

*Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética*



Trabajo de diploma

*“Estudio de las redes secundarias y su influencia en las
metodologías de cálculos de pérdidas”*

Autor: Leandro Hernández López

Tutores: Ing. Raúl Fernández Álvarez

Ing. Rafael Cabezas Rojas

Curso 2003-2004

“Año del 45 aniversario del triunfo de la Revolución”

Resumen

En el presente trabajo se hace un análisis de las metodologías existentes para la evaluación de las pérdidas de energía y se propone una al respecto que permita obtener las pérdidas desglosadas para los diferentes niveles del sistema.

También se hace un estudio de una parte de las redes de distribución secundaria del municipio Sancti-Spíritus para analizar las configuraciones, sus características físicas y su estado técnico, con el objetivo de proponerle mejoras a los que presenten mayores problemas.

Índice

Introducción.....	1
Capítulo 1: Estudios de las metodologías empleadas en la	
evaluación de pérdidas.....	3
1.1 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.....	3
1.2 Metodologías de evaluación de las pérdidas energía eléctrica.....	6
1.2.1 Propuesta del Manual Latinoamericano y del Caribe para el	
control de pérdidas eléctricas de la Organización	
Latinoamericana de Energía (OLADE).....	7
1.2.2 Metodología simplificada aplicada por la empresa de Servicios	
Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA).....	19
1.2.3 Metodología para la evaluación de las pérdidas de energía	
eléctrica utilizada por la Organización Básica Eléctrica de la	
provincia de Sancti-Spíritus.....	25
1.2.4 Metodología de evaluación de pérdidas no técnicas.	
Documento presentado al Simposio Latinoamericano sobre	
Control de Pérdidas Eléctricas, Bogota, D.E. Colombia,	
Octubre de 1988.....	31
1.3 Programa para el cálculo de pérdidas de la provincia de Ciego de	

Ávila.....	35
Capítulo 2: Introducción a los Sistemas de Información Geográfico.....	39
2.1 Generalidades.....	39
2.2 Aplicación del SIGOBE en el trabajo con los circuitos secundarios.....	42
2.3 ¿Cómo se puede mostrar un circuito secundario en la cartografía digital utilizando la exportación de sus datos?.....	43
Capítulo 3: Trabajo con los secundarios.....	46
3.1 Introducción.....	46
3.2 Consideraciones generales.....	47
3.3 Factores que influyen en los parámetros de caídas de voltaje y pérdidas de potencia.....	48
3.4 Mejoras secundarias.....	49
3.5 Tipos de configuraciones existentes en circuitos secundarios.....	49
3.6 Descripción de la metodología utilizada en la recopilación de los datos necesarios en el análisis de los circuitos secundarios.....	50
Capítulo 4: Análisis de las redes y cálculo técnico-económico.....	52
4.1 Análisis de las redes secundarias del municipio Sancti-Spíritus.....	52
4.2 Análisis técnico–económico de mejoras, propuestas con el objetivo de disminuir las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia en los 10 circuitos de peores resultados.....	54
4.2.1 Método de evaluación económica utilizado.....	54
4.2.2 Análisis de los 10 peores circuitos secundarios del municipio	

Sancti-Spíritus.....	59
Capítulo 5. Requerimientos del Módulo de Pérdidas del SIGERE.....	70
5.1 Introducción.....	70
5.2 Requerimientos necesarios.....	71
5.3 Requisitos que debe cumplir.....	73
Conclusiones y Recomendaciones.....	75
Bibliografía.....	77
Anexos.....	78

Introducción

Nuestro país desarrolla una política de ahorro energético dirigido al desarrollo y consolidación de la eficiencia económica a todos los niveles, para hacer llegar la energía eléctrica con calidad y eficiencia a todos los usuarios.

Esto no solo se logra mediante el uso de los medios de comunicación masiva, los que emiten mensajes diariamente con el objetivo de crear una conciencia de ahorro en la población, sino también haciendo inversiones de carácter millonario para disminuir las pérdidas y por tanto aumentar la eficiencia en unidades generadoras y redes eléctricas.

Ejemplo de estas inversiones son las que se han hecho para que el 100% de las unidades que están generando lo hagan con petróleo nacional, esto trae para el país un ahorro ascendente a 222.5 MUSD cada año, e independiza la generación de los inestables precios del barril en el Mercado Mundial, que se cotiza actualmente a 40 USD/barril, precio imposible de alcanzar para cualquier nación del tercer mundo, más para nosotros que no contamos con grandes recursos naturales y estamos bajo un doble bloque económico.

A pesar de todo esto los niveles de pérdidas de nuestro país son altos e iguales a 13.08%, lo que equivale a 1596.8 GW, estando en el Grupo C de acuerdo con la clasificación empleada por los países de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). Tengamos en cuenta que estar dentro del Grupo A (países cuyos porcentajes de pérdidas están entre un 6 - 7% de pérdidas) equivale a un ahorro mayor o igual a 864.3 GW lo que equivale a 29.2 MUSD; además, esta energía recuperada podrá satisfacer cantidades adicionales de demanda, que de otro modo habría que poner a funcionar otra planta generadora. Todo esto se puede lograr con pocos recursos.

En nuestra provincia el porcentaje de pérdidas el año 2003 fue 10.52%, lo que equivale a 52428 MW, a pesar de que en nuestra provincia se ha trabajado

bastante para llevar al mínimo estas pérdidas; como ejemplo de esto se tiene lo siguiente:

- Instalación de la subestación móvil de 110kV en el municipio de Yaguajay, lo que permite disminuir las caídas de voltajes y los porcentajes de pérdidas.
- Instalación de 135 metro contadores electrónicos en grandes consumidores de la provincia, para tener un mayor control de la energía que se entrega.
- Se ejecutaron 86 mejoras en circuitos secundarios del municipio Sancti-Spíritus.
- Conversiones de tramos de circuitos de 4kV a 13kV.

El objetivo de nuestro trabajo es hacer un estudio de los circuitos secundarios y su representación en la cartográfica digital de la ciudad de Sancti-Spíritus, ya que es uno de los niveles donde ocurren en nuestro país mayores pérdidas de distribución. Y a través del análisis de las experiencias nacionales e internacionales proponer una metodología para el cálculo de las pérdidas de energía eléctrica en todos los niveles (transmisión, subtransmisión, distribución primaria y secundaria), donde se desglosen las pérdidas técnicas y las no técnicas, basada precisamente en la energía suministrada por los circuitos secundarios a los clientes.

Capítulo 1. Estudios de las metodologías empleadas en la evaluación de pérdidas.

1.1 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.

En el proceso de generación, transmisión y distribución para suministrar la energía eléctrica a cada consumidor se producen pérdidas en una u otra medida. En este epígrafe no se tratarán las pérdidas en generación pues estas varían de acuerdo a la composición del sistema y no son motivo de análisis en este trabajo.

Según el libro “Pérdidas de Energía” (4), las pérdidas de energía

eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen, y son:

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas son producidas por el paso de la corriente eléctrica a través del sistema, por lo que van a ser el reflejo de las características de las redes (topología, conductores utilizados, longitud, etc.), características técnicas de los transformadores y equipos, y la carga abastecida por esta. Pueden subdividirse en fijas o variables.

Estas pérdidas se producen en todos los niveles del sistema desde las barras de salida de las plantas

**generadoras hasta los metros
contadores de energía, pueden
subdividirse, a su vez, en
correspondencia con el tipo y las
causas de origen.**

Según el tipo podemos considerar:

1. Pérdidas por transporte:

- En las líneas de transmisión.
- En las líneas de subtransmisión.
- En los circuitos de distribución primaria.
- En los circuitos de distribución secundaria.
- En acometidas.

2. Pérdidas por transformación:

- En transformadores de transmisión-subtransmisión.
- En transformadores de subtransmisión-distribución.
- En transformadores de distribución.

3. Pérdidas en las mediciones:

- Son las que se producen en los equipos y aparatos de medición, incluidas las pérdidas en los transformadores de medición cuando la medición sea indirecta.

Según la causa de origen:

1. Pérdidas por efecto corona. Solo se consideran en niveles de voltaje elevados.
2. Pérdidas por efecto Joule.

3. Pérdidas por corrientes parásitas o histéresis. Aparecen en los transformadores.

Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas o comerciales no constituyen una pérdida real para la economía, pues esta energía es consumida por los usuarios en alguna actividad. Estas pérdidas son reflejo de la efectividad de los sistemas de facturación, de la precisión de los equipos de medición de energía empleados, de las dificultades en las empresas para cobrar por el servicio prestado, del nivel de las tarifas y de la calidad del servicio, etc.

El criterio más acertado para clasificar y evaluar estas pérdidas es la causa que las originan, donde se agrupan según las siguientes:

1. Pérdidas por robo: Corresponde a la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por los usuarios que no poseen metro contador (conexión clandestina o tendedera).
2. Pérdidas por fraude: Corresponden a aquellos casos que a pesar de tener metro contador, los usuarios manipulan los mismos a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales.

Las formas en que estas pueden manifestarse son:

- a) Puente de chequeo y calibración sueltos.
- b) Puente de chequeo y calibración aislados.
- c) Conexión invertida.
- d) Contador inclinado.
- e) Intercambio de una fase con el conductor neutro.
- f) Contador perforado.
- g) Freno del disco, ya sea total o parcial, y de cualquier manera como:
 - Alteración de sus órganos de ajuste de la máxima o de la mínima.
 - Utilizando limallas u otro objeto entre imanes.

➤ Alterando la posición de la relojería logrando una mayor fricción.

h) Línea interrumpida.

i) Línea directa.

j) Alteración de la bobina de potencial logrando un menor flujo de esta.

3. Pérdidas debido al fallo de la medición:

Las causas fundamentales que originan estas pérdidas son:

a) Una mala conexión del metro contador de los transformadores de medición, en caso que la medición sea indirecta.

b) Transformadores de medición no adecuados, o sea, subempleados, en mal estado, o sin protección.

c) Descalibración de los metros contadores debido a la obsolescencia, suciedad, mala manipulación, ineficiente reparación e interrupción del ciclo de verificación.

4. Pérdidas por administración:

Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problema de gestión administrativa de la empresa (energía estimada) como son:

a) Errores en la medición de los consumos (de lectura y cobro).

b) Errores en los procesos del registro de los consumos.

c) Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.

d) Errores en la estimación de consumos en los casos en que por cualquier motivo, ya sea en consumidores o en algún punto de interés, no es posible registrarlo con la medición.

e) Errores y/o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado público.

5. Pérdidas por los insumos de la empresa.

Se entiende por consumo propio o insumo de la empresa a toda la energía que se consume en oficinas, talleres, subestaciones, etc., de la empresa y que no se contabiliza o se hace de forma incorrecta.

1.2 Metodologías de evaluación de las pérdidas de energía eléctrica

Se realizó un trabajo serio de búsqueda bibliográfica sobre diferentes metodologías o formas de evaluación de pérdidas existentes para analizarlas en este trabajo y encontrar la más capacitada para ser empleada en nuestra empresa; se encontraron tres formas de calcular las pérdidas, la expuesta por el libro *Manual latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas* (6), la que aparece en el libro *Pérdidas de Energía* (4) aplicada por la empresa SEGBA, y la que aparece en la tesis *Diseño de un sistema para el control de pérdidas de energía en una empresa de distribución* (5) aplicada por la Organización Básica Eléctrica de nuestra provincia (OBEP). Todas estas tienen un denominador común al que enfrentarse:

1. La magnitud de los sistemas y la gran diversidad de elementos a considerar.
2. La gran cantidad de información a manejar.
3. La incertidumbre sobre la información obtenida, ausencia parcial o carencia de la misma.
4. La imposibilidad práctica de efectuar a costo razonable las mediciones para obtener el estado de carga en cada uno de los componentes.

Además, todas coinciden en obtener las pérdidas totales como la diferencia entre la energía facturada y la energía administrada, determinar las pérdidas técnicas y restárselas a las totales para obtener las pérdidas no técnicas.

Las diferentes metodologías son las siguientes:

1.2.1 Propuesta del *Manual latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, de la OLADE.

Estimación de pérdidas de potencia.

Se basa en desarrollar para cada una de las partes del sistema un modelo eléctrico del mismo, y mediante el uso del flujo de carga se definen valores de tensión (modulo y ángulo) en los distintos puntos del sistema, lo que permite estimar el valor de las pérdidas de potencia, de acuerdo con cualquiera de los dos métodos siguientes:

1. Calcular la corriente que circula por cada elemento mediante la ecuación:

$$I_k = \frac{(V_i - V_j)}{Z_k}$$

donde:

I_k : Corriente que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos i-j.

Z_k : Impedancia del elemento k.

y con la corriente por cada elemento calculamos las pérdidas por la fórmula:

$$P_{Lk} = R_k I_k^2$$

Las pérdidas totales (técnicas) se obtienen sumando las pérdidas de cada elemento del mismo, adicionándole las pérdidas que son independientes de la demanda.

2. Calculando la potencia activa suministrada por el sistema, entonces las pérdidas están dadas por:

$$P_L = P_S - \sum_{k=1}^M P_{Dk} + P^v_L$$

donde:

P_L : Potencia activa suministrada por el sistema (W).

P_{Dk} : Demanda en el punto k (W).

M : Número de puntos de demanda.

Estimación de pérdidas de energía.

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las potencias.

Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema, se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas utilizando un flujo de carga.

Conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía.

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k$$

donde:

L : Pérdidas de energía (WH).

P_{Lk} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).

N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

ΔT_k : Intervalo de tiempo en horas.

Esta forma de evaluar las pérdidas se puede considerar como la forma ideal. Sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

- Se debe disponer de mediciones en todos los puntos del sistema.
- Estas mediciones se deben realizar durante todo el tiempo de estudio.
- Se deben realizar las mediciones simultáneamente.
-

Esto requiere, generalmente, costos muy elevados por la necesidad de equipos de medición y en la recolección de la información. Por esta razón se recurre a los métodos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas para diferentes condiciones

de demanda; y con la utilización de factores, se estima el valor de las pérdidas de energía durante el período de estudio. Dentro de este grupo se pueden citar los dos modelos siguientes:

1. Utilización del factor de pérdidas. Es la relación entre la condición de promedio y la máxima generación o demanda según corresponda.

$$L = F_L P^p_L T$$

donde:

F_L : Factor de pérdidas del sistema.

P^p_L : Pérdidas de potencia que se presentan en la condición de demanda máxima.

T : Intervalo de tiempo considerado.

2. Efectuando estudios de flujos de carga en diferentes condiciones de carga (máxima, mínima, niveles intermedios) para encontrar el valor de las pérdidas de potencia.

Con los datos de pérdidas de potencia obtenidos, se ajusta una

función que relaciona las pérdidas con la demanda total, por ejemplo:

$$PI = C1 + C2 * PD + C3 * PD^2$$

donde:

PD : Demanda total del sistema.

C1, C2, C3 : Coeficientes determinados con el modelo estadístico.

Las pérdidas en vacío de los transformadores y las de efecto corona en las redes de transmisión, se determinan por separado y son consideradas constantes en cada intervalo de tiempo, se adicionan al termino C1 o se suman independientemente.

Una vez evaluadas las pérdidas de potencia mediante un flujo de carga para una serie de condiciones de la

demanda, aplicando la función anterior, se obtienen las correspondientes para cada intervalo de tiempo considerado, sumándole además las de vacío.

Con ello se obtienen las pérdidas de energía de cada intervalo, como el producto de las pérdidas de potencia por la duración del intervalo considerado.

La pérdida total de energía se obtiene por la sumatoria de las que corresponden a cada uno de los intervalos considerados.

Metodología de estimación.

En esta sección se describirá cómo se lleva lo anterior a cada parte de un sistema.

Subsistema de transmisión:

Las pérdidas técnicas en los subsistemas de transmisión corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule), y las pérdidas independientes (vacío y efecto corona).

Pérdidas por efecto Joule:

Para estimar este tipo de pérdidas se utiliza una de las alternativas siguientes:

1. En caso de disponer de suficientes aparatos de medición se pueden estimar las pérdidas utilizando un programa de estimación de estado, el cual proporciona los datos de pérdidas de potencia. Conocidos estos valores, las pérdidas de energía se calculan mediante la ecuación:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k$$

donde:

P_{Lk} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).

N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

ΔT_k : Intervalo de tiempo en horas.

2. Mediante la utilización de modelos estadísticos encontrar una función que relacione las pérdidas con la generación, importaciones y exportaciones de potencia y energía.

Pérdidas por efecto corona:

Para este cálculo se deben considerar separadamente las condiciones de buen y mal tiempo. Para estimar las pérdidas por efecto corona se puede utilizar el modelo de Petterson, desarrollado para condiciones de buen tiempo, el cual se basa en la siguiente ecuación:

$$P^{bt}_L = \frac{20.96 \cdot 10^{-6} \cdot f \cdot V^2 \cdot \phi_c}{\log^2\left(\frac{2D}{d}\right)}$$

donde:

- f : Frecuencia (Hz).
V : Tensión de línea-tierra (kV).
D : Distancia media geométrica entre conductores (cm).
d : Diámetro del conductor (cm).
 ϕ_c : Factor de pérdidas por efecto corona.

El factor de pérdidas por efecto corona depende de la relación entre la tensión de fase y la tensión crítica de ruptura, así:

$$\phi_c = \exp(k_1)$$

$$k_1 = \exp\left(0.2354 + 1.0443 \frac{V}{V_0}\right)$$

donde:

- k_1 : Exponente de pérdidas.
 V_0 : Tensión crítica de ruptura (kV).

La tensión crítica de ruptura para una línea se puede determinar así:

$$V_0 = 21.1m \cdot \delta \cdot \beta \cdot r_e \cdot \ln\left(\frac{D}{r_e}\right)$$

donde:

- m : Coeficiente de rugosidad.
➤ **1: conductores lisos.**
➤ **0.93-0.98: hilos rugosos / oxidado.**

➤ **0.83-0.87: conductores trenzados.**

β : Constante de Peek.

$$\beta = \left(\frac{1 + 0.301}{(\delta \cdot r_e)^{1/2}} \right)$$

δ : Densidad relativa del aire.

r_e : Radio del conductor o radio equivalente para conductores en haz (cm).

D : Distancia media geométrica entre conductores (cm).

Las pérdidas por efecto corona en condiciones de mal tiempo son función de la tensión crítica de ruptura y el estado de la superficie del conductor, y se calculan mediante la fórmula:

$$P_L^{mt} = K \cdot Fc$$

donde:

K : Constante.

$$K = (n f \beta)^2 \frac{2.52 - \log(\sigma / r_e)}{2.52 - \log \sigma}$$

Fc : Factor de corrección de pérdidas por corona para condiciones de mal tiempo.

Las pérdidas de energía por efecto corona en una línea se evalúan utilizando la siguiente relación:

$$L = 87.6(p^{bt} P_L^{bt} + p^{mt} P_L^{mt})l$$

donde:

p^{bt} : Porcentaje de buen tiempo en un año.

p^{mt} : Porcentaje de mal tiempo en un año.

l : Longitud del conductor (km).

Subsistema de distribución.

La estimación de pérdidas de potencia y de energía se realiza utilizando la metodología explicada anteriormente. Además, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para los subsistema de distribución las pérdidas se pueden evaluar a partir del valor de pérdidas en la demanda máxima, y del factor de pérdidas del sistema, así:

$$L = F_L P^p l T$$

Se puede demostrar que el factor de pérdidas está acotado por los siguientes valores:

$$F_c^2 < F_L < F_c$$

donde:

F_c : Factor de carga.

- **Por lo general, la potencia que suministra la subestación y el valor de su tensión se conocen, pero a medida que los puntos considerados se alejan de ella el valor de la tensión disminuye. Para calcular la corriente en cada punto de carga, se necesita el valor de la tensión, el cual no se conoce. De aquí que la determinación de las corrientes y tensiones sea un proceso iterativo, en el cual se estiman ciertos valores de tensión y de acuerdo con los resultados obtenidos, se corrigen para obtener un mejor resultado. Una vez encontrados los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, se pueden estimar las pérdidas de potencia.**
- **Para realizar un estudio de pérdidas en los subsistemas de distribución se consideran los tres niveles siguientes:**
 - a) **Pérdidas en los circuitos primarios.**
 - b) **Pérdidas en los transformadores de distribución.**
 - c) **Pérdidas en los circuitos secundarios.**

La metodología que se presenta para evaluar las pérdidas en cada caso, requiere de la estimación previa de la demanda.

Estimación de la demanda:

En caso de no disponer de la información necesaria de demanda se pueden utilizar una serie de medidas que se efectúan en los diferentes puntos del sistema, y datos comúnmente conocidos, como son:

- **Energía consumida.**
- **Capacidad nominal instalada.**
- **Corrientes máximas.**
- **Clase de usuario.**

Y mediante un estudio estadístico se pueden obtener modelos que

correlacionen la potencia demandada en los diferentes puntos del sistema con estos factores.

$$P_{Di}^{\max} = f(E_i, C_i^n, I_i^{\max}, U_i)$$

donde:

P_{Di}^{\max} : Potencia demandada máxima en el punto i (W).

