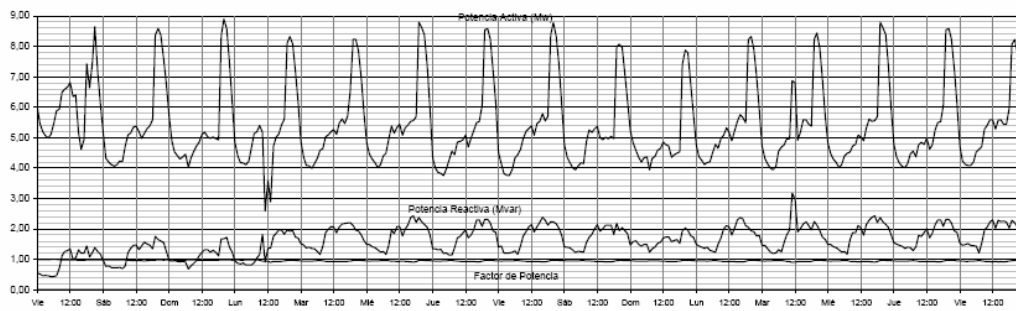
Corrientes por fase (A)

Alimentadora 4 Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,00	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,00		

Corrientes por fase (A)

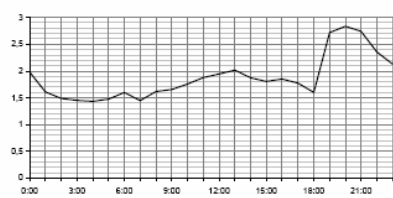
Quevedo Norte (Mitsubishi) 10/12.5 MVA 69000/13800 V 01 a 15 de julio de 2005



	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	8,90 Mw	Domingo 03-Jul-05 20:00 h	3,17 Mvar	Martes 12-Jul-05 11:00 h	1,00	Viernes 01-Jul-05 7:00 h
Mínimo:	2,59 Mw	Lunes 04-Jul-05 11:00 h	0,43 Mvar	Viernes 01-Jul-05 5:00 h	0,90	Lunes 04-Jul-05 13:00 h
Medio:	5,43 Mw		1,62 Mvar		0,95	

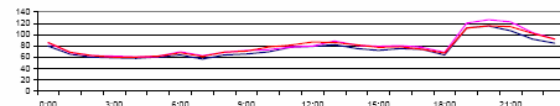
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	9,11 MVA	Miércoles 13-Jul-05 19:00 h	0,61		1939,23	
Mínimo:	2,74 MVA	Lunes 04-Jul-05 11:00 h	1,00			
Medio:	5,68 MVA		0,44			

Nicolás Infante Díaz Potencia Activa (Mw)

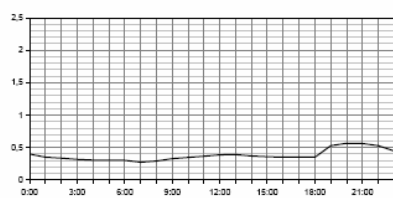


	Factor de Carga	Porcentaje de Desbalance
Factor de Carga	0,66	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,83	En demanda máxima 8,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,83	En demanda mínima 4,5
Factor de Contribución	1,00	

Corrientes por fase (A)

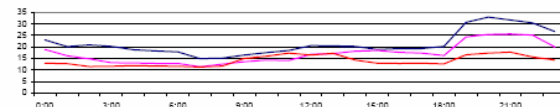


Centro de Quevedo Potencia Activa (Mw)

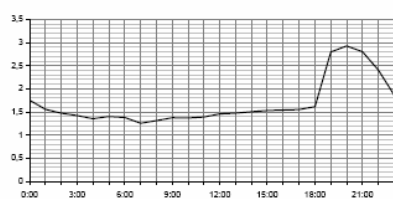


	Factor de Carga	Porcentaje de Desbalance
Factor de Carga	0,67	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,57	En demanda máxima 32,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,57	En demanda mínima 26,6
Factor de Contribución	1,00	

Corrientes por fase (A)

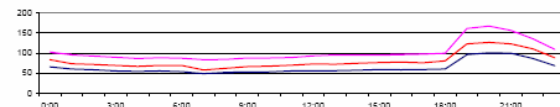


San Cristóbal Potencia Activa (Mw)

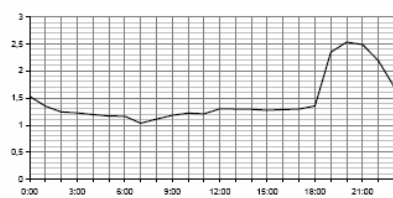


	Factor de Carga	Porcentaje de Desbalance
Factor de Carga	0,58	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,93	En demanda máxima 32,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,93	En demanda mínima 26,6
Factor de Contribución	1,00	

Corrientes por fase (A)

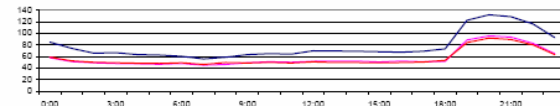


San Camilo Potencia Activa (Mw)

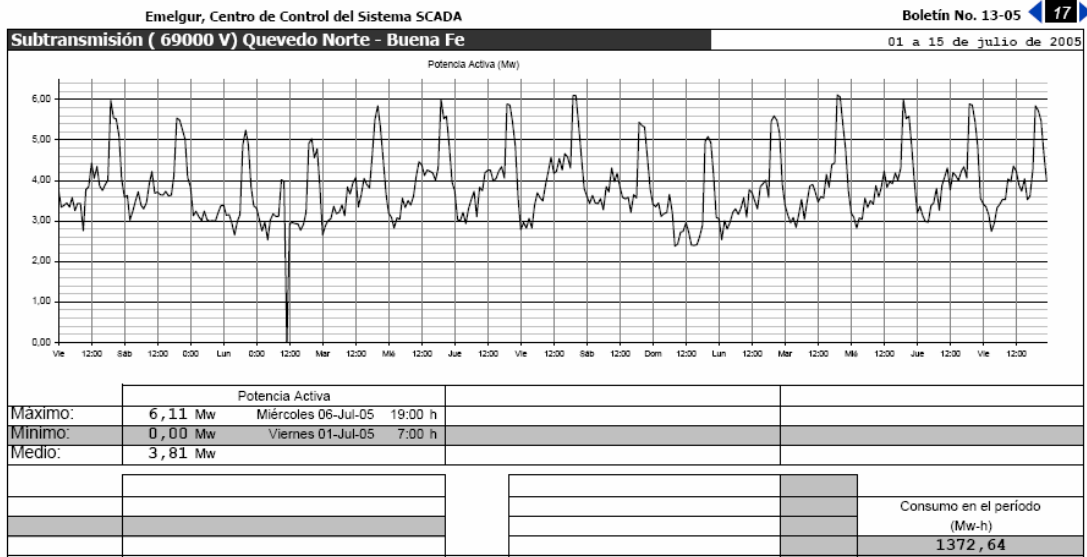


	Factor de Carga	Porcentaje de Desbalance
Factor de Carga	0,58	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,53	En demanda máxima 38,3
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,53	En demanda mínima 29,1
Factor de Contribución	1,00	

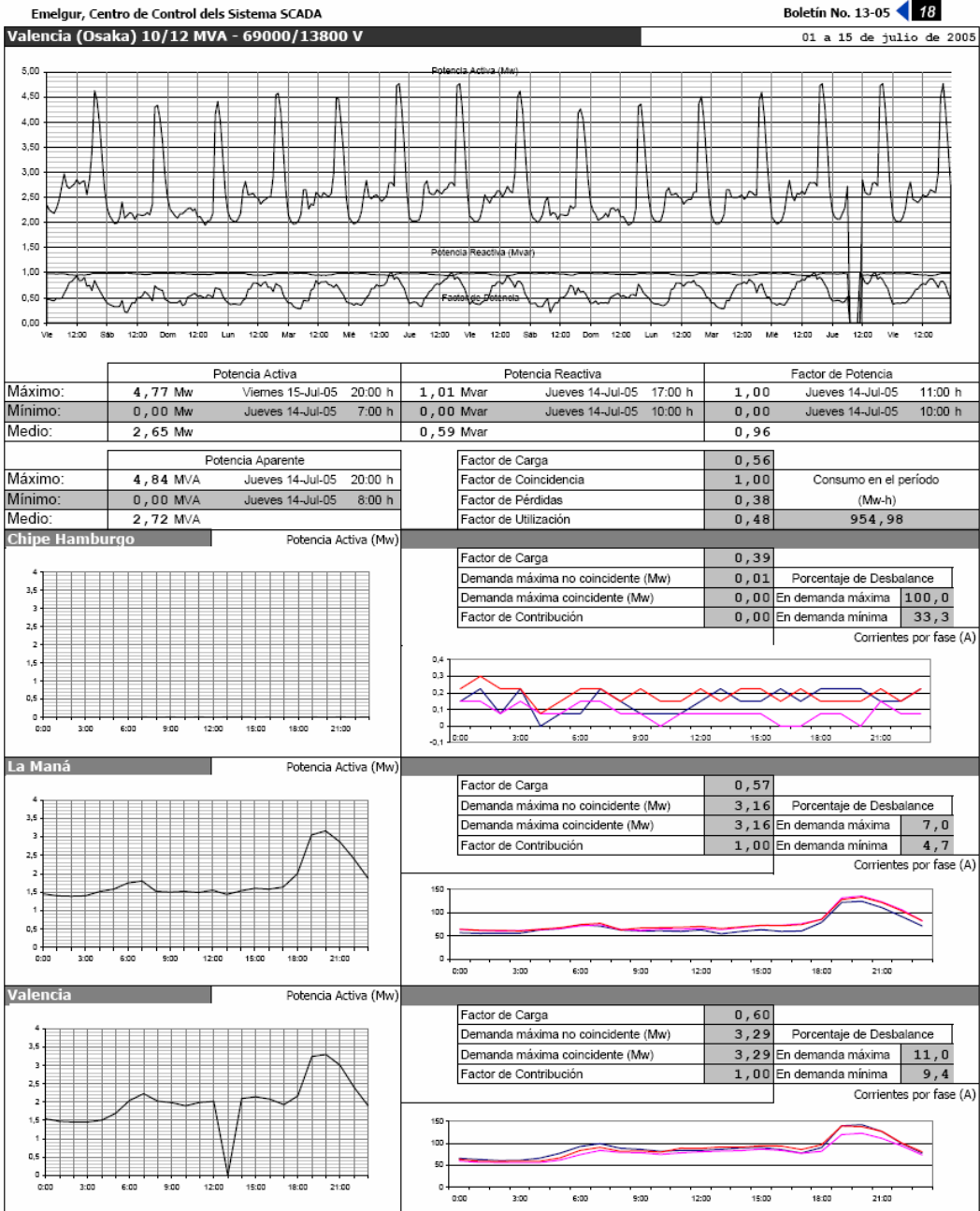
Corrientes por fase (A)







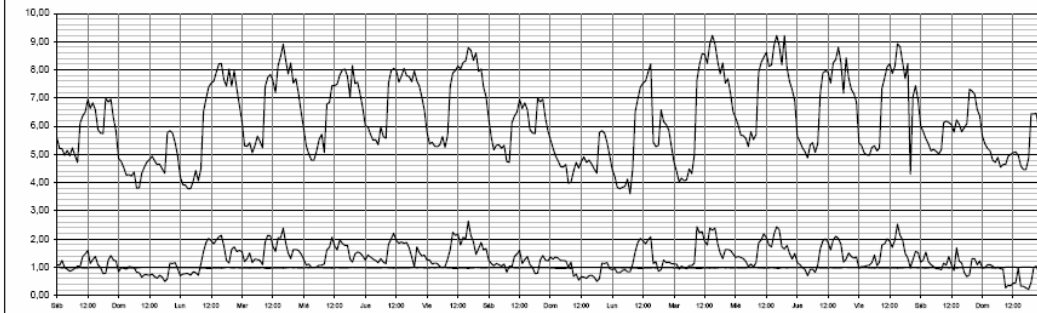
NOTA: La Subestación Buena Fe está fuera de comunicación del Sistema SCADA, por lo que no se pueden obtener los datos directamente de la misma





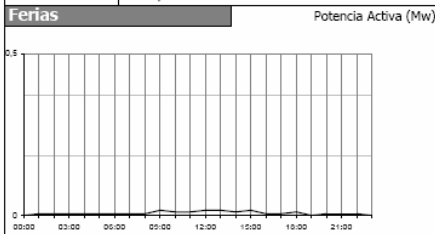
Durán Sur (Yorkshire) 12/16 MVA - 66000/13800 V

16 a 31 de julio de 2005

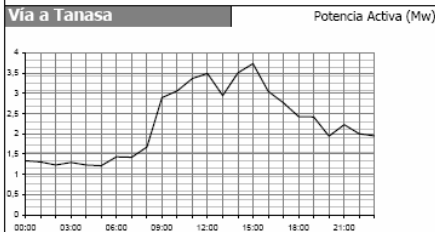
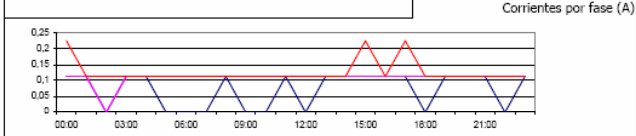


	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	9,21 Mw	Martes 26-Jul-05 15:00 h	2,64 Mvar	Viernes 22-Jul-05 16:00 h	1,00	Domingo 31-Jul-05 18:00 h
Mínimo:	3,60 Mw	Lunes 25-Jul-05 7:00 h	0,22 Mvar	Domingo 31-Jul-05 18:00 h	0,95	Martes 26-Jul-05 9:00 h
Medio:	6,22 Mw		1,30 Mvar		0,98	

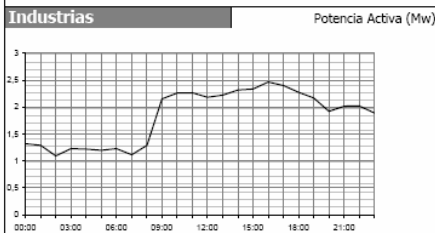
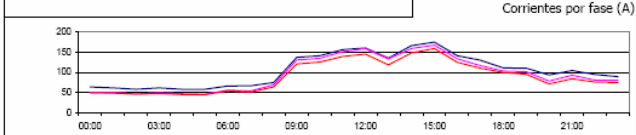
	Potencia Aparente		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	9,53 MVA	Miércoles 27-Jul-05 16:00 h	Factor de Carga	0,68
Mínimo:	3,70 MVA	Lunes 25-Jul-05 7:00 h	Factor de Coincidencia	0,93
Medio:	6,36 MVA		Factor de Pérdidas	0,52
			Factor de Utilización	0,79
				2365,63



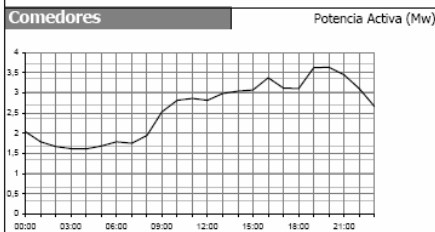
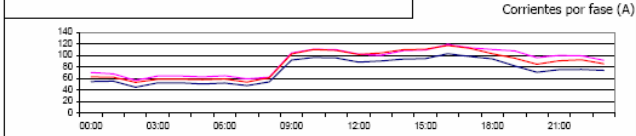
Factor de Carga	0,46	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,02	En demanda máxima	100,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,02	En demanda mínima	100,0
Factor de Contribución	1,00		



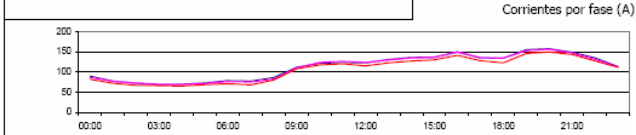
Factor de Carga	0,60	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,73	En demanda máxima	4,9
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,73	En demanda mínima	23,0
Factor de Contribución	1,00		

