

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Lav. No. _____

**Evaluación y Medidas Correctivas para Disminuir
Pérdidas en el Sistema Eléctrico Los Ríos**

INFORME TECNICO

**Previo a la Obtención del Título de
INGENIERO en ELECTRICIDAD**

Especialización: P O T E N C I A

Presentada por:

SEGUNDO L. MEDINA DOMINGUEZ



Guayaquil - Ecuador

1987

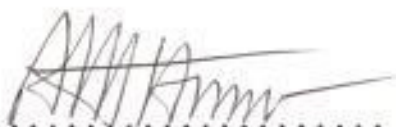
A MI ESPOSA E HIJOS

A MI MADRE

MIEMBROS DEL TRIBUNAL DE INFORME TECNICO



.....
Ing. Gustavo F. Bermúdez F.
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



.....
Ing. Alberto Hanze Bello
PROFESOR SUPERVISOR



.....
Ing. Hernán Gutiérrez V.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

AGRADECIMIENTO

AL ING. ALBERTO HANZE B.
Professor - Supervisor de
Informe Técnico, por su
ayuda y colaboración pa-
ra la realización de es-
te trabajo

La responsabilidad por los hechos, ideas expuestas en este informe técnico corresponden exclusivamente al Autor.

El patrimonio intelectual del presente informe Técnico pertenece a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Graduación de la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL).

SEGUNDO MEDINA DOMINGUEZ

RESUMEN

El presente trabajo se plantea para realizar una metodología evaluatoria y de reducción de pérdidas de energía y potencia en el Sistema Eléctrico Los Ríos, tomando en cuenta que dicho sistema se encuentra interconectado con el Sistema Nacional Interconectado -S.N.I.-

Partiendo de esta consideración, a pesar de las muchas ventajas que presenta este aspecto en la utilización y distribución de la energía eléctrica, no es menos cierto que existen problemas que deben resolverse para su óptimo aprovechamiento; justamente uno de los problemas existente en el Sistema Eléctrico Los Ríos son sus elevadas pérdidas tanto en la línea de transporte de potencia y energía desde la barra de S/E 69 KV Milagro, donde el S.N.I. entrega energía y potencia a EMELRIOS hasta la barra Chorrera a 69 KV (Babahoyo) donde EMELRIOS recibe potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado; así como en las redes de distribución eléctrica; Entonces el desafío que se enfrenta es que estas pérdidas analizadas previamente se controlen y reduzcan.

INDICE GENERAL

Law. No. _____

	Págs.
RESUMEN	V
INDICE GENERAL	VI
INDICE DE FIGURAS	VII
INTRODUCCION	VIII
*) CAPITULO I	9
ANTECEDENTES Y OBJETIVOS	9
*) CAPITULO II	13
ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA - EVALUACION DE PERDI DAS	13
2.1. Estado Actual del Sistema	13
2.2. Clasificación de las Pérdidas	18
2.3. Evaluación de Pérdidas del Sistema Eléc- trico Los Ríos	20
2.4. Metodología para Evaluar Pérdidas del Sis tema	23
*) CAPITULO III	30
CORRECTIVOS	30
3.1. Método aplicado para el Control de Pérdi- das	30
3.2. Metodología para Disminución de Pérdidas. 31	31
3.3. Aplicación Práctica de la Metodología tan to para el Control y disminución de Pérdi das	35
3.4. RESULTADOS	70
CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES	76
ANEXOS	

INTRODUCCION

La metodología a emplearse en el desarrollo del tema: EVALUACION Y MEDIDAS CORRECTIVAS PARA DISMINUIR PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS, se los expone a continuación;

Se desarrollará el Temario en el orden de los capítulos presentados utilizando como referencias diversos trabajos similares realizados en el País que tienen relación con esta temática, así como también de textos y Boletines de Información Estadísticos de la Dirección de Distribución y Comercialización INECEL y de la Empresa Eléctrica Los Ríos; todo el resumen de información bibliográfica será indicado en la Bibliografía. A parte de esto se tratará de obtener la mayor información posible de tal manera que la metodología encuentre cabida y adaptación al Sistema en lo referente a la Evaluación, Control y Correctivos de las pérdidas eléctricas.

En la metodología a seguirse, definiremos las pérdidas del Sistema Eléctrico y la variación de las mismas a través de ciertos años, tomando en consideración los datos estadísticos e información a través de mediciones de campo. Esto nos permitirá tener un criterio de la evalua-

ción del volumen de pérdidas eléctricas, información que servirá para la evaluación presente de ellas y aplicar los correctivos del caso.

En el seguimiento de esta metodología y cumplir el objetivo propuesto se elaborará Diagramas Unifilares, Esquemas y Cuadros Comparativos en cada uno de los diferentes años.

Este conjunto de información comprenderá la estructura misma del trabajo a presentarse.

Es de anotar que en el Sistema Eléctrico Los Ríos, aún no se ha investigado el tópico que es objeto del presente trabajo que con cierta certeza indicará en la baja de los costos de operación y por tanto un ahorro de la energía.

Para la evaluación de los volúmenes de pérdidas en general, partiremos de la utilización de:

- a) Mediciones diarias, mensuales y anuales previo a la contrastación y enceramiento de los medidores de energía e instrumentos indicadores de corriente, a la vez se constatará el correcto uso de la relación de transformadores de corriente.

b) Se elegirá un período de análisis, mediante la recolección de datos históricos, análisis de planillas, análisis de medidores mediante el muestreo de éstos, análisis de errores de facturación, etc.

f) Con la información indicada, obtendremos pérdidas en varias secciones del Sistema Eléctrico Los Ríos, que para este fin lo hemos dividido en 3,

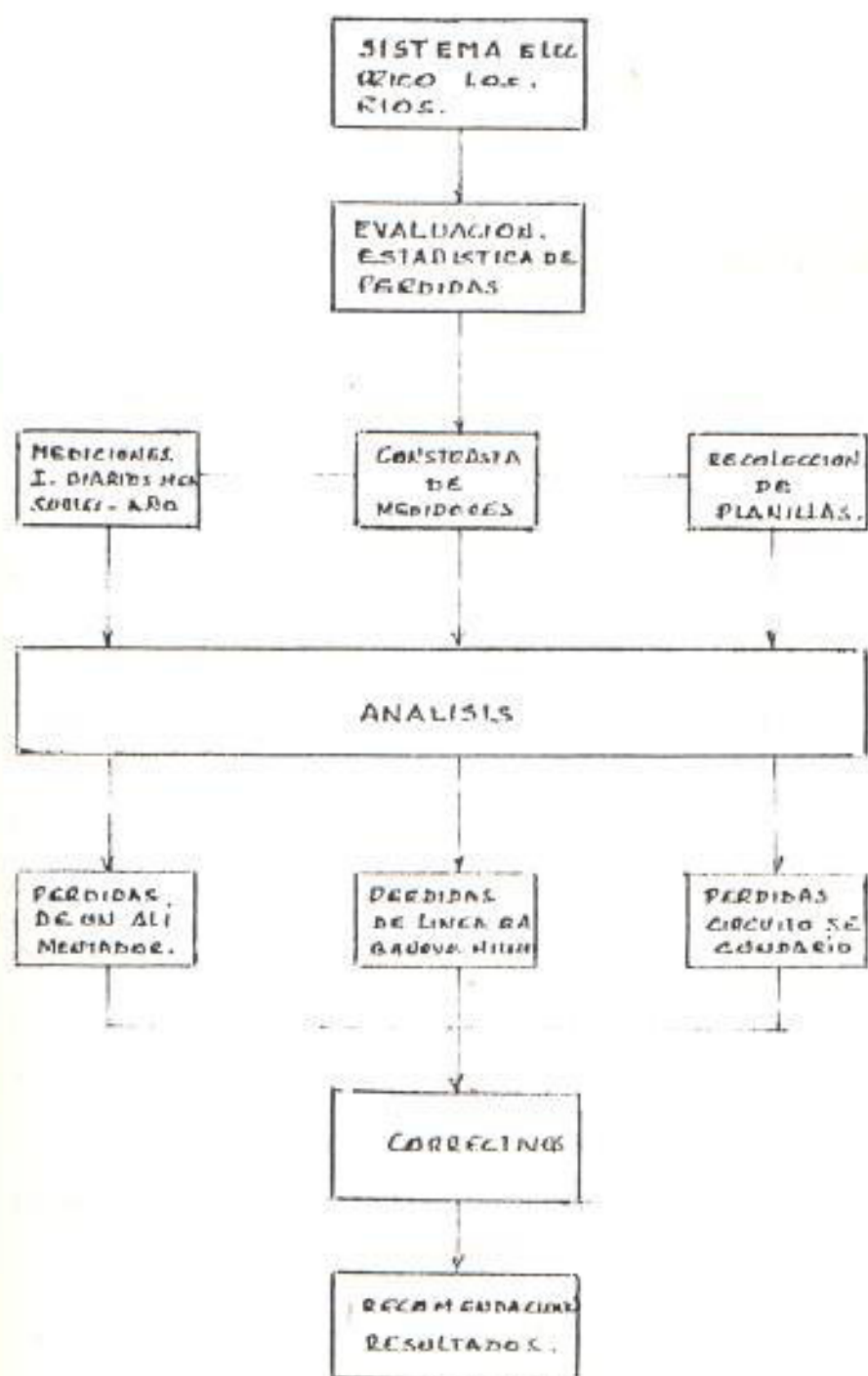
En definitiva los resultados a obtenerse serán parciales y en cada uno se aplicará correctivos para disminuirlos, que es nuestro propósito.

Dentro de este trabajo, se ha considerado la colaboración del personal del Departamento Técnico, en la toma de datos, control de pérdidas y correctivos que los casos requieren después del estudio.

Finalmente una vez presentada la metodología, se presentan aplicación práctica con resultados y conclusiones,

A continuación se muestra un Flujoograma del presente trabajo.

FLUJOGRAMA DE TRABAJO PRESENTE



CAPITULO I

ANTECEDENTES Y OBJETIVOS.-

ANTECEDENTES:

El desarrollo socio económico de la Provincia de Los Ríos de la década 1960 - 1970, hace imperiosa la necesidad de crear un Sistema Eléctrico Provincial de tal manera entregar energía eléctrica confiable y que los generadores eléctricos distribuidos por toda la Provincia no habían brindado hasta ese entonces. Frente a esta necesidad se constituyó la Empresa Eléctrica Los Ríos en el mes de febrero de 1970, siendo sus fundadores la Corporación de Fomento del Centro de la República - CORFODEC y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL,

La Empresa para esa fecha estaba constituida por lo que hasta ese entonces se denominaba Departamento Municipal de Luz y Energía del Cantón Babahoyo, el mismo que había sido creado como Dependencia Municipal en el año 1961 mediante la respectiva ordenanza municipal.

En enero de 1971, la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A, da inicio en sus labores con el objeto de brindar servicio a la comunidad mediante la recepción de equipos e instala--

ciones eléctricas que hasta ese entonces tenía el Municipio del Cantón Babahoyo.

En ese año la Empresa Eléctrica disponía de una capacidad instalada de 872 KVA y correspondía a tres grupos eléctricos, siendo la mayor demanda 870 KVA a un nivel de voltaje de 4,16 KV - 120/240 Volts.

La Empresa Eléctrica al ir evolucionando ha alcanzado -- hasta el año 1984 una demanda máxima de 7,5 MVA (en hora de máxima demanda) y que la producían 4 grupos generadores de 2,500 KVA cuya configuración se muestra en esquema # 1:

Esquema # 1a Diagrama unifilar 1980

Esquema # 1b Diagrama unifilar 1984

Frente al inusitado crecimiento de los costos de producción y de operación y de acuerdo al plan maestro de electrificación de Los Ríos período 1980 - 1985: el Sistema Eléctrico de Los Ríos pasó a formar parte del Sistema Nacional Interconectado a fines del año 1984, siendo su configuración eléctrica de ese entonces según esquema # 2,

Como se nota en el esquema # 2, el Sistema Eléctrico Los Ríos comenzó operando y a la fecha sigue operando con un

(1) Los esquemas se muestran al final del informe; 1a, - 1b y 2.

nivel de voltaje de 69 KV y entrenada desde S/E Milagro y recibida en S/E Chorrera desde donde es distribuida a todos los Cantones de la Provincia (Excepto Quevedo) y áreas de influencia.

Es de anotar que la línea que transporta potencia y energía de S/E Milagro a S/E Chorrera (Babahoyo) tiene un recorrido de 44 kms, y con un nivel de aislamiento de 138 KV y con este fin fue construido, es decir operar a este nivel de voltaje.

OBJETIVOS:

La Empresa Eléctrica Los Ríos C.A, fue creada como entidad privada para servicio público y como tal se encuentra entregando servicio de energía eléctrica en aproximadamente 8,000 kms² en la Provincia de Los Ríos y áreas de influencias (Provincia del Guayas). Para cumplir este requerimiento compra potencia y energía al Departamento de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado -S.N.I.-

Siendo así, el fin que persigue la Empresa Eléctrica es ganarse la confianza de sus clientes brindándoles un buen servicio. Dar un buen servicio de energía eléctrica significa mantener los valores de voltaje y frecuencia de un

rango aceptable - confiable y costos de operación relativamente menores con el agravante de que estos costos -- tienen una tendencia creciente,

Justamente esta incidencia de los costos tiene su origen en el grado de pérdidas que tenga un sistema y en el caso específico, se evaluará y se tomarán los correctivos - para disminuir las pérdidas en el Sistema Eléctrico Los Ríos, en razón de que el valor anual de pérdidas de energía y potencia registrados en los últimos períodos ha venido alcanzando niveles que sobrepasan los índices considerados como promedio aceptable en sistema de distribución de energía eléctrica sin dejar de considerar el porcentaje de pérdidas de energía y potencia y que inevitablemente se producen en él.

En definitiva el presente trabajo se plantea con el propósito de establecer una metodología para disminuir pérdidas del Sistema Eléctrico Los Ríos,

CAPITULO II


ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA - EVALUACION DE PERDIDAS

2.1.- ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA

1.- DESCRIPCION GENERAL;

Los estudios de pérdidas y evaluación de éstas y sus respectivos costos durante la vida útil de los materiales y equipos solo se realizaban en el pasado a nivel de sistema de generación y transmisión, Ello se debía al alto costo de estos equipos y a las facilidades que se tenían para realizar los estudios ya que en estos niveles son más estables en su desarrollo. Pero en el sistema de distribución Los Rfos jamás se han realizado estos tipos de estudios. Las razones para ello muy probablemente se deben a la irregularidad en el desarrollo de las redes de distribución de diseño y potencias en los transformadores de distribución, reguladores y otros equipos. Siempre ha prevalecido en el criterio económico la menor inversión inicial, de esta manera en el sistema de distribución se tenía como solución esto, con las consiguientes pérdidas elevadas: un ejemplo, la elección de un conductor, de un alimentador primario, se elegía la sección mínima compatible con la carga y caída de tensión de manera de comprar el menor número

ro de kmts. y alivianar las estructuras; una sección mínima de conductor equivale a una resistencia alta y por tanto a pérdidas por efecto de Joule elevadas.