E_i : Energía consumida en el punto i durante cierto intervalo de tiempo (WH).

C_i^n : Capacidad nominal de los elementos instalados en el punto i (VA).

I_i^{\max} : Corriente máxima en el punto i (A).

U_i : Clase de usuario en el punto i.

Algunas de las funciones utilizadas para la estimación de la demanda son:

1. Utilizando la de energía facturada (E_i).

$$P_{Di}^{\max} = A + B \cdot E_i + C \cdot E_i^2$$

A, B, C: Constantes que dependen del número y clase de usuario.

2. Para cada clase de usuario, encontrar la relación entre la energía facturada y la demanda máxima.

$$P_{Di}^{\max} = K \cdot E_i$$

K : Constante de proporcionalidad que depende de la clase de usuario.

3. De acuerdo con la cantidad de usuarios asociados al transformador, y mediante la utilización del factor de coincidencia, se calcula la demanda máxima, así:

$$P_{Di}^{\max} = F_{co} \sum_{j=1}^n P_{Dj}^{\max}$$

donde:

F_{co} : Factor de coincidencia para el grupo de usuarios que alimenta el transformador.

P_{Dj}^{\max} : Demanda máxima estimada por usuario j.

4. En función de la energía consumida por los usuarios de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$P_{Di}^{\max} = A \cdot B$$

$$A = f(N_u)$$

$$B = f(E_a, N_u)$$

donde:

N_u : Número de usuarios.

E_a : Consumo acumulado de energía promedio en el mes para el grupo de usuarios.

Estimación de pérdidas en los circuitos primarios:

En esta metodología se considera que se conoce el valor de la demanda máxima de la subestación o por alimentador (lo que es muy frecuente). Las demandas máximas de los diferentes puntos se estiman de acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior.

Debido a que las demandas máximas en los diferentes puntos del sistema no se presentan simultáneamente entonces su suma, más el valor de las pérdidas, no será igual a la potencia máxima suministrada por la subestación. En este caso el error se reparte

modificando proporcionalmente los valores de demanda máxima de los diferentes puntos del sistema, hasta reducir suficientemente el error.

Los siguientes pasos muestran cómo se pueden estimar las pérdidas.

1. Realizar un levantamiento de información sobre el sistema que se va a estudiar. La información mínima corresponde a:
 - Información sobre las líneas (resistencia y reactancia).
 - Fases del sistema.
 - Transformadores (pérdidas de hierro, resistencia y reactancia).
 - Condensadores (pérdidas, capacidad, etc.).

2. Obtener las demandas activas y reactivas para cada alimentador en la subestación en el instante de demanda máxima.

3. Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema de acuerdo con:

$$P_{Di}^{\max} = f(E_i, C_i, I_i^{\max}, U_i)$$

Estos puntos generalmente son los transformadores de distribución.

4. Efectuar un flujo de carga para encontrar las tensiones y las pérdidas del sistema.
5. Si la suma de las demandas de los diferentes puntos del sistema, más las pérdidas del sistema, es igual a la demanda de cada alimentador (dentro de cierto margen de error), entonces ir al paso (6), en caso contrario, modificar la demanda en cada punto proporcionalmente al error y volver al paso (3).
6. El valor de la pérdida de energía está dado por:

$$L = F_L P^p {}_L T$$

Pérdidas en los transformadores:

Para la estimación de estas pérdidas se puede utilizar la energía facturada a cada consumidor de la siguiente forma:

1. Cada usuario se asocia al transformador que le suministra el servicio.
2. La energía total suministrada por cada transformador durante un período de tiempo se obtiene a partir del consumo de los usuarios.
3. La demanda del transformador se obtiene de acuerdo con la energía consumida, el número y clase de usuarios.

$$P_{Di}^{\max} = f(E_i, N_u^i, U_i)$$

donde:

E_i : Energía suministrada por el transformador i .

N_u^i : Número de usuarios del transformador i .

U_i : Clase de usuarios del transformador i .

4. Conocido el valor de demanda máxima y el valor de las pérdidas del cobre a potencia nominal se tiene:

$$P_L^{\max} = P_L^n \left(S_D^{\max} / S_D^n \right)^2$$

donde:

P_L^{\max} : Pérdidas del transformador en la demanda máxima S_D^{\max} .

P_L^n : Pérdidas del transformador en la demanda nominal S_D^n .

5. Cálculo de pérdidas de energía de acuerdo con factor de pérdidas del transformador.

$$L = F_L P_L^{\max} T + P^v T$$

donde:

- P^v : Pérdidas en vacío del transformador.
T : Intervalo de tiempo considerado.

Pérdidas en los circuitos secundarios:

Se puede utilizar la misma metodología empleada para el cálculo de las pérdidas en los subsistemas primarios; es decir, con base en los consumos facturados de energía en los diferentes puntos del sistema, estimar la demanda máxima para cada punto de forma similar a como se describió para los circuitos primarios, así:

1. Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario, el cual incluya los parámetros eléctricos (líneas, fases, etc.).
2. Obtener la demanda máxima del transformador de distribución (W, VAR).

3. Estimar la demanda máxima en cada punto del circuito secundario asociado al transformador de acuerdo con la relación:

$$P_{Di}^{\max} = f(E_i, C_i, N_u, U_i)$$

donde:

P_{Di}^{\max} : Potencia demandada máxima en el punto i (W).

E_i : Energía consumida en el punto i durante cierto intervalo de tiempo (WH).

C_i^n : Capacidad instalada (VA).

N_u : Número de usuario.

U_i : Clase de usuario en el punto i.

4. Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito (utilizar un flujo de carga).
5. Comparar la suma de las demandas de los diferentes puntos más las pérdidas con el valor de la demanda máxima del transformador.

$$P_D^{\max} = (P_L + \sum_{i=1}^N P_{Di}^{\max})$$

6. Se calculan las pérdidas de energía mediante:

$$L = F_L P_L^{\max} T$$

En el anexo #1 se puede observar el diagrama de actividades de esta metodología.

1.2.2 Metodología simplificada aplicada por la empresa SEGBA.

Esta metodología fue propuesta por el área de ingeniería de distribución de SEGBA, con el fin de efectuar una evaluación de las pérdidas técnicas para las distintas etapas del sistema eléctrico de la misma, que permitiera tener un elemento de referencia para discriminarlas de las pérdidas totales.

Para las etapas de generación y transmisión, se resuelve el problema en forma práctica mediante la existencia de mediciones que registran la energía de entrada y de salida.

Para los niveles restantes, la diversidad de las instalaciones, longitudes, y secciones de redes, factores de cargas, tiempos de utilización, etc., llevaron a la necesidad de aplicar diversas simplificaciones para hacer posible la evaluación de las distintas partes y elementos del sistema. Se considera por separado la capital de las restantes provincias.

Pasos para el cálculo:

Subestaciones de transmisión-subtransmisión.

1. Partiendo de la energía entregada anual, medida por subestaciones, y de la potencia máxima, se calcula su factor de utilización:

$$F_u = \frac{\text{energía entregada anual}}{8760 \cdot \text{Potencia máxima}}$$

2. El tiempo equivalente se obtiene:

$$T_{eq} = 8760 \cdot (0.3F_u + 0.7F_u^2)$$

Una vez calculado el tiempo equivalente para todas las subestaciones, para cada zona se calcula un tiempo equivalente promedio:

$$T_{eq_{prom}} = \frac{\sum (T_{eq} \cdot S_{inst})}{\sum S_{inst}}$$

donde:

S_{inst} : La potencia instalada en cada subestación.

3. Las pérdidas anuales se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P = \sum S \cdot (8760 \cdot \Delta P_v + T_{eq} \cdot \Delta P_{cu} \cdot fc^2)$$

donde:

$\sum S$: Potencia instalada total.

ΔP_v y ΔP_{cu} : Datos nominales del transformador, cuya capacidad resulta la media de las capacidades existentes y expresadas en pu.

fc : Factor de carga promedio cuadrático ponderado.

$$fc = \sqrt{\frac{\sum S_{\max}^2}{\sum S_{inst}}}$$

Red de media tensión:

Los valores de pérdidas se calculan en forma separada para cada tensión y tipo de red, considerando el total de alimentadores existentes en la empresa.

1. Se calcula la corriente promedio máxima de cada alimentador a partir de la sumatoria de las cargas máximas medidas en subestaciones, el número de alimentadores y el factor de simultaneidad.

$$F_s = \frac{S_{\max} \cdot S_e}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum I_{\max_{sal}}}$$

La carga máxima efectiva promedio se calcula afectando la carga máxima promedio por un factor de forma (K):

$$S_{prom} = \frac{k \sum S_{\max_{se}}}{F_s \sum N_s}$$

donde K se calcula como:

$$k = \frac{\overline{I_{sal}}^2}{\sum I_{sal}} \overline{N_s}$$

2. Las horas equivalentes se calculan de la siguiente forma:

$$T_{eq} = F_s \left(8760 \cdot \left(0.3 F_u + 0.7 F_u^2 \right) \right)$$

donde:

F_s : Factor de simultaneidad entre las subestaciones que alimenta.

3. Se calcula la longitud promedio efectiva de los alimentadores, según la siguiente expresión:

$$L_{prom} = \frac{\text{longitud existente en la empresa} \cdot (1 - 0,05)}{\# \text{ total de alimentadores}}$$

Se considera un 5% de cable en las vinculaciones entre anillos.

Para calcular la longitud promedio efectiva se estima que cada alimentador está compuesto en un primer tramo, considerado en un 40% de su longitud donde la carga se concentra, y que en el resto la carga se mantiene uniformemente distribuida. Para un alimentador con carga uniformemente distribuida puede considerarse la carga concentrada a un tercio de su longitud.

$$L_{ef} = \left(0.4 + \frac{0.6}{3} \right) L_{prom}$$

4. Los valores de resistencia empleados en cada grupo son los correspondientes a las secciones mayoritariamente empleadas.
5. Se calculan las pérdidas anuales totales:

$$\Delta E = N_s \cdot 3 \cdot R \cdot L_{ef} \cdot \left(\frac{\% S_{prom}}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 T_{eq}$$

6. Se calcula el porcentaje de pérdidas:

$$\% \Delta E_{MT} = \frac{\Delta E}{\text{energía recibida en MT}} 100$$

Transformadores de subtransmisión-distribución:

1. El factor de carga promedio se obtiene a partir de la potencia entregada por las subestaciones, la potencia instalada en el centro de transformación y el factor de simultaneidad:

$$fct = \frac{SSE - SMT \cdot Fs}{SCT \cdot Fs}$$

donde:

SSE : Suma de las potencias máximas en las subestaciones.

SMT : Suma de las potencias máximas en los clientes de transmisión.

SCT : Potencia instalada en centros de transformación.

FS : Factor de simultaneidad entre subestaciones y centros de transformación.

2. Se obtiene el factor de carga promedio efectivo:

$$F'ct = k \cdot fct$$

donde:

f : Factor de forma y se calcula:

$$k = \frac{\overline{Fc}^2 \cdot \overline{N}}{\sum Fc}$$

donde:

N : Número de muestras.

3. Se obtiene el tiempo equivalente de pérdidas de la siguiente forma:

$$Teq = 8760 \cdot (0.3F_u + 0.7F_u^2)$$

4. Se calculan las pérdidas totales anuales para cada zona.

$$\Delta E = St \cdot (8760 \cdot Pv + Pcu \cdot F'ct^2 \cdot Teq)$$

donde:

St : Potencia instalada total para cada una de las zonas.

ΔPv y Δp_{cu} : Datos nominales del transformador, cuya capacidad resulta la media de las capacidades existentes y expresadas en pu.

5. Se calcula el porcentaje de pérdidas:

$$\% \Delta E_{MT} = \frac{\Delta E}{\text{energía entregada neta en MT} - \text{venta directa en MT}} 100$$

Las ventas directas en transmisión, es la energía vendida en esa tensión directamente a clientes y que por lo tanto no entra en el proceso de transformación de subtransmisión-distribución.

Red de baja tensión:

Los valores de pérdidas fueron calculados en forma separada para cada tensión, zona y tipo de red. Cada zona se subdividió en diferentes zonas homogéneas y para cada una de ellas se calcularon las pérdidas a una zona característica de 1km^2 , extrapoliándose los resultados obtenidos al total.

1. La corriente promedio para cables o líneas de redes aéreas se obtiene en base a la carga promedio de los transformadores y la estructura de la red, suponiendo un desbalance en distribución de carga hasta un 30%. Se debe aclarar que en todos los casos se dispone de mediciones de energía máximas en las salidas de distribución.
2. Se determina el valor de la corriente promedio efectiva, afectando la corriente promedio por el coeficiente de forma.
3. Se considera un desbalance entre las fases de un 20%.
4. Se toman los valores de resistencia de las secciones mayoritarias en las zonas escogidas.
5. Se obtienen las longitudes promedios de las redes para cada zona.
6. Se determinan las horas equivalentes de pérdidas utilizando el mismo procedimiento que para las redes de media tensión y transformadores de subtransmisión-distribución, siendo el factor de simultaneidad entre

transformadores y salida en baja tensión, y el factor de utilización en transformadores.

En redes aéreas, se incluyen en los cálculos las pérdidas en cruces y acometidas.

Medidores:

En función de las características técnicas de los metro contadores utilizados, se determinan las pérdidas en vacío (consumo en la bobina de potencial) y la dependiente de la carga, considerando una carga y un factor de utilización promedio, como también un tiempo equivalente de pérdidas para un medidor tipo, que luego se extrapola a la totalidad.

En el anexo #2 se puede observar el diagrama de actividades de esta metodología.

1.2.3 Metodología para la evaluación de las pérdidas de energía eléctrica utilizada por la Organización Básica Eléctrica de la provincia de Sancti-Spíritus.

El estudio fue realizado en todos los niveles del sistema.

La metodología estableció obtener las pérdidas totales a partir de las diferencias de las lecturas en subestaciones y la energía facturada. Mientras que las pérdidas técnicas se calculan mediante los siguientes pasos:

Redes de 33kV:

1. Con el programa "General" del ingeniero Raúl Fernández se realiza el flujo de carga de cada circuito y se determinan las pérdidas de potencia para cada uno.
2. Se determinan las horas equivalentes de pérdidas para cada alimentador según la expresión:

$$Teq = 8760 \cdot (B \cdot F_c + A \cdot F_c^2) \quad (1)$$

donde:

F_c : Factor de carga.

3. Se determinan las pérdidas de energía:

$$\Delta E = \Delta P \cdot Teq \quad (2)$$

donde:

ΔP : Pérdida de potencia activa.

4. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía.

$$\% \Delta E_{MT} = \frac{\text{perdidas de energía en el nivel analizado}}{\text{energía entregada a 33kV}} 100 \quad (3)$$

Subestaciones de distribución:

Se calculan las pérdidas de energía empleando los siguientes pasos:

1. Se calculan las pérdidas de núcleo y de cobre de los transformadores en base a resultados tabulados por los fabricantes.
2. Se calcula el coeficiente de cargabilidad de cada subestación.

$$k_c = \frac{D_{cm_{\max}}}{Cap_{inst}}$$

3. Se calcula el tiempo equivalente de pérdidas según la ecuación:

$$T_{eq} = 8760 \cdot (B \cdot F_c + A \cdot F_c^2)$$

4. Se calculan las pérdidas de energía.

$$\Delta E_s = (P_v \cdot 8760 + k_c^2 \cdot P_{cu} \cdot T_{eq}) N_T$$

donde:

- P_v : Pérdidas de núcleo.
- P_{cu} : Pérdidas de cobre.
- k_c : Coeficiente de cargabilidad.
- N_T : Número de transformadores.

5. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía:

$$\% \Delta E_{MT} = \frac{\text{perdidas de energía en el nivel analizado}}{\text{energía entregada a 33kV}} 100$$

Circuitos primarios:

1. Se realiza el flujo de carga de cada circuito y se determinan las pérdidas de potencia en cada circuito por subestación.
2. Se calcula el tiempo equivalente de pérdidas según la ecuación (1).
3. Se calculan las pérdidas de energía según (2).
4. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía según (3).

Transformadores de distribución:

1. Se determina el número de transformadores por capacidad en cada subestación.
2. Se calculan las pérdidas de energía para cada capacidad.

$$\Delta E_L = (P_v \cdot 8760 + kc^2 \cdot P_{cu} \cdot T_{eq})$$

3. Se determinan las pérdidas de energía en transformación:

$$\Delta E_L = \sum_{L=1}^n \Delta E_{ci} \cdot N_{t_i}$$

donde:

ΔE_{ci} : Pérdida de energía para cada capacidad (kWh).

N_{t_i} : Número de transformadores de cada capacidad.

N : Cantidad de capacidades diferentes.

4. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía según (3).

Circuitos secundarios:

1. Se determina el número de circuitos secundarios que pertenecen a cada subestación.
2. Se realiza el flujo de carga de cada circuito y se determinan las pérdidas de potencia en cada circuito por subestación.
3. Se calcula el tiempo equivalente de pérdidas según la ecuación (1).
4. Se calculan las pérdidas de energía según (2).
5. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía según (3).

Circuitos de alumbrado público:

1. Se determina el número de circuitos de alumbrado público que pertenecen a cada subestación.

2. Se realiza el flujo de carga de cada circuito y se determinan las pérdidas de potencia activa en cada circuito por subestación.
3. Se calcula el tiempo equivalente de cada circuito según la ecuación (1).
4. Se calculan las pérdidas de energía según (2).
5. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía según (3).

Acometidas:

1. Se determina el número de acometidas por secundario perteneciente a cada subestación.
2. Se determinan el calibre y longitud promedio por acometida.
3. Se realiza un muestreo para determinar la corriente promedio por acometida.
4. Se determinan las pérdidas de potencia activa.

$$\Delta Pa = I_a^2 \cdot Ra \cdot L_{pa}$$

donde:

I_a : Corriente promedio por acometida.

L_{ap} : Longitud promedio de la acometida (km).

R_a : Resistencia (Ω/km) para la acometida promedio.

5. Se calcula el tiempo equivalente de cada circuito según la ecuación (1).
6. Se calculan las pérdidas de energía según:

$$\Delta Ea = \Delta Pa \cdot Teq \cdot Nta$$

donde:

Nta : Número total de acometidas.

7. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía según (3).

Metro contadores:

1. Se determina el número de metro contadores monofásicos y trifásicos.
2. Tomando los datos ofrecidos por los fabricantes se determinan las pérdidas en la bobina de potencial.
3. Se calculan las pérdidas de energía.

$$\Delta E_c = \Delta P \cdot 8760 \cdot Nb$$

donde:

Nb : Número total de bobinas.

4. Se calcula el porcentaje de pérdidas de energía según (3).

Pérdidas no técnicas o comerciales:

1. Se realiza un muestreo en varias rutas con diferentes consumos de energía (zona establecida, desarrollo y rural). En este muestreo se analizan los siguientes aspectos:
 - a) Capacidad instalada.
 - b) Si tiene manguera BX.
 - c) Si tiene gabinete.
 - d) Si el gabinete está sellado.
 - e) Si el metro está sellado.
 - f) Se comprueba el metro y se plasman las anomalías detectadas.
 - g) Consumo de energía en un año.
2. En cada ruta se hace una subdivisión de los consumidores según la capacidad instalada y en base a esto se determina el factor de utilización (F_u).

$$F_u = \frac{\text{consumo de energía anual}}{8760 \cdot \text{Potencia instalada por cada consumidor}}$$

3. Se determinan el factor de utilización promedio y la desviación típica por grupos de consumidores:

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (F_{ui} - \overline{Fu})^2}$$

donde:

n : Número de consumidores.

F_{ui} : Factor de utilización de cada consumidor.

\overline{Fu} : Factor de utilización promedio del grupo.

4. Se determina el rango inferior del factor de utilización (R_i):

$$R_i = \overline{Fu} - S$$

5. Se determinan cuántos consumidores del grupo están por debajo del R_i y, por consiguiente, el número de clientes con posibilidad de subfacturación.
6. Se realiza un análisis del muestreo y posteriormente se realiza una inspección a los consumidores subfacturados para determinar las posibles causas (metro en mal estado, fraude o estimación del consumo).
7. Se determina el número de consumidores con empates directos a la red de cada subestación y se estima su consumo en base a la carga instalada.
8. Determinación del número de consumidores propios de la empresa que pertenecen a cada subestación y de estos, cuáles no se están facturando (por no estar metrados o por no estar incluidos en la ruta).

En el anexo #3 se puede observar el diagrama de actividades de esta metodología.

1.2.4 Metodología de evaluación de pérdidas no técnicas. Documento

presentado al Simposio
Latinoamericano sobre Control de
Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E.
Colombia, octubre de 1988.