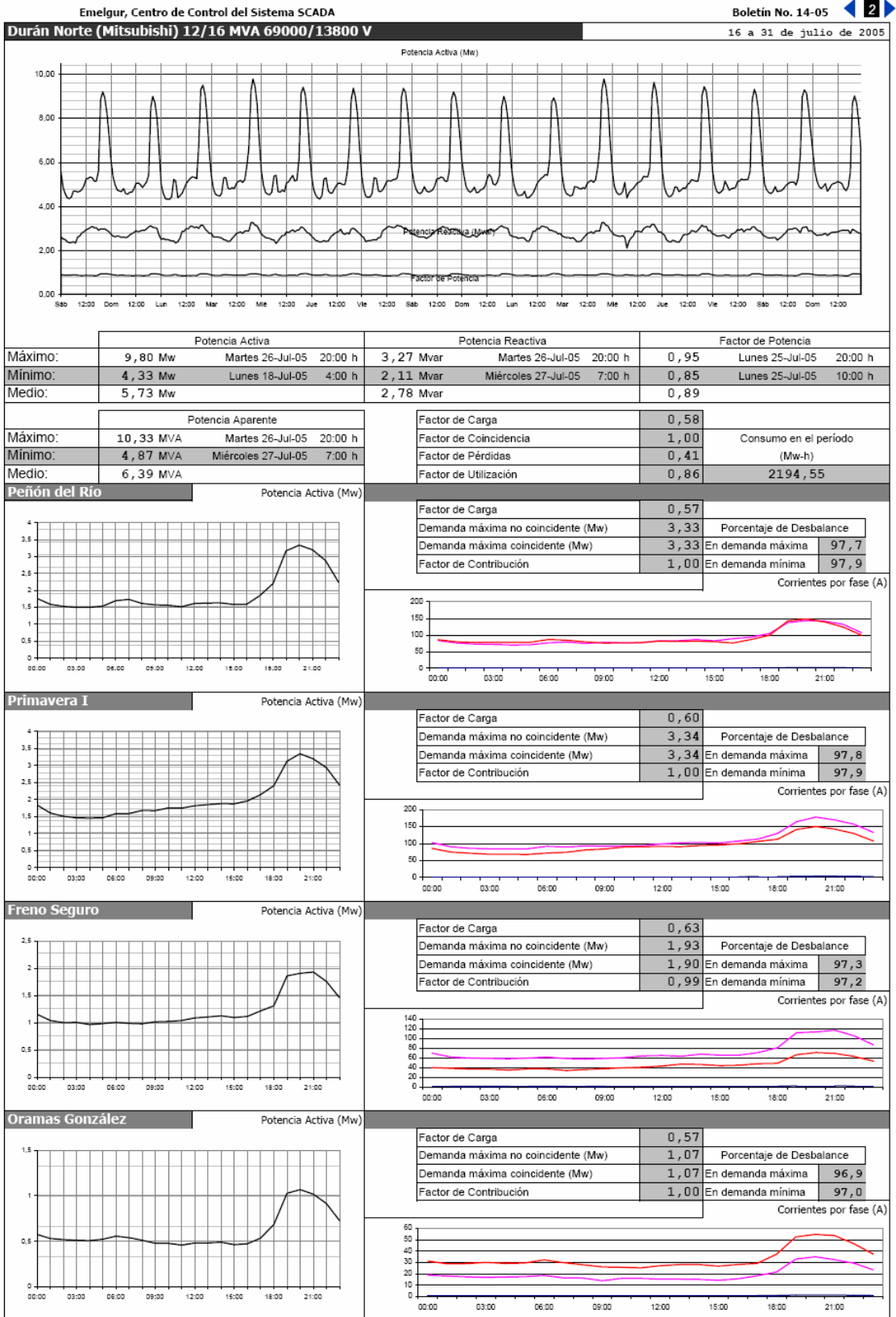


Factor de Carga	0,74	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,46	En demanda máxima	13,9
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,33	En demanda mínima	11,4
Factor de Contribución	0,95		



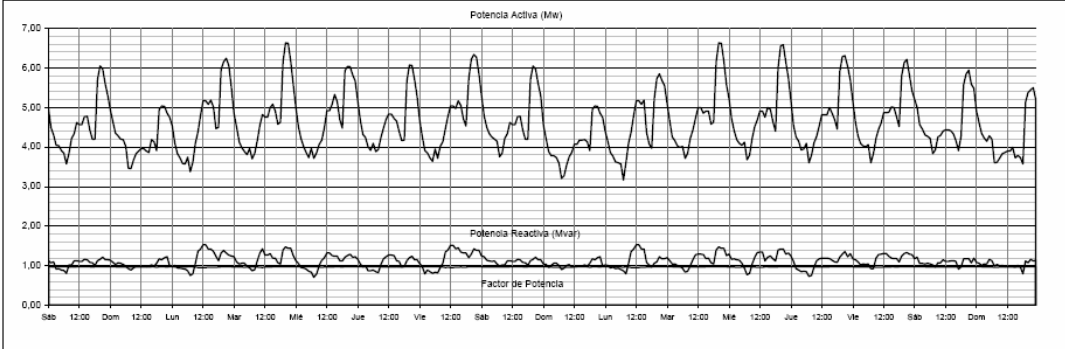
Factor de Carga	0,71	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,64	En demanda máxima	4,3
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,07	En demanda mínima	8,8
Factor de Contribución	0,84		





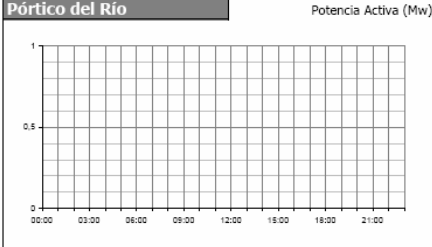
Tennis - Patio Nuevo (Pauwels) 10/12,5 MVA 69000/13800 V

16 a 31 de julio de 2005



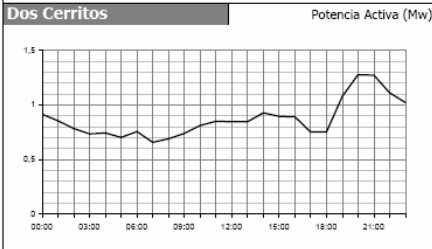
	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	6,63 Mw Martes 19-Jul-05 20:00 h	1,53 Mvar Lunes 18-Jul-05 12:00 h	0,98 Miércoles 20-Jul-05 7:00 h
Mínimo:	3,16 Mw Lunes 25-Jul-05 7:00 h	0,71 Mvar Miércoles 20-Jul-05 7:00 h	0,95 Lunes 18-Jul-05 10:00 h
Medio:	4,61 Mw	1,11 Mvar	0,97

	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Factor de Pérdidas	Factor de Utilización	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	6,79 MVA Martes 19-Jul-05 20:00 h	0,70	0,99	0,55	0,68	1743,11
Mínimo:	3,28 MVA Lunes 25-Jul-05 7:00 h					
Medio:	4,75 MVA					



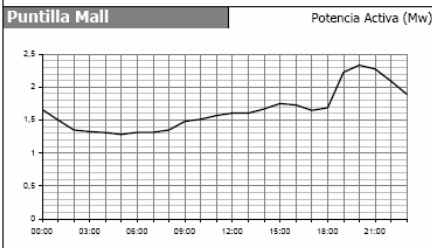
Factor de Carga	0,00	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,00		

Corrientes por fase (A)



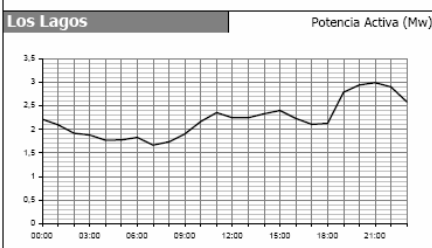
Factor de Carga	0,68	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,28	En demanda máxima	23,6
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,28	En demanda mínima	2,6
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)



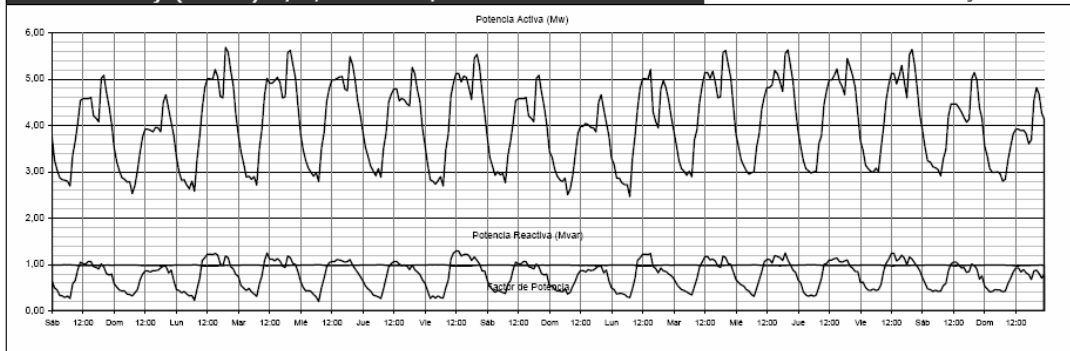
Factor de Carga	0,71	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,33	En demanda máxima	15,5
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,33	En demanda mínima	24,3
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)



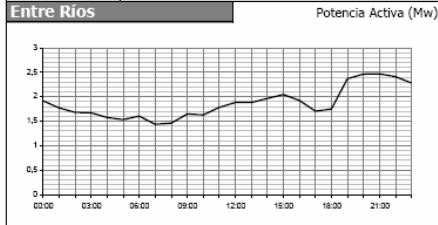
Factor de Carga	0,74	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,99	En demanda máxima	12,3
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,94	En demanda mínima	13,5
Factor de Contribución	0,98		

Corrientes por fase (A)

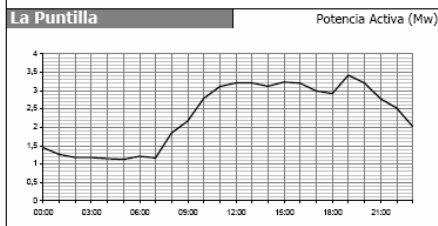
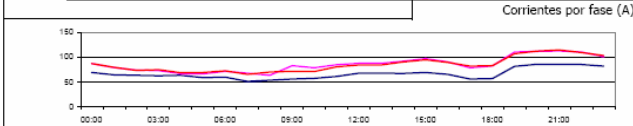


	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	5,68 Mw	Lunes 18-Jul-05 19:00 h	1,29 Mvar	Viernes 22-Jul-05 13:00 h	1,00	Miércoles 20-Jul-05 7:00 h
Mínimo:	2,46 Mw	Lunes 25-Jul-05 7:00 h	0,20 Mvar	Miércoles 20-Jul-05 7:00 h	0,97	Viernes 22-Jul-05 11:00 h
Medio:	4,03 Mw		0,77 Mvar		0,98	

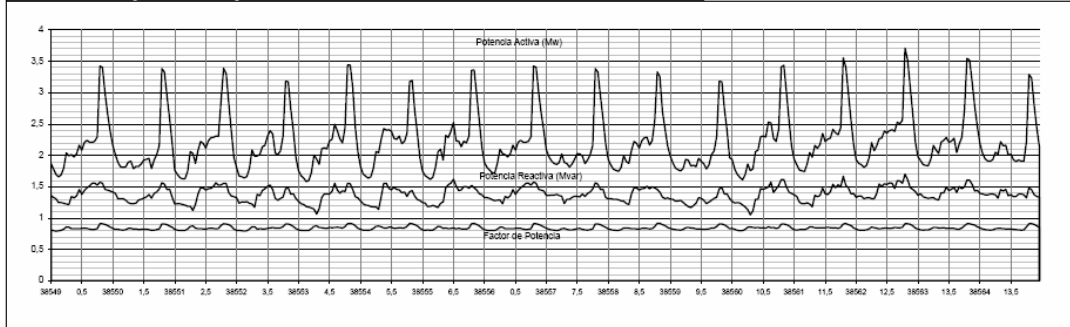
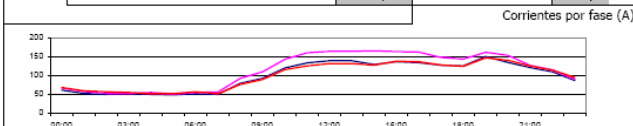
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	5,80 MVA	Lunes 18-Jul-05 19:00 h	0,71		
Mínimo:	2,48 MVA	Lunes 25-Jul-05 7:00 h	0,98		
Medio:	4,10 MVA		0,56		
			0,58		



	Factor de Carga	Porcentaje de Desbalance
Factor de Carga	0,76	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,47	En demanda máxima 23,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,37	En demanda mínima 21,9
Factor de Contribución	0,96	



	Factor de Carga	Porcentaje de Desbalance
Factor de Carga	0,68	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,42	En demanda máxima 7,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,42	En demanda mínima 9,4
Factor de Contribución	1,00	

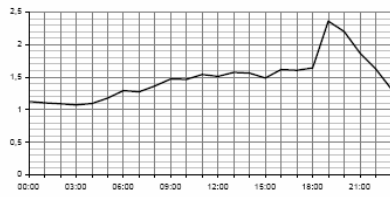


	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	3,71 Mw	Viernes 29-Jul-05 19:00 h	1,70 Mvar	Viernes 29-Jul-05 19:00 h	0,92	Lunes 25-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	1,58 Mw	Miércoles 20-Jul-05 3:00 h	1,05 Mvar	Miércoles 27-Jul-05 7:00 h	0,79	Sábado 16-Jul-05 2:00 h
Medio:	2,21 Mw		1,38 Mvar		0,84	

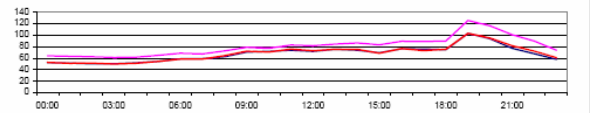
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	4,08 MVA	Viernes 29-Jul-05 19:00 h	0,60		
Mínimo:	1,97 MVA	Miércoles 20-Jul-05 3:00 h	1,00		
Medio:	2,61 MVA		0,43		
			1,02		

Samborondón (Yorkshire) 4/5 MVA 69000/13800 V 16 a 31 de julio de 2005

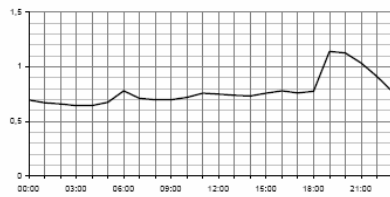
La Vía Potencia Activa (Mw)



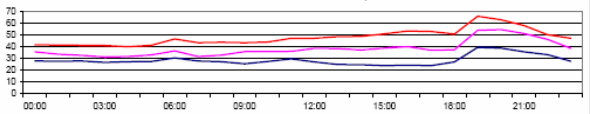
Factor de Carga	0,63	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,36	En demanda máxima	21,7
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,36	En demanda mínima	13,5
Factor de Contribución	1,00		



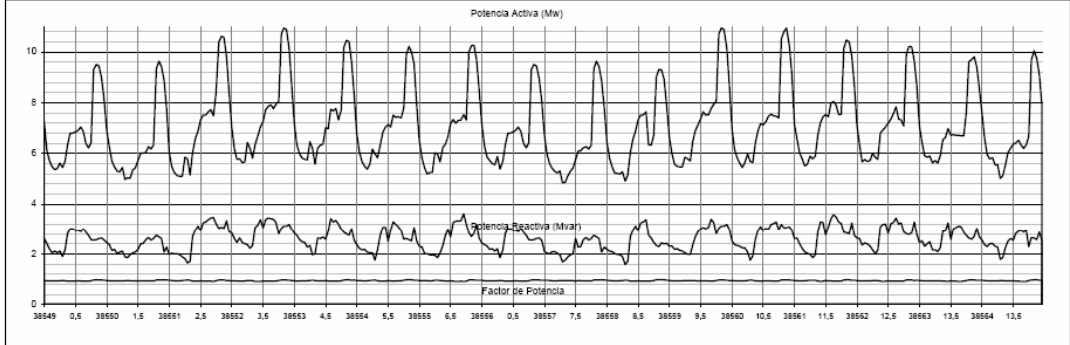
Samborondón Potencia Activa (Mw)



Factor de Carga	0,68	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,14	En demanda máxima	26,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,14	En demanda mínima	37,0
Factor de Contribución	1,00		



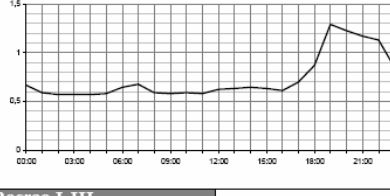
El Recreo (ABB) 12/16 MVA - 69000/13800 V 16 a 31 de julio de 2005