 Frente a esta situación y con el fin de tener una --
Idea del volumen de pérdidas y con cierto criterio --
técnico, se ha corrido un flujo de carga; hecho que
se dió con los parámetros establecidos hasta 1985,

2.- ORGANIZACION DEL AREA SERVIDA:

Como se anotó anteriormente, la Empresa Eléctrica - Los Ríos entrega energía y potencia desde Subestación Chorrera a través de un sistema de distribución eléctrica de 2 alimentadores a 69 KV y 4 alimentadores a 13,8 KV que parten de S/E Chorrera, -- los alimentadores a 69 KV llegan a S/E de reducción 69 KV/13,8 de esta manera la entrega de potencia y energía es en una área comprendida por los siguientes Cantones:

PROVINCIA DE LOS RIOS: Babahoyo
 Urdaneta
 Baba
 Pueblo Viejo
 Ventanas
 Vinces
 Montalvo

PROVINCIA DEL GUAYAS: Cantón Jujan
Parroquia Tres Postes

Configuración: Esquema: 3a
3b

3.- CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION:

a) Redes de Alta Tensión,-

En área de Babahoyo y zona servida es de tipo radial aéreo de acuerdo a normas de INECEL y de una gama de calibres de conductores de Al,

b) Redes de Baja Tensión,-

En área de Babahoyo y zona servida es de tipo radial aéreo (de acuerdo a normas de INECEL),

c) Transformadores,-

Los transformadores de distribución son del tipo autoprotegido, autoenfriados en aceite e instalados en postes. Existiendo transformadores formados por monofásicos y trifásicos,

Aquí podemos anotar el desarrollo de capacidad instalada de transformadores de distribución,
- Ver Cuadro # 1 y Cuadro # 2.

- (2) Los esquemas 3a y 3b se muestran al final del informe,

CUADRO # 1

TRANSFORMADORES (1980)

SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS

UBICACION	CLASE O TIPO	CANT.	CAPAC. KVA	VOLT. ENT. KV	VOLT. SALI. V.
Babahoyo	1Ø	40	555	7,62	120/240
	3Ø	87	4.176	13,8	120/208
Rurales	1Ø	30	490	7,62	120/240
	3Ø	7	315	13,8	120/208
Baba	1Ø	3	52	7,62	120/240
	3Ø	1	45	13,8	120/208
Rurales	1Ø	6	30	7,62	120/240
	3Ø	4	135	13,8	120/208
Puebloviejo	1Ø	18	250	7,62	120/240
	3Ø	3	150	13,8	120/240
Rurales	1Ø	19	256	7,62	120/240
	3Ø	5	195	13,8	120/208
Catarama	1Ø	11	245	7,62	120/240
	3Ø	5	195	13,8	120/208
Rurales	1Ø	5	115	7,62	120/240
	3Ø	2	75	13,8	120/208
Vinces	1Ø	55	1.125	7,62	120/240
Ventanas	1Ø	37	666	7,62	120/240
	3Ø	9	390	13,8	120/208
			9.625		

Capacidad instalada en Sistema Eléctrico Los Ríos. Año 1980.

GOBIERNO DEL ECUADOR
 INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 QUITO, ECUADOR
 1980

CUADRO # 2

TRANSFORMADORES (1984)

SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS

UBICACION	CLASE O TIPO	CANT.	CAPAC. KVA	VOLT. ENT. KV	VOLT. SALI. V.
Babahoyo	1 Ø	81	1.815	7.62	120/240
	3 Ø	45	2.512	13.8	120/208
Rurales	1 Ø	27	540	7.62	120/240
	3 Ø/	3	225	13.8	120/208
Baba	1 Ø	3	60	7.62	120/240
	3 Ø	3	165	13.8	120/208
Rurales	1 Ø	7	135	7.62	120/240
	3 Ø	4	150	13.8	120/208
Puebloviejo	1 Ø	20	305	7.62	120/240
	3 Ø	2	150	13.8	120/208
Rurales	1 Ø	20	300	7.62	120/240
Catarama	1 Ø	24	545	7.62	120/208
	3 Ø	5	255	13.8	120/208
Rurales	1 Ø	14	200	7.62	120/240
	3 Ø	1	75	13.8	120/208
Vinces	1 Ø	72	1.350	7.62	120/240
	3 Ø	4	150	13.8	120/208
Rurales	1 Ø	10	150	7.62	120/208
Ventanas	1 Ø	62	1.200	7.62	120/240
	3 Ø	8	315	13.8	120/208
Montalvo	1 Ø	13	265	7.62	120/240
	3 Ø	1	30	13.8	120/208
Rurales	1 Ø	16	165	7.62	120/240

2.2.- CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS

Con el objeto de sistematizar el estudio de las pérdidas del Sistema Eléctrico Los Ríos, se hará una clasificación de las mismas,

Tomando en cuenta varios factores se pueden clasificar las pérdidas según los siguientes criterios:

1.- POR SISTEMA Y NIVEL DE VOLTAJE,

a) Pérdidas a nivel de transmisión y Subtransmisión. En ésta se involucra las pérdidas físicas en líneas de transmisión, en los transformadores de Subestaciones de elevación o de reducción; como también las pérdidas comerciales que se presentan con la facturación a grandes clientes o la mala facturación o contabilización de la energía comprada a terceros,

b) Pérdidas a nivel de distribución.

A este nivel las principales fuentes de pérdidas físicas que se involucrarían serán: Pérdidas en los alimentadores primarios, pérdidas en los transformadores de distribución, pérdidas en las redes secundarias, pérdidas

en las redes de alumbrado público y pérdidas comerciales, (por una mala facturación o Subfacturación.)

2.- POR TIPO DE CAUSA

Estas van a depender de las causas que producen las pérdidas y cuya clasificación puede enumerarse:

a) Pérdidas por Causas Físicas.-

Dentro de este tipo de pérdidas se consideran las pérdidas por efecto Joule y las pérdidas en los núcleos de los transformadores.

b) Pérdidas por Consumo Propio de la Empresa - Eléctrica.-

Aquí se considera los consumos propios de edificios, subestaciones y patios de maniobras, etc.

c) Pérdidas Comerciales.-

En éstas se consideran la energía consumida pero no facturada o ha sido Subfacturada. Aquí podemos anotar:

- Pérdidas por descalibración de contadores

- Pérdida por alteración fraudulenta de los circuitos de conexión de los contadores de energía.
- Pérdidas por errores en la lectura de los contadores de energía.
- Pérdidas por errores de facturación.
- Pérdidas por contrabando de energía.

2.3.- EVALUACION DE PERDIDAS DEL SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS,

En esta etapa del trabajo nos vamos a referir a los siguientes aspectos:

- 1.- A las pérdidas que se producen en la línea 138 KV Milano - Chorrera que actualmente opera a 69 KV - y de la S/E a 69/13,8 KV de la Chorrera.
- 2.- A las pérdidas que se producen en los alimentadores primarios a nivel de 13,8 KV: para lo cual tomaremos en cuenta algunos ramales primarios del Sistema Eléctrico Los Ríos.
- 3.- A las pérdidas que se producen en circuitos secundarios a nivel de 240/120 V, para lo cual tomaremos circuitos de referencia.

- 4.- Pérdidas Comerciales: por mala calibración, conexión y defectos de medidores y contrabando de energía.

(*) INFORMACION DISPONIBLE Y EVALUACION DE PERDIDAS,

Uno de los problemas fundamentales que se detectó en la búsqueda de información para el presente trabajo, en cierto modo la poca información estadística apropiada. Por esta razón y en ciertas partes de este trabajo se hará -- consideraciones y asunciones de ciertos criterios y parámetros basados en el conocimiento y experiencia de la realidad del Sistema Eléctrico Los Ríos. Para el presente caso tomaremos en cuenta la información siguiente:

- Recorrido de los circuitos en la que se indica el tipo de calibre de los conductores,
- Potencia instalada de los transformadores desde 1980 a 1984,
- Registro de carga mínima y máxima en el lado de baja -- tensión de transformadores en 1985,
- Registro de carga horario medidas en las alimentadoras que salen de Subestación eléctrica Chorrera y uno de --

los circuitos que se analizará (Dato de 1985 - 1986)

- Curva diaria de todo el sistema servido correspondiente al año 1985 - 1986.,
- Evolución de las pérdidas a partir de 1970 a 1985 y que es como sigue: (datos históricos),

CUADRO # 3.

ARO	% PERDIDAS
70	26
71	32
72	24
73	20
74	20
75	30
76	20
77	20
78	22,5
79	18,2
80	20,3
81	15,7
82	21
83	20
84	23,6
85	25,4

- (3) La curva 1 de Evolución de Pérdidas se muestran al final del Informe.

2.4.- METODOLOGIA PARA EVALUAR PERDIDAS DEL SISTEMA

A continuación propongo un método de seguimiento para poder evaluar pérdidas de un sistema eléctrico. Para el efecto debemos tener en consideración la -- clasificación de pérdidas hechas anteriormente, anotando que éstas pueden ser físicas - técnicas y comerciales.

Partiendo de esta consideración, el método consiste en:

1. Referente a Pérdidas Físicas - Técnicas, Para una línea de transmisión y que entrega potencia y energía desde la generación a barra de distribución,
 - a) Que los contadores eléctricos ubicados en barra de entrega de energía y potencia deben ser contrastados (podemos hablar de generación en subestación eléctrica).
 - b) Que los indicadores de potencia y energía estén debidamente encerados, además que debe tomarse en cuenta el uso correcto de la relación de transformadores de medida,
 - c) Fijación de un período de análisis de planillas de facturación a nivel de compra-venta -

de energía en bloque.

d) Recolección y análisis de planillas facturadas (bloque en el período esconido).

e) Determinación de pérdidas mediante sistema de computación (flujo de carga) para efecto de evaluación, comprobación y comparación.

2. Referente a Pérdidas Físicas - Técnicas para un circuito Alimentador, Mediante el análisis de lecturas de corriente de alimentadores primarios y con aplicación al método de corriente equivalente.

La metodología para evaluar estas pérdidas consistirá en analizar:

El Circuito de Un Alimentador.

a) Mediante tomas de lecturas instantáneas en un período de horas del día y en cada una de las ramas del mismo.

b) Integración de las curvas de carga instantáneas durante un período considerado.

Para la aplicación de la metodología, básicamen-

te se deben conocer los siguientes parámetros:

- (*) - Resistencia eléctrica del alimentador y circuitos,
- (*) - Los regímenes de las corrientes que circulan por el alimentador y ramas correspondientes.

Estos dos parámetros deberán ser determinados para cada uno de los tramos del circuito y durante todo el período de tiempo considerado respectivamente.

En cuanto a la determinación de los valores de la resistencia del circuito no se presentan dificultades, pues se dispone información confiable sobre la longitud de los mismos, calibres y tipos de conductores, no así en cuanto a los datos de las corrientes que por ellos circulan, pues es muy difícil obtener valores continuos de la corriente que circula en cada punto de carga, como son los transformadores y peor aún en cada una de las ramas en los que se subdividen el circuito.



Existen varios métodos experimentales para la determinación de las pérdidas de potencia y ener

* En este caso, hemos adoptado el método de la "Corriente Equivalente" que consiste en determinar el "valor equivalente de la corriente" que es el valor hipotético o ficticio que circulando constantemente por el circuito durante todo el período considerado, produciría la misma cantidad de pérdidas de energía que la corriente real.

Para encontrar este valor de corriente equivalente en todos los componentes del circuito, sería preciso conocer el régimen o curva de carga de cada uno de los ramales del mismo.

Como es lógico suponer, esto resulta prácticamente imposible, razón por la cual se han debido aceptar las siguientes consideraciones básicas -- que permiten efectuar el análisis:

- a) Que las lecturas de carga medidas en cada -- uno de los tramos de alimentador corresponden a la carga máxima del día típico o promedio -- del año, ya que son valores determinados en diferentes días de la semana y en los primeros meses del año.
- b) Que el factor de potencia y el régimen de car

ga es similar en todos los tramos al alimentador, y equivalente al régimen total del circuito medido a la salida de la subestación.

- c) Que la carga es equivalente en tres fases,
- d) Que las pérdidas de potencia propias de los transformadores corresponden a un 3% en general para todos, valor que se adopta por no disponer de información precisa al respecto.

Con estas consideraciones se determina el valor de la corriente en el lado de la alta tensión, que corresponde al valor máximo de corriente del día promedio del año.

A la vez, se encuentran las corrientes en las mismas en base al principio de la ley de Kirchoff y de lecturas de corrientes tomadas.

✓ Conocidos estos datos se calculan los valores de $3I_{\max}^2$, que constituyen las pérdidas de potencias en cada una de las ramas; y, sumando los valores de todas ellas, obtendremos las pérdidas de potencia totales del circuito.

Para establecer los valores de la corriente equivalente, -

hacemos uso de la curva de carga promedio anual obtenida a partir de las lecturas horarias registradas en la subestación.

Conociendo esta curva obtenemos el llamado "factor de calentamiento", que se lo calcula con la relación unitaria siguiente:

$$\bar{H}^2 = I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + I_3^2 t_3 + \dots + I_n^2 t_n$$

En donde: H es el factor de calentamiento.

I_n , son los valores de corriente tomados de la curva de carga y expresados en P.U. con respecto al valor máximo.

t_n , son los periodos correspondientes a los diferentes grados de carga (I_n) expresados también en P.U. con relación a las 24 horas del día.

Con el valor H se establece que:

$$I_{eq} = H \times I_{max}.$$

Ver Curva # 2.

- (4) La curva # 2 se carga promedio anual se muestra al final del informe.

Y las pérdidas de energía (P_e) en cada uno de los tramos, será:

$$P_e = 3 (I_{eq.})^2 \times R \times 8,760, \text{ o sea:}$$

$$P_e = 3 (I_{max. H})^2 \times R \times 8,760$$

Como $3 I_{max.}^2 \times R$ constituyen las pérdidas de potencia (P_p), tenemos que:

$$P_e = P_p \times H^2 \times 8,760, \quad (1)$$

Si se acepta que el régimen de carga es igual en todas las ramas del circuito, este factor H es también igual para todas ellas y por tanto se aplicaría a las pérdidas de potencia totales del circuito, para establecer las pérdidas anuales de energía del mismo, mediante la expresión anotada en el renglón final (1).