Definiciones preliminares.

1. El ámbito de ejecución de este estudio está conformado por todos los clientes, ya sean industriales, comerciales o de servicios financieros.
2. Por tratarse de un universo muy numeroso y heterogéneo se hacen subdivisiones en cada grupo, cuanto más finas sean estas, representarán grupos de comportamiento más homogéneos respecto al consumo de electricidad.
3. Es sabido que en el universo en cuestión existe un número considerable de infractores.
4. Este estudio tiene como objetivo investigar si es posible, mediante la aplicación del método estadístico, aportar elementos de juicio cuantitativos para plantear y resolver los problemas de subfacturación que se originan en las infracciones.
5. Se poseen archivos donde para cada cliente se consignan las siguientes características:
 - Código Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIIO) del cliente a cuatro dígitos.
 - Carga contratada (Sc).
 - Último consumo (Cf) en kWh.

Promedio de los últimos consumos.

Factor de utilización.

$$Fu = \frac{Cf \cdot 100}{Sc \cdot 1440} \quad (1)$$

donde:

1440 es el número de horas en un periodo de facturación (un bimestre).

6. Se realiza un muestreo con el objetivo de medir la potencia de placa de todos los equipos encontrados en el establecimiento, y se halla un nuevo factor de utilización llamado Factor de Utilización Operado.

$$Fu_{op} = \frac{Cf \cdot 100}{Sinst \cdot 1440} \quad (2)$$

donde:

Sinst : Carga instalada.

7. Mediante el barrido de las muestras se puede determinar qué clientes son infractores y cuáles no, analizando los contadores. Se llaman L a los primeros y H a los segundos.
8. Para los no infractores $Cr = Cf$ mientras que para los infractores $Cr > Cf$.
9. Se formula una hipótesis de que no hay correlación entre la potencia operada y el factor calculado en (2). Esta hipótesis puede ser verificada por muestreo.
10. Los estimadores de proporción, $p(H)$ y $p(L)$ que representan el número de infractores y de no infractores, tiene una distribución binomial con varianza $p(1-N)/(n-1)$ donde n es el respectivo tamaño muestral, siendo N el tamaño del universo mucho mayor que n , en caso contrario hay que corregir por el correspondiente término de finitud:

$$\frac{N-n}{N}$$

Encuesta piloto:

1. Se realizan encuestas a grupos definidos con anterioridad, y se le determina la potencia operada ya sea en placa o medida.
2. Se realiza un muestreo estratificado sobre subpoblaciones ordenadas según consumos decrecientes; los estratos se forman arbitrariamente por rangos de consumo y dentro de cada uno se toman muestras al azar.
3. Se tabulan los datos muestrales de potencia, factores controlados y operados y si el cliente es o no infractor. Se hace luego un análisis estadístico preliminar de muestras observando las siguientes desigualdades:

$$F_{u_{op}}(L) < F_u(L) \qquad F_{u_{op}}(H) < F_u(H)$$

pero las encuestas pilotos son aún pequeñas para juzgar si esta ausencia de correlación se mantendrá en la encuesta definitiva.

4. Se hallan las proporciones de los infractores y de los no infractores.
5. Se hallan los valores medios y desviaciones de los factores de utilización. En la encuesta realizada para esta empresa se obtuvo el tipo de muestreo y el tamaño muestral realizado, además de permitir una buena estimación de la proporción de infractores, posibilita una buena estimación de los factores medios. Esto da el camino para determinar los volúmenes de energía robados:

$$\Delta i = 14.40 \cdot p(L) \cdot N \cdot \left(\frac{\overline{N}}{A_L} \right) \cdot \left(\overline{F_{u_{op}}}(H) - \overline{F_{u_{op}}}(L) \right)$$

donde:

N : Número total de establecimientos en la subpoblación.

$\frac{\overline{N}}{A_L}$: Media de la potencia

instalada de los infractores.

Debe señalarse que la ecuación anterior es válida para totales estimados, no para casos individuales.

Programa de encuestas definitivas:

Lo discutido anteriormente exige modificar el plan de encuesta originalmente propuesto, ya que el mismo había sido diseñado bajo el supuesto de que sería suficiente

encontrar estimadores de intervalos para cumplir con los propósitos del estudio. La necesidad, demostrada a través de la encuesta piloto, de trabajar con funciones de distribución completas y aplicar tests de estadística no paramétrica, implica incremento de los tamaños muestrales respecto a los inicialmente previstos.

Los nuevos tamaños muestrales vienen determinados por una doble condición:

1. El coeficiente de variación del estimador de proporción de enlace tiene por expresión:

$$C_v = \sqrt{\frac{N-n}{N} \cdot \frac{1-p(L)}{(n-1) \cdot p(L)}}$$

Fijando este coeficiente, que se llama también error relativo de muestreo, se tendrían ciertos tamaños muestrales. Dicha ecuación expresa que el tamaño muestral para un error prefijado aumenta cuando más pequeño es el estimador de proporción, y este solo se conoce después de haber tomado las muestras (encuesta piloto).

2. El parámetro de bondad de ajuste de Kolomoyorov-Smirnov, para tamaños mayores de 35 y niveles de significación de 1% tiene por expresión:

$$N = \frac{1.63}{\sqrt{n}}$$

Estimación de la magnitud de las infracciones:

Se determina para cada rama la proporción p y el total de clase L que dan el porcentaje y el número de infractores. Si en una muestra de tamaño n se observa X infractores, la distribución de probabilidades de X sigue una ley binomial.

$$p(X) = \frac{n!}{X!(n-X)!} \cdot p^X(1-p)^{n-X}$$

La varianza de la proporción y el total de clase se estiman como:

$$V(p) = \frac{N-n}{N(n-1)} p \cdot (1-p)$$

$$V(L) = N^2 \cdot V(p)$$

Para el cálculo de los límites de confianza y para tamaños muestrales relativamente grandes, se puede utilizar la aproximación normal de distribución binomial agregando un término de corrección por continuidad, con el cual el intervalo confidencial se vuelve simétrico. Si Z es el valor de la densidad de probabilidad normal para el nivel de confiabilidad escogido, dicho intervalo resulta:

$$Ic = \pm Z \cdot \sqrt{V(p)} + \frac{1}{2n}$$

1.2.5 Programa para el cálculo de pérdidas de la provincia de Ciego de Ávila.

Como experiencias alcanzadas en nuestro estudio podemos destacar la visita hecha a la provincia de Ciego de Ávila, donde se diseñó y se terminó el único programa que hay en Cuba para el cálculo de pérdidas.

Allí se conversó con el compañero Roberto Beltrán, que fue el encargado de la realización de dicho programa, para conocer bien a fondo las facilidades que brinda, su operatividad, y en qué metodología se basó para calcular las pérdidas.

De esta conversación se obtuvo una detallada explicación de todas las funciones que realiza el programa, así como sus componentes gráficas.

El programa realiza el cálculo de las pérdidas en:

- Las líneas, aquí se incluyen todas las redes desde subtransmisión hasta distribución secundaria.
- En las subestaciones de subtransmisión – distribución.
- En los municipios donde se factura la energía.
- En las OBE de cada municipio.

Las pérdidas de energía son calculadas con un balance de energía:

$$Pe = Ee - Ef$$

donde:

Pe : Pérdidas de energía.

Ee : Energía entregada.

Ef : Energía facturada.

Como se puede observar, la metodología empleada tiene una gran deficiencia, a nuestro ver la más grande que tiene el programa, y es que no determina las pérdidas técnicas, ni las no técnicas.

Sistema de codificación:

Para llevar a cabo todo esto, cuentan con un sistema de codificación donde:

- Los dos primeros números son los interruptores de 33kV, se tiene en cuenta que no hay más de 99 interruptores porque de lo contrario no serviría este sistema.

- Los números tres y cuatro son las subestaciones de subtransmisión – distribución estas cumplen con la misma limitación de los interruptores de 33kV.
- Los números cinco y seis están ocupados por los municipios de la provincia donde se esté aplicando el programa. En este caso la limitante que se aprecia en los dos anteriores es un poco absurda, porque es difícil que alguna provincia tenga más de 99 municipios.
- Los dos últimos son para el municipio que factura, que no tiene que ser necesariamente el que consume la energía.

Este sistema tiene inconvenientes, uno de estos ya lo vimos anteriormente. En este programa solo se contempla hasta el nivel de circuito de distribución primaria, obviando los bancos de transformadores, los circuitos secundarios y los postes, que aunque es mas fácil de actualizar, impide hacer análisis de cargabilidad en bancos de transformadores, y se hace muy difícil actualizar este código cada vez que se realiza una modificación en la red que impliquen cambios en la estructura de los circuitos, y estas suelen ocurrir con mucha frecuencia.

Cálculo de las pérdidas en las líneas:

El cálculo de las pérdidas en las líneas incluye toda la red desde subtransmisión hasta distribución secundaria, la energía entregada es la medida en las barras de 33kV, y la energía facturada es la que se consume de forma legal a lo largo de todo el circuito.

Cálculo de las pérdidas en las subestaciones de subtransmisión – distribución:

Para calcular las pérdidas en estas subestaciones es necesario que estén metradas, porque de lo contrario es imposible medir la energía que se entrega y por tanto calcular las pérdidas de energía.

Cálculo de las pérdidas en los municipios donde no se factura la energía que consumen:

Como es sabido por todos, nuestros circuitos de subtransmisión son de tipo Radial y estos recorren grandes extensiones de terreno atravesando un mismo circuito varios municipios; por esta razón se deben establecer fronteras en los circuitos para saber qué parte corresponde a cada circuito, y metrar la subestación que esté antes de cada frontera, esto con el objetivo de conocer la energía que es entregada a cada municipio.

Luego con la energía entregada y el reporte de energía facturada en ese municipio, brindado por la OBE territorial, se determinan las pérdidas de energía.

Cálculo en las OBEs:

Esto se hace con el objetivo de conocer las pérdidas de energía en los municipios que son atendidos por una OBE en particular.

Cumpliendo con la misma condición expuesta anteriormente, se cuenta con la energía que entra a cada municipio atendido por la OBE en cuestión.

Conociendo la energía facturada, se calculan las pérdidas de energía eléctrica.

En el proceso de obtención de los datos es necesario tener en cuenta que se debe cumplir estrictamente la fecha de entrega, todos los datos deben ser recopilados el mismo día, para evitar errores en los cálculos.

En el anexo #4 se puede observar el diagrama de actividades de esta metodología.

Capítulo 2. Introducción a los Sistemas de Información Geográfico.

2.1 Generalidades.

Estudios recientes demuestran que alrededor del 80% de la información tratada por las empresas e instituciones oficiales tienen relación con localizaciones geográficas o coordenadas espaciales, y el 60% de esta información es usada por varios departamentos.

Un Sistema de Información Geográfica (SIG) es un sistema computacional cuya finalidad es la adquisición, procesamiento, manipulación, análisis y representación de datos georreferenciados. Por medio de él se describen los objetos del mundo real en término de su ubicación geográfica, sus interrelaciones topológicas, sus atributos temáticos y el tiempo en que ocurre o se mide la característica de la Realidad.

Este SIG tiene como objetivo brindar información tanto geográfica como eléctrica que facilite la dirección, operación, explotación y planificación de la Red Eléctrica. Todo ello permite la reducción de los costos operativos y mejora la calidad del servicio al cliente,

contribuyendo al aumento del control existente sobre la red, a la vez que facilita las operaciones de mantenimiento de las partes de las líneas eléctricas.

Este sistema resulta muy útil a los despachadores, brindándoles la posibilidad no solo de acceder a la información eléctrica de los elementos sino de localizar en el mapa dicha información. Ello facilita la toma de decisiones en un momento dado, conocer el lugar de una avería y los sitios donde tiene mayor posibilidad de ocurrir un fallo de la red, entre otras posibilidades

En un SIG, los aspectos de la tierra se representan no solamente en la forma pictórica, sino como información o datos. Estos datos contienen toda la información espacial de los mapas convencionales. El aspecto más importante de un SIG es que los datos espaciales se almacenan en un formato estructurado, referidos a una base de datos espacial. El modo en que son estructurados los datos espaciales determinará cuán fácil es para el usuario almacenar, recobrar y analizar la información que se quiera tratar. El sistema de coordenadas hace al SIG una tecnología integrada que

permite compartir datos con otros y combinar datos desde fuentes diferentes, cosas que otros software no permiten.

Las principales causas del auge de los SIG son:

- *El Hardware llega a ser más barato y más poderoso.*
- *El Software va siendo más barato y más fácil de usar.*
- *Las tecnologías de conversión están disponibles dentro de los tipos de Software.*
- *Más datos llegan a estar disponibles.*

Base de datos

Un SIG no viene con una base de datos, por lo tanto, el usuario es el que se responsabiliza con la creación de esta según la aplicación que se quiera realizar. La generación de datos es el aspecto más costoso y el mayor consumidor de tiempo del programa del SIG.

Las bases de datos de los SIG contienen datos gráficos y alfanuméricos, integrados para formar una completa fuente de información.

Tipos de Datos.

Como se ha expresado anteriormente los datos en un Sistema de Información Geográfico pueden ser clasificados en: gráficos y alfanuméricos.

Los datos gráficos son descripciones digitales de las entidades del plano. Suelen incluir las coordenadas, reglas y símbolos que definen los elementos cartográficos en un mapa.

Los datos alfanuméricos son descripciones de las características de las entidades gráficas. Generalmente son almacenados en formatos convencionales para este tipo de información.

Imágenes gráficas. Tipos de formatos.

Las imágenes gráficas pueden ser almacenadas en formato raster (cada línea se define por todos sus puntos intermedios, siendo almacenados todos ellos) o en formato vectorial (cada línea queda definida por un punto inicial y un punto final o punto y vector, siendo éstos los únicos puntos que se almacenan). Como el formato raster no se emplea en el SIGOBE, no lo tendremos en cuenta.

Modelo vectorial.

El modelo vectorial se basa en tres bases primitivas:

- *El nodo: es la unidad básica para representar entidades con posición pero sin dimensión (al menos a la escala escogida).*
- *La línea o el arco: representa entidades de una dimensión y está restringido a línea recta en algunas implementaciones.*
- *El polígono o área: se utiliza para representar las entidades bidimensionales.*

Normalmente se almacenan relaciones del tipo:

- *Nodo origen, nodo final de arco y relación ordenada de los nodos internos si existieran.*
- *Secuencia ordenada de los arcos que definen un polígono.*
- *Polígonos a derecha y a izquierda de cada arco.*

Estas se pueden ver en la siguiente figura:

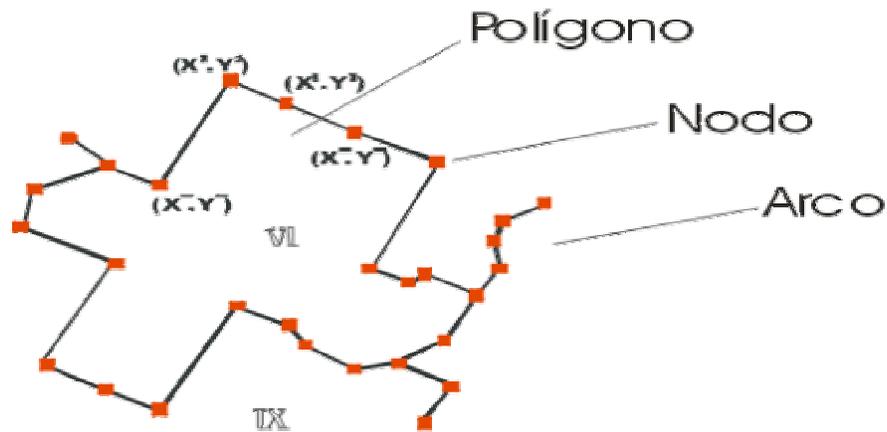


Figura #1. Relaciones

2.2 *Aplicación del Sistema Integral de Gestión de la OBE(SIGOBE) en el trabajo con los circuitos secundarios.*

El SIGOBE es la interfaz gráfica que muestra la información en forma de mapa digital, almacenada en la base de datos del Sistema Integral de Gestión de Redes

(SIGERE). Una de las aplicaciones que más nos interesan del SIGOBE, es la ubicación exacta de los circuitos secundarios, esto es de gran utilidad ya que permite ver todos los datos básicos y resultados, en los nodos y los tramos; así como buscar las instalaciones que existen en la red eléctrica, ejemplo: bancos de transformadores, de capacitores, postes, etc. que existen en la localidad en donde está implementado el sistema.

La visualización de los circuitos secundarios se puede hacer de dos formas:

- Dibujando los circuitos secundarios de forma manual en una capa que lo permite y después sobreponer esta capa sobre las demás.*
- Exportando los datos de los circuitos y los obtenidos después de las corridas de flujo en algún*

programa externo y que cumpla con el procedimiento de importación.

La segunda variante, implementada en el SIGOBE en su versión 2 del 2003, brinda muchas más facilidades que la primera, ya que:

- *Evita el tedioso dibujo de los circuitos secundarios dentro de la cartografía.*
- *Permite tratar estos circuitos de una forma dinámica. Se pueden ver las configuraciones de los circuitos en diferentes ángulos, antes y después de una propuesta de mejora.*
- *Brinda mucha más información para cada nodo o tramo, por ejemplo: se puede ver la corriente que circula por cada tramo, el voltaje o la potencia en cada nodo, etc.*

2.3 ¿Cómo se puede mostrar un circuito secundario en la cartografía digital utilizando la exportación de sus datos?

Para mostrar un circuito secundario en el SIGOBE primeramente hay que correr el circuito en el General, en la versión 6.5 de este se ha implementado un nuevo menú grafico que permite hacer estas exportaciones. Este se muestra en la figura #2. Para acceder a este menú se oprime la tecla Shift . Como se observa este menú permite exportar varias cosas, pero en nuestro caso lo que vamos a exportar son los básicos y resultados, y los nodos y tramos.

Este menú brinda los resultados en un archivo texto, que es guardado donde el usuario estime conveniente teniendo en cuenta que una vez que se abra

el Módulo de Instalaciones del SIGOBE es necesario llamarlo desde el lugar donde esté.



Figura #2 Menú grafico del General 6.5

El Módulo de Instalaciones del SIGERE mostrado en la figura #3, tiene una opción en el menú principal llamada Registrar y dentro de esta Registrar Datos de Circuitos, figura #4, que permite realizar la exportación.

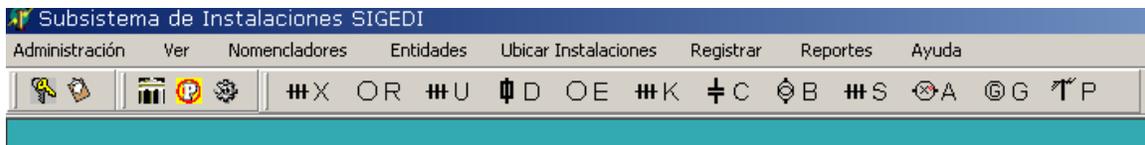


Figura #3. Módulo de Instalaciones del SIGOBE.

Como se observa en la ventana, se muestran la cantidad de nodos, de resultados, de datos básicos y de nodos que tienen los circuitos, además si se quieren ver las tablas donde aparecen estos también se pueden visualizar. Ejemplos de circuitos secundarios mostrados en el SIGOBE se pueden apreciar en el anexo #5. En este se ven claramente los circuitos secundarios (tramos dibujados con diferentes colores), su código y su ubicación.