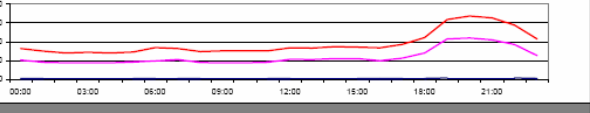
	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	10,95 Mw Martes 26-Jul-05 20:00 h	3,61 Mvar Viernes 22-Jul-05 17:00 h	0,97 Domingo 17-Jul-05 22:00 h
Mínimo:	4,84 Mw Domingo 24-Jul-05 7:00 h	1,57 Mvar Lunes 25-Jul-05 7:00 h	0,90 Martes 19-Jul-05 9:00 h
Medio:	7,05 Mw	2,61 Mvar	0,93

	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Factor de Pérdidas	Factor de Utilización	Consumo en el periodo (Mw-h)
Máximo:	11,38 MVA Martes 26-Jul-05 20:00 h	0,64	0,94	0,48	0,95	2692,91
Mínimo:	5,12 MVA Domingo 24-Jul-05 7:00 h					
Medio:	7,53 MVA					

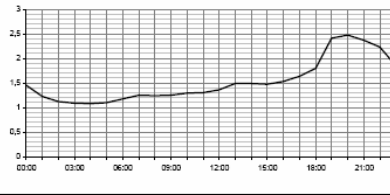
Cerro Redondo Potencia Aparente



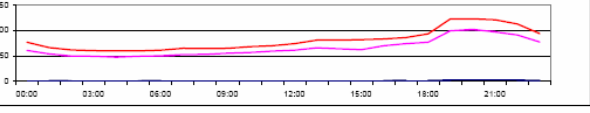
Factor de Carga	0,57	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,29	En demanda máxima	97,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,23	En demanda mínima	96,8
Factor de Contribución	0,95		



Recreo I-III



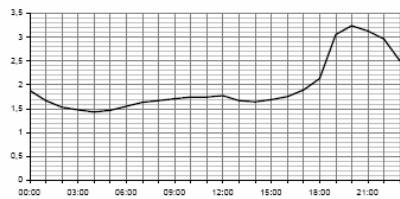
Factor de Carga	0,62	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,47	En demanda máxima	97,6
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,47	En demanda mínima	97,6
Factor de Contribución	1,00		



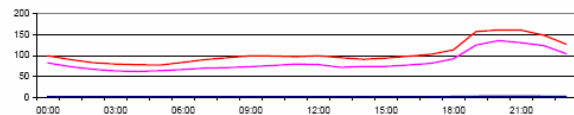
El Recreo (ABB) 12/16 MVA - 69000/13800 V

16 a 31 de julio de 2005

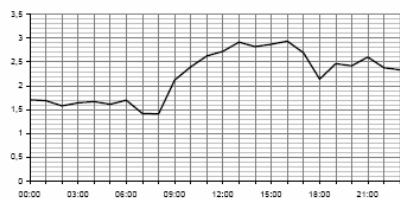
Via a Yaguachi



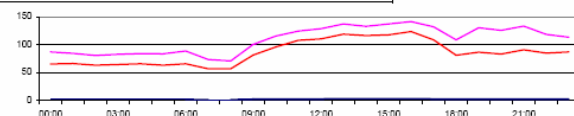
Factor de Carga	0,60	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,24	En demanda máxima	97,6
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,24	En demanda mínima	97,7
Factor de Contribución	1,00		



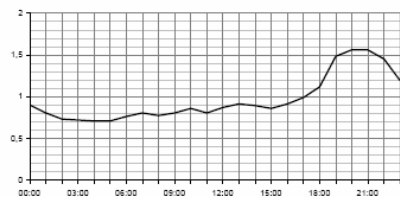
Panorama



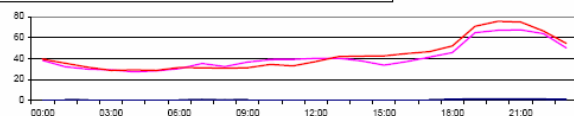
Factor de Carga	0,75	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,94	En demanda máxima	97,1
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,42	En demanda mínima	97,5
Factor de Contribución	0,82		

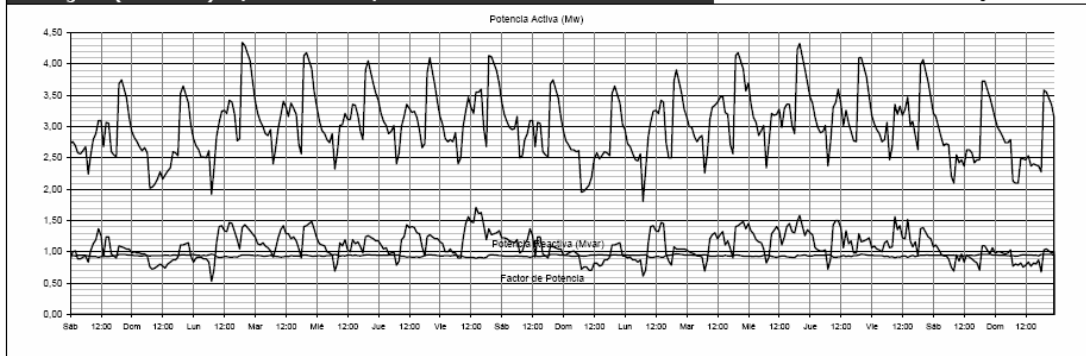


Recreo II-V



Factor de Carga	0,62	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,56	En demanda máxima	97,7
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,42	En demanda mínima	97,4
Factor de Contribución	1,55		

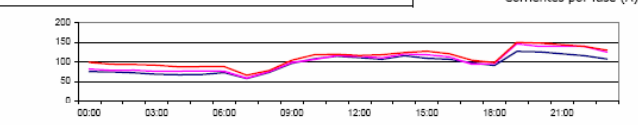
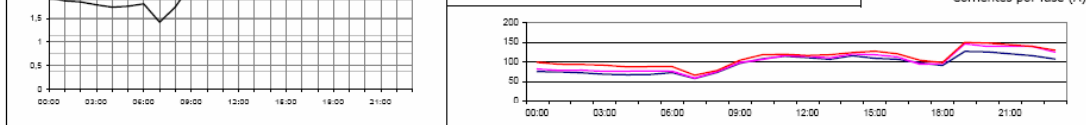




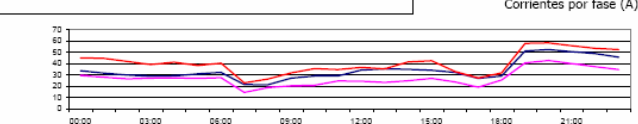
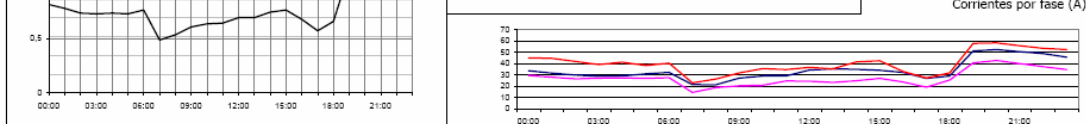
	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	4,34 Mw	Lunes 18-Jul-05 19:00 h	1,71 Mvar	Viernes 22-Jul-05 14:00 h	0,97	Lunes 25-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	1,81 Mw	Lunes 25-Jul-05 7:00 h	0,53 Mvar	Lunes 18-Jul-05 7:00 h	0,90	Viernes 22-Jul-05 14:00 h
Medio:	3,03 Mw		1,09 Mvar		0,94	

	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	4,60 MVA	Miércoles 27-Jul-05 20:00 h	0,70		
Mínimo:	1,91 MVA	Lunes 25-Jul-05 7:00 h	1,00		
Medio:	3,23 MVA		0,55		
			0,38		

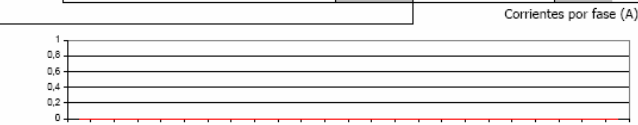
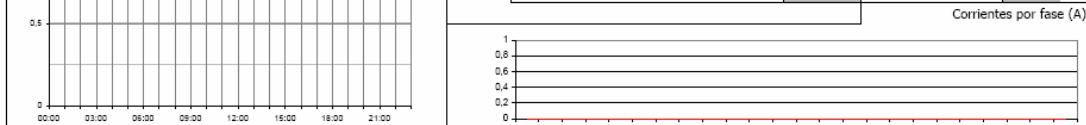
River Park		Potencia Activa (Mw)		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
				0,72		3,18	
						3,18	En demanda máxima 13,5
						1,00	En demanda mínima 12,2



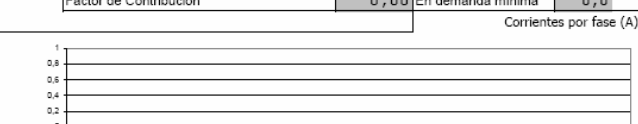
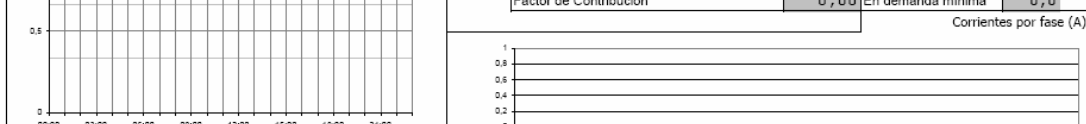
El Batán		Potencia Activa (Mw)		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
				0,67		1,14	
						1,12	En demanda máxima 20,6
						0,98	En demanda mínima 32,4



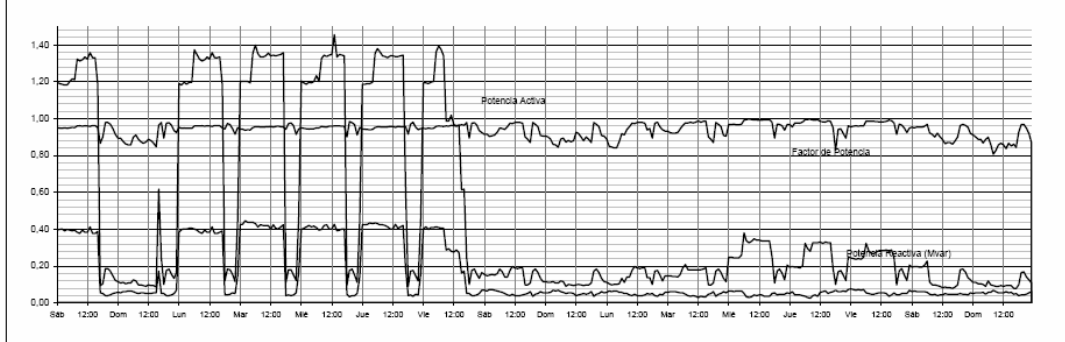
El Manglero		Potencia Activa (Mw)		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
				0,00		0,00	
						0,00	En demanda máxima 0,0
						0,00	En demanda mínima 0,0



Guayaquil Tennis		Potencia Activa (Mw)		Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
				0,00		0,00	
						0,00	En demanda máxima 0,0
						0,00	En demanda mínima 0,0



América (Osaka) 2,5 MVA - 69000/13800 V 16 a 31 de julio de 2005



	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	1,46 Mw	Miércoles 20-Jul-05 13:00 h	0,44 Mvar	Martes 19-Jul-05 2:00 h	1,00	Miércoles 27-Jul-05 8:00 h
Mínimo:	0,08 Mw	Domingo 31-Jul-05 17:00 h	0,03 Mvar	Jueves 28-Jul-05 8:00 h	0,81	Domingo 31-Jul-05 8:00 h
Medio:	0,47 Mw		0,16 Mvar		0,94	

	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el periodo (Mw-h)
Máximo:	1,52 MVA	Miércoles 20-Jul-05 13:00 h	0,32		
Mínimo:	0,09 MVA	Sábado 30-Jul-05 16:00 h	0,99		
Medio:	0,49 MVA		0,17		

Alimentadora 1 Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,00	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	-
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda mínima	-
Factor de Contribución	0,00		

Corrientes por fase (A)

Alimentadora 2 Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,48	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,34	En demanda máxima	42,9
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,34	En demanda mínima	68,0
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)

Alimentadora 3 Potencia Activa (Mw)

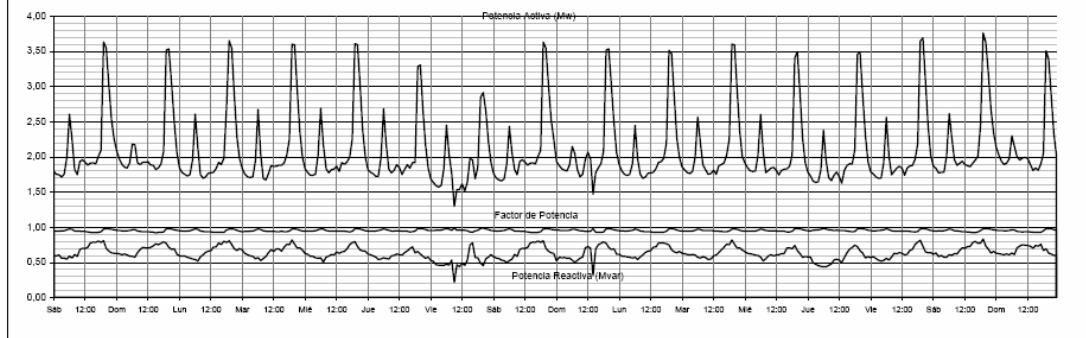
Factor de Carga	0,48	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	50,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda mínima	50,0
Factor de Contribución	0,00		

Corrientes por fase (A)

Alimentadora 4 Potencia Activa (Mw)

Factor de Carga	0,76	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,09	En demanda máxima	3,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,08	En demanda mínima	3,7
Factor de Contribución	0,99		

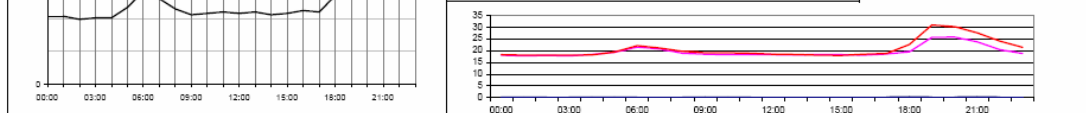
Corrientes por fase (A)



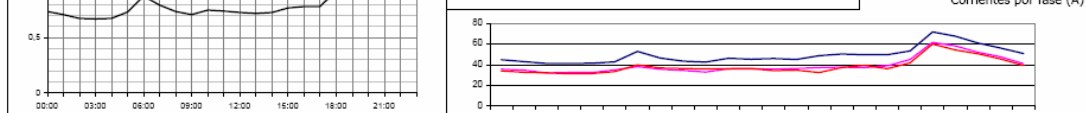
	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	3,76 Mw	Sábado 30-Jul-05 19:00 h	0,83 Mvar	Sábado 30-Jul-05 19:00 h	0,99	Viernes 22-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	1,30 Mw	Viernes 22-Jul-05 9:00 h	0,22 Mvar	Viernes 22-Jul-05 9:00 h	0,92	Domingo 17-Jul-05 15:00 h
Medio:	2,10 Mw		0,64 Mvar		0,95	

	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	3,85 MVA	Sábado 30-Jul-05 19:00 h	0,56	1,00	
Mínimo:	1,32 MVA	Viernes 22-Jul-05 9:00 h	0,39	0,77	
Medio:	2,20 MVA				

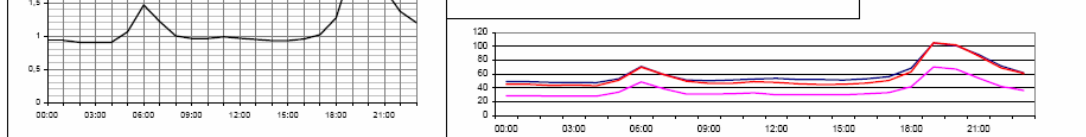
J. B. Aguirre		Potencia Activa (Mw)	
Factor de Carga	0,63	Factor de Coincidencia	1,00
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,39	Factor de Pérdidas	0,39
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,39	Factor de Utilización	0,77
Factor de Contribución	1,00	Consumo en el período (Mw-h)	806,02