Referente a Pérdidas Comerciales.

La metodología consistirá en analizar un circuito de la red secundaria y en el cual, evaluaremos pérdidas por:

1. Muestreo de Contadores de Energía.
2. Muestreo de Errores de Facturación
3. Análisis de formas de leer Contadores
4. Contrabando de Energía.



CAPITULO III, CORRECTIVOS,

3.1. METODO APLICADO PARA EL CONTROL DE PERDIDAS,

Existiendo varios métodos de aplicación para el control de pérdidas, la Empresa Eléctrica de Los Ríos está poniendo en práctica uno de ellos y siguiendo la forma de control siguiente:

1. Calibración y Recalibración de Contadores a nivel de Entrega-Recepción de Energía y Potencia en barra hecho que se debe dar por lo menos una vez al año,
2. Mantener datos actualizados de:
Capacidad instaladas a nivel de transformadores de distribución, líneas y redes de distribución,
3. En etapas de nuevos diseños, efectuar estudios técnicos Económicos de Conductores y Equipos a utilizarse,
4. En etapa de nuevas adquisiciones seleccionar el equipo adecuado como transformadores, capacitores, reguladores, etc,
5. En etapa de instalación de equipos efectuar el control de éstos en forma periódica,
6. En etapa de mantenimiento, Vigilancia periódica de lí

neas, Redes, transformadores y equipos y con éstos, tomas de lectura de corriente, voltaje, factor de Potencia, etc., balanceamiento continuo de circuitos alimentadores y circuitos de redes de distribución, En este aspecto se hará reordenamiento, retiro, reemplazo de equipos y que todavía podrían ser capaces de prestar servicio.

3.2. METODOLOGIA PARA DISMINUCION DE PERDIDAS.

Los métodos utilizados para reducir pérdidas dependen de sí, ellas son físicas o comerciales.

El ataque a un problema de las pérdidas físicas parte de las siguientes premisas:

- Todos los contadores de energía e instrumentos indicadores de potencia activa y reactiva están debidamente calibrados. Sobre todo aquellos existentes a nivel de centrales, subestaciones y de interconexión con compañías suministradoras de energía.
- Existencia de un estudio de evaluación de pérdidas a todo nivel en el sistema eléctrico. Esto permitirá fijar prioridades y evaluar procedimientos de manera que cualquier inversión que se haga alcance su máximo rendimiento.

Este último requerimiento también es válido para las Pérdidas Comerciales.

A continuación describimos una serie de métodos destinados a disminuir las pérdidas en un sistema eléctrico,

PERDIDAS FISICAS,

A nivel de Generación - Transmisión.- S/E,

- Es evidente que una buena operación del sistema eléctrico de potencia, que evite una circulación innecesaria de potencia reactiva por las líneas y que fije un adecuado nivel de voltaje en las diferentes barras, logrará llevar las pérdidas a nivel de generación - transmisión a porcentajes aceptables.

A nivel de Primarios de Distribución,

- Redistribución de la carga de baja tensión entre los transformadores de distribución, de manera de llevar a éstos a su punto óptimo de operación,
- Estudio de un programa de reemplazo de transformadores de distribución a fin de sacar de servicio aquellos con pérdidas excesivas,
- Estudiar la normalización, de un transformador de distri

bución de bajas pérdidas.

- Reestructuración de los alimentadores, distribuyendo la carga de acuerdo a su capacidad,
- Reestructuración de los alimentadores a fin de eliminar el exceso de conductores y los cuellos de botella. Estos últimos se eliminan mediante la instalación de conductores de mayor sección,
- Equilibrio de fases en cada alimentador,
- Estudio del cambio del nivel de voltaje de los alimentadores,
- Utilización de capacitores en alimentadores mediante la instalación de nuevos capacitores o reubicación de los ya existentes,

A nivel de Subestaciones de Distribución,

- Reedistribución de la carga entre los transformadores de las subestaciones de manera que éstos operen cerca del punto de mayor rendimiento,

Otros,

- Estudio de normalización de equipos desde el punto de vista de reducir pérdidas. Los equipos que se podrían normalizar, serían: Transformadores de Distribución, conductores, reguladores de voltaje, capacitores, etc.

- Estudio de conductores más económicos desde el punto de vista de las pérdidas.

PERDIDAS COMERCIALES,

A nivel de contadores de energía,

- Establecer un procedimiento que permita una revisión cíclica de contadores de energía.

- Reparación de contadores de energía dañados.

- Revisión periódica de circuitos secundarios a fin de detectar contrabando.

A nivel de Facturación,

- Mejoramiento de los procedimientos de facturación a fin de evitar subfacturación u otros errores.

3.3. APLICACION PRACTICA DE LA METODOLOGIA TANTO PARA EL CONTROL Y DISMINUCION DE PERDIDAS,

Siguiendo el lineamiento indicado en capítulo II-2,4, Capítulo III 3,1 y 3,2 vamos a dar aplicación práctica de lo enunciado y referido al sistema eléctrico -- Los Rfos. Para este fin haremos un señuimiento por e tapas así:

1. Análisis de Pérdidas.- Evaluación, control y disminución de pérdidas de la línea de Subtransmisión - S/E Milagro - S/E Chorrera a 69 KV, línea de 44 - kmts, y de Conductor 397.5 M.C.M.

✓ 2. Análisis de Pérdidas.- Evaluación control y disminución de pérdidas de un alimentador a 13,8 KV y - denominado circuito.

Alimentador No. 1.- Chorrera - Babahoyo
Babahoyo - Centro
Babahoyo - J. X Marcos.

3. Análisis de Pérdidas.- Evaluación control y disminución de pérdidas de un circuito secundario 120 - 240 U y denominado: J, X Marcos y Barreiro.

4. Análisis de Pérdidas Comerciales.- Tomando como - referencia un circuito elegido en Red de Distribu- ción Babahoyo.

Para el desarrollo de los puntos se lo enuncia de la si- guiente manera:

Para Análisis de Pérdidas, - Evaluación, control y disminución de pérdidas de la línea de Subtransmisión S/E Milagro S/E Chorrera a 69 KV.

- a) Que los contadores eléctricos ubicados en barra de entrega de energía y potencia deben estar contrastados,

Sobre este punto la Empresa Eléctrica Los Ríos por el mes de Agosto de 1985, por no disponer de laboratorio - equipo de prueba y/o calibradores de medidores, solicita a Empresa Eléctrica del Ecuador le sea contrastado - el medidor DSM -64 - 120 Volts, de 4 Hilos y cuyo resultado se adjunta (Anexo 1). Este medidor mide potencia y energía en barra subestación eléctrica Chorrera (Babahoyo).

Así mismo que el medidor de demanda que controla potencia y energía a EMELRÍOS en barra subestación eléctrica Milagro y del DOSMI está contrastado bajo estos antecedentes se procede al control de ambos medidores,

- b) Que los indicadores de potencia y energía estén debidamente encerados, además que deben tomarse en cuenta el uso correcto de la relación de transformadores de medida,

Sobre esto y durante la prueba de laboratorio (EMELEC) El medidor fue encerado, no así el de la barra Milagro de DOSNI que se asume fue encerado,

Con respecto a los transformadores de medida fueron -- chequeados encontrándose que los CT. de barra Chorrera no son los adecuados, en razón de esto se determinó el grado de error que involucra la medición.

Se asumió que el medidor de la barra Milagro del DOSNI fue encerado previamente.

- c) Fijación de un período de análisis de planilla de facturación a nivel de compra-venta de energía en bloque,

Para este trabajo se ha fijado un período comprendido desde Enero de 1985 a Octubre de 1985 y de las planillas facturadas por el DOSNI a EMELRIOS.

- d) Recolección y análisis de planillas facturadas en el período elegido.

Ver cuadro # 3a y 3b.

- e) Determinación de pérdidas mediante sistema de computación (Flujo de Carga) para efecto de evaluación y com-

paración de pérdidas.

Ver Anexo 2

Análisis

Veamos ahora el análisis mes a mes de la potencia y energía, la misma que se detalla a continuación:

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
 MES DE ENERO 1 985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA KW
1. Potencia y energía entredada en barra Milagro (DOSNI)	3'601,200		7,600
2. Potencia y energía entredada en barra Babahoyo (Chorrera)	<u>3'363,521</u>		<u>6,700</u>
3. Pérdidas Ficticias	237,679	6,6	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milagro Babahoyo (por flujo de carga)	49,780		148
4.2. Transformador 69 KV S/E Chorrera - (Cálculo)	<u>54,341</u>		<u>119</u>
5. Pérdidas Reales	104,121	2,89	267
6. Potencia y energía sobrefacturada (dif. entre 3 y 5)	133,558	3,71	633

Handwritten signature

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE FEBRERO 1,985

	ENERGIA KW - H	%	POTENCIA KW
1. Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI)	3'447,840		7,860
2. Potencia y energía entregada en barra Babahoyo (Chorrera)	<u>3'220,028</u>		<u>6,960</u>
3. Pérdidas Ficticias	227,812	6,6	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4,1. Línea Milagro-Babahoyo (por flujo)	47,656		153
4,2. Transformador 69 KV S/E Chorrera	<u>57,087</u>		<u>123</u>
5. Pérdidas Reales	104,743	3,04	276
6. Potencia de energía sobrefacturada (Diferencia Item, 5 y 3)	123,069	3,56	624

Mazo

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE MARZO 1,985

	ENERGIA KW-H	%	
1. Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI)	4'435,680		9,360
2. Potencia y energía entregada en barra Babahoyo (Chorrera)	<u>4'142,925</u>		<u>8,460</u>
3. Pérdidas Ficticias	292,755	6,6	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milagro-Babahoyo (por flujo)	61,315,3		186
4.2. Transformador 69 KV S/E Chorrera - (Cálculo)	<u>65,904</u>		<u>153</u>
5. Pérdidas Reales	127,219	2,87	339
6. Potencia y energía sobrefacturada (diferencia Item 5 y 3)	165,526	3,73	561

Plan

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE ABRIL 1,985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA KW
1. Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI)	4'371,600	-	10,200
2. Potencia y energía entregada en barra Babahoyo (Chorrera)	<u>4'083,074</u>		<u>9,300</u>
3. Pérdidas Ficticias	288,526	6,6	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Transformador 69 KV S/E Chorrera	71,512		173,4
4.2. Línea Milagro-Babahoyo	<u>60,428</u>		<u>204,6</u>
5. Pérdidas Reales	131,940	3,02	378
6. Potencia y energía sobrafacturada (diferencia ítem. 5 y 3)	156,586	3,58	522

Mayo

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE MAYO 1,985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA KW
1. Potencia y energía entrada en barra Milagro (DOSNI)	5'120,000		10,320
2. Potencia y energía entrada en barra Babahoyo (Chorrera)	<u>4'782,080</u>		<u>9,420</u>
3. Pérdidas Ficticias	337,920	6,6	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milagro-Babahoyo	70,775		207
4.2. Transformador 69 KV S/E Chorrera	<u>65,446</u>		<u>176</u>
5. Pérdidas Reales	136,221	2,66	383
6. Potencia y energía sobrefacturada (dif. -- Item. 3 y 5)	201,695	3,94	

Ilmu

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE JUNIO 1,985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA KW
1. Potencia y energía en- treñada en barra Mila- nro (DOSNI)	5'048,640		10,560
2. Potencia y energía en- treñada en barra Baba hoyo (Chorrera)	<u>4'715,430</u>		<u>9,660</u>
3. Pérdidas Ficticias	333,210	6,7	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milandro-Ba- bahoyo	69,788		213
4.2. Transformador 69 KV S/E Chorrera	<u>74,063</u>		<u>182</u>
5. Pérdidas Reales	143,851	2,85	395
6. Potencia y energía sob- refacturada	189,359	3,85	505

Julio

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE JULIO 1,985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA kw
1. Potencia y energía entregada en barra Milano (DOSNI)	5'456,160		10,080
2. Potencia y energía entregada en barra Babahoyo (Chorrera)	<u>5'096'053</u>		<u>9,100</u>
3. Pérdidas Ficticias	360,107	6,6	980
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milano-Babahoyo	75,422		222
4.2 Transformador 69 KV S/E Chorrera	<u>70,716</u>		<u>172</u>
5. Pérdidas Reales	146,138	2,68	394
6. Potencia y energía sobrefacturada	213,969	3,92	586

[Handwritten signature]

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE AGOSTO 1,985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA kw
1. Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSHI)	5'180,640		10,320
2. Potencia y energía entregada en barra Chorrera (Babahoyo)	<u>4'838,717.7</u>		<u>9,420</u>
3. Pérdidas Ficticias	338,710.7	6.54	900
4.- Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milagro-Babahoyo	71,613		207,24
4.2. Transformador 69 KV S/E Chorrera	<u>72,353</u>		<u>176,22</u>
5. Pérdidas Reales	143,966	2.78	383,46
6. Potencia y energía sobre facturada	194,744	3.76	

Contenido

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE SEPTIEMBRE 1985

	ENERGIA KW-H	%	POTENCIA KW	
1. Potencia y energía en- tregada en barra Mila- gro (DOSNI)	5'382,960		11,040	
2. Potencia y energía en- tregada en barra Cho- rrera (Babahoyo)	<u>5'027,700</u>		<u>10,040</u>	
3. Pérdidas Ficticias	355,260	6,6	900	8
4. Pérdidas de potencia y energía en:				
4.1. Línea Milagro-Ba- bahoyo	74,410		190	2
4.2. Transformador a - 69 S/E Chorrera	<u>56,640</u>		<u>130</u>	1
5. Pérdidas Reales	131,050	2,44	320	3
6. Potencia y energía so- brefacturadas	224,210	4,16		4

Orden

ANALISIS DE ENERGIA Y POTENCIA
MES DE OCTUBRE 1,985

	ENERGIA KV-H	%	POTENCIA KW
1. Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI)	5'728,320		10,560
2. Potencia y energía entregada en barra Chorrera (Babahoyo)	<u>5'348,900</u>		<u>9,660</u>
3. Pérdidas Ficticias	379,420	6,63	900
4. Pérdidas de potencia y energía en:			
4.1. Línea Milagro-Babahoyo	79,163		212,52
4.2. Transformador a - 69 S/E Chorrera	<u>74,063</u>		<u>158,3</u>
5. Pérdidas Reales	153,226	2,65	370,83
6. Potencia y energía sobrefacturada	226,193	3,98	5

CUADRO # 3a

COMPRA DE ENERGIA Y POTENCIA AL DOSNI (LECT. EN
 RRA MILAGRO) FACTURADO POR PLANILLA DEL DOSNI A
 RIOS.