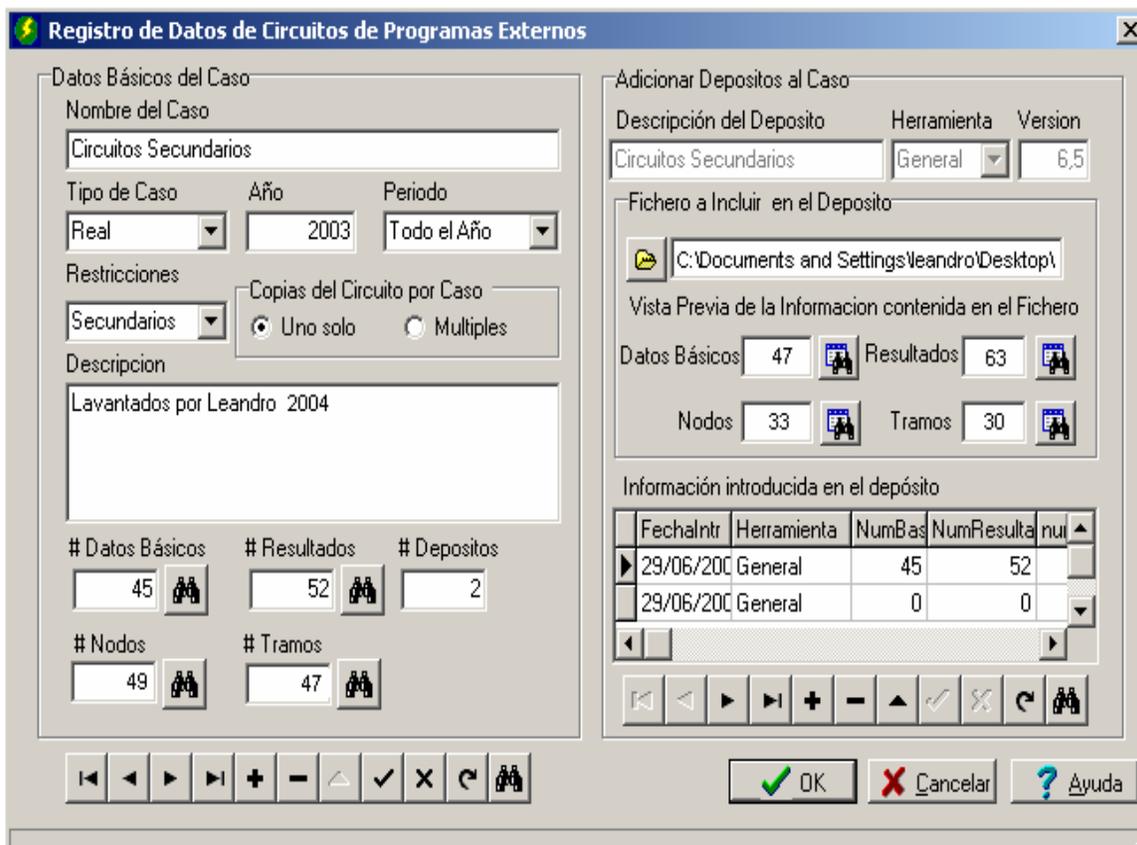


Figura #4. Ventana de Registro de Datos de Circuitos.

Capítulo 3. Trabajo con los secundarios.

3.1 Introducción.

La realización de este capítulo viene dada por la necesidad de tener todos los circuitos secundarios introducidos en una base de datos electrónica, para poder analizarlos de forma rápida, y además contar con una apreciable información que puede ser usada en estudios y proyectos importantes como lo es la creación del SIGOBE.

En el municipio de Sancti-Spíritus existía una base de datos donde aparecían casi todos los circuitos secundarios. Se nos dio la tarea de revisar esta para detectar cuáles eran los circuitos secundarios que no aparecían, y a cuáles les faltaba algún tipo de dato que a la hora de su levantamiento no se tuvo en cuenta. Se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se detectaron un total de 53 circuitos fuera de la base de datos.
- Hay 439 circuitos secundarios sin la introducción del código de los postes; 200 de estos se les entregaron a los compañeros de la OBE municipal.

De los 53 circuitos por levantar se le dio 10 a los compañeros de la OBE municipal, y en los 43 restantes había algunos ubicados en lugares distantes y con disímiles problemas, como falta de la chapa identificadora del banco, entre otros. Estos fueron recorridos en un total de 10 días.

Para introducir los códigos se utilizó el SIGOBE, donde se muestran todos los postes existentes en el municipio de Sancti-Spíritus y los monolineales de los circuitos secundarios corridos con el programa "General". Esta tarea fue un poco trabajosa ya que la información en cuanto a direcciones en los monolineales presentaba muchas dificultades, al punto que quedaron 58 circuitos sin los códigos de los postes porque se hacía imposible su ubicación en la cartografía digital. Este trabajo consumió 3 semanas de esfuerzo.

A continuación expondrá todo lo necesario para la realización de este capítulo.

3.2 Consideraciones generales.

Los circuitos secundarios tienen como objetivo brindar servicio a los consumidores, fundamentalmente residenciales. Están formados por transformadores de distribución, líneas y consumidores asociados al transformador. Estos pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos.

Los transformadores de distribución reducen el voltaje primario 13.4kV y 4.6kV a los de utilización 240/120V y 480/240V; en este trabajo solo se tendrán en cuenta las cargas que se alimentan a 240/120V. La capacidades más frecuentes en nuestro municipio son: 5, 10, 15, 25, 37.5, 50 y 100kVA.

Los bancos pueden estar conectados por secundario en delta cerrada si lo forman tres transformadores, o en delta abierta si lo forman dos transformadores. En caso de tener un solo transformador se consideran bancos monofásicos.

El banco de transformadores conectado en delta cerrada se utiliza por lo general para alimentar cargas trifásicas; también puede alimentar una carga monofásica balanceada entre las fases y menor que la trifásica. Por otra parte el banco conectado en delta abierta por secundario es usado para alimentar una carga monofásica y una pequeña carga trifásica.

En el comportamiento de los circuitos secundarios influyen varios parámetros, dentro de ellos los más importantes son: las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia activa, el primero mide la calidad del servicio, mientras que el segundo indica la eficiencia económica con que se presta el servicio. Estos parámetros no están oficialmente normados, pero existen criterios dados por diferentes autores que nos indican los valores permisibles para ellos. En la OBE de la provincia de Sancti-Spíritus se ha normado internamente un 3% de caída para el diseño de nuevos circuitos y un 5% como caída máxima de voltaje para un circuito en operación.

En cuanto a las pérdidas de potencia activa, no existen recomendaciones en la bibliografía consultada, esto se debe al carácter económico de este proceso, que depende de muchos factores; entre ellos el costo de combustible utilizado en la generación de la energía, el costo del cobre o del aluminio para los conductores, etc. Por tanto, las pérdidas son tolerables hasta que no resulta económico disminuirlas.

3.3 Factores que influyen en los parámetros de caídas de voltaje y pérdidas de potencia.

1. Carga real del circuito: Este factor no está limitado por la literatura consultada. Aunque existen recomendaciones sobre la capacidad máxima que deben tener los transformadores de distribución secundaria, en *Lineamientos para la planificación y proyectos de redes de 34.5kV y menores* (3), se recomienda una capacidad máxima de 37.5kVA, por otra parte en *Redes de distribución secundaria* (7), se recomienda el valor de 25kVA.
2. Calibre del conductor: Este parámetro no es tan fácil de determinar como los anteriores, por lo que lo dividiremos de la siguiente manera:
 - Configuración: se propone el uso de las configuraciones tipo lazo y tipo H, ya que ambas son simétricas.
 - Ubicación del transformador en el centro de carga eléctrica.
 - Longitud total del circuito: se recomienda que esta no sobrepase los 400m.
 - Distancia del punto más alejado del banco: se limita a 150m.

3.4 Mejoras secundarias.

Las mejoras secundarias forman parte del trabajo que se realiza sobre un circuito con vistas a lograr una mayor eficiencia en su operación, se pueden listar como sigue:

1. Extender una nueva fase en un secundario donde corren 2 hilos, producto del aumento de consumidores.
2. Cambiar el calibre del secundario, debido a que el existente no es el apropiado.
3. Dividir un secundario que debido a su extensión sea necesario dividirlo en dos secundarios con sus transformadores correspondientes, sin que para ello se tenga que correr el primario, ni cambiar la capacidad del transformador existente.
4. Traspaso de cargas de un secundario a otro.
5. Reubicar el transformador en el centro de carga.

Para la realización del proyecto de una mejora secundaria se deben comparar diversas variantes de solución, seleccionando entre ellas la que, cumpliendo con los parámetros técnicos, tenga un menor Valor Actual Neto.

3.5 Tipos de configuraciones existentes en circuitos secundarios.

1. La configuración tipo lazo es aquella que describe un lazo en su estructura, parte del transformador de distribución. Esta se puede observar en el anexo #6.
2. En la configuración tipo H el transformador se encuentra en una calle determinada y el circuito tiene ramales en las dos calles paralelas entre sí, que son perpendiculares a la primera. Esta se puede observar en el anexo #7.

3. La configuración tipo irregular como bien lo dice el nombre tiene una estructura irregular. Esta se puede observar en el anexo #8.
4. En la configuración lineal el secundario realiza su recorrido en una sola calle. Esta se puede observar en el anexo #9.

3.6 Descripción de la metodología utilizada en la recopilación de los datos necesarios en el análisis de los circuitos secundarios.

Para realizar este estudio se realizó la actualización de 181 secundarios que dan servicios a cargas residenciales del municipio de Sancti-Spíritus. Para esto se hizo el recorrido a pie por cada circuito y se realizó el croquis de los mismos. A continuación se explicará cómo se realizaron estos levantamientos.

El circuito secundario se codifica de acuerdo al banco de transformadores que lo alimenta, para ello se toma el número del banco pero se cambia la "B" por la "S" por ejemplo: al banco SB25 le corresponde el secundario SS25.

En el croquis se refleja:

1. Nombres de las calles por donde corre el circuito.
2. Puntos de referencia estáticos como: parques, escuelas, puentes, etc.
3. Circuito primario que alimenta al transformador de dicho secundario.
4. Dirección exacta del banco y demás nodos, especificando el número de la casa que está frente a cada uno de ellos.
5. KVA nominales de cada transformador del banco y si son dos, cuál es el de fuerza y el de alumbrado.
6. Se identifica cada nodo teniendo en cuenta que cada poste es un nodo. El código de cada nodo le será dado según la regla de codificación siguiente: minúscula-mayúscula-dígito-minúscula-mayúscula, como sigue:
Se le da al poste que tiene el transformador el código 0. Esto se hace parado frente al poste, el primero a la derecha recibirá el código "a" y el

de la izquierda será el "A"; si del nodo A parten dos ramificaciones entonces: de espaldas al transformador el nodo que está a la derecha es el nodo "A1" y el que se encuentra a la izquierda es el nodo "Aa".

7. Altura (pies) y material de los postes.
8. Se escribe si el secundario tiene uso conjunto, según la siguiente codificación:

<u>Código</u>	<u>Descripción</u>
U	Subtransmisión
P	Primario
S	Secundario
A	Alumbrado Público
L	Luminaria
C	Banco de Capacitores
B	Banco de Transformadores

9. En caso de existir puentes en el poste se dibujarán en el croquis según la norma.
10. Longitud de los tramos en metros, para esto se cuentan los pasos entre cada poste y después se llevarán a metros en dependencia de la persona que realice el levantamiento.
11. Calibre de los tramos como se especifica: "N-ALUMBRADO-A-B-C".
12. Datos de los consumidores: se especificarán los consumidores que se alimentan de este poste, de la manera siguiente:
 - Fase de conexión.
 - Número de consumidores residenciales y clasificación de los no residenciales.

Capítulo 4. Análisis de las redes y cálculo técnico-económico.

4.1 Análisis de las redes secundarias del municipio Sancti-Spíritus.

Como se ha explicado, en este trabajo se actualizaron 181 secundarios y posteriormente utilizando el programa "General" se realizó el análisis de cada uno de ellos, arrojando como resultado que existen 128 circuitos secundarios de tipo irregular, 53 de tipo lineal y dentro de estos no existe ninguno de tipo "H" o tipo Lazo.

Al revisar estos secundarios, se observa que el calibre mayoritario es el cobre #6 y el aluminio de 35mm². Cuando se emplea este último calibre ha de tenerse en cuenta que la mayoría de las acometidas son de cobre; por tanto, para conectar uno con otra hay que emplear una grampa bimetálica y al no contar con esta, se empalma directamente la acometida con el secundario, esto provoca que aparezca un par eléctrico y asociado a este una f.e.m que produce corrientes parásitas, lo que trae consigo falsos contactos y además, al tener el cobre mayor potencial que el aluminio, ocasiona que este último ceda masa y se vaya desgastando hasta romperse y afectar así el servicio a los usuarios.

A continuación se verá el comportamiento en los circuitos de los parámetros caída de voltaje y pérdidas de potencia activa, a partir de la siguiente clasificación dada por la OBEP de Sancti-Spíritus, realizada según sus experiencias:

Para clasificar los circuitos secundarios en dependencia de su caída de voltaje, se establecen los siguientes rangos:

1. 0 – 3%: muy buenos.
2. 3 – 5%: buenos.
3. 5 – 7%: regulares.
4. 7 – 10%: malos.
5. >10% : muy malos.

En lo que respecta a las pérdidas de potencia activa se realiza la siguiente clasificación:

1. 0 – 5%: buenos.
2. 5 – 10%: regulares.
3. >10%: malos.

Analizando los resultados de las corridas de los circuitos (estos se muestran en el anexo #10) podemos apreciar la influencia de los factores mencionados en el Capítulo #3, que inciden sobre las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia activa.

Se detectaron 42 circuitos evaluados de muy malos, 29 evaluados de malos, 28 regulares, 20 buenos y 62 muy buenos, todo esto según caídas de voltaje; y en cuanto a pérdidas de potencia activa: 25 malos, 38 regulares y 118 buenos. Lo anterior se debe a que los transformadores no están en el centro de carga eléctrico y algunos de ellos tienen grandes longitudes.

A lo dicho anteriormente se le suma la influencia del calibre del conductor, que en la mayoría de estos no es el recomendado y a la configuración, ya que casi todos son irregulares.

Es notable señalar que según el "General" no hay ningún transformador sobrecargado.

En el anexo #11, se pueden apreciar los secundarios con mayores porcentajes de pérdidas de potencia activa y caídas de voltaje.

4.2 Análisis técnico-económico de mejoras, propuestas con el objetivo de disminuir las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia en los 10 circuitos de peores resultados.

4.2.1 Método de evaluación económica utilizado.

A la hora de seleccionar entre varias soluciones técnicas, el criterio de más peso es su efectividad económica; para ello es necesario tener presente en cuánto ascienden las inversiones a realizar y el valor de los gastos anuales de explotación y mantenimiento. Se utilizará el método de “Análisis de Beneficio y Costo” (ABC) para la evaluación de proyectos.

Este análisis se basa en el cálculo de tres criterios fundamentales.

1. TIR: Tasa interna de retorno.
2. VPN o VAN: Valor presente neto.
3. B/C: Relación beneficio-costos.

A continuación se definirán los términos antes mencionados.

Valores presentes:

-Valor presente de los costos (VPC).

$$VPC = \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

-Valor presente de los beneficios (VPB).

$$VPB = \sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+r)^i}$$

donde:

- Bi: Ingresos del año i.
- Ci: Egresos del año i.
- r: Tasa de descuento.
- n: Años de vida útil del proyecto.

Valor presente neto del proyecto (VPN o VAN): es el resultado de la diferencia entre los beneficios, afectados por la tasa de descuento, a lo largo de la vida útil del proyecto y costos totales de inversión.

$$VAN = VPB - VPC$$

Tasa de descuento:

Refleja la pérdida de valor que a través del tiempo sufre la utilidad obtenida de una unidad de inversión adicional. La tasa de descuento es igual a la tasa de interés del empréstito, esta oscila entre un 10 y un 12%.

Costo de inversión:

Los costos de inversión se establecen de acuerdo con las características del proyecto, definidas según previos estudios técnicos. Puede tratarse de inversiones para instalaciones nuevas o de inversiones para ampliar o mejorar instalaciones ya existentes, con el fin de reducir costos o incrementar beneficios.

Tasa interna de retorno:

Se define como aquella tasa de descuento que reduce a cero el Valor Presente Neto. En términos económicos, la TIR representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de forma tal que al finalizar el período de evaluación o vida útil, el saldo no recuperado sea igual a cero. El saldo no recuperado de la inversión en cualquier punto del tiempo de la

vida del proyecto es la fracción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese momento.

Teniendo en cuenta cada uno de estos términos, se pasará a describir los pasos a seguir para llevar a cabo la evaluación económica.

1. Cuantificación del valor presente de la inversión (VPC).
2. Cuantificación de los beneficios, año a año, y determinación del valor presente de los beneficios (VPB).
3. Cálculo del valor presente neto del proyecto (VAN).
4. Tasa interna de retorno.
5. Relación beneficio-costos.

Los componentes necesarios para realizar una mejora en los circuitos secundarios, están en dependencia de lo que se quiere hacer; estos son los que siguen: transformadores, pararrayos, drop out, fusibles, varillas a tierras, herrajes, aisladores, postes, etc.

Indicadores para el cálculo de los beneficios.

1. Indicadores para evaluar el ahorro de energía.

P_1 : Pérdida de potencia activa en el circuito sin mejora.

P_2 : Pérdida de potencia activa en el circuito con mejora.

Correspondientemente:

$$E_1 = P_1 h \text{ (kWh.)}$$

$$E_2 = P_2 h \text{ (kWh)}$$

donde:

E_1 : Pérdidas de energía en el circuito sin mejora.

E_2 : Pérdidas de energía en el circuito con mejora.

Si llamamos:

P : Reducción de pérdidas de potencia.

E : Reducción de pérdidas de energía.

$$P = P_1 - P_2 \quad P_1 > P_2$$

$$E = (P_1 - P_2)h$$

h : Horas equivalentes (3800-4200)

Utilizaremos 3800h para ser conservadores a la hora de hacer la evaluación económica.

Factores para determinar el beneficio por reducción de pérdidas de energía.

$$Frpe = \frac{Ce \cdot C}{(1 - Fi)(1 - Fpt)(1 - Fpd')}$$

donde:

Ce : Consumo específico de la planta.

C : Costo de combustible (130USD/T)

Consumo específico: 300g/kWh.

Fi : Factor de insumo (7.5%).

F_r : Factor de reserva (20%).

F_{pt} : Factor de pérdidas en la transmisión (7%).

$F_{pd'}$: Factor de pérdidas en distribución (17%)

Factor de liberación de capacidad en redes: 0.1675 MUSD/kW.

Indicadores de operación y mantenimiento: (2 – 5% del costo de la inversión).

Con este valor evaluamos el primer beneficio.

Beneficios por reducción del consumo de combustible (B).

$$B = E \cdot Frpe$$

2. Beneficios por reducción de pérdidas de potencia.

a) Liberación de capacidad en las plantas generadoras.

$$F_{LCP} = \frac{600 \text{ USD/kW}}{(1 - Fr)(1 - Fi)(1 - Fpt)(1 - Fpd')}$$

600 USD/kW: Costo por kW instalado de la planta marginal.

Este beneficio producido por el desplazamiento de la inversión por la mejora, no es inmediato.

b) Valor del beneficio anualizado por la liberación de capacidad generadora.

$$B = F_{LCP} P F_{RC}$$

F_{RC} : Factor de recuperación del capital, puesto que los beneficios son analizados y se pone en todos los años de vida útil del proyecto.

$$F_{RC} = \frac{(1 + r)^n \cdot r}{(1 + r)^n - 1}$$

donde:

r : Tasa de descuento 12%.

n : Tiempo de vida útil de la mejora (10 años).

c) Beneficios por liberación de capacidad en redes.

La fórmula tiene en cuenta el valor en dólares que se va a invertir en la distribución y se coloca año a año.

$$F_{LCR} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Cdist}{(1 + r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{MW}{(1 + r)^i}}$$

Entonces, el costo de los beneficios anualizados por liberación de capacidad en redes será:

$$B = F_{RC} F_{LCR} P$$

Para que el proyecto sea económicamente ventajoso, es necesario que se cumpla el siguiente requisito:

$$VAN > 0$$

A la hora de determinar cuál es la variante más ventajosa se comparan sus VANs, y la que tenga el mayor VAN es la mejor.

Hacer estos cálculos a mano es un poco engorroso, por lo que para realizarlos nos apoyaremos en un programa de Excel realizado por la OBEP que hace el cálculo de forma rápida y eficiente.

En los siguientes epígrafes se propondrán soluciones a los problemas que afectan a algunos secundarios en nuestra provincia. Hay que destacar que estos son los de peor situación en cuanto a caída de voltaje y porcentaje de pérdidas de potencia activa.

4.2.2 Análisis de los 10 peores circuitos secundarios del municipio Sancti-Spíritus.

Análisis del circuito secundario SS25.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 50kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 226m de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "Cd" y presenta un voltaje de 152V a una distancia del transformador de 111m. Posee los siguientes conductores: cobre #4 y #6.

Variante propuesta:

1. Dividir el circuito por el nodo "A", en el nuevo circuito el transformador es de 25kVA, este irá en el nodo "Cb", para esto hay que extender el primario.
2. En el circuito original, una vez hecho el trabajo, se reubica un transformador de 15kVA en el centro de carga, nodo "a".

Para realizar esta mejora se necesitan 35m de conductor de cobre #4 para extender el primario, dos postes de hormigón de 35 pies, un transformador de 25kVA, uno de 15kVA, una varilla de tierra, una grampa de varilla de tierra, una punta de poste, un drop out, un pararrayos entre otros materiales; el transformador de 50kVA está al 70% de su valor inicial.

Resultados:

Se logra con esta mejora que los de caídas de voltajes sean menores al 3%, y las pérdidas de potencia activa estén por debajo del 5%.

Esta es la única solución que nos permite mejorar los circuitos, ya que las otras no cumplen los requisitos técnicos.