Salitre		Potencia Activa (Mw)	
Factor de Carga	0,62	Factor de Coincidencia	1,00
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,32	Factor de Pérdidas	0,39
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,32	Factor de Utilización	0,77
Factor de Contribución	1,00	Consumo en el período (Mw-h)	806,02

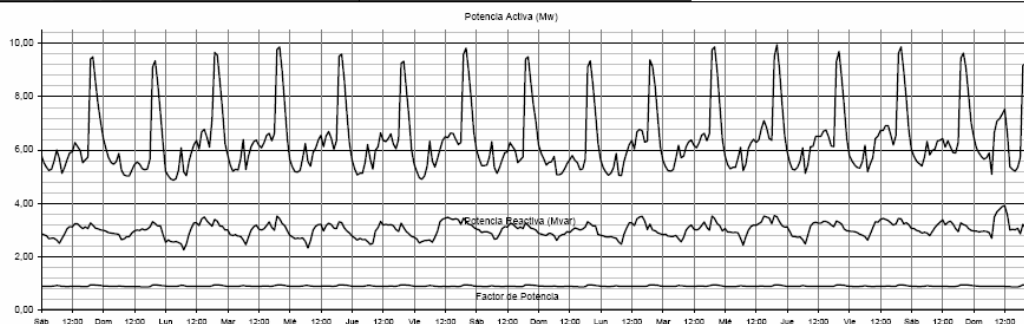


Vernaza		Potencia Activa (Mw)	
Factor de Carga	0,56	Factor de Coincidencia	1,00
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,04	Factor de Pérdidas	0,39
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,04	Factor de Utilización	0,77
Factor de Contribución	1,00	Consumo en el período (Mw-h)	806,02



Daule (Trafo) 12/16 MVA - 69000/13800 V

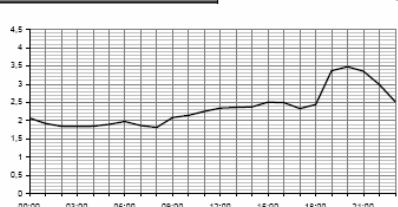
16 a 31 de julio de 2005



	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	9,94 Mw	Miércoles 27-Jul-05 20:00 h	3,92 Mvar	Domingo 31-Jul-05 12:00 h	0,95	Lunes 25-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	4,87 Mw	Lunes 18-Jul-05 3:00 h	2,26 Mvar	Lunes 18-Jul-05 7:00 h	0,87	Domingo 31-Jul-05 16:00 h
Medio:	6,38 Mw		3,02 Mvar		0,90	

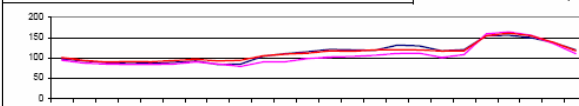
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	10,54 MVA	Miércoles 27-Jul-05 20:00 h	0,64		
Mínimo:	5,49 MVA	Lunes 18-Jul-05 3:00 h	1,00		
Medio:	7,07 MVA		0,48		
			0,88		

Daule Potencia Activa (Mw)

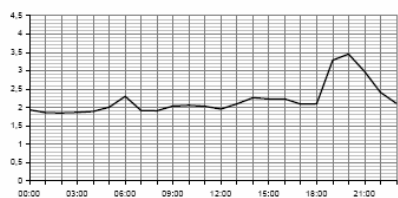


Factor de Carga	0,67	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,48	En demanda máxima	3,1
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,48	En demanda mínima	5,7
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)

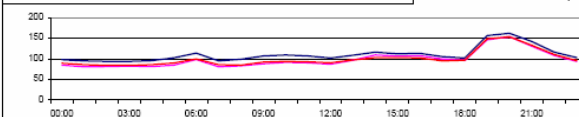


Laurel

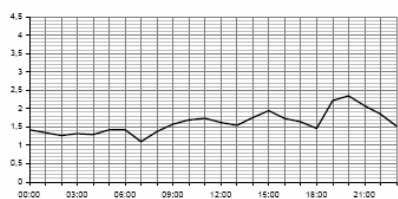


Factor de Carga	0,64	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,45	En demanda máxima	5,3
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,45	En demanda mínima	12,0
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)

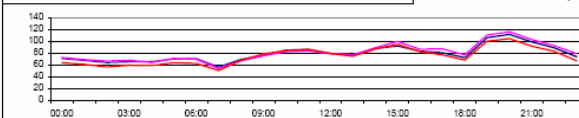


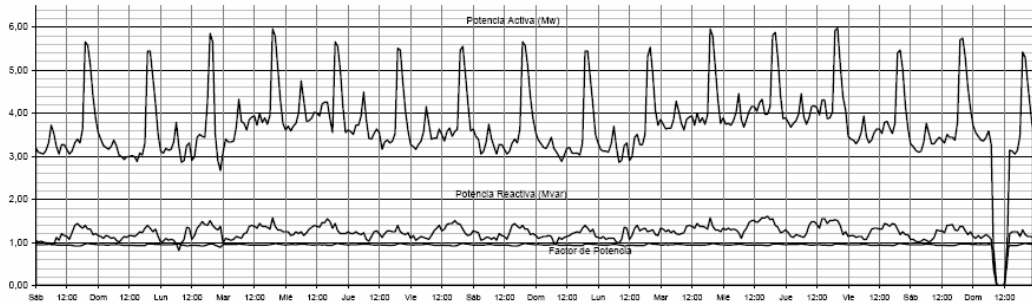
Nobol



Factor de Carga	0,69	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,34	En demanda máxima	6,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,34	En demanda mínima	9,5
Factor de Contribución	1,00		

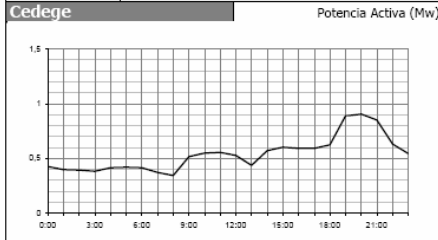
Corrientes por fase (A)



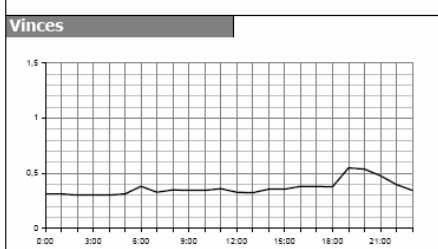


	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	5,98 Mw	Jueves 28-Jul-05 20:00 h	1,61 Mvar	Miércoles 27-Jul-05 17:00 h	0,98	Viernes 29-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	0,00 Mw	Domingo 31-Jul-05 9:00 h	0,00 Mvar	Domingo 31-Jul-05 10:00 h	0,00	Domingo 31-Jul-05 9:00 h
Medio:	3,73 Mw		1,22 Mvar		0,94	

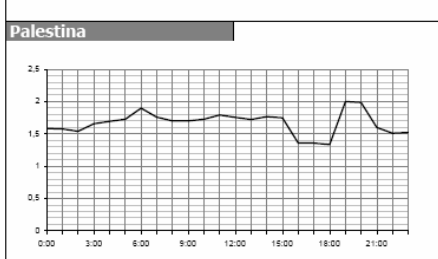
	Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	6,17 MVA	Jueves 28-Jul-05 20:00 h	0,62			
Mínimo:	0,00 MVA	Domingo 31-Jul-05 10:00 h	1,00			
Medio:	3,93 MVA		0,46			1433,61



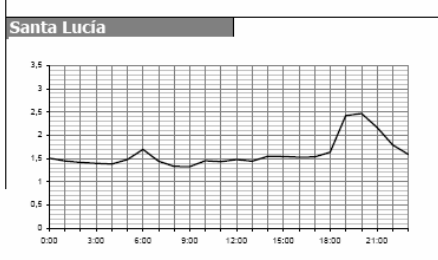
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,60			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,90		En demanda máxima	6,9
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,90		En demanda mínima	10,0
Factor de Contribución	1,00			



	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,67			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,55		En demanda máxima	225,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,54		En demanda mínima	206,7
Factor de Contribución	0,98			



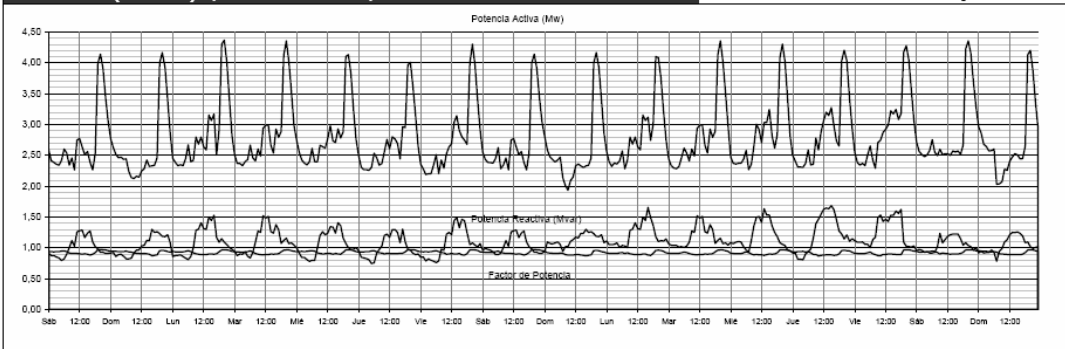
	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,83			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,00		En demanda máxima	21,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,98		En demanda mínima	11,1
Factor de Contribución	0,99			



	Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,65			
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,46		En demanda máxima	16,7
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,46		En demanda mínima	12,3
Factor de Contribución	1,00			

Pedro Carbo (Pauwels) 5/6.25 MVA - 69000/13800 V

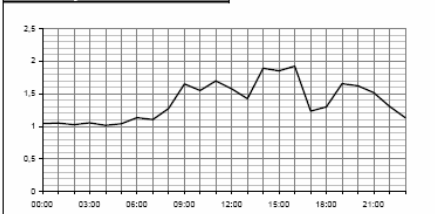
16 a 31 de julio de 2005



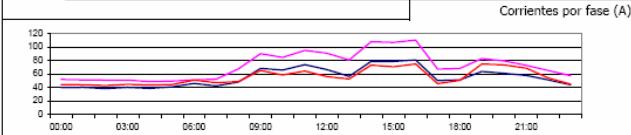
	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia
Máximo:	4,37 Mw Lunes 18-Jul-05 20:00 h	1,68 Mvar Jueves 28-Jul-05 15:00 h	0,98 Sábado 16-Jul-05 20:00 h
Mínimo:	1,94 Mw Domingo 24-Jul-05 9:00 h	0,75 Mvar Jueves 21-Jul-05 5:00 h	0,87 Jueves 28-Jul-05 10:00 h
Medio:	2,80 Mw	1,11 Mvar	0,92

	Potencia Aparente	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Factor de Pérdidas	Factor de Utilización	Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	4,51 MVA Martes 26-Jul-05 20:00 h	0,64	0,93	0,48	0,90	1074,32
Mínimo:	2,18 MVA Domingo 31-Jul-05 7:00 h					
Medio:	3,02 MVA					

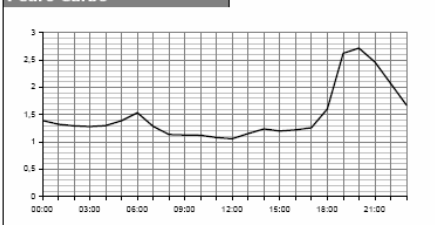
Isidro Ayora Potencia Activa (Mw)



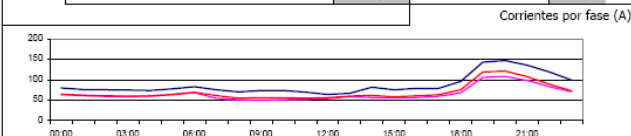
Factor de Carga	0,72	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,92	En demanda máxima	17,4
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,62	En demanda mínima	32,7
Factor de Contribución	0,84		



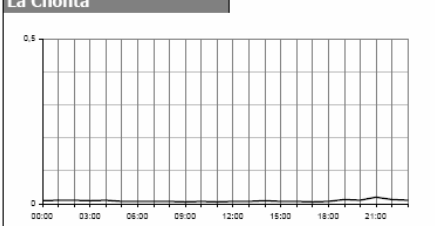
Pedro Carbo



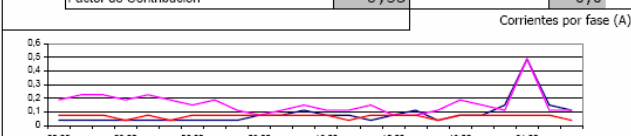
Factor de Carga	0,55	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	2,72	En demanda máxima	21,6
Demanda máxima coincidente (Mw)	2,72	En demanda mínima	32,1
Factor de Contribución	1,00		

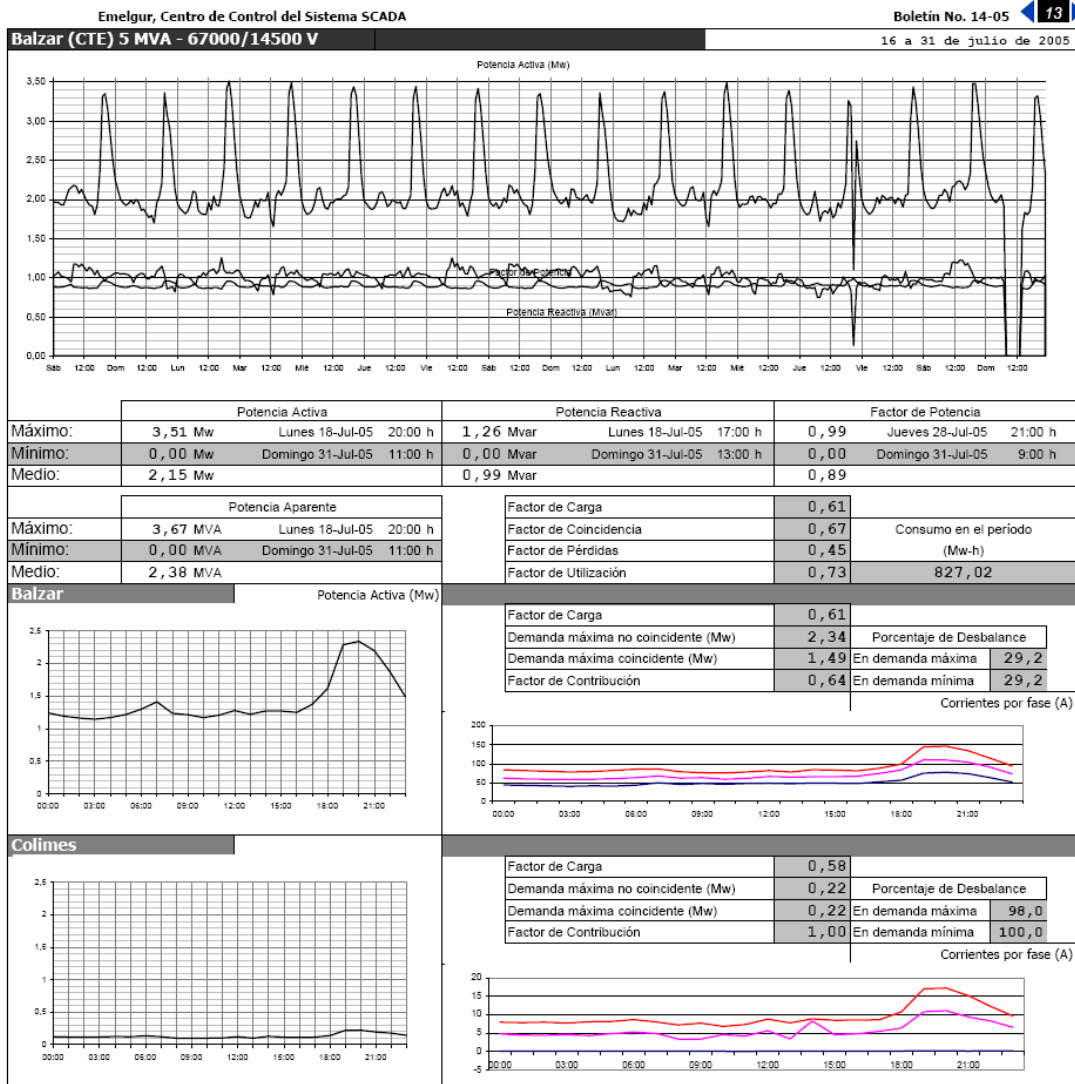


La Chonta

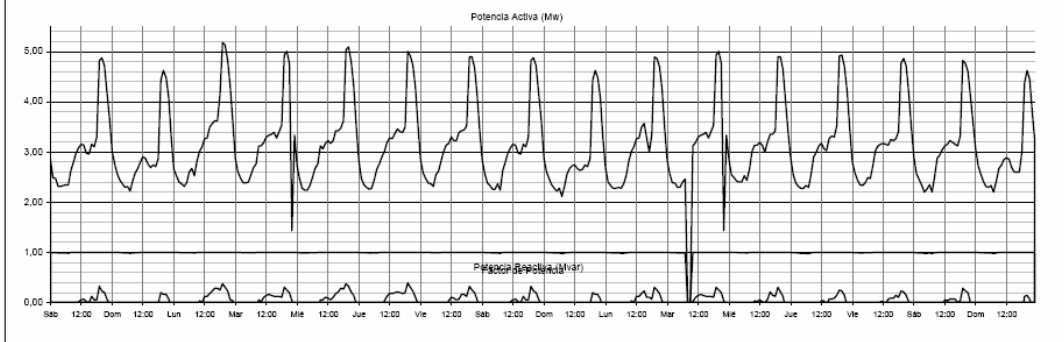


Factor de Carga	0,45	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,02	En demanda máxima	33,3
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,01	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,55		