MES	ENERGIA KW - H	DEMANDA CONTRATADA	DEMANDA MAXIMA	VALOR SUCEO
1. 31 Enero/85	3'601.200	8.000	7.600	6'067.00
1. 28 Febrero/85	3'477.840	8.000	7.860	5'965.00
1. 31 Marzo/85	4'435.680	8.000	9.360	7'818.00
1. 30 Abril/85	4'371.600	11.000	10.200	8'011.00
1. 31 Mayo/85	5'120.000	11.000	10.320	9'458.00
1. 30 Junio/85	3'048.640	11.000	10.560	9'792.00
1. 31 Julio/85	5'456.160	11.000	10.080	10'268.00
1. 31 Agosto/85	5'180.640	11.000	10.320	10'534.00
1. 30 Sept./85	5'382.960	11.000	10.040	10'958.00
1. 31 Oct./85	5'728.320	11.000	10.560	11'700.00

CUADRO # 3b

COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA AL DOSNI, LECTURA EN
 RRA CHORRERA (BABAHOYO).

MES	ENERGIA KW - H	DEMANDA CONTRATADA	DEMANDA MAXIMA	VALOR SUCRES
Enero/85	3'363.521	8.000	6.700	5'872.564.38
Febrero/85	3'220.028	8.000	6.960	5'807.518.00
Marzo/85	4'142.925	8.000	8.460	7'487.674.91
Abril/85	4'083.074	11.000	9.300	7'769.777.63
Mayo/85	4'782.080	11.000	9.420	9'141.092.38
Junio/85	4'715.430	11.000	9.660	9'487.676.21
Julio/85	5'096.053	11.000	9.100	9'917.895.44
Agosto/85	4'838.717.7	11.000	9.420	10'208.560.37
Sept./85	5'027.700	11.000	10.040	10'575.534.21
Oct./85	5'348.900	11.000	9.660	11'307.998.11

ANÁLISIS DE ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV.

Para el Análisis de Pérdidas, Evaluación, Control y Disminución de pérdidas en un alimentador a 13.8 KV. Tomaremos para el análisis el Circuito Alimentador No. 1 a 13.8 KV. y denominado CHORRERA-BABAHOYO.

BABAHOYO-CENTRO

BABAHOYO-JUAN X. MARCOS

El alimentador en cuestión se muestra en Esquema No. 4 y contempla el Alimentador y sus ramas. Para el desarrollo y evaluación de Pérdidas deben conocerse los parámetros siguientes:

- a. Resistencia Eléctrica y Longitud del circuito alimentador, esto se indica en cuadro No. 4 -Datos tabulados-
- b. Las corrientes que circulan por cada 'rama' del circuito alimentador, datos tomados y medidos en un día típico y se encuentran tabulados en cuadro No. 4.

Con los datos obtenidos calculamos $I^2 R$ que son las Pérdidas en KW- de Potencia, con el resultado de estos cálculos obtenemos las Pérdidas de Energía, mediante la fórmula establecida.

$$Pe = H Pp \times h \text{ (año)}$$

Es de anotar que este circuito Alimentador tiene la infr-

mación completa así: Lecturas horarias de corriente de salida de Subestación Chorrera, datos que nos sirven para calcular la Curva de Carga Anual (Curva No. 3).

A continuación anotamos resumen de datos obtenidos e indicados en Cuadro No. 4 a, b, c, d.

$P_u \text{ Imax.} = 14,14 \times 10^4$ - Dato tomado de Cuadro 4c.

$I^2 R = 57,644$ - Dato tomado de Cuadro 4d

$P_p = 3 \times 57,644 = 173 \text{ KW.}$

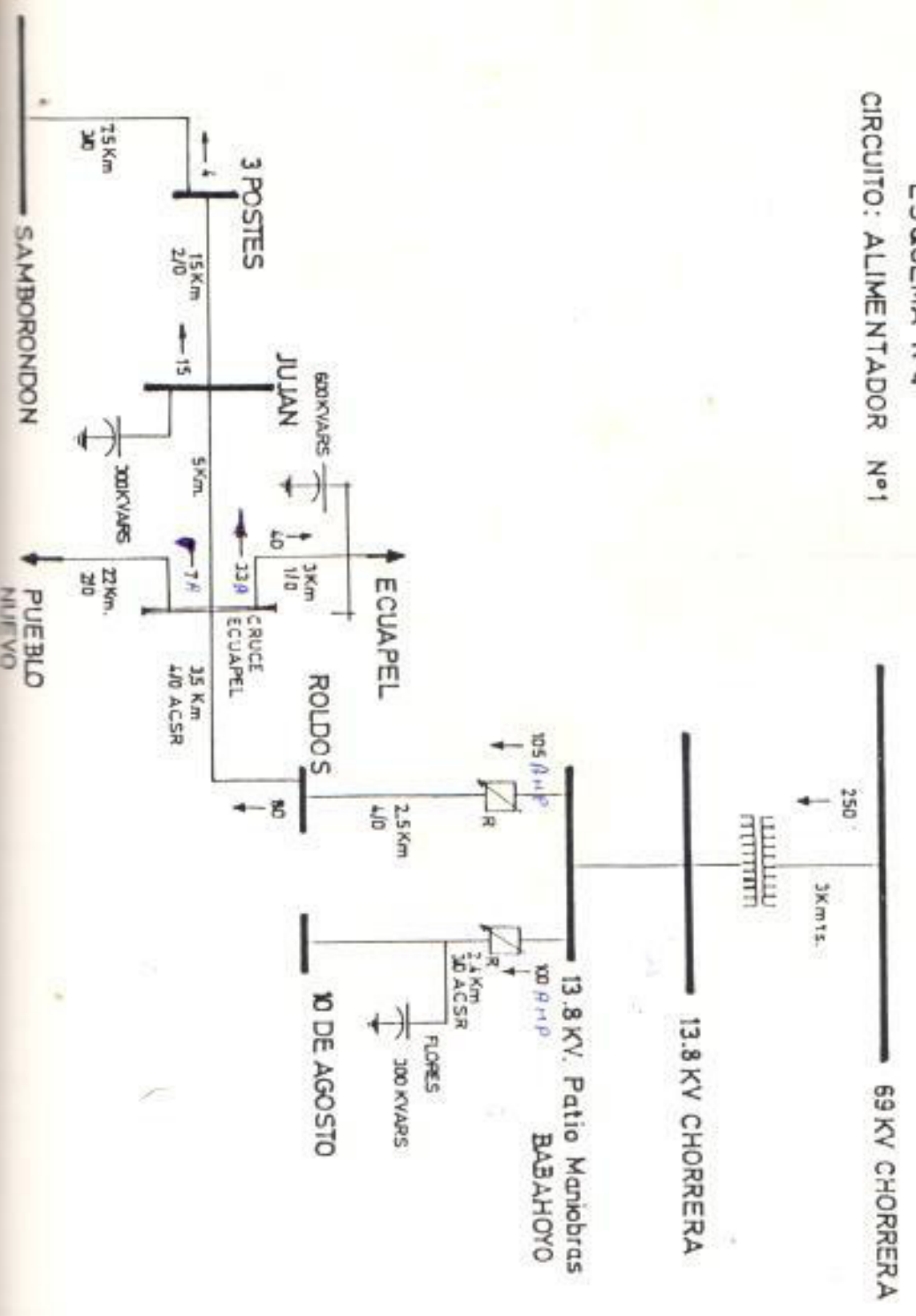
Según Fórmula

$P_e = H \times P_p \times h \text{ (año)}$

$P_e = 0,56 \times 173 \times 8760 = 848,669 \text{ Kw-hr. (año)}$

$P_e = 848,669 \text{ Kw-hr.}$

ESQUEMA N°4
CIRCUITO: ALIMENTADOR N°1



CUADRO No. 4
CALCULO DE P.R

ALIMENTADOR No.1 S/E. CHORRERA - BALAHUAYO

DESIGNACION TRAMO O RAMAL	LONGITUD Km.	CALIBRE DE CONDUCTOR	CARGA EN (1) AMP	RESISTENCIA OHMS/KM	I^2	R (M) T	$I^2 R$
CHORRERA - BALAHUAYO A - B	3.	250 MCM	205	0.219	42.025	0.657	27.610
BALAHUAYO - 10 DE ABRIL B - C	2.4	350	150	0.348	10.000	0.84	8.400
BALAHUAYO - ROLLOS B - D	2.5	270	105	0.277	11.025	0.7	7.719
ROLLOS - CRUCE-EQUAZEL D - E	3.8	470	35	0.277	5.400	0.37	6.203
CRUCE-EQUAZEL - PIEDRAVERDE E - F	22.	270	7	0.431	49	5.7	495
CRUCE-EQUAZEL - EQUAZEL G - H	3	100	20	0.852	1.000	1.68	2.556
CRUCE EQUAZEL - JULIAN E - H	5.	270	33	0.431	1.089	2.2	2.386
JULIAN - 1955 PUESTOS H - I	15.	270	19	0.431	321	0.5	2.139
1955 PUESTOS - SELLERACION I - J	7.5	30	4	0.268	16	2.51	42

$P_{p(\max)} = 3 \times 27.644 = 173.532$

$P_o = I^2 \times R_p \times N ()$

$P_o = 0.552 \times 173 \times 270 = 518.039 \text{ KW.H / ()}$

$I^2 = 0.552$

577.644

Handwritten note: 1.1000 y 1.0000 (100000)

Handwritten signature: F. ...



ANÁLISIS DE CIRCUITO SECUNDARIO

Para el Análisis de Pérdidas, Evaluación, Control y disminución de pérdidas de un circuito secundario 120 - 240 V.- Tomaremos para el análisis un circuito secundario de la Red de Distribución de Babahoyo denominado Juan X. Marcos y Barreiro.

El circuito en cuestión, se muestra en cuadro No. 5 y contempla el circuito con sus ramas correspondientes y alimentado por un transformador trifásico de 75 KVA-13.8 - KV/208/120 V.

Para el detalle y evaluación de las pérdidas deben conocerse los parámetros siguientes:

- a. Resistencia Eléctrica y Longitud del circuito secundario, esto se indica en cuadro No. 5 en la que se ha tabulado datos.
- b. Las corrientes que circulan por cada rama del circuito secundario y tabulado en el cuadro No. 5 Datos tomados en un día típico.

Con los datos obtenidos calculamos I^2R (indicados en cuadro No. 5) calculamos las pérdidas de Energía y Potencia.

Detallamos a continuación los cálculos y valores obtenidos:

$$H^2 = (P_{u, \text{Imax}})^2 \times t$$

$$H^2 = 14,14818204 \times 0,0417$$

$$H^2 = 0,56$$

$$P_p (\text{máx}) = 3 \times 1,773 = 5,325 \text{ Kw,}$$

$$P_e = H^2 \cdot P_p \cdot h(\text{año}) = 0,56 \times 5,325 \times 8760 = 26,122,32$$

$$P_e = 26,122,32 \text{ Kw-hr.}$$

SOLUCIONES Y EJERCICIOS DE CÁLCULO

DESIGNACION RAMAL	TRAMO	LONGITUD Km.	CAIBRE DE CONDUCTOR	CARGA EN (I) AMP.	RESISTENCIA OHMS (Ω)	I^2	R (Ω) T	$I^2 R$	OBSERVACIONES
	A-A	0.004	2/0	155	0.439	24.025	0.002	48.5	
	A-B	0.0441	1/0	152	0.552	23.104	0.025	577.6	
	B-C	0.090	1/0	19	0.552	361	0.05	18.05	
	A-D	0.039	1/0	3	0.552	9	0.02	0.18	
	B-E	0.124	1/0	134	0.552	17.956	0.07	12.57	
	E-F	0.088	1/0	34	0.552	1.156	0.05	57.8	
	E-G	0.104	1/0	100	0.552	10000	0.106	1060.	
	G-H	0.088	1/0						

1.774.7

CROQUIS



$P_e = 3 \times 177.5 = 532.5$

$P = 532.5 \text{ Kw.}$

▲ TRAF. 75 KVA 50.
13.8 KV / 200 / 120V.

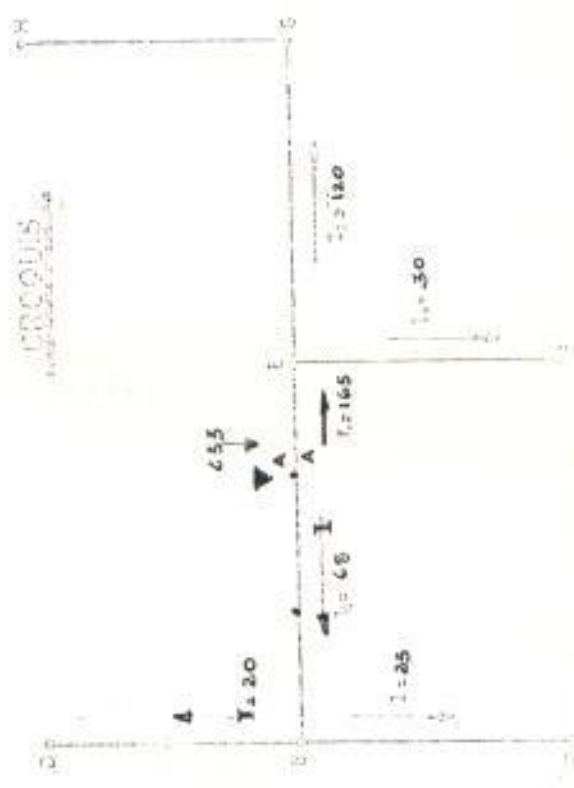
CALCULO I²R CIRCUITO EN BAJA TENSION

PROYECTO J. X. MARCOS Y BARRERO

SECCION TRANSVERSAL	LONGITUD LINEA EN KM.	RESISTENCIA LINEAL (Ω/KM)	CARGA EN (II) AMP.	RESISTENCIA CHUMBS (Ω)	I ²	R (Ω)	I ² R	OBSERVACIONES
A-A	0.004	4/0	233	0.218	54.289	0.00008	48.32.	
B-B	0.01	1/0	68	0.552	4.624	0.044	203.50	
B-C	0.083	1/0	20	0.552	400	0.046	18.40	
B-D	0.09	1/0	25	0.552	625	0.05	31.30	
A-B	0.04	1/0	165	0.552	27 225	0.022	599.00	
B-E	0.088	1/0	30	0.552	900	0.05	45.00	
B-M	0.192	1/0	120	0.552.	14.400	0.106	1526.00	
								2.472.