Valoración económica:

Para llevar a cabo esta mejora se debe invertir en materiales 711.035 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 36841 USD, una TIR = 984.4% y una B/C = 60.6, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Análisis del circuito secundario SS87.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 75kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 420m de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "B2" y presenta un voltaje de 181V a una distancia del transformador de 145m, posee conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Soluciones:

Variante 1:

1. Sustituir el conductor por cobre #2 en todo el circuito.

Con esta variante se logran obtener caídas de voltajes pequeñas y las pérdidas están por debajo de 5%.

Para realizar estas mejoras es necesario la utilización de 840ms de conductor de cobre #2, entre otros materiales, todos estos evaluados en 170.94 USD. Con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 24273 USD, una TIR = 2659.1% y una B/C = 164.3, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Variante 2:

1. Dividir el circuito por "a".
2. Ubicar el transformador en el nodo "a1", no hay que extender el primario.
3. Ubicar el transformador del circuito viejo en el nodo "A", hay que extender el primario.
4. Cambiar calibres en :
 - El circuito viejo en el tramo de A - B1 por conductor de cobre #2.
 - El circuito nuevo en los tramos: desde a – a2 por conductor de cobre 1/0 AWG, desde a – aB, y desde a – c; por conductor de cobre #4.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia activa por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta hicieron falta los siguientes materiales: 2 transformadores de 37.5 kVA, 160ms de conductor de cobre #2, 325ms de conductor de cobre #4, 90ms de conductor de cobre 1/0 AWG, 1 varilla de tierra, 1 grampa de varilla a tierra, una punta de poste, 1 drop out, 1 pararrayos, entre otros. El transformador que existía anterior a la mejora estaba al 70% de su valor inicial, lo que se debe de considerar a la hora de sacar el costo de la mejora. La inversión total tiene un valor de 1525.16 USD, con este proyecto se

obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 24324 USD, una TIR = 318.3% y una B/C = 19.3, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

La variante más eficiente es la segunda, ya que tiene un VAN mayor que la primera.

Análisis del circuito secundario SS135.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 25kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 270m de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "c" y presenta un voltaje de 192V a una distancia del transformador de 135ms, posee un conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Solución:

1. Ubicar el transformador en el centro de carga, nodo "b", hay que extender primario.
2. Cambiar calibre en el tramo de a – c, por conductor de cobre #2.

Con esta pequeña mejora se logran caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta hicieron falta los siguientes materiales: 270ms de conductor de cobre #2, una punta de poste, un poste de hormigón de 35", entre otros. La mejora tiene un valor de 151.225 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 25156 USD, una TIR = 3110.9% y una B/C = 192, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Esta es la mejora más económica dentro de todas las posibles por la sencillez del trabajo.

Análisis del circuito secundario SS149.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un banco de transformadores en conexión estrella-delta cerrada formado por un transformador de 75kVA y dos de 50kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 755ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "E" y presenta un voltaje de 189V a una distancia del transformador de 215m, posee conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Soluciones:

1. Ubicar el transformador en el nodo "A", hay que extender primario.
2. Cambiar calibre en el tramo de D – b, por conductor de cobre 1/0 AWG.
3. Cambiar calibre en el tramo de C – C2 y de a - aB por conductor de cobre #2.
4. Cambiar calibre en el tramo de D – F, por conductor de cobre #4.

Con esta mejora se logran caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta hicieron falta los siguientes materiales: 530ms de conductor de cobre 1/0 AWG, 440ms de conductor de cobre #2, 240ms de conductor de cobre #4, una punta de poste, un poste de hormigón de 35", entre otros. La mejora tiene un valor de 232.33 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN =18544 USD, una TIR = 1766% y una B/C = 92.8, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Esta es la única solución que nos permite mejorar los circuitos, ya que las otras no cumplen los requisitos técnicos.

Análisis del circuito secundario SS162.

Circuito con configuración lineal, alimentado por un transformador de 100kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 55ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "A" y presenta un voltaje de 187V a una distancia del transformador de 55ms, posee conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Solución:

1. Ubicar el transformador en el centro de carga, no hay que extender el primario, nodo "A".
2. Cambiar el calibre por 1/0 AWG.

Al llevar a cabo esta solución se encuentran caídas de voltajes y porcentajes de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta hicieron falta los siguientes materiales: 55ms de conductor de cobre 1/0 AWG, entre otros. La mejora tiene un valor de 11.20 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 28537 USD, una TIR = 47339.8 % y una B/C = 2931.2, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Esta es la mejora más económica dentro de todas las posibles por la sencillez del trabajo.

Análisis del circuito secundario SS199.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 100kVA, de 555ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "Ac" y presenta un voltaje de 144V a una distancia del transformador de 180ms. Posee conductores de cobre #6 y AAC 70 en toda su extensión.

Solución:

1. Dividir el circuito por el nodo "A".

2. Ubicar un transformador de 25kVA en el nodo "Ab" del nuevo secundario; hay que extender el primario.
3. Sustituir el transformador de 100kVA que había en el circuito viejo por uno de 37.5kVA y ubicarlo en el nodo "a1", para esto hay que extender el primario.

El transformador que se sacó de servicio se evaluó al 75% de su costo inicial; esto es necesario tenerlo en cuenta a la hora de evaluar los costos de la mejora.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta hicieron falta los siguientes materiales: 2 transformadores, uno de 37.5 kVA y otro de 25kVA, 2 postes de hormigón de 35", 165ms de conductor de cobre #2, 1 varilla de tierra, 1 grampa de varilla a tierra, 1 drop out, una punta de poste, 1 pararrayos, entre otros. La inversión total tiene un valor de 952.19 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 33608 USD, una TIR = 677.6% y una B/C = 41.6, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Análisis del circuito secundario SS247.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 100kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 308ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "E2" y presenta un voltaje de 155V a una distancia del transformador de 250ms. Posee conductor de cobre #4 en toda su extensión.

Solución:

1. Ubicar el transformador en el nodo "B", no hay que extender el primario.
2. Cambiar calibre del tramo A – C por 1/0 AWG y del tramo C – E2 por cobre #2.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta hicieron falta los siguientes materiales: 1 transformador de 50 kVA, 516ms de conductor de cobre #2, 90ms de conductor de cobre 1/0 AWG, entre otros. La inversión total tiene un valor de 79.1 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 29234 USD, una TIR = 6885.6% y una B/C = 426, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Análisis del circuito secundario SS261.

Circuito con configuración lineal, alimentado por un transformador de 50kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 150ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "e" y presenta un voltaje de 173V a una distancia del transformador de 150ms. Posee conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Solución:

1. Ubicar el transformador en el centro de carga, nodo "c", hay que extender el primario.
2. Cambiar calibre del tramo c – d, por cobre #2.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta, hicieron falta los siguientes materiales: 80ms de conductor de cobre #2, 60ms de conductor de cobre #4, entre otros. La inversión total tiene un valor de 40.7 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 42573 USD, una TIR = 19447.3% y una B/C = 1203.9, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Análisis del circuito secundario SS266.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 50kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 415ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "Ab" y presenta un voltaje de 147V a una distancia del transformador de 130ms. Posee conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Solución:

1. Dividir el secundario por el nodo "A".
2. En el circuito nuevo ubicar el transformador en el nodo "A1", hay que extender el primario, cambiar el conductor por el 1/0 AWG.
3. En el circuito viejo ubicar el transformador en el nodo "a", hay que extender el circuito primario, y cambiar el calibre del tramo 0 – b, por cobre #2.

El transformador que se sacó de servicio se evaluó al 70% de su costo inicial; esto es necesario tenerlo en cuenta a la hora de evaluar los costos de la mejora.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta, hicieron falta los siguientes materiales: 150ms de conductor de cobre #2, 420ms de conductor de cobre 1/0 AWG, 85ms de conductor de cobre #4, 2 postes de hormigón, 1 varilla de tierra, 1 grampa de varilla a tierra, una punta de poste, 1 drop out, 1 pararrayos, entre otros. La inversión total tiene un valor de 1618.4 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 43563 USD, una TIR = 522% y una B/C = 32, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Análisis del circuito secundario SS296.

Circuito con configuración irregular, alimentado por un transformador de 50kVA, ubicado fuera del centro de carga, de 255ms de longitud, el nodo de más bajo voltaje es el "A2B" y presenta un voltaje de 166V a una distancia del transformador de 135ms. Posee conductor de cobre #6 en toda su extensión.

Soluciones:

Variante 1:

1. Dividir el secundario por el nodo "A".
2. En el circuito nuevo ubicar el transformador en el nodo "A1", hay que extender el primario, cambiar el poste existente por uno de hormigón de 35", cambiar el conductor en el tramo A - A2 por el de cobre #2, y en el tramo A2 – A2B por el de cobre #4.
3. En el circuito viejo cambiar el calibre del tramo 0 – b por cobre #2, y en el tramo a –a1 por el de cobre #4.

El transformador que se sacó de servicio se evaluó al 70% de su costo inicial; esto es necesario tenerlo en cuenta a la hora de evaluar los costos de la mejora.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta, hicieron falta los siguientes materiales: 140ms de conductor de cobre #2, 195ms de conductor de cobre #4, 1 poste de hormigón, 1 varilla de tierra, 1 grampa de varilla a tierra, una punta de poste, 1 drop out, 1 pararrayos, entre otros.

La inversión total tiene un valor de 1024.9 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 30569 USD, una TIR = 576% y una B/C = 35.3, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Variante 2:

1. Cambiar el conductor existente en el tramo de B – A2B y de A – a, por conductor de cobre 1/0 AWG.
2. Cambiar el conductor existente en el tramo de a – a1 por conductor de cobre #4.

Al realizar la mejora anterior se tienen caídas de voltajes por debajo de un 3%, y el porcentaje de pérdidas de potencia por debajo de 5%, lo que cumple con los requisitos técnicos. Para esta, hicieron falta los siguientes materiales: 370ms de conductor de cobre 1/0 AWG, 70ms de conductor de cobre #4, entre otros. La inversión total tiene un valor de 89.54 USD, con este proyecto se obtuvieron los siguientes resultados: un VAN = 30012 USD, una TIR = 6246.7% y una B/C = 386.5, esto nos demuestra que la inversión se recupera en menos de 10 años.

Capítulo 5. Requerimientos del Módulo de Pérdidas del SIGERE.

5.1 Introducción.

Después de haber revisado las metodologías existentes para el cálculo de pérdidas de energía, y habernos familiarizado con los Sistemas de Gestión Empresariales que se aplican en la Unión Eléctrica para las áreas comerciales y de distribución, especialmente las relacionadas con el tratamiento de los circuitos secundarios y el levantamiento de los mismos a nivel de postes, así como la asociación de los clientes residenciales a estas instalaciones, estamos en condiciones de definir los requerimientos que debe cumplir el Módulo de Pérdidas del SIGERE, cuyo objetivo básico es la automatización del cálculo de las pérdidas de energía eléctrica en los diferentes niveles del sistema y su desglose en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

La metodología que se pretende utilizar está basada en las experiencias del compañero Roberto Vale, especialista del Programa de Ahorro de Energía en Cuba (PAEC) a nivel nacional, adquiridas en Brasil. Esta cumple con los objetivos antes mencionados.

La característica principal de esta metodología es que se asocia cada cliente con la instalación que lo alimenta, lo que permite conocer la energía consumida por esta a partir de que se tendría toda la energía facturada a los clientes que alimenta. Una vez logrado este objetivo, esto nos permite realizar balances de energía a nivel de subestaciones de distribución, contando adicionalmente, mediante la conversión de energía en demanda con una toma de carga mensual aproximada para cada centro de transformación a partir de la información brindada por la facturación que realiza la OBE municipal.

5.2 Requerimientos necesarios.

Para desarrollar esta es necesario tener en cuenta algunas bases organizativas necesarias para poder llevar a feliz término nuestro proyecto:

- Se deberá acometer un plan para rescatar el metraje de todas las subestaciones de distribución. Esto permitiría tener la información necesaria para hacer balances zonales de energía en áreas más reducidas que las que se hacen actualmente.
- Se deberán actualizar los gráficos de carga característica para cada tipo de consumidor. Esto es esencial para lograr convertir la energía en potencia (y viceversa) con la mayor seguridad posible. Aunque debe advertirse que estas conversiones siempre son aproximadas, en muchas ocasiones este es el único dato disponible y en cualquier caso puede mejorar la precisión de las corridas de flujo.
- Se deberán crear las condiciones organizativas para minimizar las diferencias de tiempo en lecturas en los metros contadores que participen en balances zonales.
- Tener asociado a cada cliente con la instalación más próxima que lo alimenta; en caso de los clientes mayores, la subestación o el banco de transformadores que lo alimenta, y en el de los clientes residenciales, el circuito secundario y el poste.
- Contar con un programa que realice los flujos de carga y que sea capaz de exportar e importar datos desde el SIGERE. En la actualidad ya los programas Radial y General logran exportar sus resultados, previéndose que en versiones futuras sean igualmente capaces de importar datos de la base de datos desde el SIGERE.
- Establecer un procedimiento que permita contar con una base de datos actualizada periódicamente, donde estén registrados todos los circuitos secundarios y sus características constructivas.

Es necesario el uso de herramientas potentes y de gran aplicación en este proyecto, con el objetivo de ahorrar tiempo en la puesta en funcionamiento de este. Es deseable el uso de:

- Sistema de Información Geográfico (SIGOBE): aunque en principio los levantamientos a nivel de postes y el enlace de los clientes a estos se puede hacer sin tener acceso a una cartografía digital, no hay dudas de que un software de este tipo facilita considerablemente estas aplicaciones.
- Programa de unión entre el SIGERE y el Sistema de Gestión Comercial (SIGECO). Este programa es esencial ya que es el software que asocia los clientes con las instalaciones y mediante el cual se introducen las curvas de cargas y se accede a la base de datos del SIGECO para tomar la energía de la facturación. Existe una versión del año 2001 pero que es necesario actualizar.
- Programas para realizar las corridas de flujo, para el primario el Radial y para secundario el General o el programa Estudios de Secundarios (ESEC).

Desafortunadamente, en nuestro trabajo de diploma confrontamos con un grupo de dificultades que nos impidieron hacer evaluaciones reales de esta metodología propuesta. Se avanzó considerablemente en hacer un levantamiento detallado de todos los secundarios de la ciudad, asociando cada uno de los datos de los nodos de estos circuitos a los códigos de los postes reales tal como se describió en el capítulo 3. Sin embargo, problemas de diversa índole impidieron actualizar todos los clientes a estos circuitos secundarios y postes y por otro lado en esta zona prácticamente no hay subestaciones metradas y estas no se leen periódicamente. Adicionalmente, cambios en la base de datos del SIGECO provocaron problemas que impidieron usar el módulo de enlace SIGERE-SIGECO que es necesario actualizar para poder emplearlo en un futuro. No obstante los análisis realizados permitieron avanzar en uno de los objetivos de este trabajo

que es la descripción de los requerimientos funcionales que debiera tener el Modulo de Pérdidas.

5.3 Requisitos que debe cumplir.

Del Módulo de Pérdidas del SIGERE se esperan muchas bondades. Se hizo un conversatorio con los futuros usuarios de este, con el objetivo de conocer qué es lo quieren estos que haga el módulo; y se llegó a las siguientes conclusiones:

- Debe permitir balances zonales por subestaciones, circuitos primarios, etc.
- Facilidades para hallar balances por niveles típicos (transmisión, subtransmisión, distribución primaria, etc.).
- Debe constar con un asistente para permitir hacer estudios integrales de pérdidas. Representar este estudio con el gráfico de la OLADE de flujos derivados por niveles e instalaciones.
- Deberá hacer balances por estructuras administrativas provinciales y territoriales.
- Debe conectarse a los módulos de "Facturación, Kardex y Mate" y Mayores del SIGECO y el Módulo de Lecturas del SIGERE para obtener la energía de los metros contadores.
- Deberá tener en cuenta la clase de los metros y analizar la posible propagación de errores de los mismos, en particular deberá tener la posibilidad de calcular el margen de error de cualquier estimación que se haga, con el objetivo de corregirla.
- Deberá calcular las pérdidas técnicas.
- Debe permitir la clasificación de cargas.
- Debe permitir la conversión de energía en potencia, basada en la clasificación de cargas.
- Debe trasladar la energía y potencia, en sentido inverso del flujo, en las redes radiales.

- Debe calcular la potencia monofásica y trifásica de los centros de transformación, y en una segunda fase por conductores y desconectivos.
- Debe emitir alarmas en caso de sobrecargas de algún centro de transformación y solicitud de revisiones en caso de subcargas.
- Ajustar lecturas por corrimientos de fechas u omisiones esporádicas.
- Debe tener en cuenta las diferencias periódicas, semanas, épocas del año, en esta clasificación.
- Debe poder diferenciar las pérdidas netas, de las pérdidas actuales que incluyen la recuperación de energía e incluir estimados regresivos de cuánto hubieran sido las pérdidas.
- Debe mostrar fácilmente los valores estimados por estructura administrativa a los directivos.
- Debe contar con análisis históricos que permitan comparar resultados y tendencias.

Conclusiones y Recomendaciones

Una vez estudiadas las metodologías para la evaluación de las pérdidas de energía y propuesta una, y además de haber realizado un análisis del comportamiento de los circuitos de distribución secundaria, se arribó a las conclusiones siguientes:

- Mediante el control de las pérdidas de energía eléctrica se ahorran grandes cantidades de dinero y recursos naturales, con una inversión mínima.
- La metodología propuesta es aplicable en nuestras empresas, no obstante no fue posible aplicarla; en algunos casos por causas subjetivas, y en otros, por la falta de actualización de algunos datos de la empresa.
- Las metodologías propuestas por la empresa SEGBA, el Manual Latinoamericano y del Caribe, y la que se utilizaba en la OBEP, no aprovechan los adelantos de la tecnología, por lo que se consideran obsoletas.
- La base de datos donde están todos los circuitos de distribución secundaria, está desactualizada.
- Los estudios de las redes de distribución secundaria contribuyen a mejorar la calidad del servicio eléctrico.
- La mayoría de los circuitos secundarios en la ciudad de Sancti-Spíritus presentan configuración irregular, tienen el transformador fuera del centro de carga y presentan conductor de cobre #6.

- Los circuitos con mayores caídas de voltajes y porcentajes de pérdidas activas son aquellos que no cumplen con los requisitos encontrados en la bibliografía.
- Las inversiones para las mejoras propuestas son recuperadas en menos de un año.

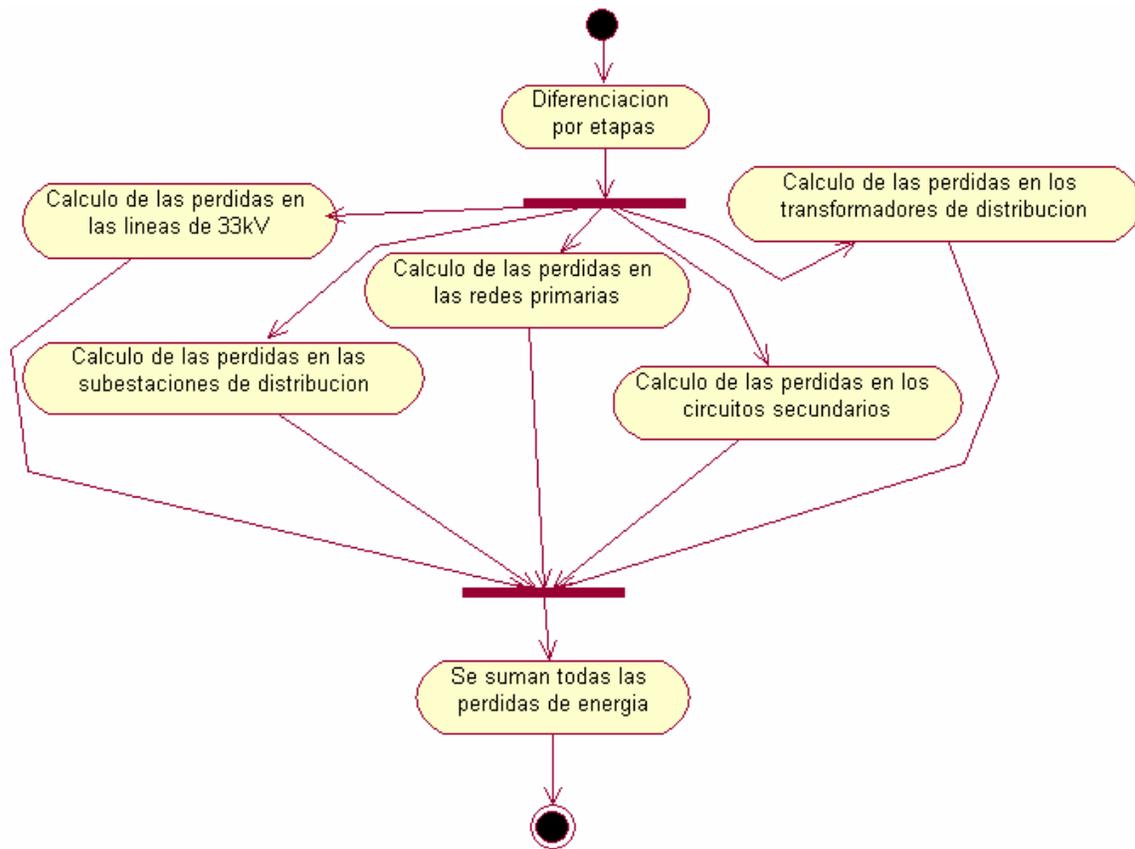
Por todo lo antes expuesto se recomienda:

- Continuar con este trabajo en futuras tesis de diploma logrando asociar a cada cliente con la instalación que lo alimenta y establecer las rutas de cobros.
- Hacer estudios de caracterización de cargas.
- Realizar estudios de pérdidas periódicamente.
- Aplicar la metodología propuesta por el presente trabajo, sensibilizando al personal de la empresa vinculado con esta tarea, dada la significativa importancia que tiene la satisfactoria aplicación de esta propuesta.
- Actualizar la base de datos donde se encuentran los circuitos secundarios, incorporando todos los datos que se exigen en levantamiento.
- Mantener actualizadas las bases de datos del SIGERE.
- Extender este estudio a todos los circuitos secundarios de la ciudad.
- Proyectar las mejoras a todos los circuitos que presentan índices de caídas de voltajes y porcentajes de pérdidas de potencia activa por encima del acordado.