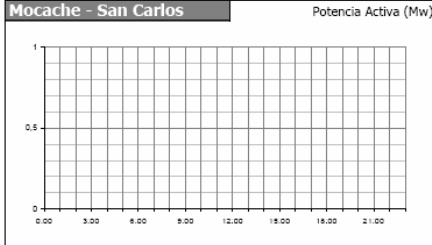


Quevedo Sur (Trafo) 12/16 MVA 69000/13800 V 16 a 31 de julio de 2005



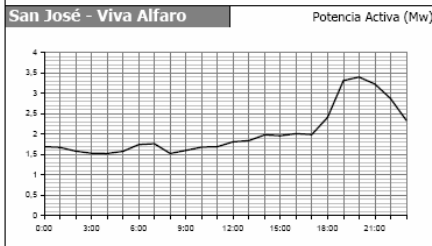
Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	5,18 Mw Lunes 18-Jul-05 19:00 h	0,39 Mvar	Jueves 21-Jul-05 19:00 h	1,00	Sábado 30-Jul-05 22:00 h
Mínimo:	0,00 Mw Martes 26-Jul-05 8:00 h	-0,54 Mvar	Jueves 28-Jul-05 7:00 h	0,00	Martes 26-Jul-05 9:00 h
Medio:	3,12 Mw	-0,07 Mvar		0,99	

Potencia Aparente		Factor de Carga		Consumo en el período (Mw-h)
Máximo:	5,19 MVA Lunes 18-Jul-05 19:00 h	0,60		
Mínimo:	0,00 MVA Martes 26-Jul-05 8:00 h	0,98		
Medio:	3,13 MVA	0,43		
		0,43		



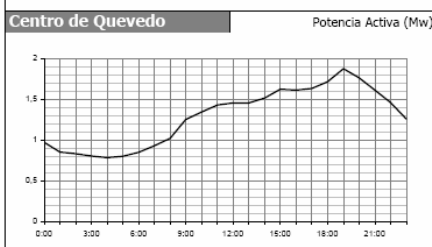
Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	1,42		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	-0,01	En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	-0,01	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	1,00		

Corrientes por fase (A)



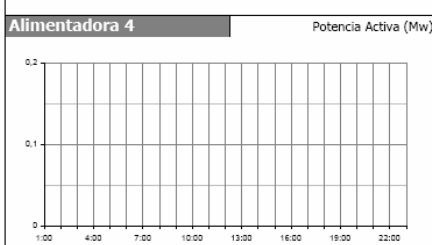
Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,60		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,40	En demanda máxima	12,8
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,31	En demanda mínima	10,1
Factor de Contribución	0,97		

Corrientes por fase (A)



Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,68		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,87	En demanda máxima	12,2
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,87	En demanda mínima	20,3
Factor de Contribución	1,00		

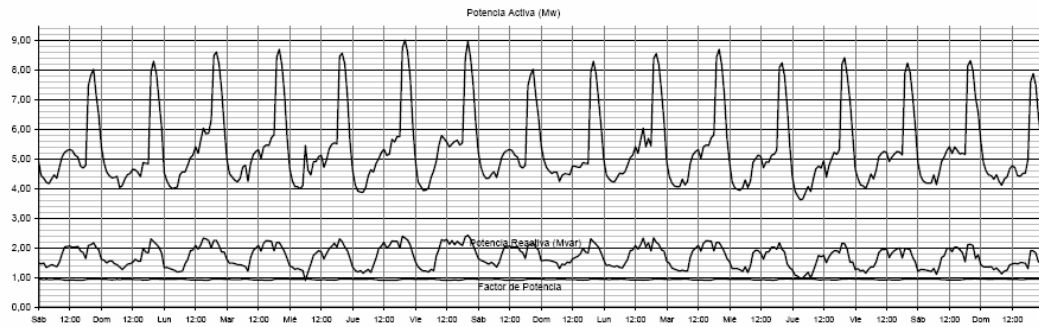
Corrientes por fase (A)



Factor de Carga		Porcentaje de Desbalance	
Factor de Carga	0,00		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,00	En demanda máxima	0,0
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,00	En demanda mínima	0,0
Factor de Contribución	0,00		

Corrientes por fase (A)

Quevedo Norte (Mitsubishi) 10/12.5 MVA 69000/13800 V 16 a 31 de julio de 2005

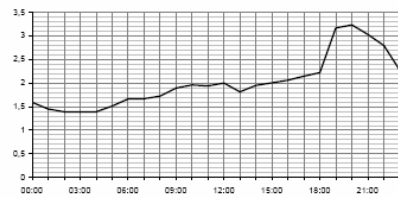


	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Factor de Potencia	
Máximo:	9,02 Mw	Jueves 21-Jul-05 20:00 h	2,44 Mvar	Viernes 22-Jul-05 20:00 h	0,99	Miércoles 20-Jul-05 6:00 h
Mínimo:	3,64 Mw	Jueves 28-Jul-05 3:00 h	0,91 Mvar	Miércoles 20-Jul-05 6:00 h	0,92	Jueves 21-Jul-05 12:00 h
Medio:	5,36 Mw		1,72 Mvar		0,95	

	Potencia Aparente		Consumo en el período (Mw-h)	
Máximo:	9,32 MVA	Jueves 21-Jul-05 20:00 h	2041,62	
Mínimo:	3,77 MVA	Jueves 28-Jul-05 3:00 h		
Medio:	5,64 MVA			

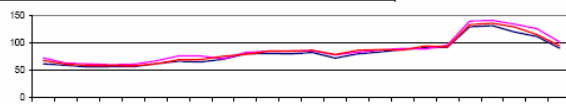
Factor de Carga	0,59
Factor de Coincidencia	1,00
Factor de Pérdidas	0,43
Factor de Utilización	0,93

Nicolás Infante Díaz Potencia Activa (Mw)

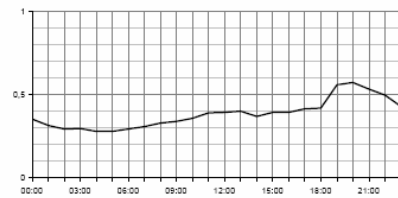


Factor de Carga	0,62		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,23	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,23	En demanda máxima	3,7
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	4,4

Corrientes por fase (A)

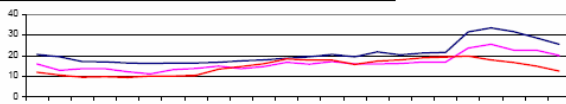


Centro de Quevedo Potencia Activa (Mw)

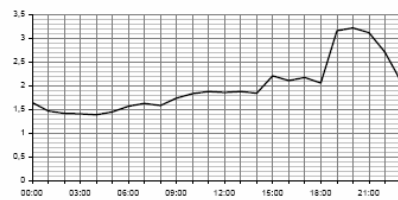


Factor de Carga	0,67		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	0,57	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima coincidente (Mw)	0,57	En demanda máxima	31,3
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	28,6

Corrientes por fase (A)

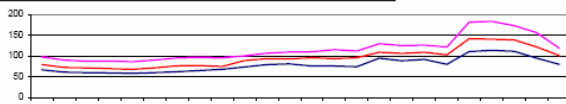


San Cristóbal Potencia Activa (Mw)

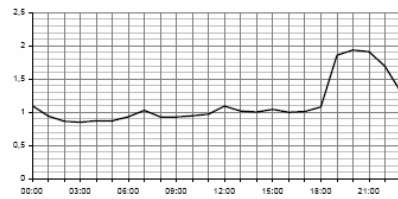


Factor de Carga	0,61		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	3,21	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima coincidente (Mw)	3,21	En demanda máxima	30,8
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	26,0

Corrientes por fase (A)

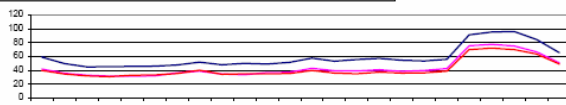


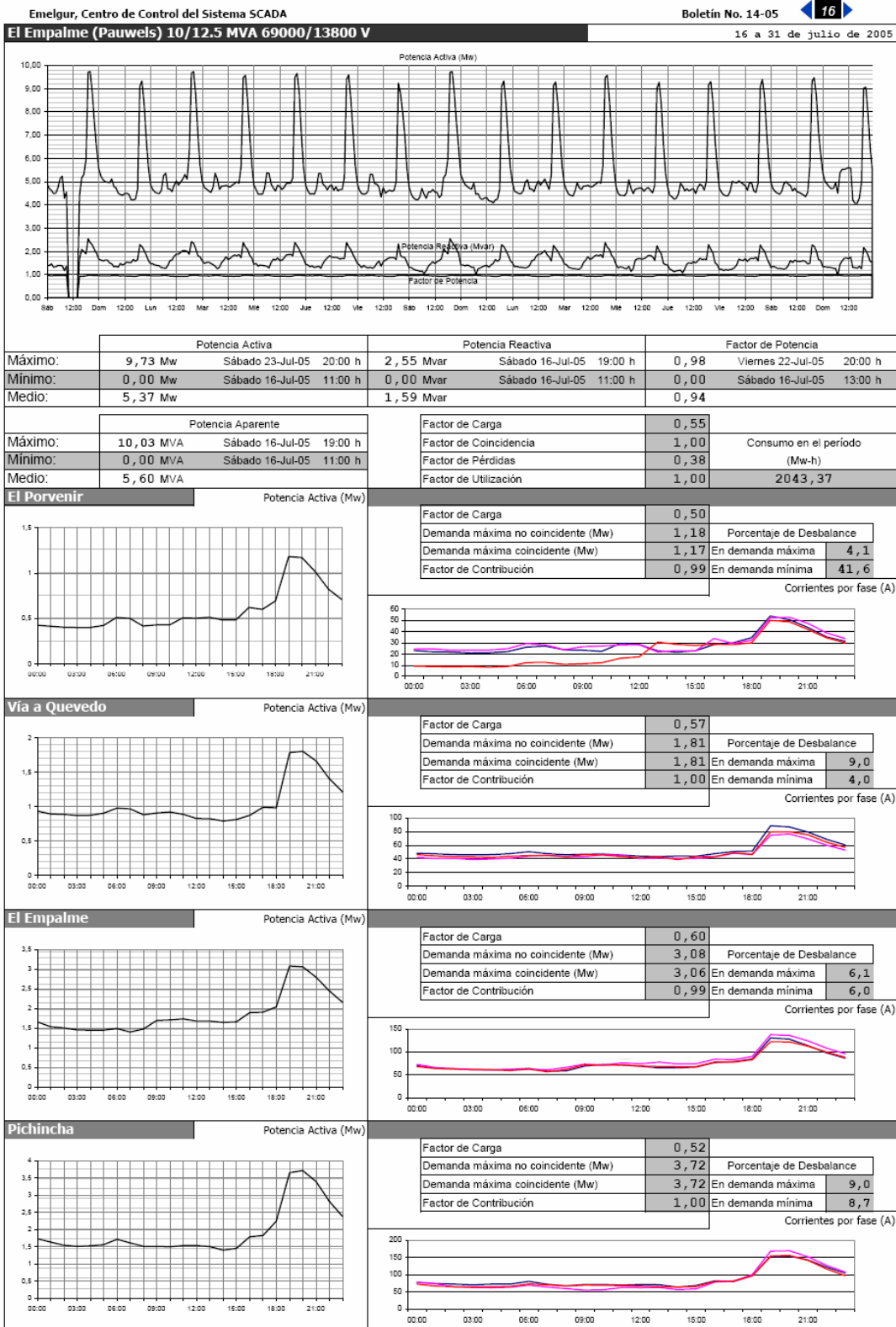
San Camilo Potencia Activa (Mw)

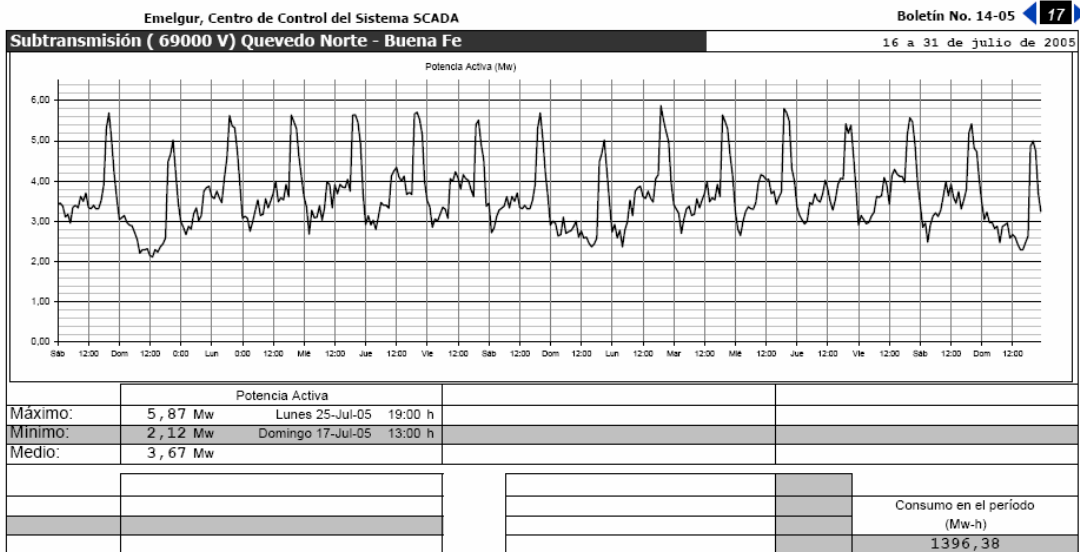


Factor de Carga	0,59		
Demanda máxima no coincidente (Mw)	1,94	Porcentaje de Desbalance	
Demanda máxima coincidente (Mw)	1,94	En demanda máxima	23,5
Factor de Contribución	1,00	En demanda mínima	43,5