$P_p (MAX) = 2 \times 2.472 = 4.944$

$I_p = 4.9 \text{ Kw.}$





ANÁLISIS DE PERDIDAS COMERCIALES

Para el Análisis de Pérdidas Comerciales, tomaremos para el análisis -como muestreo- un circuito de la Red de Distribución de Babahoyo y denominado J. X. Marcos y Barreiro.

El circuito en mención se muestra en cuadro # 7 en la que se ha investigado:

- a) Tipo de medidor
- b) Recolección de datos para 2 meses
- c) Lectura de los KW-H
- d) Revisión de las conexiones
- e) Revisión de conexiones directas

En base a esta información se ha analizado:

- a) Pérdidas por descalibración de medidores
- b) Pérdidas por errores de lectura
- c) Pérdidas por alteración de conexiones
- d) Pérdidas por contrabando de energía

Para la obtención de datos (Cuadro # 8) ajustados a la realidad se ha tomado como referencia la lectura de medidores tomados por la empresa a través de sus lectores y para efectos de comparación el autor de este trabajo tomó lecturas directamente de los medidores del circuito y cuyos resultados se muestran:

1	MACHA ISQUIERDO	120	10	4219	4280	61	4457	4557	100	SIN SELLO.
1	ANTONIO LAINA.	220	34	4670	4735	65	4835	4898	63	SIN SELLO.
1	MARINO XAMBARINO	120	15	31046	31208	362	31683	31733	50	SIN SELLO - SIN TAPA.
1	JACINTO SALAS.	220	46	6609	6712.	103	6848	6953	269.	SIN SELLO - SIN TAPA.
1	WELINGTON CAMPI	120	60	6657	7131	434	7487	8133	446.	SIN SELLO - SIN TAPA.
1	MANUEL MARTINEZ	120	20	9469	9834	365	0290	0814	424	SIN SELLO - SIN TAPA.
1	JOSE VILLENNA.	120	15				6337	6393	56.	SIN SELLO.
1	MARIA VALLEJO	120	15	1561	1411	20	1437.	1457	20	SIN SELLO.
1	NEUMA SILVA	120	15	1872	1901	49	2006	2109	663	SIN SELLO.
1	WILLIAM SILVA			4520	4620	100	4798	4899	101	SIN SELLO.
2	CARLOS FERRAZO	120	15	13716	15892	182	14126	14270	100.	SIN SELLO - SIN TAPA.
2	GUIDO FIENDELA.	120	15	4343	4457	174	4796	5241	445.	SIN SELLO SIN TAPA.
2	ESUQUEL RACION	120	15	1618	1774	156	1977	2140	163.	SIN SELLO - SIN TAPA.
2	RODOLFO CASARSA	120	15	0101	0177	76	0270	0362	92.	SIN SELLO - SIN TAPA.
2	WERY CASANTES.	120	60	L.F.	1293		2654	3623	969.	SIN SELLO - SIN TAPA.
2	G. FIGUEROA	110	10		8166		8173	8188	15.	SIN SELLO - SIN TAPA.
2	ANTON UERA	110	10	6104	6198	54	6269	6323	54	SIN SELLO.
2	GUAYSTO DESCHLOE	120	10	8168	8310	106	8480	8671	141	SIN SELLO.
2	CARLOS CAMBOTIANO	120	10	2579	2662	104	2585	2684	99.	C.K.
2	AURORA CHAVEZ	120	15	9024	9174	130	9310	9429	119	SIN SELLO.
2	GENARO ROMAN	110	10				2780	2780	-	HEBIDOZ DADOADO CONEX. DIRECTA.

Nº	NOMBRE	Medidor	Vol. Anul	Sent.	Cat.	Diferenc.	Nov.	D.I.E.	Diferenc.	OK.	
1	MARIA CONTRERAS		120	15	3332	3416	3507	3574	67	OK.	
2	ANUELA CONTRERAS		120	15	5380	5335	5422	5608	186.	SIN SELLO - SINTIPA	
2	VICTORIN RAMIREZ		120	15			3713	5834	121.	SIN SELLO.	
2	PEDRO NAVARRETE		120	15			1467	1456	45.	NUOVO ABONADO.	CONEX. DIRECTA.
2	AMABLE ESTARDA						7872	7929	187.	NUOVO ABONADO	
2	MDE. UENA.		120	15	5804	5765	6264	6763	299.	SIN SELLO	MAL COLECTADO
2	JUAN ARIAS		120	15	9646	9230	9802	9800	42.		
2	AUGUSTIN HONCADO		120	15	7624	7679	7774	7868	97.	OK.	
2	U. GARCIA		230	15	1853	2090	2267	2344	127	OK.	
2	J. ACOSTA		120	15	2523	2532	2723	2914	191	OK.	
2	JANE REY.		120	15	5723	5862	6060	6153	123.	OK.	
2	REGULO DECATO		120	15	11227	11431	11655	11510	215	OK.	
2	F. RUIREZ		220	30	612	734	916	1031	117.	SIN SELLO	
2	SANTO TORRONITA		230	15	3896	4631	4267	4326	119.	OK.	
2	GEORGE FALCONE		120	15			533	570	37	OK.	
2	HEIDA NUCIAS										CONEX. DIRECTA.
2	AGUERO										CON DUPLEX.
2	YOLANDA AVILES.		120	15	2036	2791	2976	3214	235	OK.	
2	ROSA TELVAISO		120	15	5372	6098	6514	6514	-		
2	N. UENA.		110	15			7347	7926	579.	OK.	
2	ROSA RAMIREZ.		120	15			6099	6099	-	SIN SELLO.	MEDID. NO MARCA.

No. Medidor	NOMBRE	Vol-Amp	Sem.	Ccuth.	LEGIU 3		Diferencia	Nov.	D.C.	Diferencia	OBSERVACIONES 1	OBSERVACIONES 2
					Nov.	Diferencia						
1	A. HURTADO	120 15	3577	3790	13	5664	3682	28	OK.			
5	A. HURTADO	110 30				5620	5651	31	OK.			
3	N. FAYTENG					4855	4855		OK.			
4	HILCO MEJIA	120 15	12653	12782	129	12943	13062	119	OK.			
2	A. SONADO					1551	1433	82	SIN SELLO			
1	V. ESCOBERO	230 15				1037	1301	264				
4	MARIA GONZALEZ	120 15	473	567	92	630	677	47	OK.			
5	SANTIBÁGO GUILLO	120 15	157	203	46	306	442	96	OK.			
1	ENRIQUE HERRERA	120 15	6753	6814	61	7010	7177	167	OK.			
1	RAUL SALAZAR	230 15	6299	6789	90	6947	7009	80	OK.			
1	L. CEPULEMA	240 15	6247	7047	810	804	878	690	SIN SELLO.			
6	C. PACHECO	120 10	10400	10463	63	10627	10718	93	SIN SELLO - SIN TAPA			
6	MARIANA CARDONA	240 60	3087	3107	20	3076	3116	40	SIN SELLO			
7	L. ZAMBRANO	220 15				4129	4476	337	OK.			
2	F. VALENZUELA	120 15				088	088	-	HEBIDO NO MANDA			CAREX DIRECTA.
2	L. ZAMBRANO	240 15	3129	3927	448	3704	4088	384	OK.			
7	C. VASQUEZ	120 10	5835	2857	20	2880	2901	21	OK.			
7	H. QUINTE	230 15	3676	3791	115	3936	4033	97	SIN SELLO - SIN TAPA			
7	A. HUQUE	120 15	3077	3079	32	3098	3130	32	SIN SELLO - SIN TAPA			
7	S. HUQUE	120 15	94	988	67	1106	1206	100	OK.			
7	S. VALENZUELA	120 15	044	720	181	034	092	158	OK.			

No. Medidor	NOMBRE	Vol. Ant.	Vol. Act.	LECTURAS			Diferenc.	Diferenc.	OBSERVACIONES 1	OBSERVACIONES 2
				Sept.	Octub.	Nov.				
7	ESTEBAN DAREDES	120 10	7740	7869	128	7029	7104	75	SIN SELLO - SIN TAPA	
8	N. VEINTIMILLA	250 15	1220	1241	21	1272	1298	26	SIN SELLO	
9	A RAYZ	120 15	4774	4776	2	4827	4899	64	SIN SELLO.	
10	RISQUADO	120 15					0834	-	MEDIDOR DEFECTUOSO.	CONEX. DIRECTA.
11	N. VACA	110 10	5698	5822	124	3961	4013	92.	SIN SELLO - SIN TAPA.	
12	J. VALENCIA	110 10	2678	2218	140	2371	2511	140	SIN SELLO.	
13	W. MIRANDA								SIN MEDIDOR	CONEX. DIRECTA.
14	V. TOPIA	120 10	6643	6781	138	6969	7113	144	SIN SELLO - SIN TAPA.	
15	F. GOLONON.	110 10	9129	9218	79	9314	9393	79.	SIN SELLO.	
16	W. LEBANIMER		2854	2890	36.		2559.	-		
17	L. CASTILLO								SIN MEDIDOR.	CONEX. DIRECTA.
18	A. LANILLA	60 15		8077	8222	867	128	113.	OK.	
19	A. LANILLA.	120 20				8460	8660.	180.	OK.	
20	G. MIRANDA.									
21	J. BLAUO	120 10	9225	9226	1	9768	9877	169.	SIN SELLO.	
22	M. BLAUO	120 15	8076	8107	31	8170	8188	38	SIN SELLO.	
23	M. BACILLON								SIN MEDIDOR	CONEX. DIRECTA.
24	J. ANAYA.	220 15	1270	1497	17	1765	1722	14.	SIN SELLO - SIN TAPA.	
25	N. VALENCIA						1090	-	SIN SELLO.	

No. Expediente	NOMBRE	No. Medidor	Vol. Anos	Sept.	Octub.	LECTURAS		Diferenc.	Nov.	Dic.	Diferenc.	OBSERVACIONES 1	OBSERVACIONES 2
						Sept.	Octub.						
10	A. BARRILEZ		120	12	6620	6728	108		6866	6970	104	SIN SELLO	
10	M. SEUECIANO		240	10	2126	2245	119		2398	2513	115	SIN SELLO	
10	H. VALERO		120	10	5733	5792	59		5640	5708	158	SIN SELLO - SIN TAPA.	
10	S. VARRAS		240	3d	48812	49235	423		49816	50286	470	SIN SELLO - SIN TAPA.	
10	L. LAMARIZ		120	10	4488	-	-		4628	4756	128	SIN SELLO	
10	A. PALACIOS.		230	10	480	554	150		750	896	146	SIN SELLO	
10	LUCA LEON		120	10	3096	3749	153		3823	4035	112	SIN SELLO - SIN TAPA	
10	M. ALBUJA.		120	10	6447	6571	124		6762	6892	130	O.K.	
10	M. MONTAÑA.				12123	12199	ok.		-	-	-	DEM. CERRADO	
10	CONTE RUZO		240	2d	4185	4300	115		4460	4607	147	O.K.	
10	LUCA TIVAN		120	10	175	193	18		216	234	19	SIN SELLO	
10	V. ZAMBRANO.		120	20	5570	6215	645		6521	6734	213	SIN SELLO	
10	F. SEFERIANO		120	10	567	609	42		661	703	42	SIN SELLO	
10	S. HUSTRADO		120	10	8548	8909	361		89624	89660	36	SIN SELLO - SIN TAPA.	
10	H. SILVA.		230	10	4800	4998	198		5209	5360	151	SIN SELLO - SIN TAPA.	
10	T. BUENACERO											SIN MEDIDOR	CONEX. DIRECTA.
10	LUISA MEYA		120	10	6533	6429	106		6780	6894	114	SIN SELLO	
10	S. SALCEDO		120	10								SIN MEDIDOR	CONEX. DIRECTA
10	A. CAICEBO		120	10	1800	1953	153		2120	2246	126	SIN SELLO	
10	S. CASTRO		120	10	7582	7638	56		7692	7692	-	SIN SELLO - SIN SELLO.	
10	V. HIDALGO.		120	10	11285	11370	85		11487	11666	78	SIN SELLO - SIN TAPA.	
10	A. ALONSO		120	10	3416	3452	36		3538	3600	62	SIN SELLO - SIN TAPA.	

Municipio	Vol.	Art.	Cond.	Brach.	Diferent.	Nº	DIC	Tramite	Observaciones
12	120	10	1105	1200	57	1278	1342	64	SIN SELLO.
12	120	15	137	158	61	282	351	69	SIN SELLO.
13	120	15	107	163	16	187	254	17	SIN SELLO.
14	120	15	1406	1482	28	1015	1042	27	SIN SELLO.
14	120	15	7577	7706	129	7704	7993	239	SIN SELLO.
14	110	10	5806	9565	105	99	237	157	SIN SELLO.
14							1.500	-	BUENO ACOMODO
14	120	15				23123	23322	249	SIN SELLO SIN TAPA.
14	120	15				881	903	22	SIN SELLO.
14	120	15	2720	2792	62	2841	2874	33	SIN SELLO.
14	120	15	1461	1493	32	1570	1567	27	SIN SELLO.
14	120	15	2456	2070	88	2670	2203	84	SIN SELLO.
14	110	10	264	280	16	302	314	12	SIN SELLO.
14	120	15	7432	7705	73	7617	7607	68	D.K.
14									MEDIDAS DEFECTUOSO CLAV. DIRECTA.
14									MEDIDAS DEFECTUAS LONJ. DIRECTA.
15	120	15	7408	7721	83	7605	7570	50	O.K.
15	120	15	2040	2070	-	2023	2023	-	SIN SELLO SIN TAPA. MED. NO MARCA.
15	120	15	310	324	24	330	391	21	O.K.
15			5623	5703	80				CON MEDIDAS. CALCULO BUEN CON OMBEN. DIRECTA

3.4 RESULTADOS

RESULTADOS DE LINEA (BABAHOYO-MILAGRO) A 69 KV.

Del análisis efectuado de la potencia y energía que se entrega a EMELRIOS se deduce que entre las lecturas en medidor tomadas en barras de Subestación Milagro y en barra de Subestación Chorrera (Babahoyo) existe una diferencia de alrededor de 6.6% de pérdidas de energía y 9.4% en potencia, correspondiendo éstas por tanto a las pérdidas de energía y potencia que se producía en la línea a 69 KV Milagro - Chorrera y transformador de reducción a 69/13.8 - KV ubicado en barra Chorrera.