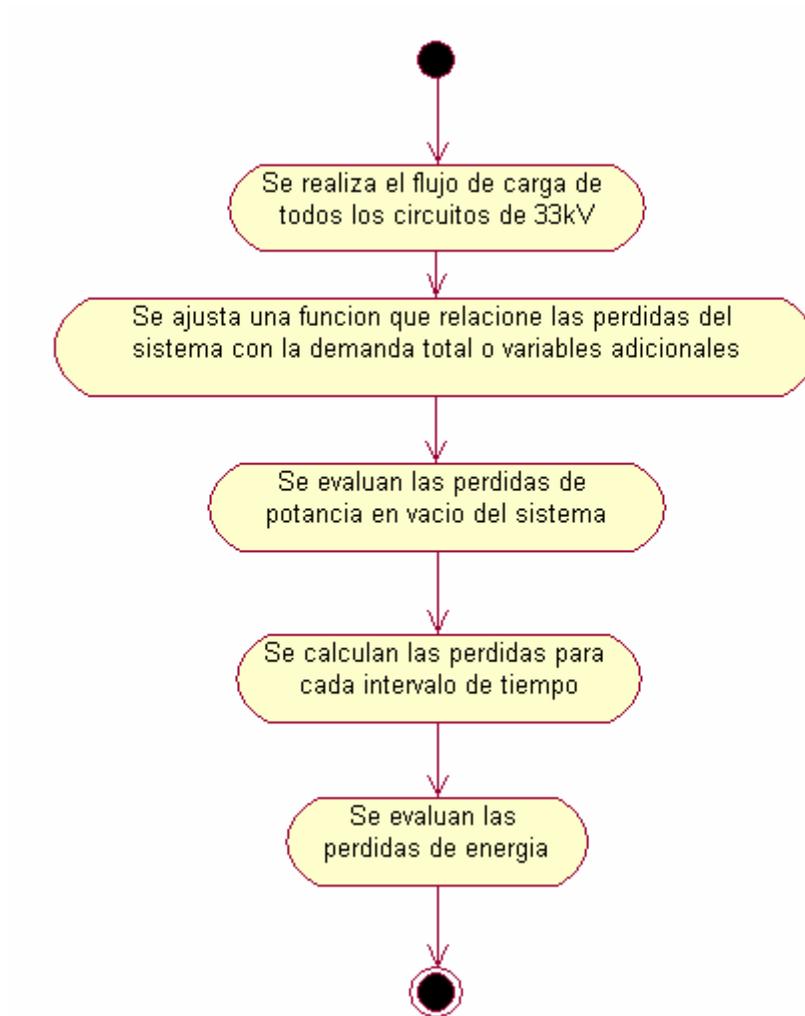
Bibliografía

1. Barreto, A. (1997). *Estudio de las redes secundarias de la ciudad de Sancti-Spíritus*, Tesis, Departamento de Electro energética, Universidad Central de las Villas. Cuba.
2. Fernández, R. (1996). *Análisis de las redes secundarias del municipio de Jatibonico*, Tesis, Departamento de Electro energética, Universidad Central de las Villas. Cuba.
3. *Lineamientos para la planificación y proyecto de redes de 34.5 kV y menores*, Unión Nacional Eléctrica, La Habana.
4. Martín, M. (1991). Metodologías para la determinación de las pérdidas técnicas de energía eléctrica, En: *Pérdidas de Energía*, Cap 4, Comisión de Integración Eléctrica Regional, Montevideo.
5. Martínez, M. (1993). *Diseño de un sistema para el control de pérdidas de energía en una empresa de distribución*. Tesis, Departamento de Electro energética, Universidad Central de las Villas, Cuba.
6. OLADE. (1993). Pérdidas Técnicas, En: *Manual latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, Cap 2, Quito.
7. Urquijo, J.C. (1985). *Redes de distribución secundaria*, Ministerio de la Industria Básica, La Habana.

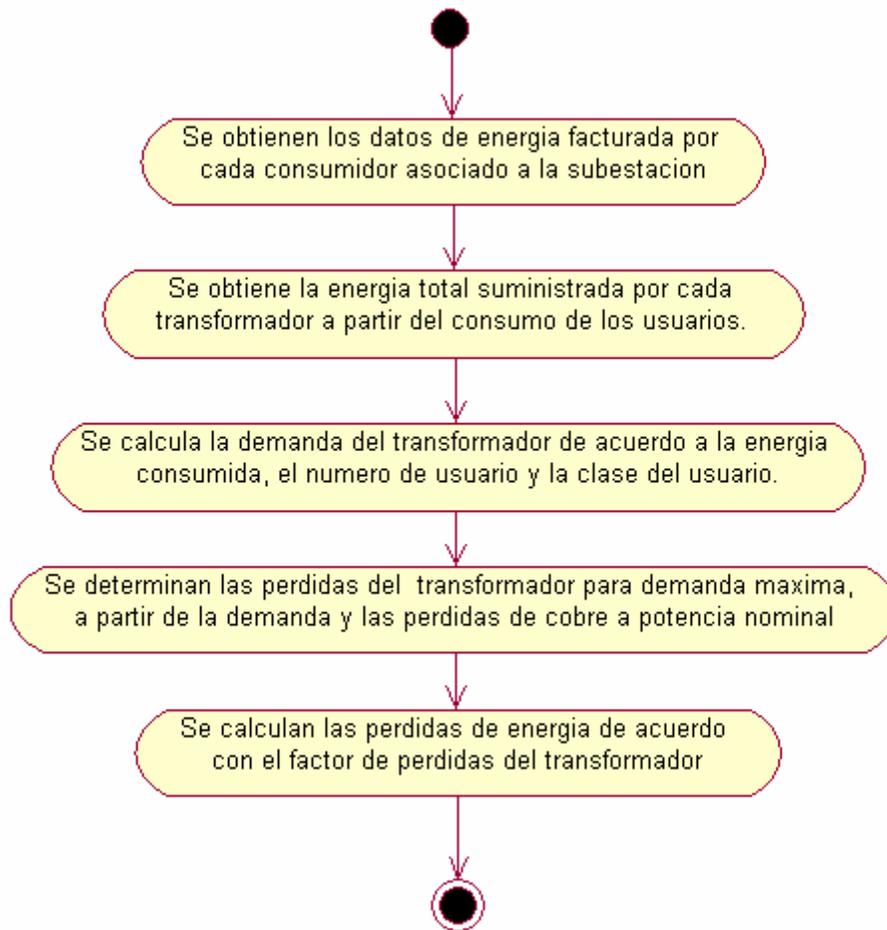
Anexo #1. Diagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía según el Manual Latinoamericano.



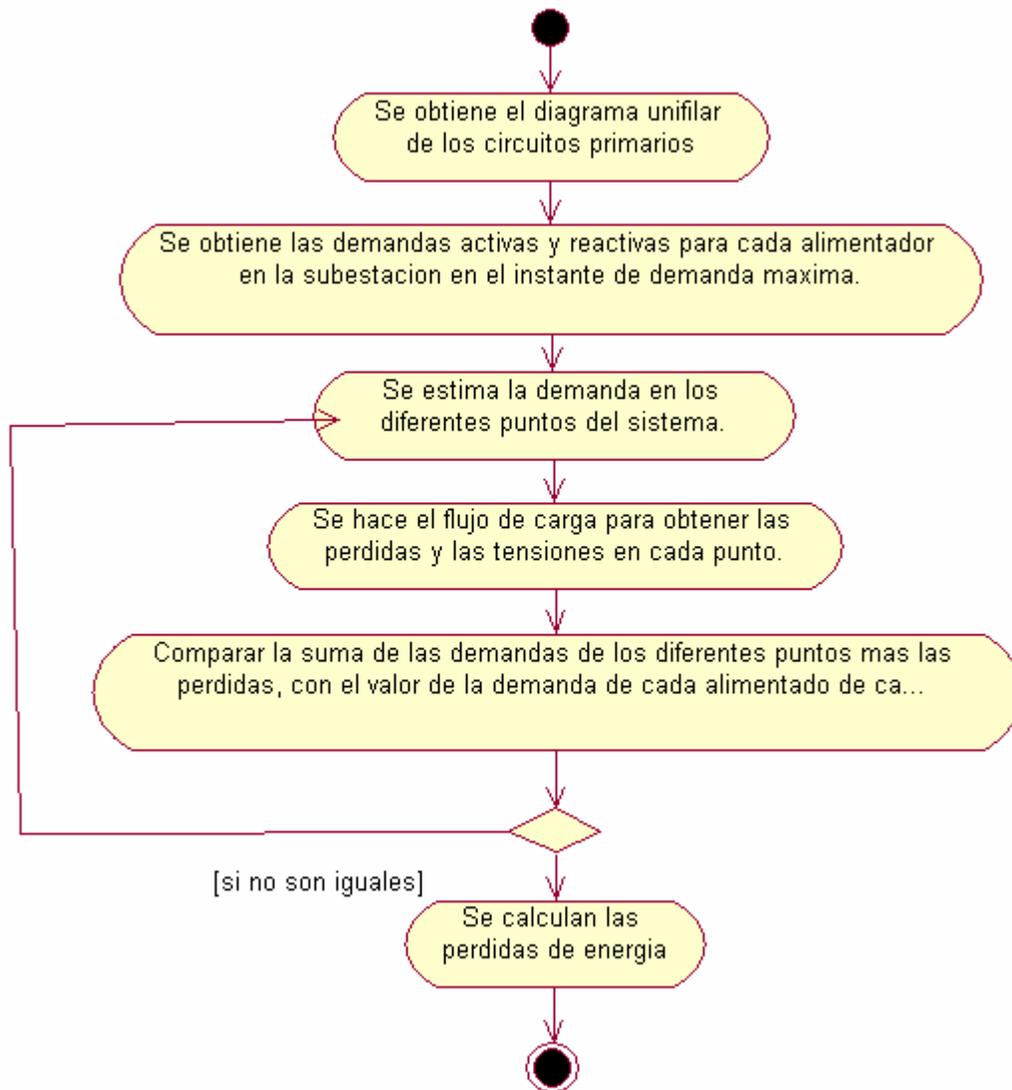
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las Redes de 33kV según el Manual Latinoamericano.



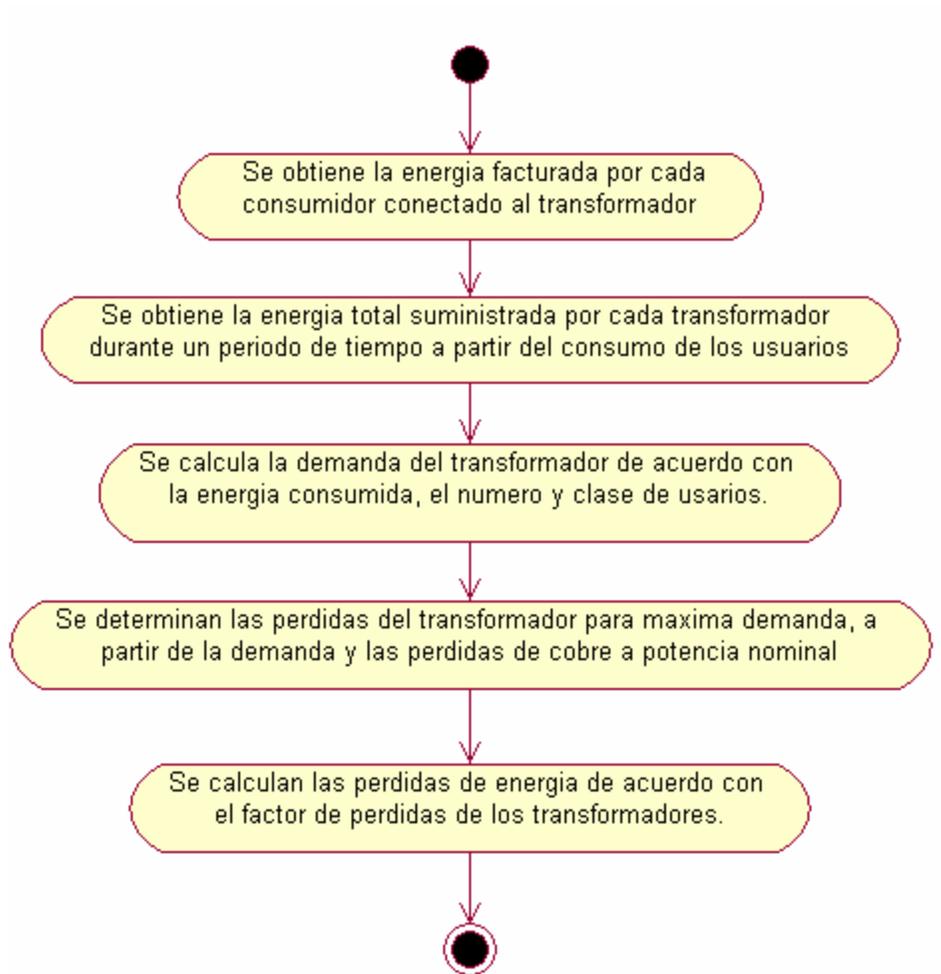
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las subestaciones de distribución según el Manual Latinoamericano.



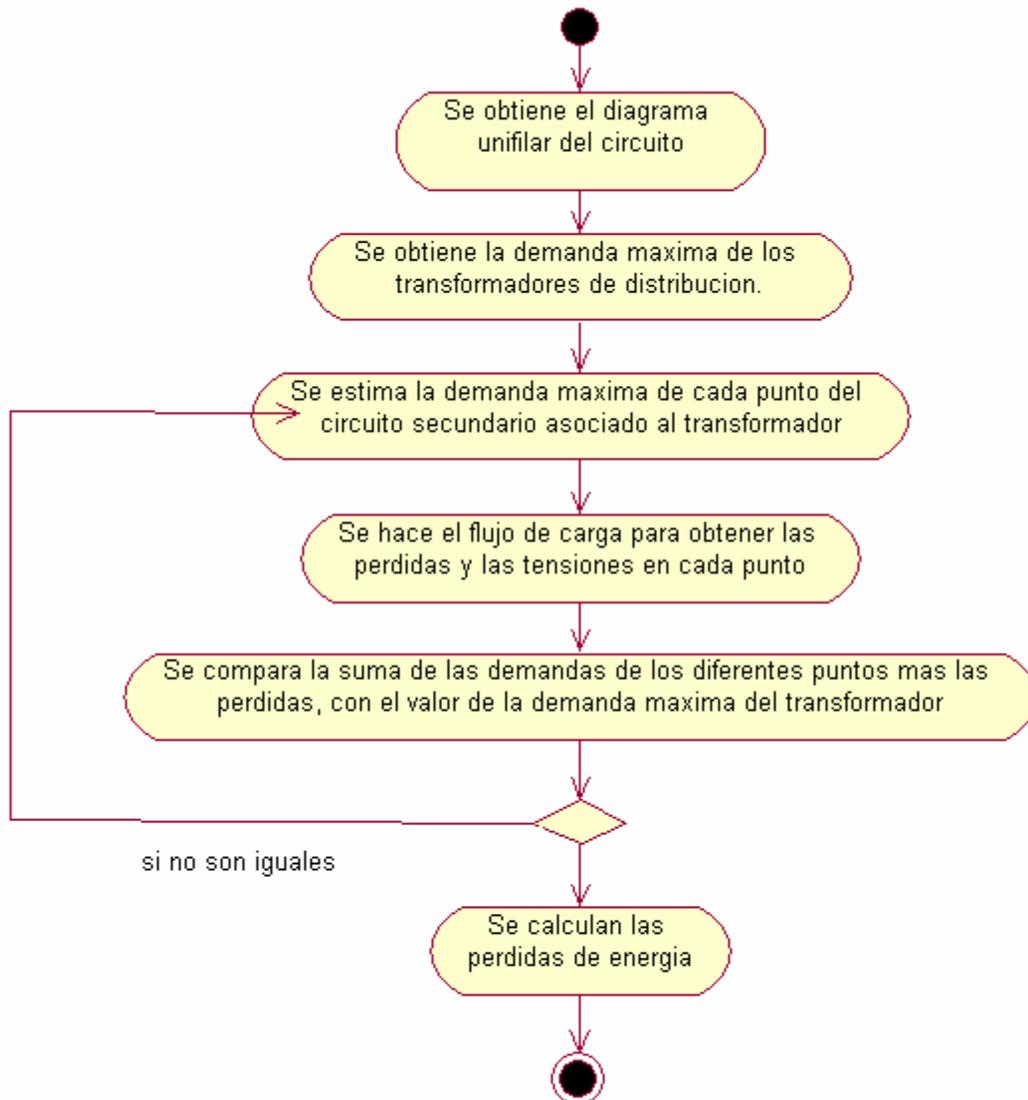
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía en las redes de distribución primaria según el Manual Latinoamericano.



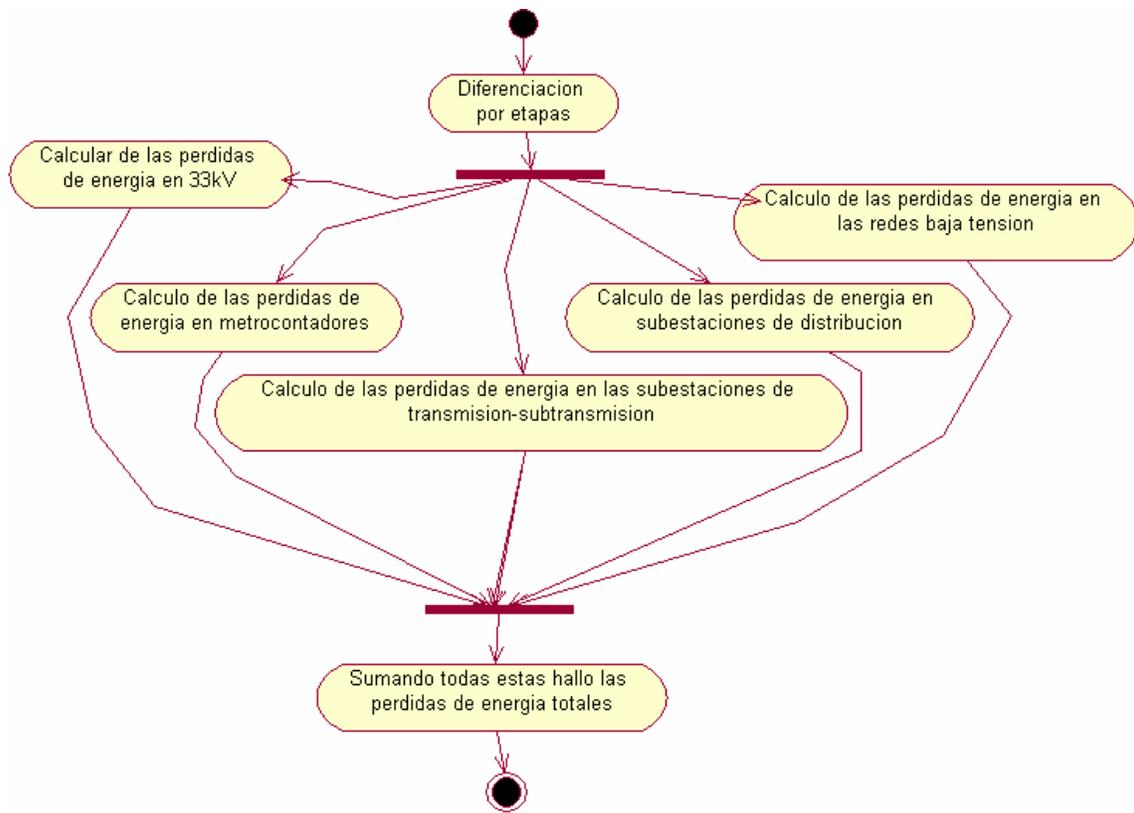
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía en los transformadores de distribución según el Manual Latinoamericano.