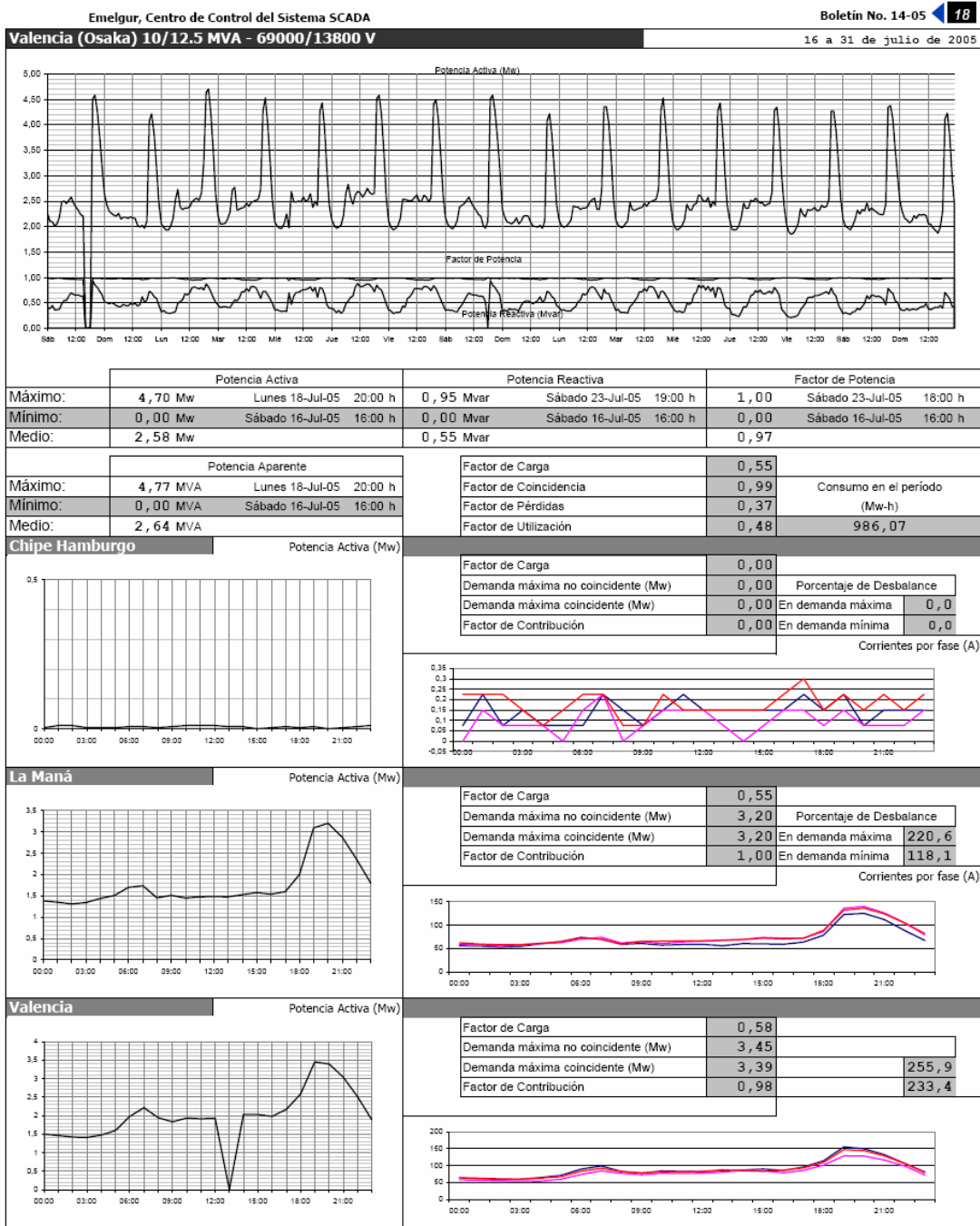
Corrientes por fase (A)







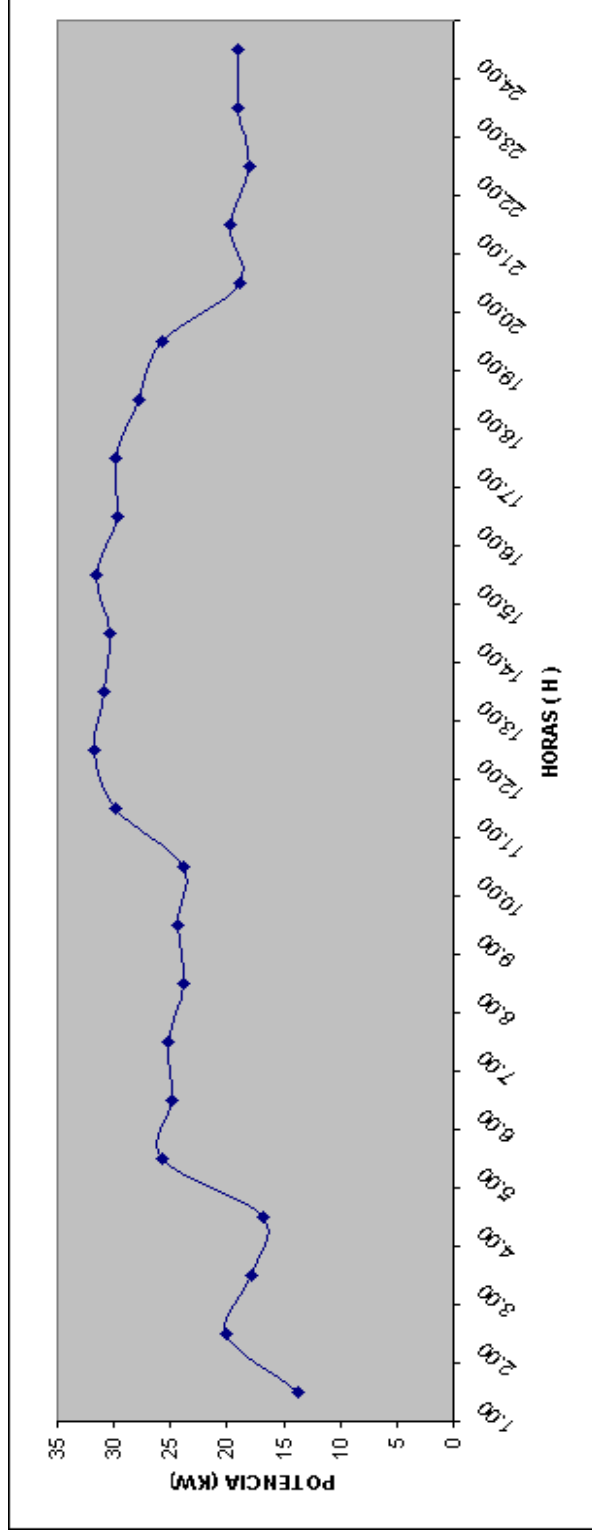
NOTA: La Subestación Buena Fe está fuera de comunicación del Sistema SCADA, por lo que no se pueden obtener los datos directamente de la misma



ANEXO 2. CURVAS DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIDOS

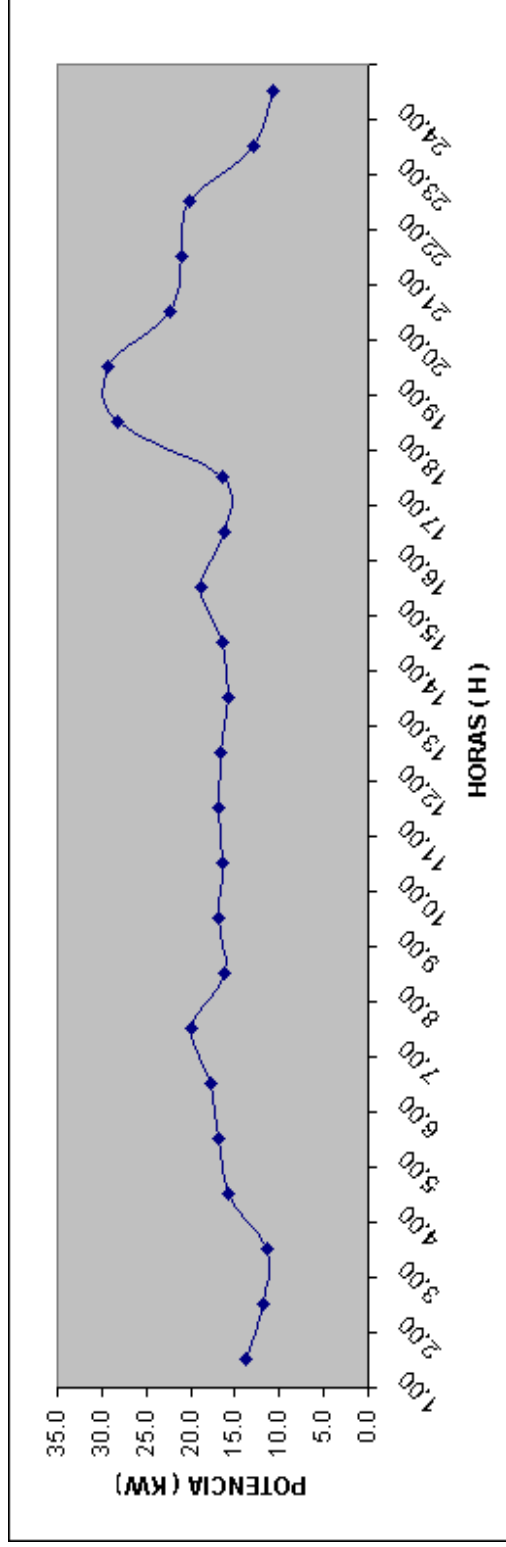
TRANSFORMADOR DE 50 KVA

Tipo	Comercial
Capacidad	50 KVA
D.max	31.8 KW
F. Carga	0.76
F.Potencia	0.94
F. Utilización	0.67



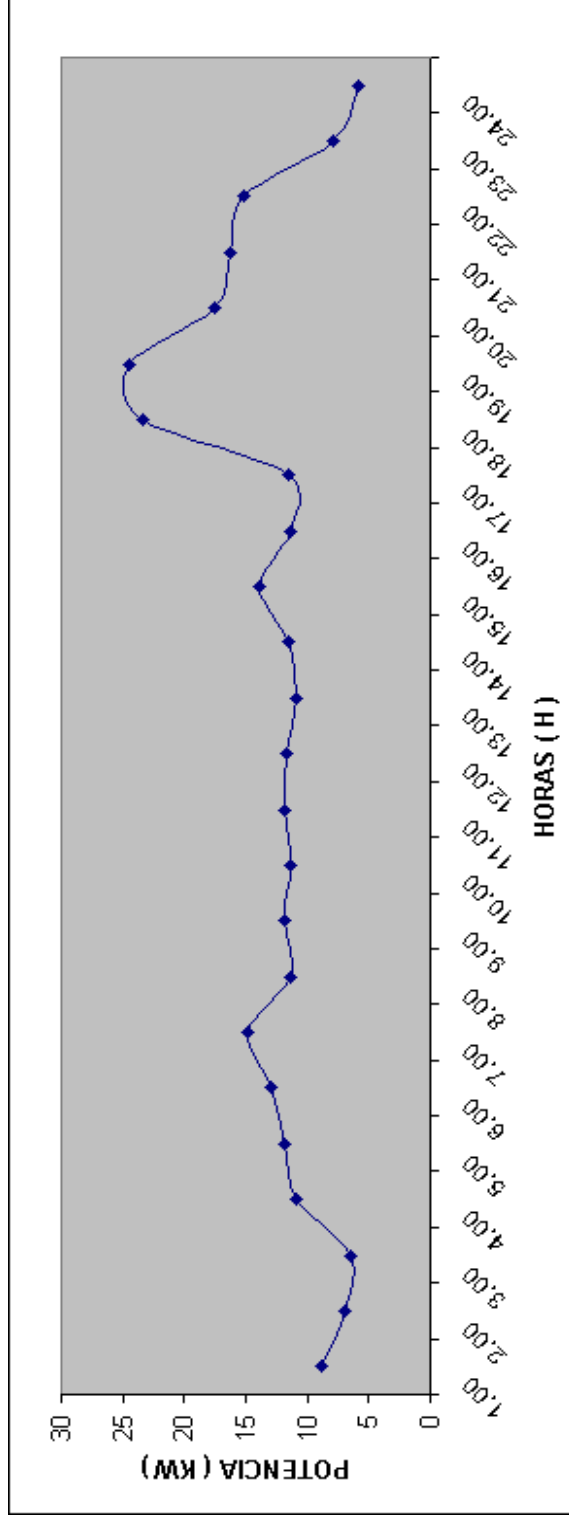
TRANSFORMADOR DE 50 KVA

Tipo	Residencial
Capacidad	50 KVA
D.max	29.4 KW
F. Carga	0.6
F.Potencia	0.94
F. Utilización	0.62



TRANSFORMADOR DE 37.5 KVA

Tipo	Residencial
Capacidad	37.5 KVA
D.max	24.5 KW
F. Carga	0.5
F.Potencia	0.92
F. Utilización	0.71



ANEXO No. 3

CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN				
KVA	FASES	RELACIÓN DE TRASFORMACIÓN (Voltios)	PÉRDIDAS EN VATIOS	
			VACIO	CARGA NOMINAL
5	1	7620/120 -240	30,33	98,67
10	1	7620/120 -240	61,88	157,2
15	1	7620/120 -240	74,19	258,15
25	1	7620/120 -240	107,67	342,5
37,5	1	7620/120 -240	148,63	481,41
50	1	7620/120 -240	172,63	617,13
75	1	7620/120 -240	280	900
100	1	7620/120 -240	360	1250
30	3	13200	220	500
45	3	13200	320	700
75	3	13200	410	1200
100	3	13200	439	1529
112,5	3	13200	460	1650
150	3	13200	560	2300
250	3	13200	826	3750



Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

Sao Paulo, Agosto del 2007.

OFERTA REFERENCIAL

A.C.: Sr. xxxxxxx X.
Asesor Técnico Administración General
Fono:
Fax:
e-mail: machavez@xxxxxxx.com.xx

Referencia ITRON: CE_344_07
Referencia Cliente:

Estimados Señores,

Por medio de la presente, tenemos el agrado de presentar nuestra propuesta para la implementación de la Solución de Medición y Gestión Remota de consumidores de baja tensión con uso de tecnología PLC para control de pérdidas.

Agradecemos su interés en nuestro Sistema de Recolecta, Operación y Control de Pérdidas Remoto y estamos seguros que este suministro es el primer paso para una larga y duradera relación comercial y a partir de los primeros resultados alcanzados por este proyecto, podremos extenderlo y ampliarlo de acuerdo a los intereses de Edesur.

En caso de dudas, por favor contáctennos.

Atentamente,

Marcos Antonio Rizzo de Mendonça
Director Ejecutivo - Sudamérica
ITRON SISTEMAS E TECNOLOGIA LTDA.

Referência ITRON: CE_344_07
Referência Cliente:

Comercial y Técnica

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

1. INTRODUCCIÓN

Itron tiene experiencia comprobada en el suministro, estudio, aplicación y gestión de soluciones capaces de generar recuperación de facturación, reducción de pérdidas y equilibrio financiero para las compañías distribuidoras de energía, agua y gas en todo el mundo.

Este proyecto tiene la finalidad de implementar un sistema considerando 1.000 puntos de medición en consumidores residenciales monofásicos y trifásicos en Republica Dominicana.

El proyecto considera la Medición Centralizada y Gestión Remota de Consumidores de Baja Tensión utilizando la plataforma Smart IMS, con base en tecnologías PLC conocidas por el bajo costo y la alta flexibilidad.

El proyecto traerá los siguientes beneficios:

- Centralización de la medición a través de caja de medición instalada fuera de las unidades residenciales en los postes de la red;
- Para reducir el impacto cultural, el sistema dispone de displays remotos para el usuario, reemplazando el medidor retirado y permitiendo la visualización del consumo;
- Lectura remota automática de la medición;
- Reducción del número de usuarios no pagadores;
- Inhibición del crecimiento de la morosidad;
- Corte y reconexión remota
- Múltiplas tarifas;
- Pre pago disponible;
- Control de consumo (gestión de carga);
- Balanceo de fases;

Este sistema traerá mayor eficiencia para los procesos de corte y reconexión, mejoría en la precisión de los medidores, automatización de los procesos manuales, reducción de las actividades internas y además generará informaciones importantísimas para los planes de reducción de pérdidas y hurto de energía.

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

2. DESCRIPCIÓN

La tecnología utilizada es de punta y ha muchos años en pesquisa y desarrollo. Los recientes avances tecnológicos de ingeniería de telecomunicaciones viabilizaron aplicaciones masivas con costos factibles con los mercados de escala.

El sistema PLC de nuestra empresa, denominado SmartIMS, es un sistema de tráfico *two-way* totalmente *full-duplex*, lo que se traduce en aumento de la velocidad y eficiencia operacional, evitando el embotellamiento de datos existente en otros sistemas, donde los comandos muchas veces llevan horas hasta que lleguen a los medidores.

La técnica de modulación de la señal PLC en los medidores SmartIMS no posee limitación cuanto a la dirección, lo que trae flexibilidad total en su implantación en las redes de distribución en baja tensión de las áreas urbanas.

Los medidores SmartIMS poseen sensores para corrientes de neutro que los permiten monitorear diversas acciones resultantes de fraude (desvío de energía, inversión entre línea y carga etc.) y, también, de eventuales problemas de instalación, por ejemplo, fuga para tierra, generando alarmas para la central de gestión, permitiendo acciones mas rápidas por parte de la distribuidora, evitando perjuicios y mala gestión del recurso de terreno.