Estos valores son exagerados, si consideramos que las pérdidas de energía y potencia obtenidas mediante un flujo de carga (anexo # 2) y en la que se obtiene pérdidas de 2.5% y 3.5% respectivamente y que serían las pérdidas reales.

Bajo estas consideraciones y al efectuar comparación de las pérdidas obtenidas por lectura de medidor (6.6% y 9.6%) y flujo de carga (2.5 y 3.5 - 5%) vemos que existe una sobrefacturación del 4% y 5%.

Estos indicadores llevaron a la Empresa Eléctrica Los Ríos a efectuar reclamos por aparente sobrefacturación a la institución que vende la energía (DOSNI) y ésto motivó

que se tomase acciones y bajo compromiso del DOSNI y EMEL
RIOS a la contrastación - nuevamente de los medidores y
equipos de transformadores, hecho que se dió cumplimen-
to.

RESULTADOS DE ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV.

Del análisis efectuado en cuadro # 4 se nota que las pérdidas de Energía y Potencia en este alimentador están alrededor de 848.669 Kw-hora y 173 Kw. respectivamente, valores que pueden considerarse como índices normales pero sin embargo pueden reducirse mediante la aplicación de Banco de Capacitores y Reguladores en unos casos o reordenamiento de alimentadores y en otros por el cambio de calibre de los conductores, etc.

Bajo este criterio y habiéndose hecho un estudio de Ubicación de Capacitores para el Sistema Eléctrico Los Ríos -Estudio hecho mediante el análisis previo de Flujo de Carga se ha ubicado Banco de Capacitores en una cantidad de 2.700 KVARs, correspondiendo 300 KVARs ubicados en el alimentador que estamos tomando como referencia. A parte de esto se ha exigido la instalación de un Banco de Capacitores a una carga especial que se encuentra en este alimentador (ECUAPEL). Esta industria efectivamente cumplió con nuestras exigencias e instaló 600 KVARs.

Es menester anotar también que en el alimentador en referencia se ha ubicado 2 Bancos de Reguladores de Alta Tensión, que si bien es cierto hay incidencia directa en la elevación de voltage, no es menos cierto que tiene un efecto aunque sea en mínima escala en la reducción de pérdidas.

RESULTADOS DE CIRCUITO SECUNDARIO

Del análisis efectuado en cuadro No. 5, se nota que las pérdidas de Energía y Potencia para este circuito están por alrededor de 26.122 Kw-hr. y 5.4 Kw respectivamente.

Estos valores están por encima del promedio normal. A es to hay que agregarle las pérdidas propias del transforma dor del circuito en referencia.

Las cantidades de Potencia y Energía determinadas pueden reducirse mediante la siguiente práctica:

- a. Cambio del tipo de transformador
- b. Ubicación del o Banc de Transformadores en el Centro de carga.
- c. Balance periódico de las corrientes que circulan por el circuito.

Bajo estas consideraciones, se ha dado cumplimiento a lo establecido en a, b y c. como se nota en cuadro No. 6.

Se hace notar que en el análisis pérdidas efectuado en es te circuito están incluidas las pérdidas comerciales y que es motivo de análisis en el siguiente párrafo.

S RESULTADOS DE PERDIDAS COMERCIALES

De la tabulación efectuada se desprende:

Que de un total de 124 abonados.

El 21% están correctos y con sus respectivas seguridades.

El 61% están con las respectivas seguridades.

El 2% están mal conectados.

El 11% tienen conexión directa.

La información tabulada se muestra en el cuadro No. 9.

CONTADORES ANALIZADOS

CIRCUITO J. X MARCOS Y BARREIRO

CANTIDAD	NO. ABONADO	MEDIDORES - SIN SELLO	MED. SIN SELLO MED. SIN TAPA	MED. SIN SELLO CON MALA CONEXION	ABONADO DIRECTO	MEDIDORES DARADOS	MEDIDORES O.K.
	124	46	29	3	14	6	26
2	100	37	24	2	11	5	21

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
DE LINEA BABAHOYO-MILAGRO A 69 KV.

CONCLUSIONES.

De las pruebas efectuadas a medidores de barra Milagro y barra de Subestación Chorrera (Babahoyo) se concluye que:

Para medidor barra Milagro (efectuado en marzo 11/86)

- a) El registrador de energía de medidor contrastado no adolecía de error.
- b) El registrador de potencia adolecía de un 4% de error de exceso.

Para medidor barra Chorrera (Efectuado en abril 9/86)

- a) El registrador de energía de medidor adolecía de error de 1.37% error tolerable según la característica dada por el fabricante.
- b) El registrador de potencia no presentaba error.

De los resultados obtenidos de medidores corregidos se desprende que las pérdidas de línea a 69 KV Chorrera - Milagro y transformador de Subestación Chorrera y que se habían determinado en 6.6%, se ponen ahora a 5.4% y las pérdidas de potencia que estaban en 9.4% se ponen a 5.6%.

A parte de ésto se chequeó si los transformadores de medida eran los correctos, encontrándose que los de barra Chorrera no son los adecuados en razón de que los existentes son de tipo 10 C 200 y los recomendados son 03 B 0,1, lo cual introducen error de 3% por lo que las pérdidas bajan a los valores determinados en flujo de carga.

RECOMENDACIONES,-

- 1.- Que las pruebas de los contadores que controlan energía y potencia en Barra Milagro y Chorrera y para un mejor control, se hagan por lo menos una vez al año.
- 2.- EMELRIOS debe instalar un equipo de medición en barra Milagro para llevar su propio control; el medidor debe ser de similares características al actual y ubicado en dicha barra.
- 3.- Que se continúe con el control de la facturación (bajo planillas) que el DOSNI lo hace a EMELRIOS mediante la comparación de lecturas tomadas.
- 4.- La operación de la línea y que en la actualidad es a 69 KV se lo dé a 138 KV y con este fin fue contruida dicha línea, para lo cual es necesario que EMELRIOS

Insista a los organismos pertinentes se dé lo indicado - si se diera estaríamos reduciendo las pérdidas elevadas que se producen por elevación de voltaje.

- 5.- Con el fin de que las pérdidas de la línea Milagro-Chorrera absorbidas por EMELRIOS no lo sean, es necesario que la medición de potencia y energía se lo haga en barra Chorrera y no en barra Milagro. De la misma manera que item 4 es necesario que EMELRIOS insista a los organismos pertinentes se dé lo indicado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
DE ALIMENTADOR PRIMARIO A 13.8 KV.

1. El carácter práctico del presente trabajo, hace que -- constantemente se requiera de datos y cada vez con mayor exactitud, por lo que es necesario mantener actualizado ampliaciones de redes a nivel de primarios, paralelo a esto la actualización de mediciones de corriente -- esto unido a los otros datos (Resistencia, longitud de conductores, etc.) haría que mantengamos actualizados -- las pérdidas de Energía y Potencia por alimentador.

El cumplimiento de lo de arriba indicado nos hace notar que hay necesidad de que a la sección de Distribución se les dote de los equipos necesarios. A parte de esto personal requerido y adiestrado capaz de sugerir -- constantemente modificaciones a la medida del crecimiento del Sistema.

2. Como el alimentador analizado requiere de la instalación de 300 KVARs en la barra Juján es necesario que -- EMELRIOS proceda a su adquisición e instalación inmediata, hecho que si se da conseguiremos reducir las pérdidas de este alimentador y por tanto del Sistema Eléctrico Los Ríos.

- 3 - El esquema # 4 indica que el alimentador Babahoyo tiene un calibre 3/0, se recomienda el cambio de conductor, ya que siendo un alimentador columna vertebral de la entrega de energía a la ciudad de Babahoyo y - que debido a su desarrollo y crecimiento y a corto plazo quedaría sobrecargado con la consiguiente elevación de pérdidas, Si cambiamos el conductor a un calibre mayor estas pérdidas se reducirían.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
DE CIRCUITO SECUNDARIO

El cambio de transformador, la reubicación del mismo en centros de carga y cualquier otro tipo de cambio implica cierta inversión. Pero frente a los parámetros de pérdidas analizadas y evaluados es justificable la inversión desde el punto de vista económico y social. En razón de ésto se recomienda acometer un programa de cambio de transformadores y reubicación en una serie de circuitos y que son del mismo tipo del analizado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
DE PERDIDAS COMERCIALES

Siendo que el autor de este trabajo no tiene ingerencia - directa para efectuar correctivos -así está establecido - en el organigrama funcional de la empresa- pero siendo - parte integrante de un problema que afecta a la empresa - se recomienda:

1. Debido al alto índice de medidores sin la respectiva - seguridad (que dan lugar al contrabando de la energía) el departamento correspondiente debe acometer una programación intensiva de adecuación de sellos y tapas - previo a la recalibración de los respectivos medidores.
2. El 11% de conexión directa indicado en Cuadro # 8, sea que el abonado se le este cobrando por una cantidad de energía consumida, o que éstos efectúen contrabando; - es bastante preocupante por lo que es necesario que el

departamento correspondiente acometa un programa de revisión periódica y legalización de la entrega-recepción de energía al abonado que tenga este tipo de conexión.

3. Si del circuito analizado tomamos un abonado como nuestro ejemplo:

De dato de lecturas,

NOMBRE ABONADO	:	Casa Posita - F. Ramirez
TIPO DE MEDIDOR	:	General Electric
		120 - 240 V. 15 AMPS.
		No Empresa 13544
SEGUN CENSO DE CARGA		
EFFECTUADO AL ABONADO	:	4 KW- de carga instalada.

De acuerdo a estos datos:

El consumo mensual del abonado será: Suponiendo que labora 6 horas al día y durante 20 días al mes.

$$4 \text{ Kw} \times 6 \text{ horas} \times 20 \text{ días} = 480 \text{ Kw-H.}$$

Ahora al abonado se le está estimando un consumo mensual de 200 Kw-H; Frente a esto se recomienda:

Que la Empresa Eléctrica Los Pños a través del departamento correspondiente implemente una programación de recalibración de medidores de los abonados del sistema y de esta manera reducir pérdidas por este rubro.

BIBLIOGRAFIA,

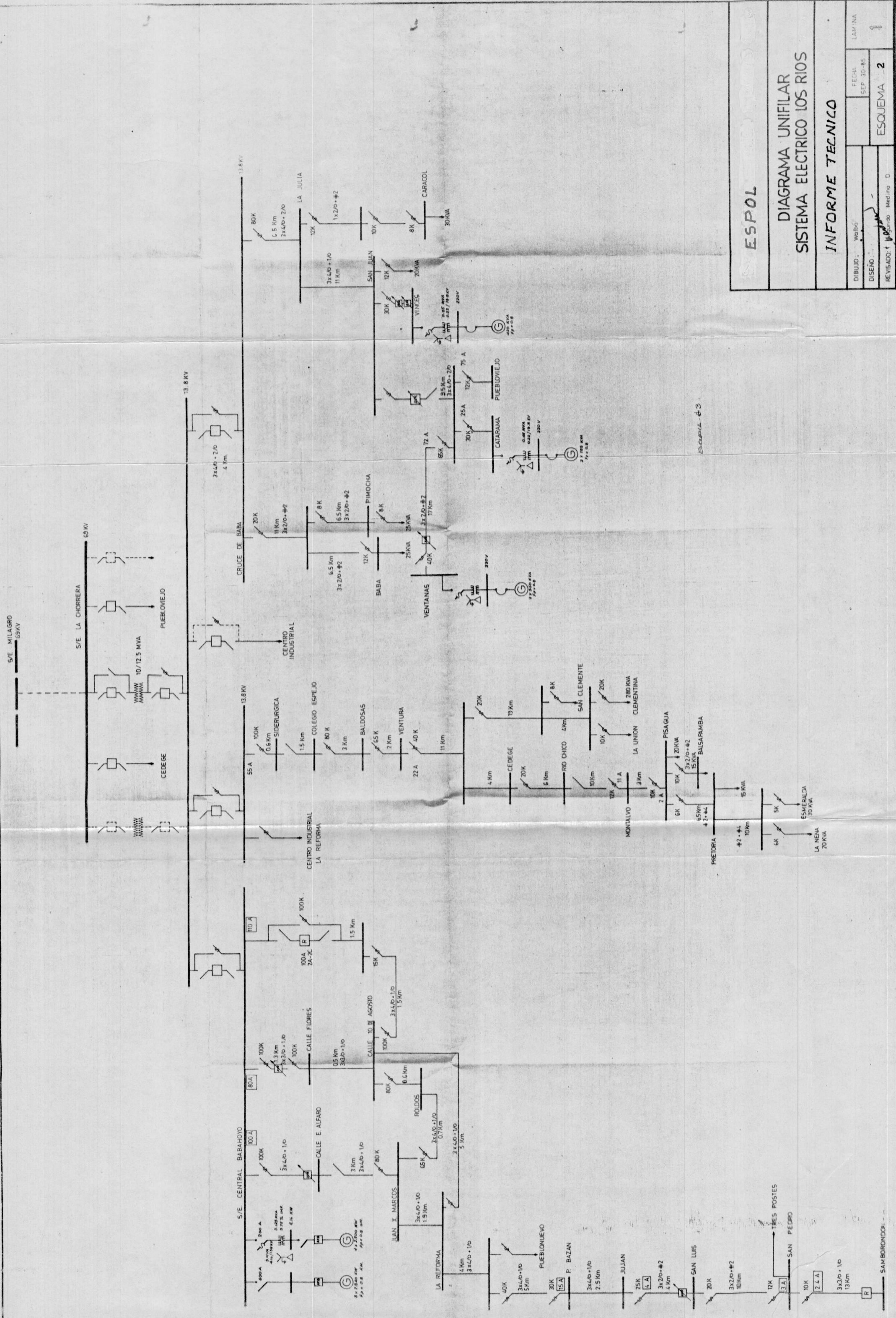
- 1.- Información Histórica de Creación de la Empresa Eléctrica Los Ríos,
- 2.- Boletines Estadísticos de la Dirección de Distribución y Comercialización de INECEL período de 1,970 a 1,985,
- 3.- Resumen Estadístico del Servicio Eléctrico del Ecuador Período 1,965 a 1,985,
- 4.- Información Esquemática (Diagramas Unifilares) de la Empresa Eléctrica Los Ríos,
- 5.- Transmision And Distribucion Westinghouse,
- 6.- Flujo de Carga y Ubicación de Capacitores en el Sistema Eléctrico Los Ríos de la Dirección de Planificación e Ingeniería de Sistemas Eléctricos -EMELGUR-
- 7.- Optimize Don't Minimize Losses -Electrical World- - Boletín,
- 8.- Facturación de Suministro de Potencia y Energía de - la Dirección de Operación del Sistema Nacional Inter

conectado -INECEL-

9.- Electric Distribucion Systems Engineering EBASCO,

10.- Intormación Central de Abonados de Empresa Eléctri-
ca Los Rfos,

11.- Redes de Distribución ZOPPETTI. ✓



Escuela #3

ESPOL

DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS

INFORME TECNICO

DIBUJO: Walibg	FECHA: SEP 30-85	LAMINA: 1
DISEÑO: [Signature]		
REVISADO: [Signature]		ESQUEMA: 2