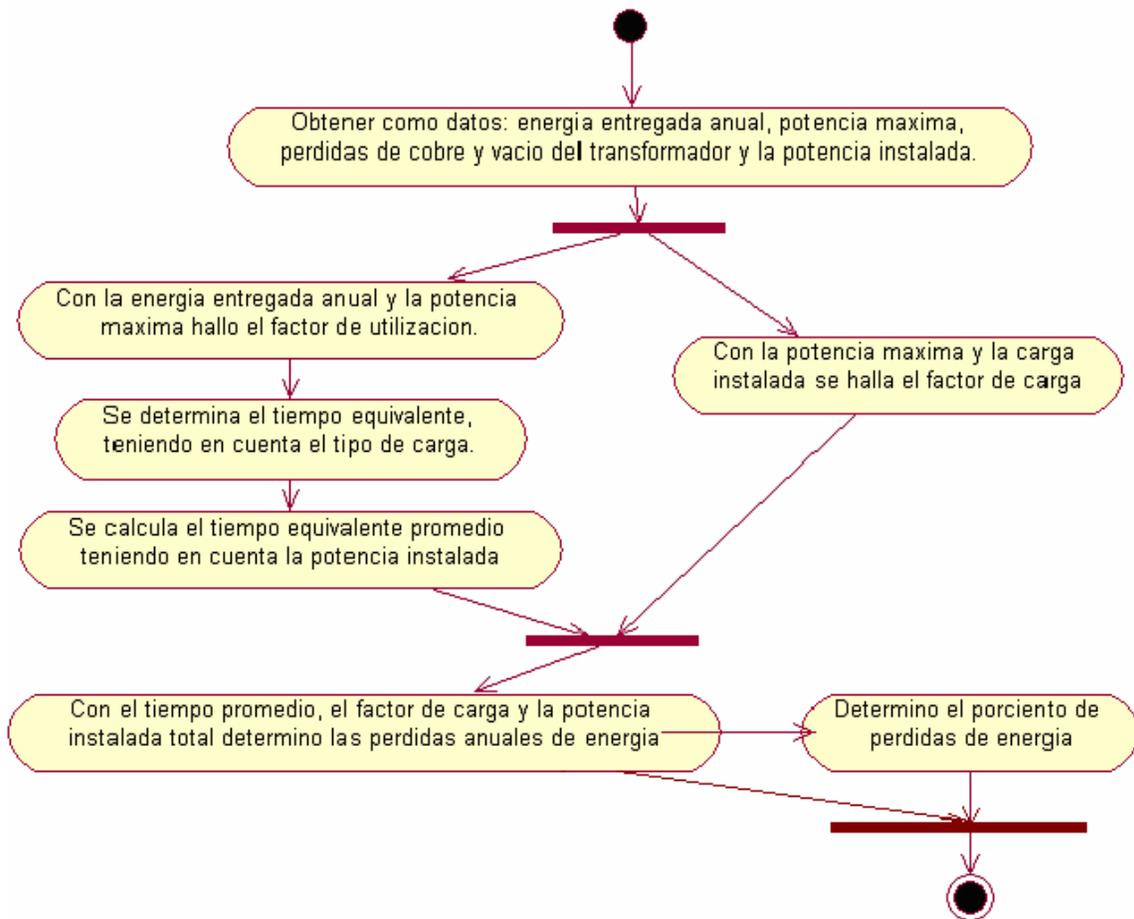
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía en las redes de distribución secundaria según el Manual Latinoamericano.



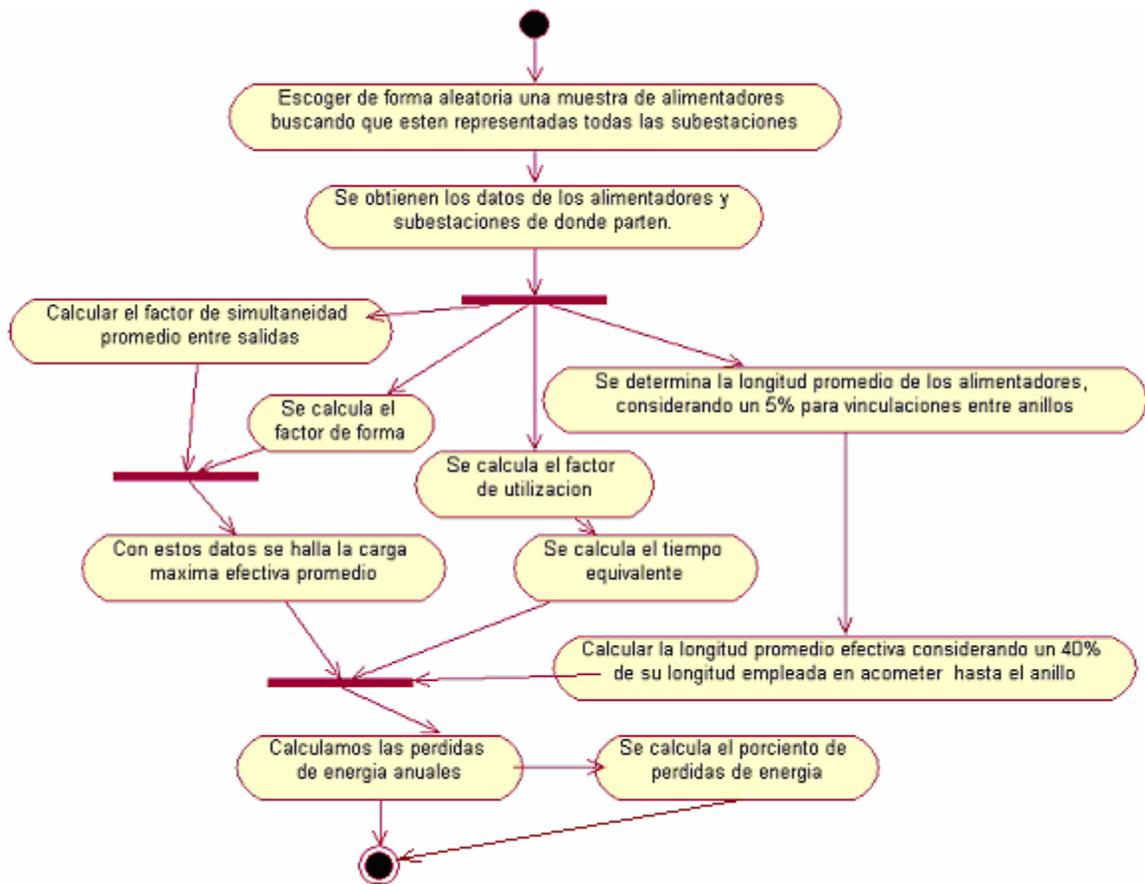
Anexo #2. Diagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía según SEGBA.



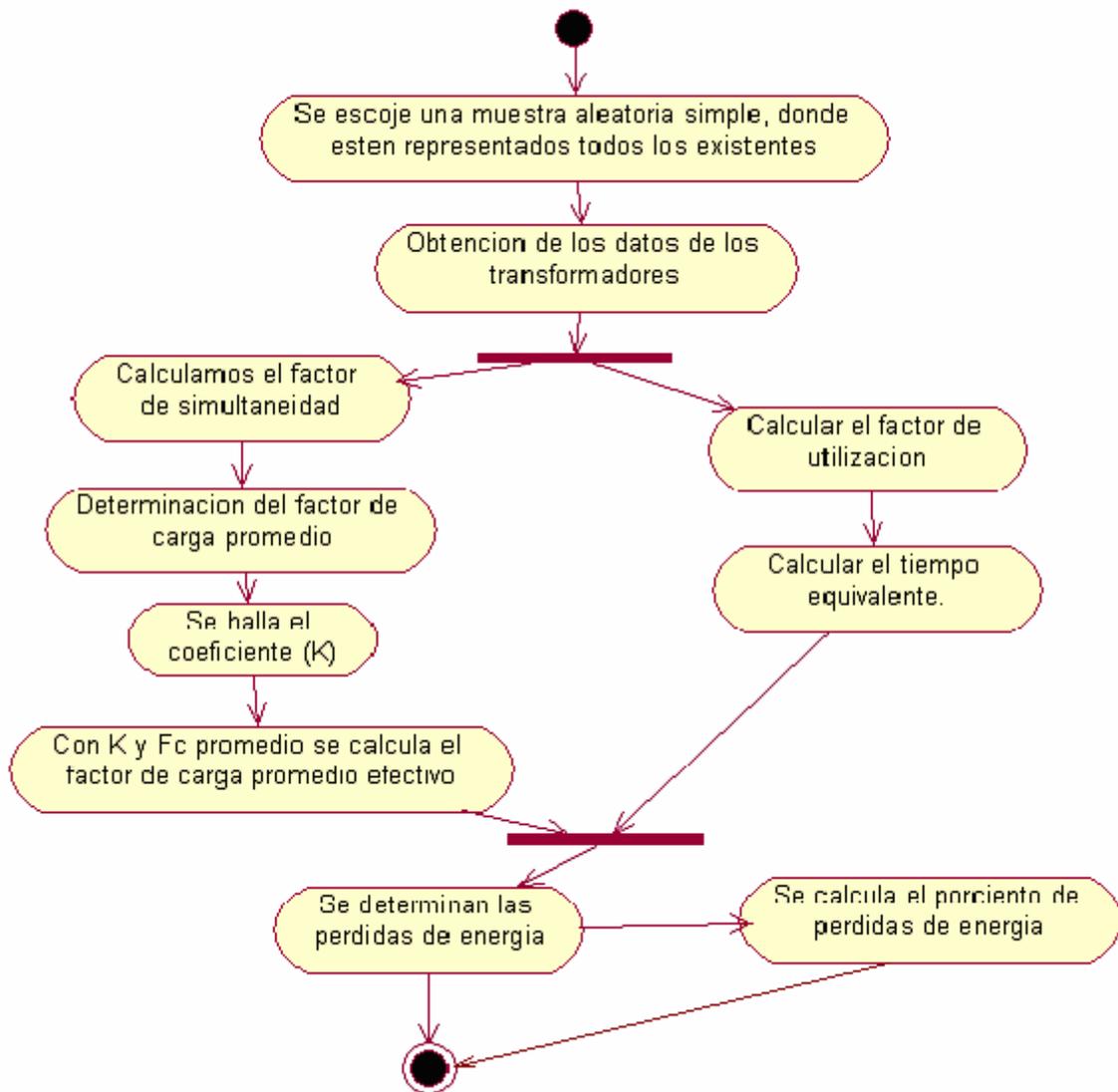
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las subestaciones de transmisión-subtransmisión según SEGBA.



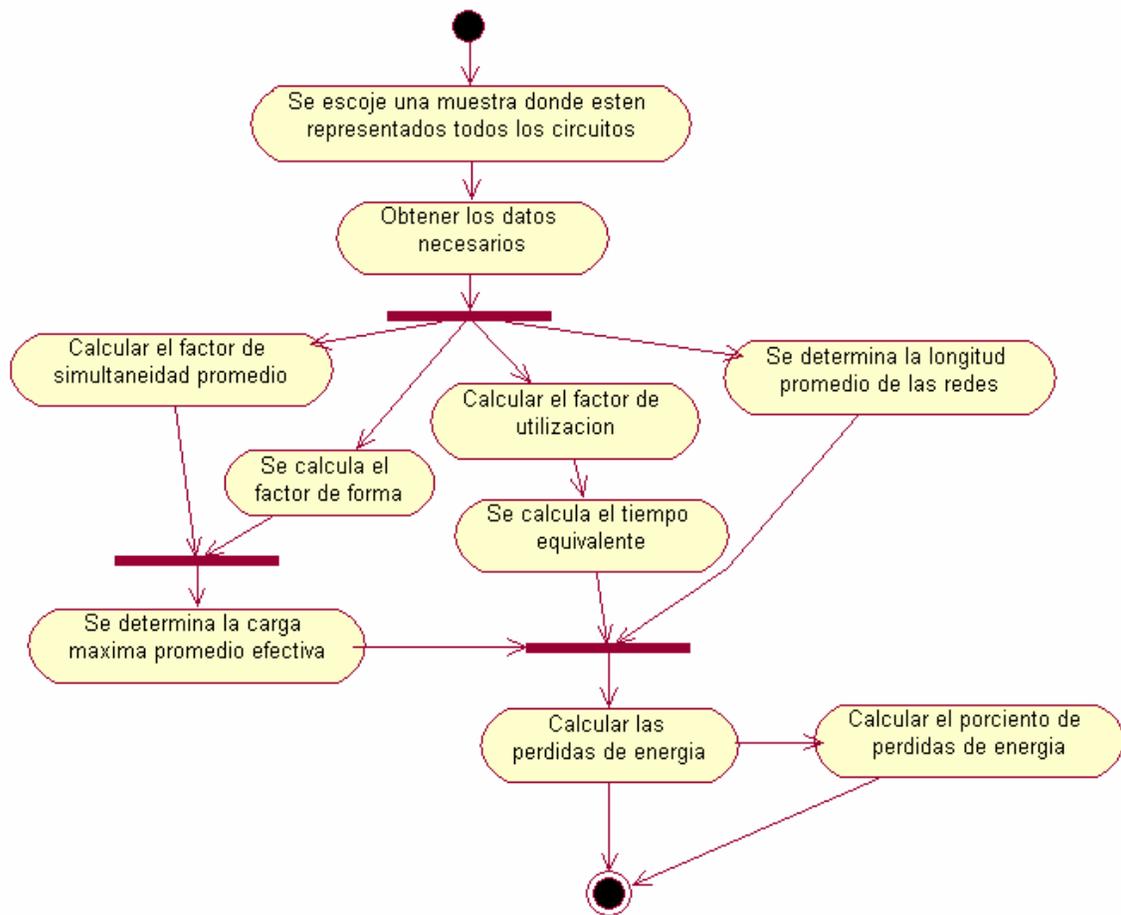
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las Redes de 33kV según SEGBA.



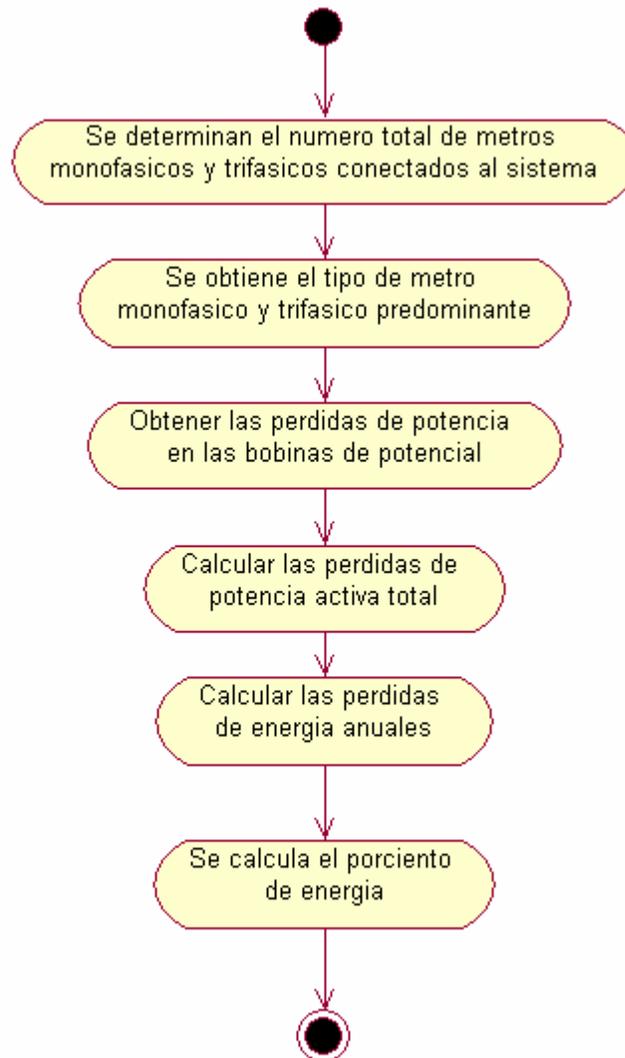
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las subestaciones de distribución según SEGBA.



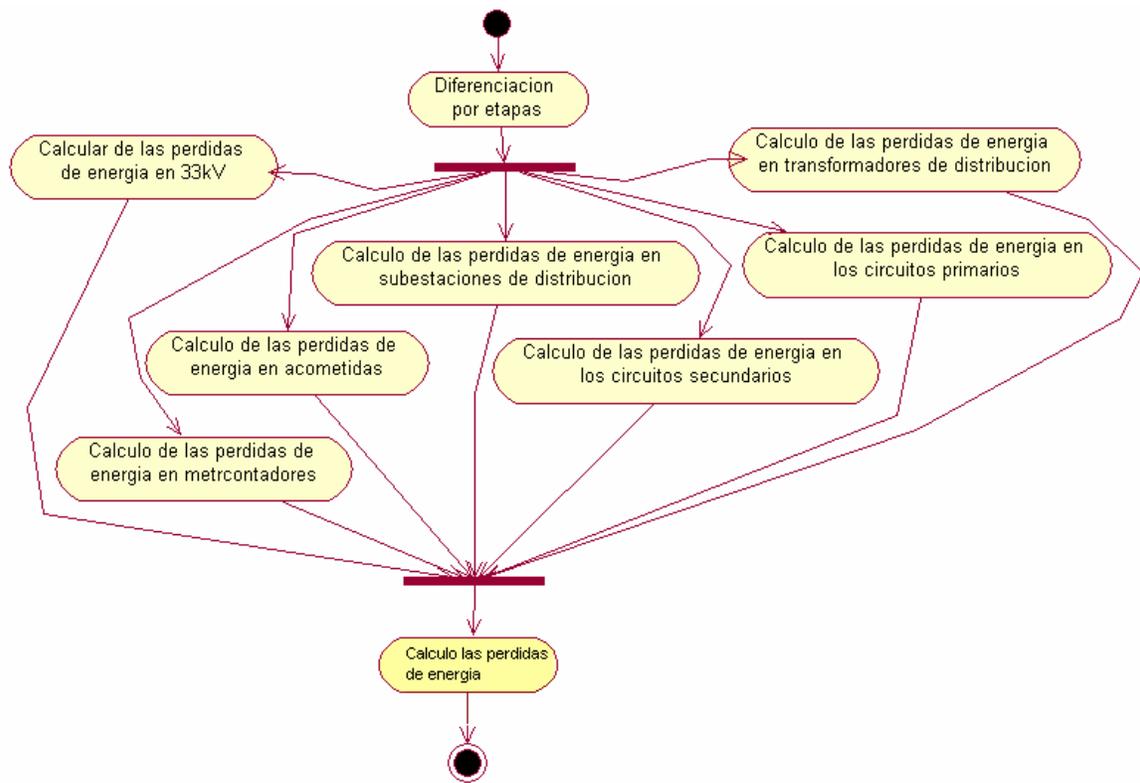
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las redes de baja tensión según SEGBA.