Dotados de dispositivos internos de interrupción del suministro de energía, los medidores SmartIMS son grandes aliados de acciones de combate a los malos pagadores.

Los conocimientos tecnológicos de punta aplicados en los medidores SmartIMS son impares y se destacan de las demás aplicaciones presentes en el mercado para uso en medio urbano por diversos factores, son ellos:

- Sistema real *2-way full-duplex*;
- Sistema con inteligencia *plug & play* que minimiza los costos de implantación y entrenamiento;
- Sistema coherente con el día a día de una distribuidora de energía, pues les permite manejos eficientes de la red, posee protección contra fraudes por derivación, evita errores de catastro en terreno, entre otros;

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

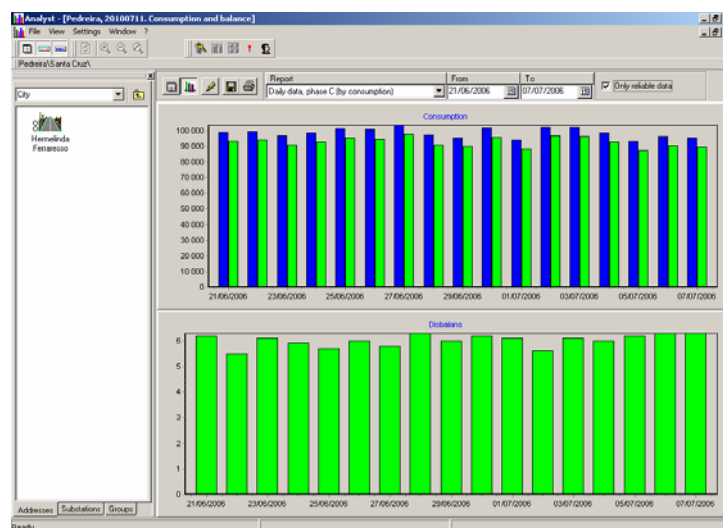
- Diseñado para la operación en secundarios de distancia relativamente superior, en donde las señales atenuadas son reconstituidas y amplificadas por los propios medidores.
- Registro de energía con puestos horarios, permitiendo acciones inmediatas de medición hora sazonal en baja tensión, cuando permitido;
- Funcionalidad de pre pago que puede ser habilitada remotamente cuando deseado;
- Registro del perfil de horario de consumo, garantizando estudios tarifarios mas precisos, gestión de la red de forma mas objetiva y acciones comerciales mas efectivas.

La solución propuesta puede ser composta por los siguientes items:

a) SOFTWARE DE GESTIÓN

Software que permite la gestión, cambio de informaciones, generación de informes, envío de comandos y los análisis de datos, además de permitir la interfaz entre el Customer Interface System (CIS) de la Distribuidora de Energía Eléctrica y el sistema SMART IMS.

Ejemplo de análisis: El sistema realiza el balanceo energético total o por fase y presenta un informe de fácil visualización con período configurable por el usuario.



Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

b) ROUTERS LV / GSM/GPRS



Routers de comunicación que permiten el acceso y comando directo a las unidades de medida instaladas en los consumidores con medio de comunicación GSM/GPRS. Este equipo aún tiene la función de verificar el estado de la red interrogando los medidores frecuentemente. Es el maestro enviando y recibiendo comandos desde la central hacia los medidores

c) MEDIDORES ELECTRÔNICOS



Medidores monofásicos y polifásicos, con módem PLC interno, serán instalados en las cajas de medición de los consumidores. Estos equipamientos ya poseen dispositivo de corte interno.



Medidor polifásico de medición indirecta, con módem PLC interno, será instalado en la salida del secundario del transformador de distribución. Tiene el objetivo de permitir la comparación entre la carga efectivamente suministrada y aquella medida en las residencias, auxiliando el combate a fraudes.



Mostrador remoto que recibe las informaciones del medidor a él asociado, capaz de presentar todas las informaciones que serán presentadas en el propio medidor. Este dispositivo puede ser instalado en cualquier punto de la residencia alimentada en serie con el medidor de facturación. La recomendación es que este dispositivo sea instalado en la caja de medición padrón, donde el medidor que fue substituido estaba instalado, lo que evita choque cultural con el cambio de tecnológica.

d) COMPONENTES OPCIONALES



Acoplador para la Media Tensão: dispositivo que permite el acoplamiento del router a la red de Media Tensão, para la centralización de la recolecta de datos en la subestación.

3. CONFIGURACIÓN

A continuación la configuración de la red para el proyecto externando la medición a través de la caja de medición. La figura 1 ilustra la red propuesta:

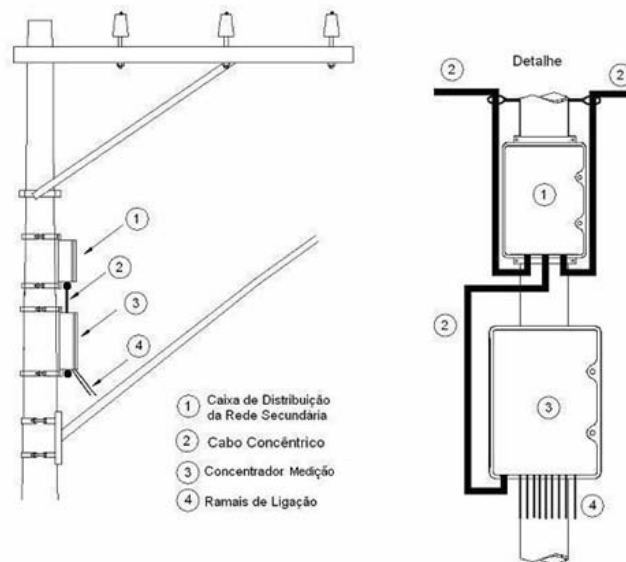


Figura 1: Red de Distribución Concéntrica (RDC).

El proyecto de automatización de las unidades consumidoras de baja tensión podrá asumir las siguientes configuraciones:

i) Sistema de Medición Centralizada utilizando cajas con medidores internos completos internos.

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

ii) Sistema de Medición Centralizada utilizando cajas con tarjetas electrónicas sostenidas por conectores especiales.

4. FUNCIONALIDADES

La tecnología adoptada en el desarrollo de los productos Smart IMS permite que todas las funcionalidades del sistema estén presentes en el medidor, de forma que no es necesaria cualquier actuación local en campo para habilitar nuevas funcionalidades o convertir a alguna otra forma de operación. Las funcionalidades en cuestión son listadas abajo:

- Medición de Energía Activa, Reactiva, Demanda, Tensiones, Corrientes y Factor de Potencia;
- Lectura remota;
- Supervisión manual *online* de las magnitudes cuando solicitado por el usuario;
- Corte / Reconexión Remoto;
- Pre Pagamiento (a ser activado o no);
- Tarifa Diferenciada (a ser activado o no);
- Gestión de la carga del sistema directamente en los puntos de consumo [demand-side management] (a ser activado o no);
- Balanceo energético por secundario;
- Alarmas especiales ante-fraude y hurto de energía.

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

5. APLICACIÓN

Para este proyecto a continuación el estudio básico y estimativa de equipos para la aplicación:

- cantidad de puntos: 1.000 puntos
- número de usuarios por secundario: 100
- número de consumidores monofásicos: 800
- número de consumidores trifásicos: 20
- material a ser suministrado:
 - 800 medidores electrónicos monofásicos
 - 200 medidores electrónicos trifásicos
 - 1.000 mostradores remotos con pantalla de cristal líquido LCD
 - 20 Routers GSM
 - 20 medidor de Balance Energético
 - 20 cajas de medición completas
 - Software de Colecta

Además de las cantidades antes descritas arriba suministraremos también:

- a) Servicio de Workstatement del Proyecto: detallando, en conjunto con el cliente, el programa de implementación;
- b) Acompañamiento de las instalaciones de los medidores;
- c) Instalación de la licencia del Software de Recolecta en una computadora existente, chequeo de los routers y medidores de balance energético instalados;
- d) Servicio de chequeo del Sistema;
- e) Entrenamiento.

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

6. ENTREGA

El cronograma a continuación estima el plazo para conclusión del proyecto.

ÍTEM	PLAZO (DÍAS)
Orden de Compra o Firma del Contrato	0
Workstatement del Proyecto	15
Entrega del Software de Colecta, Routers y Medidor de Balance Energético	120
Instalación Software de Colecta y chequeo de Routers y Medición de Balance con Set-up	120
Entrega de los Medidores en las cajas de medición	120
Entrega de los Display Remotos	120
Supervisión de la Instalación y Chequeo de los Medidores	150
Conclusión del Proyecto y Validación de los Resultados	180

NOTA: La Etapa 2 (continuidad) dependerá del análisis y comprobación de las ganancias obtenidas.

7. PRECIOS Y CONDICIONES GENERALES

Aplicación 1

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO TOTAL USD
1	Medidores Monofásico	800	
2	Medidores Trifásico	200	
3	Cajas de Medición	100	
4	Display LCD remoto	1.000	
5	Routers GSM	20	
5	Medidores de Balance	20	
6	Software con Licencia	1	
7	Entrenamiento	1	
8	Set-up / Validación	1	
TOTAL USD			

Itron Sistemas e Tecnologia
Rua Domingos Cazotti, 350.
Jd. Santa Genebra
13080-000 Campinas-SP

Tel.: +55 19 3208-4151
Fax: +55 19 3208-4151
www.itron.com.br

Aplicación 2

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO TOTAL USD
1	Medidores Monofásico	800	
2	Medidores Trifásico	200	
5	Routers GSM	20	
5	Medidores de Balance	20	
6	Software con Licencia	1	
7	Entrenamiento	1	
8	Set-up / Validación	1	
TOTAL USD			

- Precios: Firmes y Netos.
- Precios: FOB Brasil.
- Condiciones de Pago: Carta de Crédito.
- Validad de la propuesta: 30 (treinta) días.
- Garantía: 12 meses a partir de la entrega de los equipamientos.
- Impuestos: No incluidos.
- Plazo de Entrega:
 - Conforme cronograma presentado.

Contactos:

Emerson de Souza o Claudia Onoda, a través de los correos electrónicos: emerson.desouza@itron.com y claudia.onoda@itron.com, aún por los teléfonos: +55 19 3208-4151 y Fax: +55 19 3208-0453;

PROPONENTE: ITRON SISTEMAS E TECNOLOGIA LTDA.

Marcos Antônio Rizzo Mendonça
Director Ejecutivo – Sudamérica
ITRON SISTEMAS E TECNOLOGIA LTDA.

ANEXO 5

PROFORMA: # 325 - 2007

Ciente

Nombre: PROYECTO DE TESIS - EMELGUR
 Dirección: Malecon y Loja
 Ciudad: Guayaquil Provincia: Guayas
 Teléfono: 2 - 848273

Fecha: Agosto del 2007
 Referencia:
 Atención: Galo Cardenas
 Vendedor: Ing. Gunter Andrade

En atención a su solicitud nos permitimos cotizar los siguientes equipos, esperando ser favorecidos con su grata orden:

Item	Cant.	Descripción	P/ Unitario.	TOTAL
1	2500 medidores	Mano de Obra	\$ 120,00	\$ 300.000,00
		Dirección técnica	\$ 50,00	\$ 125.000,00
		Costos directos	\$ 25,00	\$ 62.500,00
		Costos indirectos	\$ 20,00	\$ 50.000,00
SUBTOTAL				\$ 537.500,00
12% IVA				\$ 64.500,00
TOTAL				\$ 602.000,00

Condiciones de la Oferta

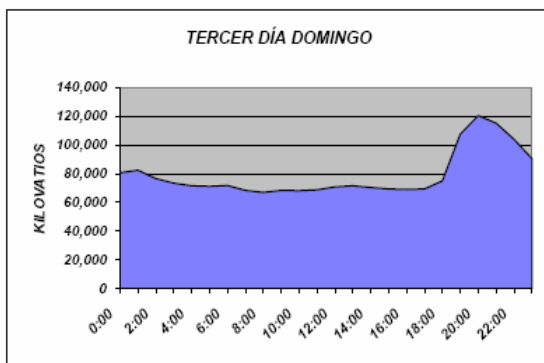
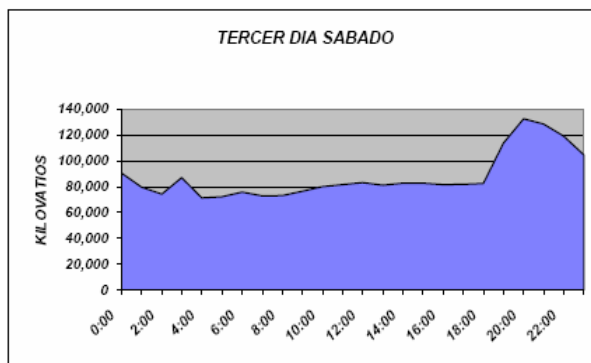
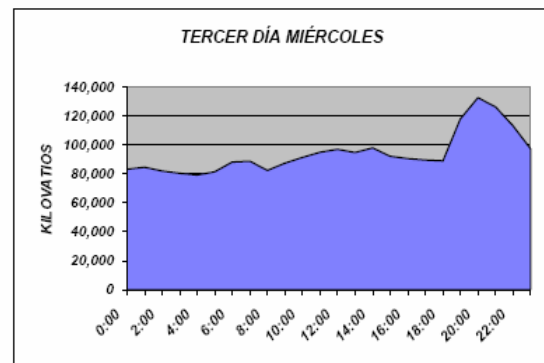
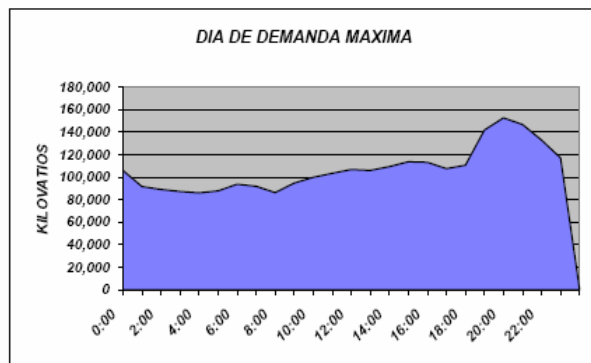
Forma de Pago: 50% anticipo y 50% C/Entrega
Plazo de Entrega: 12 - 15 semanas
Validez de la Oferta: 15 días
 Cambios en Leyes Gubernamentales, que afecten nuestros costos, hará variar los precios

NOTA: *Somos contribuyentes especiales*

HORAS	DEM.MAX. 02-JUN	MIÉRCOLES 15-JUN	SABADO 18-JUN	DOMINGO 19-JUN
0:00	105,899	83,114	90,506	80,476
1:00	91,437	84,540	79,574	82,371
2:00	88,894	81,933	74,218	76,611
3:00	87,286	80,275	86,958	73,363
4:00	85,971 *	79,228 *	71,249 *	71,446
5:00	87,566	81,295	72,069	71,155
6:00	93,563	88,106	75,703	71,609
7:00	91,694	88,758	72,891	68,341
8:00	86,110	82,320	73,042	66,787 *
9:00	94,499	87,252	76,392	68,272
10:00	99,682	91,287	79,841	68,081
11:00	103,255	94,868	81,566	68,762
12:00	106,790	96,921	83,069	70,783
13:00	105,981	94,793	81,081	71,606
14:00	109,160	97,923	82,624	70,338
15:00	113,469	92,066	82,554	69,220
16:00	113,012	90,523	81,483	68,799
17:00	107,495	89,544	81,764	69,392
18:00	110,401	88,861	82,315	75,020
19:00	141,798	117,768	113,590	107,537
20:00	152,674 **	132,640 **	132,345 **	120,365 **
21:00	146,610	126,259	128,467	115,078
22:00	132,824	113,361	119,098	103,792
23:00	117,034	97,243	104,499	90,381