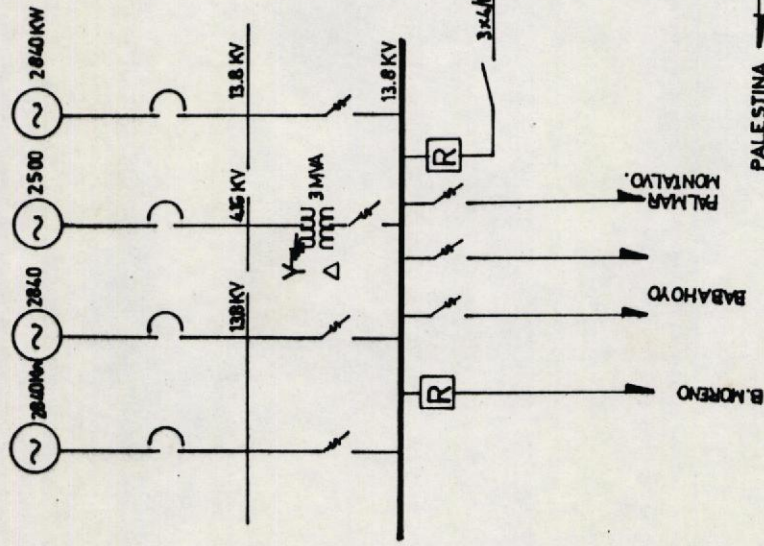
SAMBOROMBI

FIGURAS

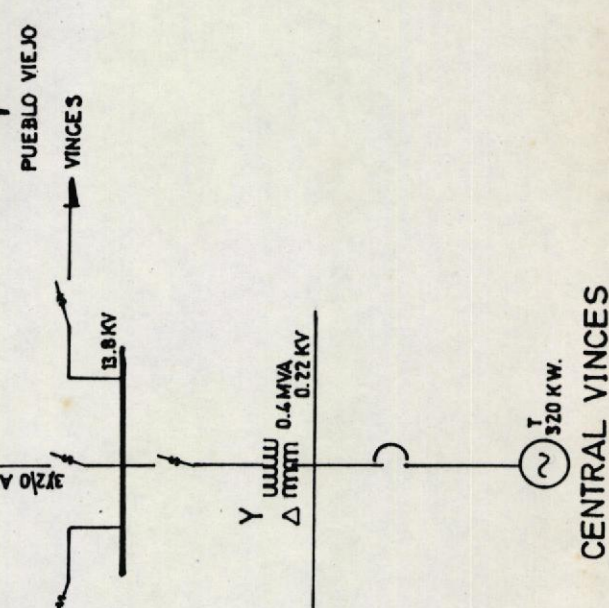
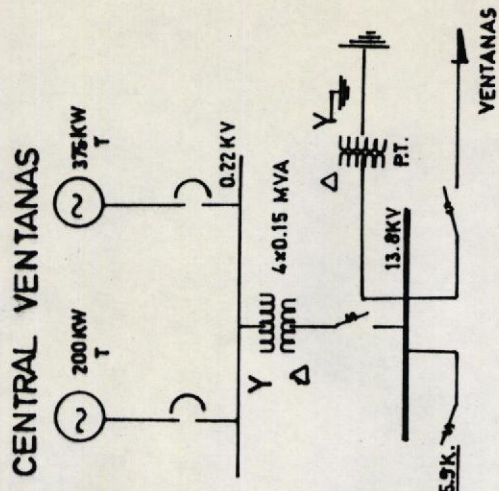
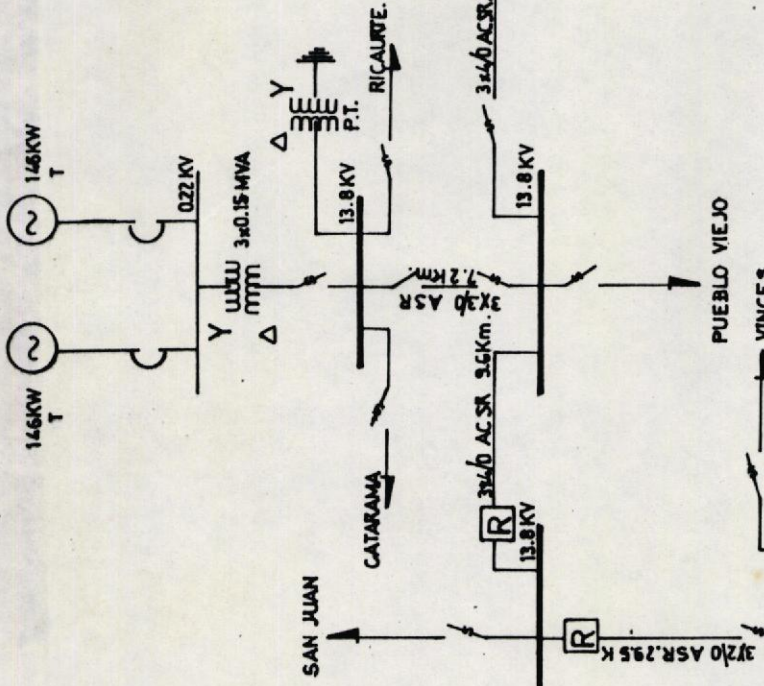
CURVAS

ANEXOS

CENTRAL BABAHOYO












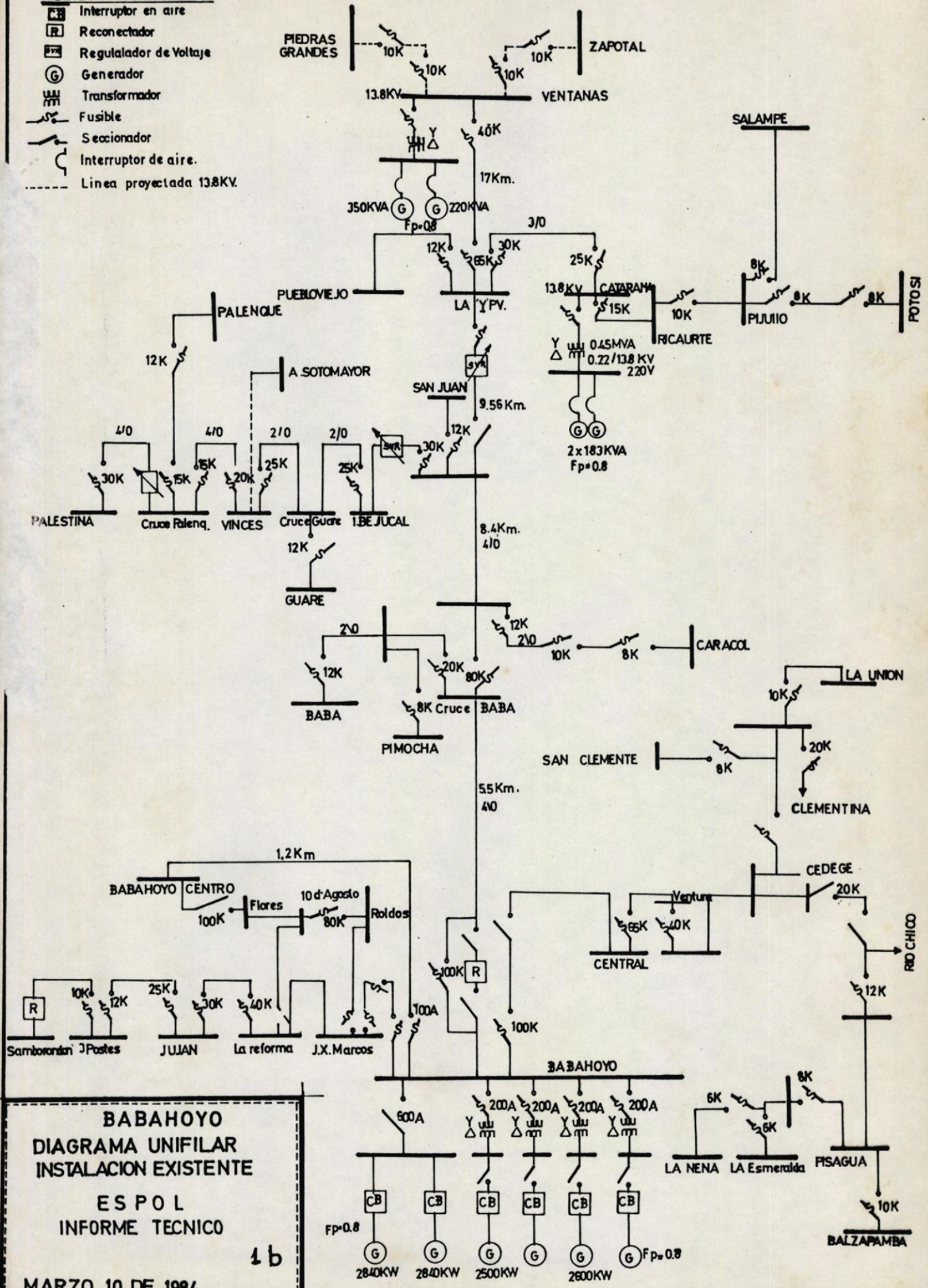
CENTRAL CATARAMA



ESPOL
INFORME TECNICO
DIAGRAMA UNIFILAR
DIC. 79

SIMBOLOGIA

-  Interruptor en aire
-  Reconectador
-  Regulador de Voltaje
-  Generador
-  Transformador
-  Fusible
-  Seccionador
-  Interruptor de aire.
-  Linea proyectada 13.8KV.