LEYENDA: * DEMANDA MINIMA
 ** DEMANDA MAXIMA

VALORES EN KW

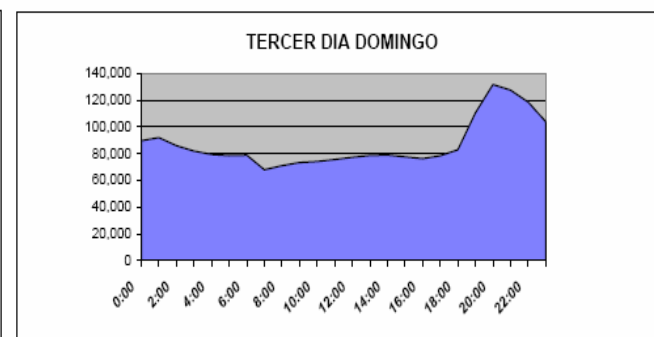
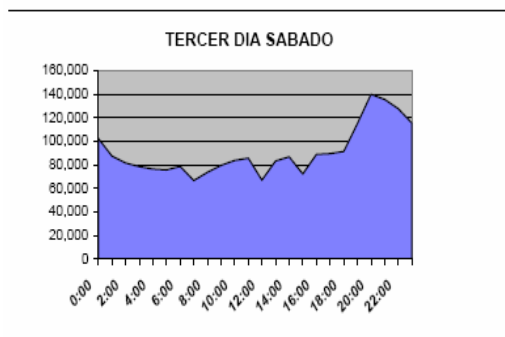
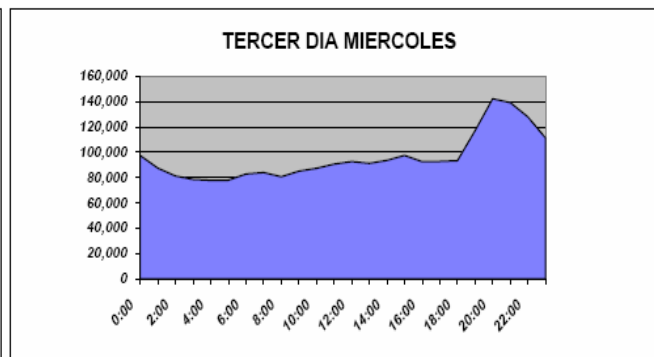
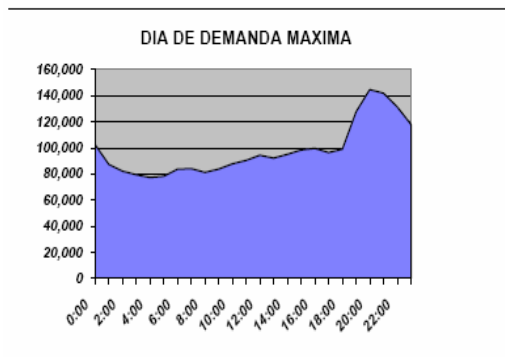


HORAS	DEM.MAX 22-DIC	MIERCOLES 21-DIC	SABADO 17-DIC	DOMINGO 18-DIC
0:00	102,430	97,255	102,432	89,626
1:00	87,253	87,280	87,513	91,909
2:00	82,119	81,145	81,629	85,910
3:00	79,421	78,440	78,576	81,791
4:00	77,346 *	77,724 *	76,509	79,407
5:00	78,266	77,830	75,768	78,510
6:00	83,621	82,716	78,639	78,794
7:00	84,075	83,809	66,709 *	67,941 *
8:00	81,237	80,484	73,737	70,945
9:00	83,699	84,978	79,540	73,264
10:00	87,712	87,154	83,793	74,092
11:00	90,356	90,542	85,657	75,506
12:00	94,264	92,473	67,033	77,253
13:00	92,174	91,102	83,240	78,599
14:00	94,976	93,533	86,815	78,972
15:00	98,319	97,426	72,338	77,601
16:00	99,661	92,406	88,827	76,240
17:00	96,434	92,616	89,448	78,323
18:00	98,970	93,224	91,429	82,904
19:00	127,606	117,049	114,942	110,318
20:00	144,584 **	142,202 **	139,859 **	131,615 **
21:00	141,855	139,115	135,478	127,415
22:00	131,403	127,762	127,676	118,405
23:00	117,880	111,026	115,429	103,903

LEYENDA: * DEMANDA MINIMA

** DEMANDA MAXIMA

VALORES EN KW



BALANCE DE ENERGIA, POTENCIA DISPONIBLE Y FACTOR DE CARGA

CUADRO No. 1

DESCRIPCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DIEMBRE	ACUMULADO	PROMEDIO
DURAN														
ENERGIA DISPONIBLE	31,870,418	27,078,717	31,884,123	33,422,147	30,820,308	28,836,067	28,791,168	28,481,138	27,307,364	28,868,719	27,286,832	30,694,278	363,028,244	28,418,920
ENERGIA COMPRADA AL M.E.M.	31,778,128	27,004,678	31,844,786	33,364,643	30,728,874	28,661,383	28,888,881	28,408,018	27,228,781	28,780,129	27,206,172	30,616,867	362,088,800	28,340,687
ENERGIA GENERADA (PUNA)	87,548	72,838	86,533	86,066	87,886	80,948	87,887	60,888	77,884	74,088	77,840	75,022	903,278	76,273
ENERGIA GENERADA (C. ALEGRE)	3,740	2,620	3,626	2,519	3,448	3,031	3,800	4,160	2,729	2,604	2,820	3,687	38,188	3,181
ENERGIA FACTURADA TOTAL	19,328,271	19,244,763	19,626,020	21,198,814	20,481,053	19,712,486	18,863,888	18,668,432	18,148,114	18,476,483	19,274,487	20,422,838	234,887,767	19,666,848
ENERGIA FACTURADA	18,881,240	18,867,810	18,881,824	20,878,718	20,020,873	18,288,532	18,570,878	18,478,210	18,714,888	18,800,888	18,848,784	20,007,888	228,323,888	19,110,308
ENERGIA RECUPERADA	182,814	184,888	376,384	301,618	263,881	216,387	208,140	182,201	188,834	228,844	188,044	178,134	2,877,880	223,138
PERDIDAS DE GRANDES CONSUMIDORES	202,117	202,684	217,812	223,678	218,488	208,688	214,860	216,021	241,812	244,840	241,888	238,873	2,688,401	222,200
ENERGIA PERDIDA (KWH)	12,644,146	7,884,864	12,408,103	12,223,333	10,828,266	8,822,572	8,787,188	8,804,708	8,181,240	8,381,238	8,011,346	10,171,411	118,388,487	9,883,374
ENERGIA PERDIDA (%)	38.38	28.88	38.88	36.87	33.61	31.18	30.88	30.76	29.88	31.21	29.38	33.26	33.63	33.63
DEMANDA MAXIMA DISPONIBLE	80,273	68,811	81,306	86,727	83,831	83,844	88,860	83,846	68,484	66,088	68,166	81,118	86,727	88,871
DEMANDA MAX. COMPRADA	68,837	68,166	80,848	86,278	83,386	83,188	88,888	83,406	68,088	64,863	66,718	80,860	86,278	88,428
DEMANDA MAX. GENERADA	408	448	467	448	408	448	461	440	428	443	438	488	488	446
FACTOR DE CARGA (%)	71.07	88.76	70.01	70.82	84.80	82.48	86.14	71.06	83.76	86.62	87.48	87.28	81.81	81.81
DAULE														
ENERGIA COMPRADA AL M.E.M.	17,610,210	16,412,800	16,271,883	16,087,640	16,088,830	17,880,141	17,732,340	17,186,706	21,176,772	18,228,784	17,873,228	16,482,000	207,484,888	17,288,742
ENERGIA FACTURADA TOTAL	10,118,681	10,716,326	8,482,108	8,160,784	8,474,880	10,788,800	10,838,828	8,880,872	13,837,388	11,437,263	11,014,816	8,042,173	122,887,787	10,217,318
ENERGIA FACTURADA	9,818,288	10,676,886	7,874,067	7,877,432	8,010,480	10,332,137	10,346,130	8,404,880	13,146,068	10,888,741	10,482,348	8,618,888	117,281,288	9,773,438
ENERGIA RECUPERADA	188,288	188,340	166,062	120,664	108,788	88,712	132,824	218,821	137,112	181,740	177,887	146,228	1,787,420	148,968
PERDIDAS DE GRANDES CONSUMIDORES	282,888	282,888	362,778	367,611	348,961	368,172	382,871	366,218	378,772	364,800	380,388	3,638,188	3,638,188	363,811
ENERGIA PERDIDA (KWH)	7,388,832	5,887,476	8,838,666	8,838,878	7,811,737	8,821,341	8,886,414	7,184,733	7,638,388	7,788,811	8,668,813	7,388,830	84,887,182	7,071,426
ENERGIA PERDIDA (%)	42.22	34.71	44.79	46.88	47.32	58.13	38.88	41.88	36.80	40.61	37.88	44.87	40.80	40.80
DEMANDA MAXIMA DISPONIBLE	41,301	40,188	40,108	33,078	33,083	41,278	40,480	42,060	43,482	42,848	44,888	34,843	44,888	38,811
FACTOR DE CARGA (%)	68.88	80.78	61.18	83.36	86.40	68.62	68.88	64.87	87.84	80.17	64.87	83.38	62.76	62.76
QUEVEDO														
ENERGIA COMPRADA AL M.E.M.	20,887,338	18,047,884	20,888,828	20,888,883	22,185,808	20,482,848	20,884,878	20,884,378	20,887,042	20,478,886	20,080,887	21,611,288	248,080,388	20,871,888
ENERGIA FACTURADA TOTAL	11,382,638	10,878,816	11,166,808	12,084,813	12,787,791	12,428,604	11,673,180	11,881,727	12,668,674	11,817,308	12,087,371	12,881,631	143,088,780	11,817,230
ENERGIA FACTURADA	11,010,814	10,708,366	10,888,241	11,843,288	12,815,803	12,288,668	11,416,488	11,724,188	12,188,882	11,886,208	11,848,801	12,180,887	140,672,810	11,714,401
ENERGIA RECUPERADA	348,470	263,040	133,286	128,833	124,637	117,184	131,040	141,884	166,366	220,664	188,633	173,788	2,128,664	178,871
PERDIDAS DE GRANDES CONSUMIDORES	23,262	18,821	23,382	23,804	28,461	26,782	28,842	28,477	24,227	31,648	28,837	28,806	310,288	26,868
ENERGIA PERDIDA (KWH)	9,684,838	7,088,648	8,748,818	8,846,870	8,416,117	8,088,446	8,081,488	8,082,848	8,607,488	8,663,266	8,023,228	8,118,728	106,088,828	8,784,488
ENERGIA PERDIDA (%)	45.71	38.17	48.82	42.24	42.46	38.38	43.81	43.26	40.77	41.78	38.84	42.40	42.36	42.36
DEMANDA MAXIMA DISPONIBLE	46,708	46,832	47,008	48,878	48,868	48,888	46,880	48,708	48,802	47,838	47,373	48,081	48,802	47,888
FACTOR DE CARGA (%)	81.88	68.80	68.78	68.38	81.28	68.46	81.14	80.30	88.08	67.62	68.80	68.80	68.76	68.76
EMELGUR														
ENERGIA DISPONIBLE TOTAL	70,347,888	81,640,381	88,106,812	88,448,770	88,080,848	88,818,147	87,123,178	88,681,218	88,360,188	88,664,048	86,048,867	88,637,638	808,663,628	87,878,481
ENERGIA COMPRADA AL M.E.M.	70,268,880	81,486,242	88,018,264	88,382,188	88,888,612	88,734,478	87,068,708	88,628,100	88,288,676	88,477,468	84,988,967	88,468,818	807,812,086	87,301,007
ENERGIA GENERADA	81,288	76,138	88,368	87,804	81,334	83,874	71,487	66,118	80,688	78,688	80,880	78,818	841,444	78,464
ENERGIA FACTURADA TOTAL	40,826,387	40,838,404	38,118,037	41,448,681	41,783,737	42,807,788	41,404,076	40,728,131	46,143,076	41,830,046	42,368,473	41,868,670	600,282,814	41,880,188
ENERGIA FACTURADA	38,880,362	40,188,680	37,806,122	40,284,438	40,844,988	41,804,227	40,331,607	38,888,878	44,028,718	40,687,848	41,178,033	40,716,436	487,177,774	40,688,148
ENERGIA RECUPERADA	798,887	677,248	878,721	648,886	486,217	422,280	471,884	618,688	482,001	608,888	666,244	487,118	8,688,734	648,081
PERDIDAS DE GRANDES CONSUMIDORES	226,388	222,606	634,184	600,280	603,661	681,288	800,784	804,188	821,368	863,168	826,188	844,018	8,618,888	642,984
ENERGIA PERDIDA (KWH)	28,622,681	20,800,877	28,882,678	28,088,178	27,867,108	23,810,367	26,724,101	26,682,088	24,207,088	24,724,008	22,880,184	28,880,888	308,271,216	26,888,288
ENERGIA PERDIDA (%)	41.87	33.48	42.67	40.33	38.80	36.78	38.32	38.83	34.81	37.16	34.88	38.83	38.13	38.13
DEMANDA MAXIMA DISPONIBLE	147,288	144,841	148,420	147,781	146,660	163,818	146,180	142,804	162,878	146,882	148,428	146,060	163,818	147,277
FACTOR DE CARGA (%)	84.20	83.31	81.88	86.27	83.80	80.41	82.14	82.76	88.00	81.82	80.87	83.61	80.08	80.08
ACUMULADO														
ENERGIA DISPONIBLE ACUMULADA	70,347,888	151,888,348	188,988,881	288,448,731	338,634,678	406,362,723	472,480,888	638,082,118	808,412,288	874,988,334	740,016,881	808,663,628		
ENERGIA COMPRADA AL M.E.M.	70,268,880	151,721,822	188,738,178	288,120,342	338,118,664	404,864,627	471,811,088	638,487,138	807,708,711	874,184,188	738,163,188	807,812,086		
ENERGIA GENERADA	81,288	188,427	266,786	333,388	414,723	488,388	688,883	824,882	706,676	782,186	882,826	841,444		
ENERGIA FACTURADA ACUMULADA	40,826,387	81,784,791	120,877,828	182,321,418	244,066,168	248,882,946	288,387,021	328,088,162	374,238,228	418,088,271	468,426,746	600,282,814		
ENERGIA FACTURADA	38,880,362	80,000,002	117,806,124	168,188,680	188,844,628	240,748,768	281,080,283	320,888,888	384,718,367	406,288,308	448,482,838	487,177,774		
ENERGIA RECUPERADA	798,887	1,518,818	1,880,837	2,638,632	3,024,748	3,447,042	3,818,848	4,436,432	4,827,483	6,638,371	8,081,816	8,688,734		
PERDIDAS DE GRANDES CONSUMIDORES	226,388	447,878	882,887	1,682,327	2,186,878	2,787,147	3,387,812	3,872,081	4,683,488	6,248,684	6,871,791	8,618,888		
ENERGIA PERDIDA (KWH)	28,622,681	60,123,668	78,118,133	107,122,912	134,478,420	168,388,777	184,113,878	208,986,888	234,173,068	268,887,082	281,680,248	308,271,216		
ENERGIA PERDIDA (%)	41.87	38.00	38.68	38.78	38.72	38.07	38.87	38.86	38.48	38.38	38.06	38.13		
DEMANDA MAXIMA DISPONIBLE	147,288	147,288	148,420	148,420	148,420	163,818	163,818	163,818	163,818	163,818	163,818	163,818		
FACTOR DE CARGA (%)	84.20	83.24	82.38	83.04	82.84	80.74	80.46	80.17	80.46	80.22	80.10	80.08		

BIBLIOGRAFÍA

1. Evaluación de Proyectos, **GABRIEL BACA URBINA**
2. Reingeniería de Procesos, Capítulo 5, **JERRY L. HARBOUR**
3. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de las pérdidas Eléctricas, **OLADE**
4. Pérdidas de Energía Eléctrica en la Distribución, **CIER**
5. Distributions Systems, Volumen 3, **WESTINGHOUSE**
6. Boletines informativos del 2005, **EMELGUR**
7. Documentación en general (Notas de trabajo, micro-memos, Ordenes de trabajo) del área comercial, **EMELGUR**
8. Análisis de sistemas de potencia, **JHON J. GRAINGER**
WILLIAM D. STEVENSON JR.
9. Normas INEM de transformadores de distribución
10. Boletines de lectura del Sistema SCADA, **EMELGUR**
11. www.conelec.com
12. www.cenece.gov.ec
13. www.itron.com