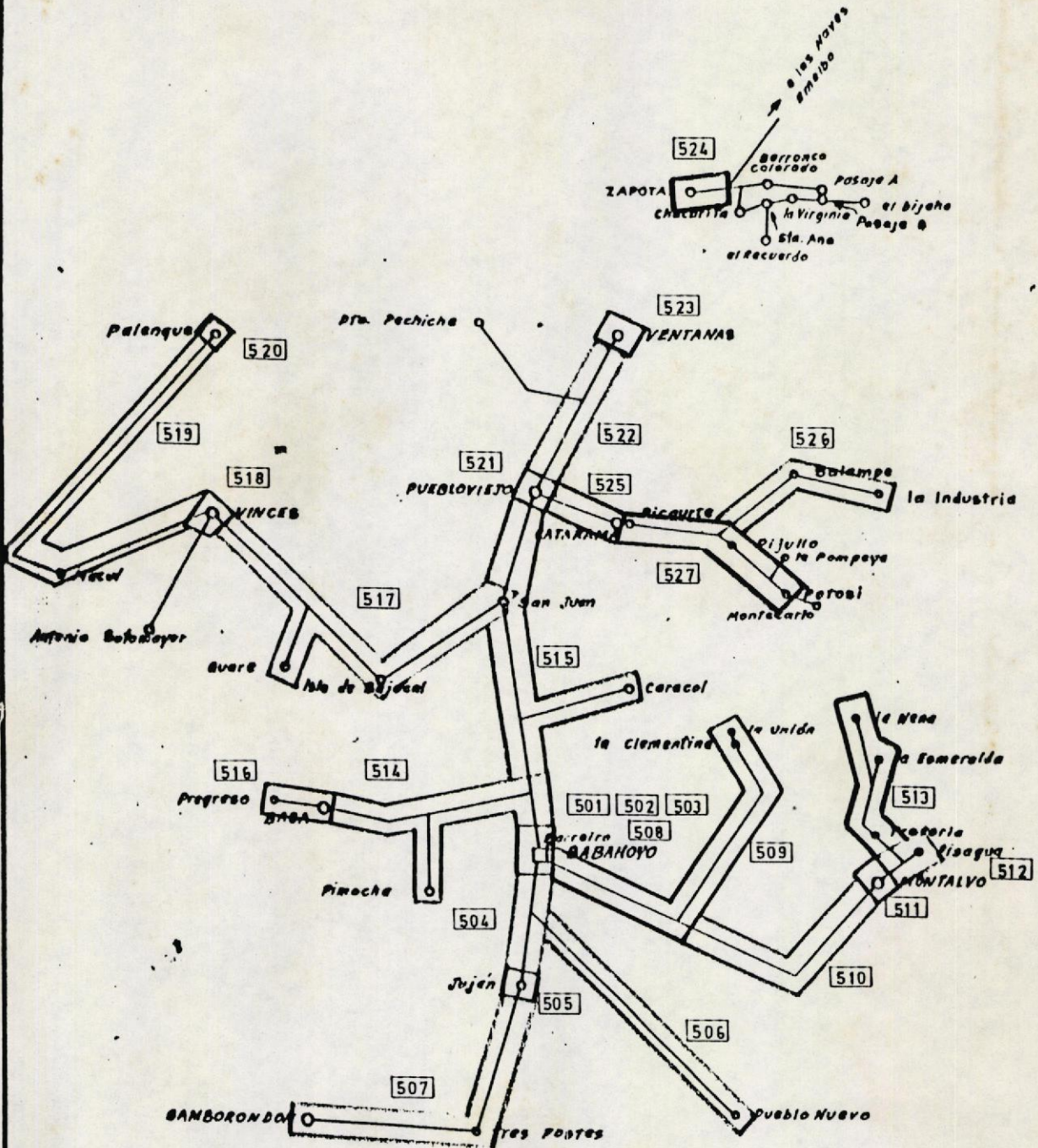
BABAHOYO
DIAGRAMA UNIFILAR
INSTALACION EXISTENTE

ESPOL
 INFORME TECNICO

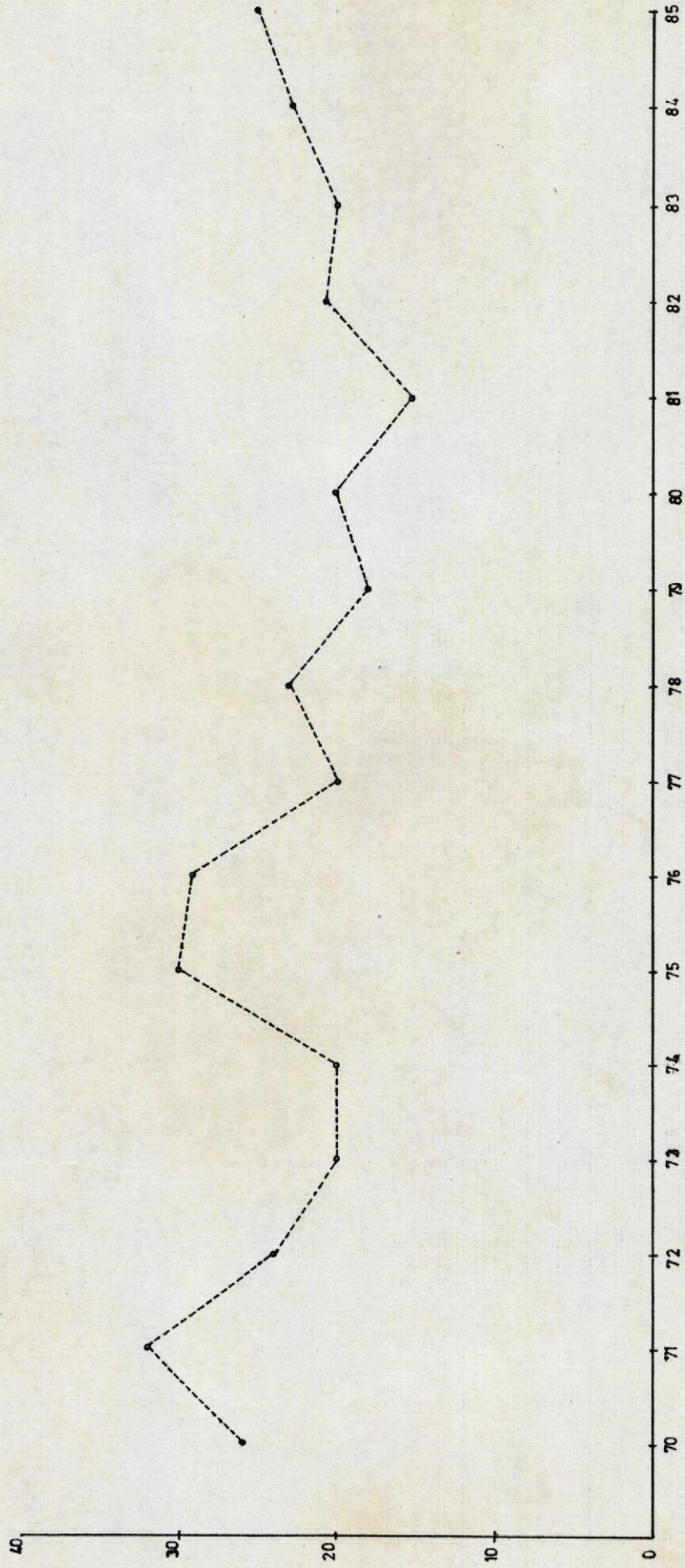
1b

MARZO 10 DE 1984

ESQUEMA 30.

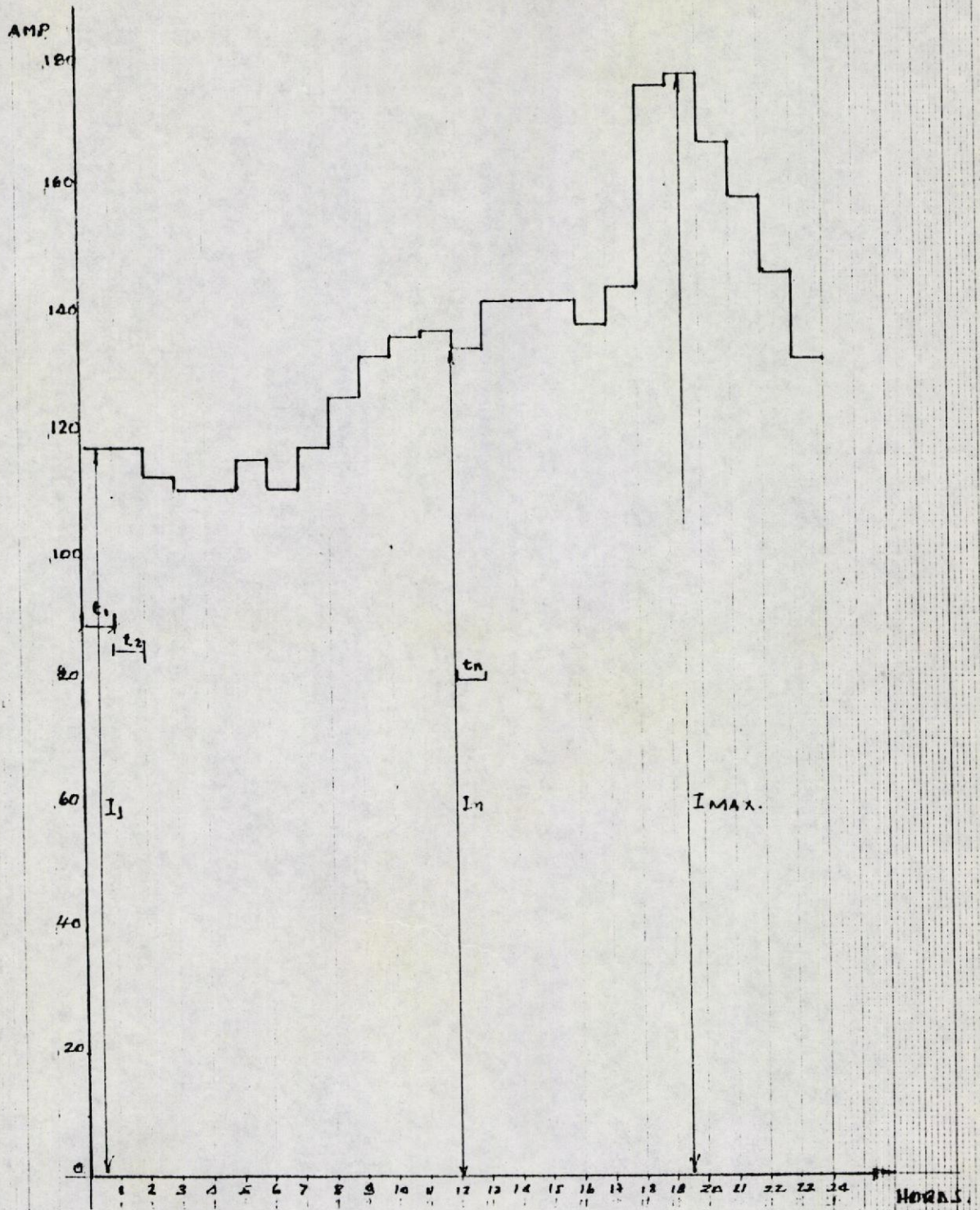


CURVA DE PERDIDAS DE ENERGIA
PERIODO: 1970 - 1985



CURVA Nº1

CURVA DE CARGA PROMEDIO AÑO 1965-66.



CURVA No 2

A N E X O S

ANEXO

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS-LOS RIOS S. A.

" E M E L G U R "

INFORME SOBRE PERDIDAS DE POTENCIA Y
ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS

OCTUBRE DE 1985

GUAYAQUIL - ECUADOR

INFORME SOBRE PERDIDAS DE POTENCIA Y
ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO LOS RIOS

1. En el estudio de "Ubicación de Capacitores en el Sistema Eléctrico EMELRIOS" se hicieron análisis de los flujos de carga para dos condiciones:

- a. Sistema actual, considerando la carga de La Reforma desconectada en horas de demanda máxima.
- b. Sistema Los Ríos, incluyendo Subestaciones Pueblo Viejo y CEDEGE; en este caso, se considera a la carga de la Reforma conectada en demanda máxima.

Se ha asumido un factor de carga de 0.6 y un factor de pérdidas de 0.4.

2. Para la primera configuración, es decir el sistema actual, tenemos los siguientes resultados:

	POTENCIA		E N E R G I A		
	K W	%	KW-H	%	F.P.
Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI).	10.301		4'417.920		0.845
Potencia y energía entregada en barra Chorrera (Babahoyo)	10.078		4'353.696		0.842
Pérdida en línea Milagro-Babahoyo.	223	2.2%	64.224	1.48%	
Pérdida en resto del sistema 69 y 13.8 KV.	1.098	10.71%	316.224	7.26%	
Total Pérdidas, 69 y 13.8KV.	1.321	12.9%	380.448	8.74%	

3. Con la entrada en operación de las Subestaciones Pueblo Viejo y CEDEGE, e incorporando la carga de La Reforma, en demanda máxima, los resultados son:

	POTENCIA		E N E R G I A		
	K W	%	KW-H	%	F.P.
Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI).	13.077		5'594.256		0.85
Potencia y energía entregada en barra Chorrera (Babahoyo)	12.695		5'484.240		0.86
Pérdida en línea Milagro-Babahoyo.	382	2.9%	110.016	1.97%	
Pérdida en resto del sistema 69 y 13.8 KV.	770	5.9%	221.760	3.96%	
Total Pérdidas, 69 y 13.8KV.	1.152	8.8%	331.776	5.93%	

4. Con la ubicación de 6 Bancos de Capacitores, de 300 KVAR. cada uno, de acuerdo a las recomendaciones del estudio, - las pérdidas en el Sistema, considerando las Subestaciones Pueblo Viejo y CEDEGE y la carga de La Reforma, serán:

	POTENCIA		E N E R G I A		
	K W	%	KW-H	%	F.P.
Potencia y energía entregada en barra Milagro (DOSNI).	12.883		5'512.716		0.905
Potencia y energía entregada en barra Chorrera (Babahoyo)	12.513		5'405.616		
Pérdida en línea Milagro-Babahoyo.	370	2.9%	106.560	1.93%	
Pérdida en resto del sistema 69 y 13.8 KV.	587	4.6%	169.056	3.07%	
Total Pérdidas, 69 y 13.8KV.	958	7.5%	275.904	5%	

5. Las pérdidas de potencia y energía se refieren al Sistema de Distribución a 13.8 KV., Subestaciones 69/13.8 KV. y - Líneas a 69 KV. No se incluyen pérdidas en transformadores y en secundarios de distribución.

Al respecto, se pueden utilizar como porcentajes aproximados de pérdidas para transformadores, un 2.5% para potencia y 2% de energía. En secundarios pueden tomarse valores similares a los de transformadores, es decir 2.5% para potencia y 2% para energía.

83

6. En resumen, la situación de pérdidas y factor de potencia es la siguiente:

	% PERDIDAS DE POTENCIA			% PERDIDAS DE ENERGIA		
	LINEA MILA-GR0-BA BAH0Y0	SISTEMA 69 KV., 13.8 KV.	TOTAL PERDIDAS TÉCNICAS INCLUYENDO TRANSFORMADORES Y SECUNDARIO	LINEA MILA-GR0-BA BAH0Y0	SISTEMA 69 KV., 13.8KV.	TOTAL PERDIDAS TÉCNICAS INCLUYENDO TRANSFORMADORES Y SECUNDARIO
Sistema actual (Sin Reforma, en dem.máxima)	2.2	12.9	17.9	1.5	8.7	12.7
Sistema con S/E Pueblo Viejo y CEDEGE (incluye Reforma)	2.9	8.8	13.8	2	5.9	9.9
Sistema con S/E Pueblo Viejo y CEDEGE. Incluye La Reforma. 1800KVAR. en capacitores.	2.9	7.5	12.5	1.9	5	9

Se puede apreciar la gran importancia de la entrada en operación de las Subestaciones Pueblo Viejo y CEDEGE para reducir las pérdidas de potencia y energía en aproximadamente 4% y 3% respectivamente.

Las pérdidas de potencia y energía en la Línea Milagro-Bahoyo deben estar actualmente en 2.2% y 1.5% respectivamente; al conectarse la carga de La Reforma, en demanda máxima, dichos valores subirán a 2.9% y 1.9% respectivamente.

Abajo 1

Penisabo. Progreso

Forma No 233

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

DA O. C. 10000

DECLARACION DEL CONSUMIDOR ENSAYO PERIODICO ACEPTACION TALLER INSPECCION

No de Orden Fecha LUGAR D I D A D DIRECCION LECTURAS DE MEDIDORES

12 Agosto/5

Antes de Ensayo Después de Ensayo
0002,0010 K.
1000 1000

CARGA	Tiempo de Medición	Consumido en Medidor	ELECTR. DE ENTRADES		Después	Conversiones de Factores	Factor de Potencia	Energía en kWh	Energía en kWh
			Antes	Después					
Plena 1	10	1.8	29.91	30	0.12	1	0.3	0.100	
10%	1	1.8	15.67	15	0.6	1	4.46		
Plena 2	10	1.8	28.37	30	0.6	1	5.46		
10%	1	1.8	14.31	15	0.6	1	1.6		
Plena 3	10	1.8	30.03	30	0.6	1	0.1		
10%	1	1.8	14.54	15	0.6	1	0.01		
Carga conectada Watts	18	3	9.42	10	0.6	1	0.2		
OBSERVACIONES:	18	3	4.32	5	0.6	1	0.6		

Ensayado por C. Wilson

No. Sello Medidor Sea Sello

No. Sello Caja

Place J.

10% 1. 12 10th / 100

Amplado en la tarjeta por 60000/1

Promedios: Antes
Plena 94.2
10 86.4

Fecha 12 Agosto/5
Después
100
100

BIBLIOGRAFIA,

- 1.- Información Histórica de Creación de la Empresa Eléctrica Los Ríos,
- 2.- Boletines Estadísticos de la Dirección de Distribución y Comercialización de INECEL período de 1,970 a 1,985,
- 3.- Resumen Estadístico del Servicio Eléctrico del Ecuador Período 1,965 a 1,985,
- 4.- Información Esquemática (Diagramas Unifilares) de la Empresa Eléctrica Los Ríos,
- 5.- Transmisión And Distribucion Westinghouse,
- 6.- Flujo de Carga y Ubicación de Capacitores en el Sistema Eléctrico Los Ríos de la Dirección de Planificación e Ingeniería de Sistemas Eléctricos -EMELGUR-
- 7.- Optimize Don't Minimize Leses -Electrical World- - Boletín,
- 8.- Facturación de Suministro de Potencia y Energía de - la Dirección de Operación del Sistema Nacional Inter

conectado -INECEL-

9,- Electric Distribucion Systems Engineering EBASCO,

10,- Información Central de Abonados de Empresa Eléctri-
ca Los Ríos,

11,- Redes de Distribución ZOPPETI,