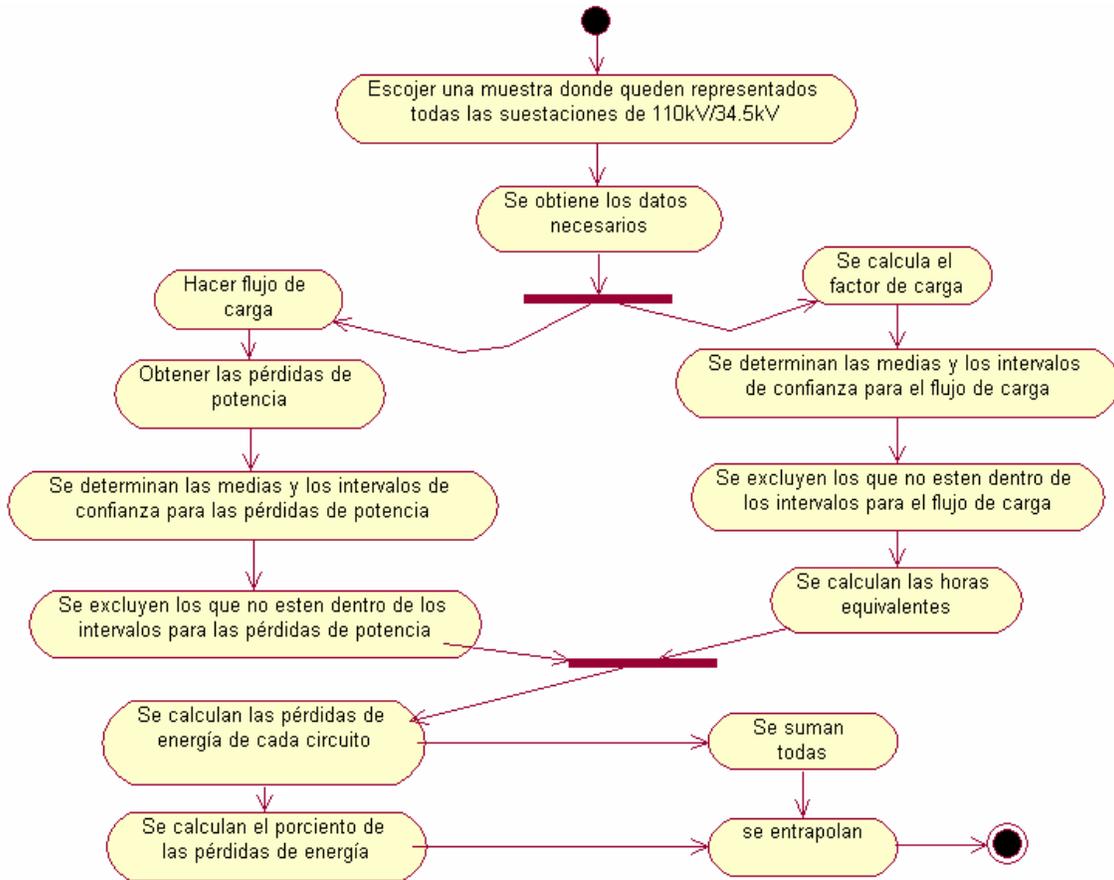
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para los metros contadores según SEGBA.



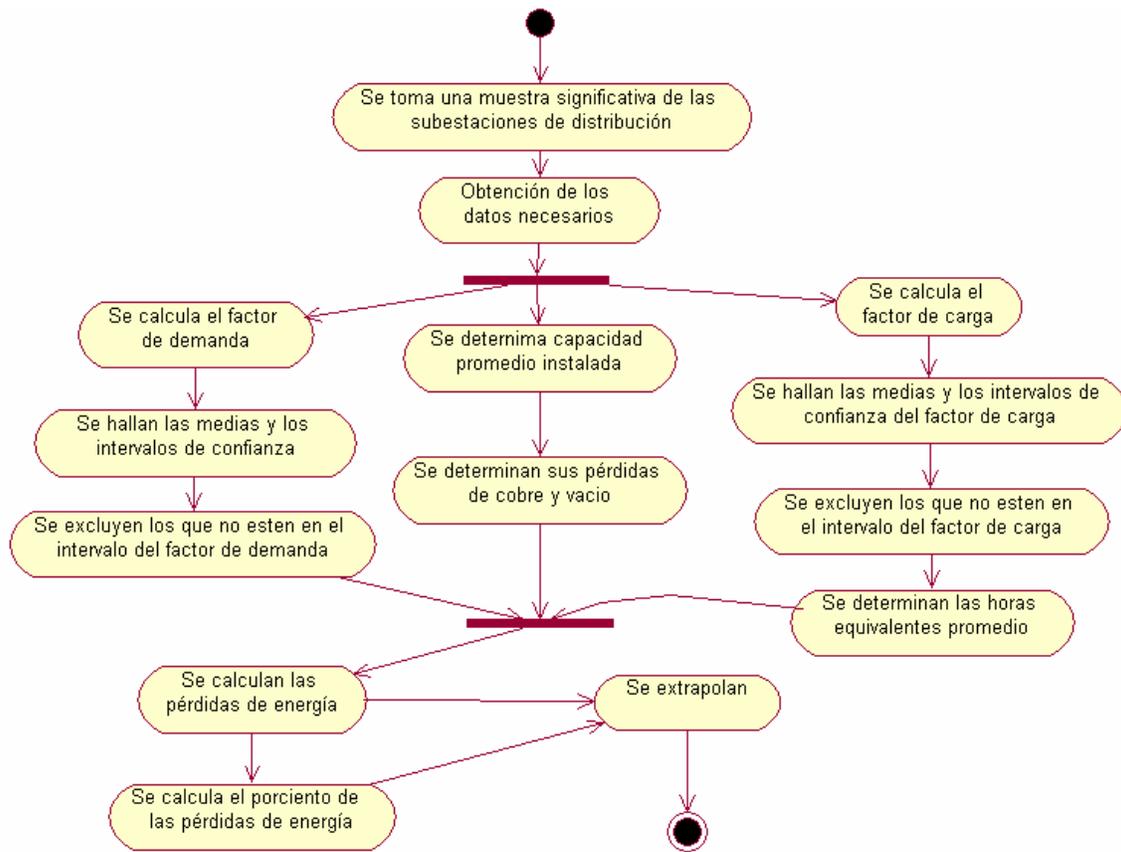
Anexo #3. Diagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía según OBEP.



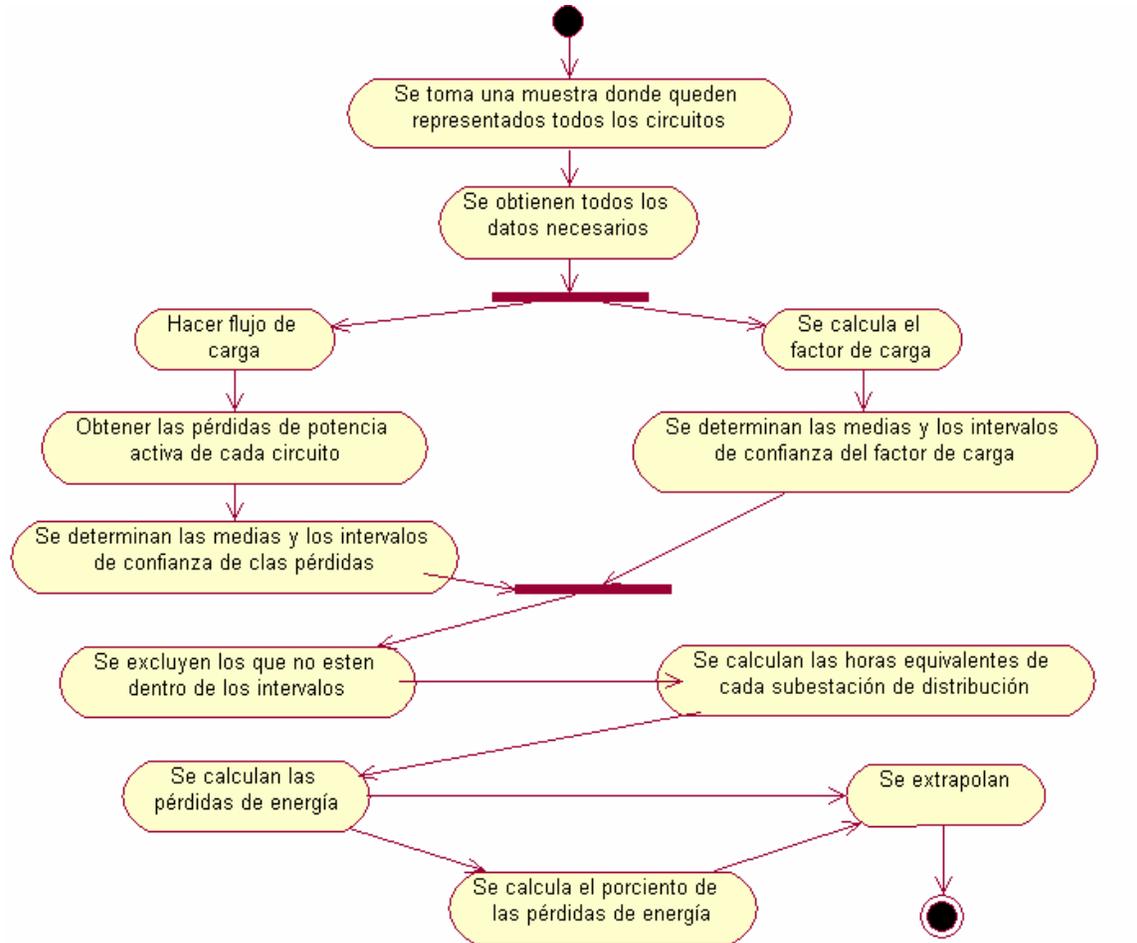
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las Redes de 33kV según la OBEP.



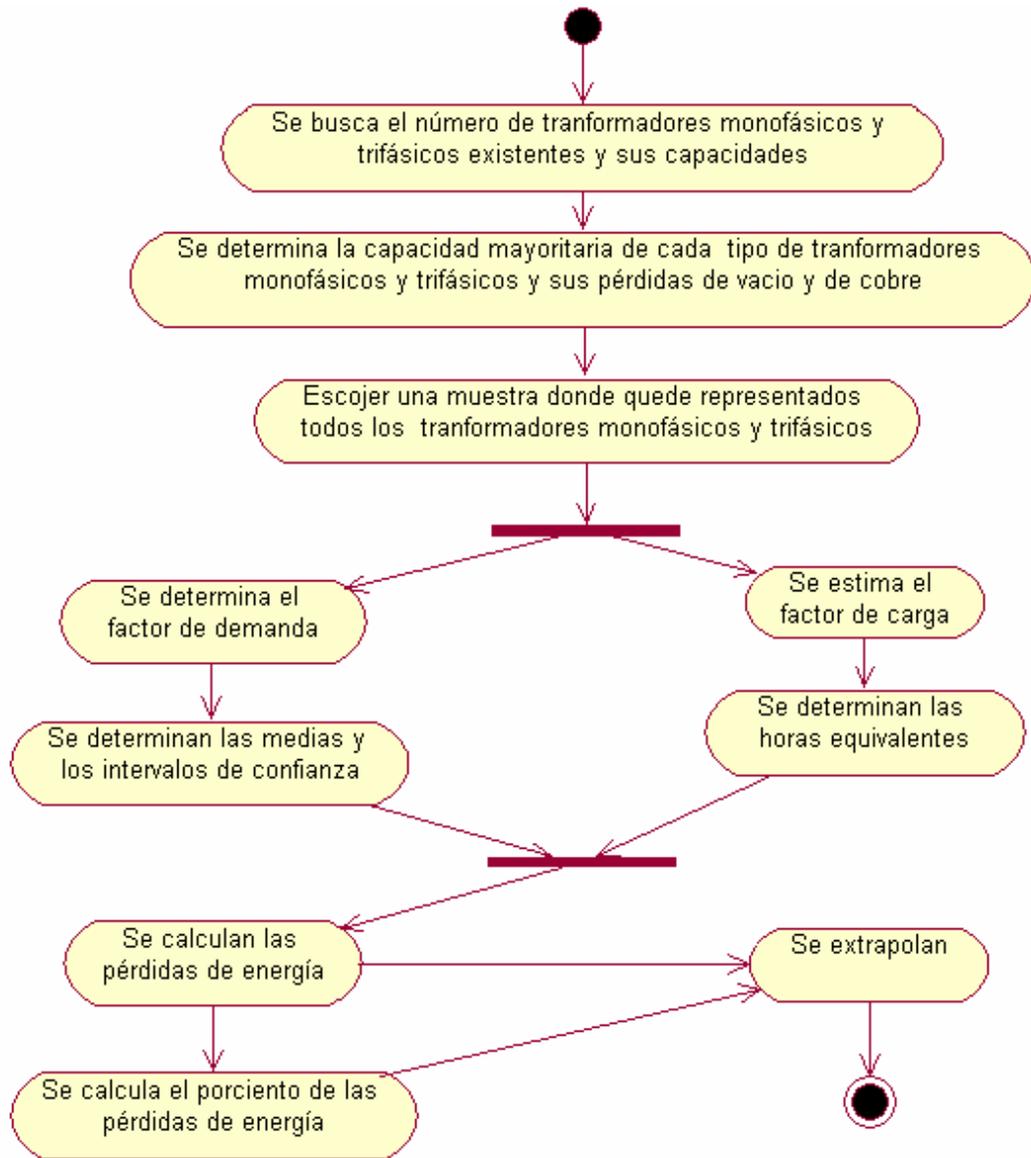
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las subestaciones de distribución según la OBEP.



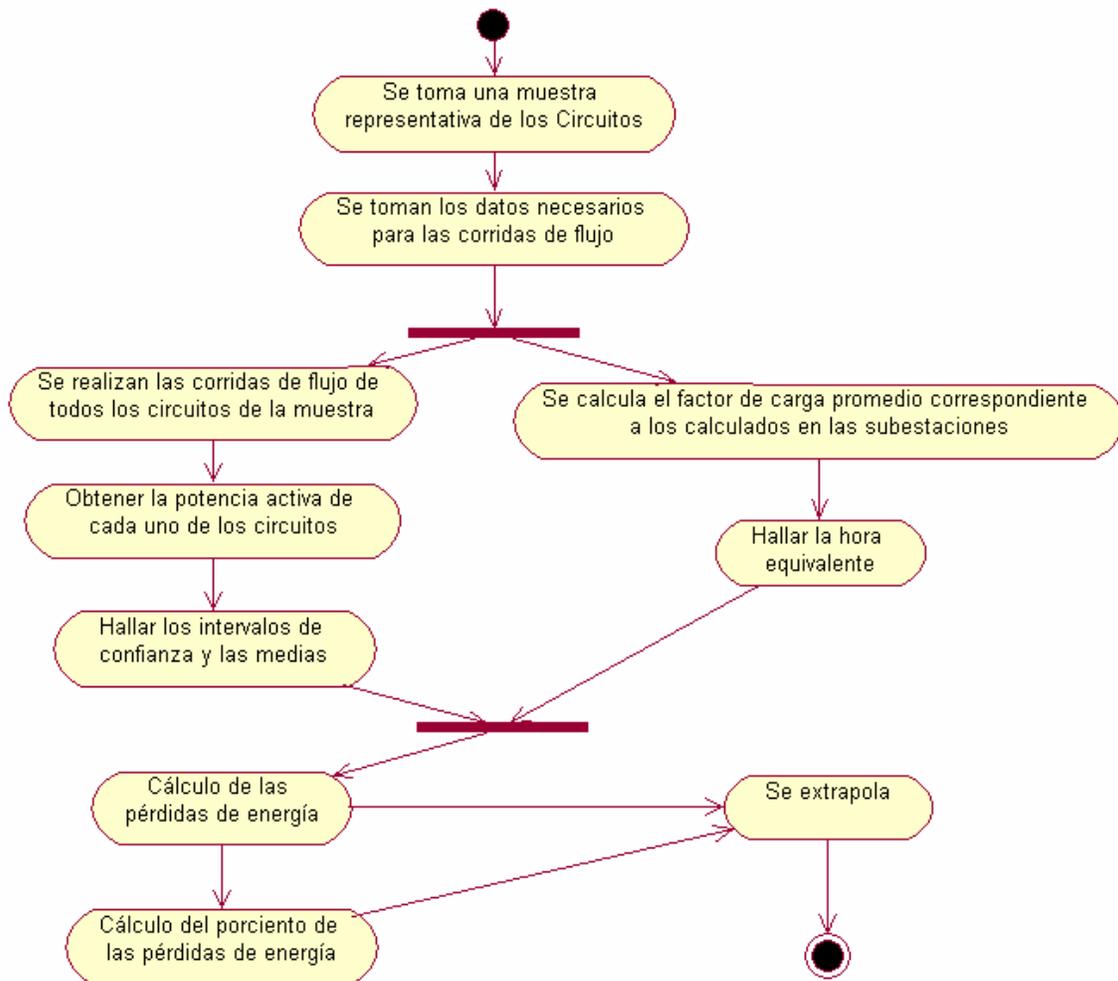
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las redes de distribución primaria según la OBEP.



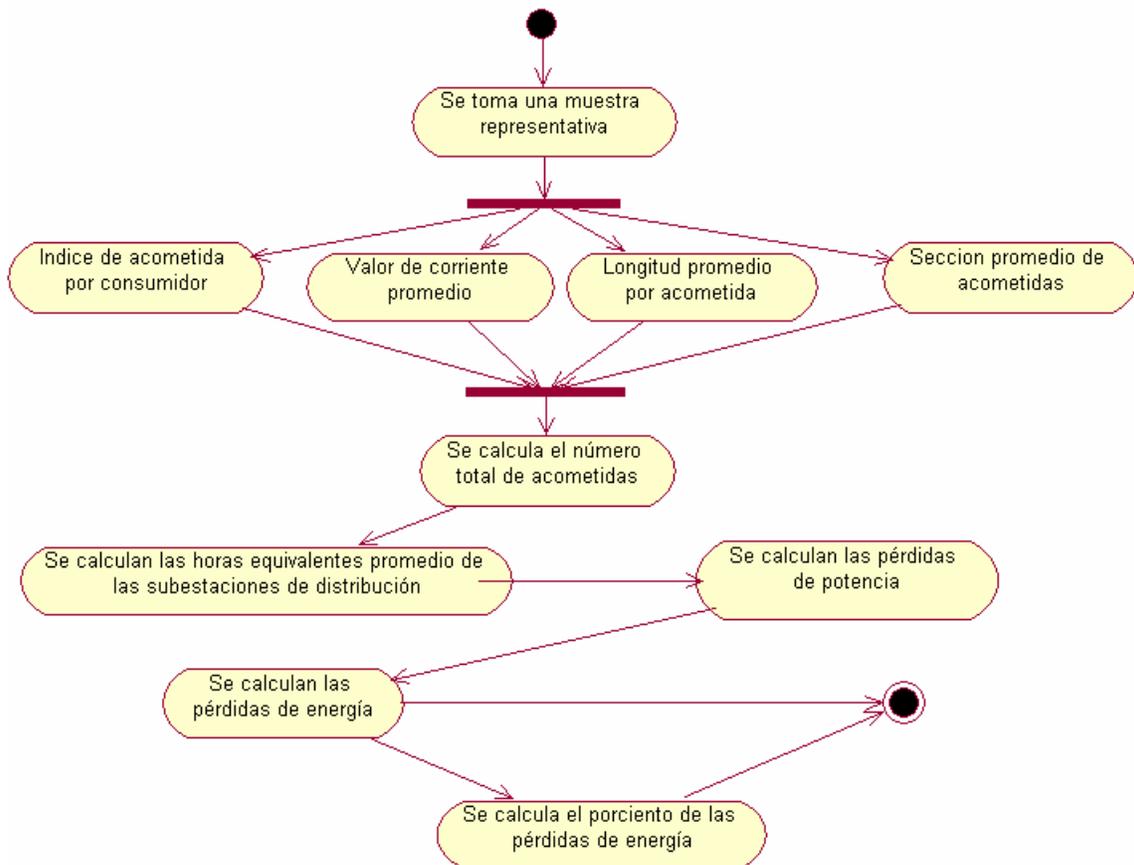
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para los transformadores de distribución según la OBEP.



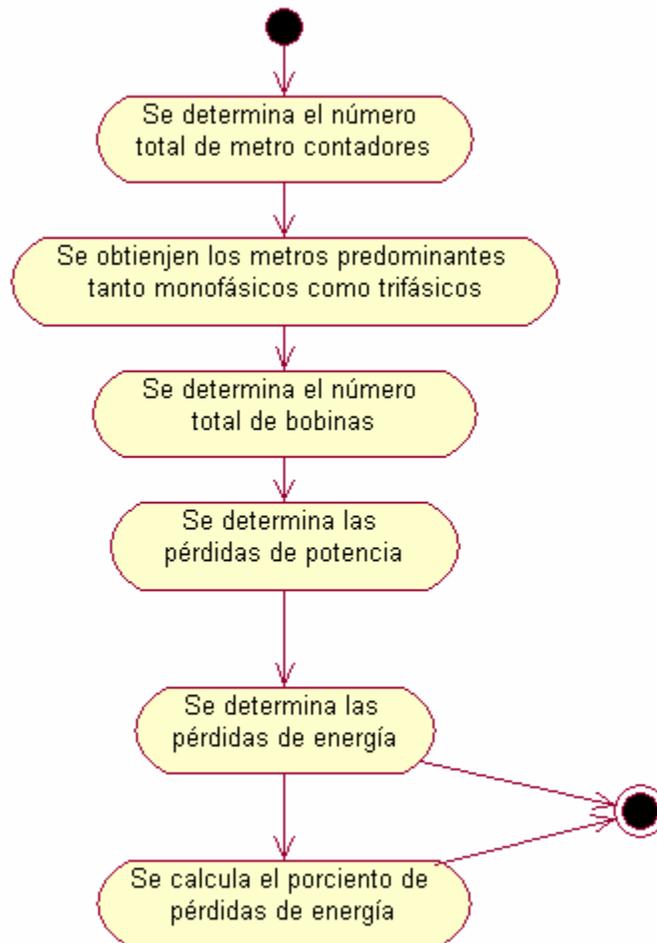
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las redes de distribución secundaria según la OBEP.



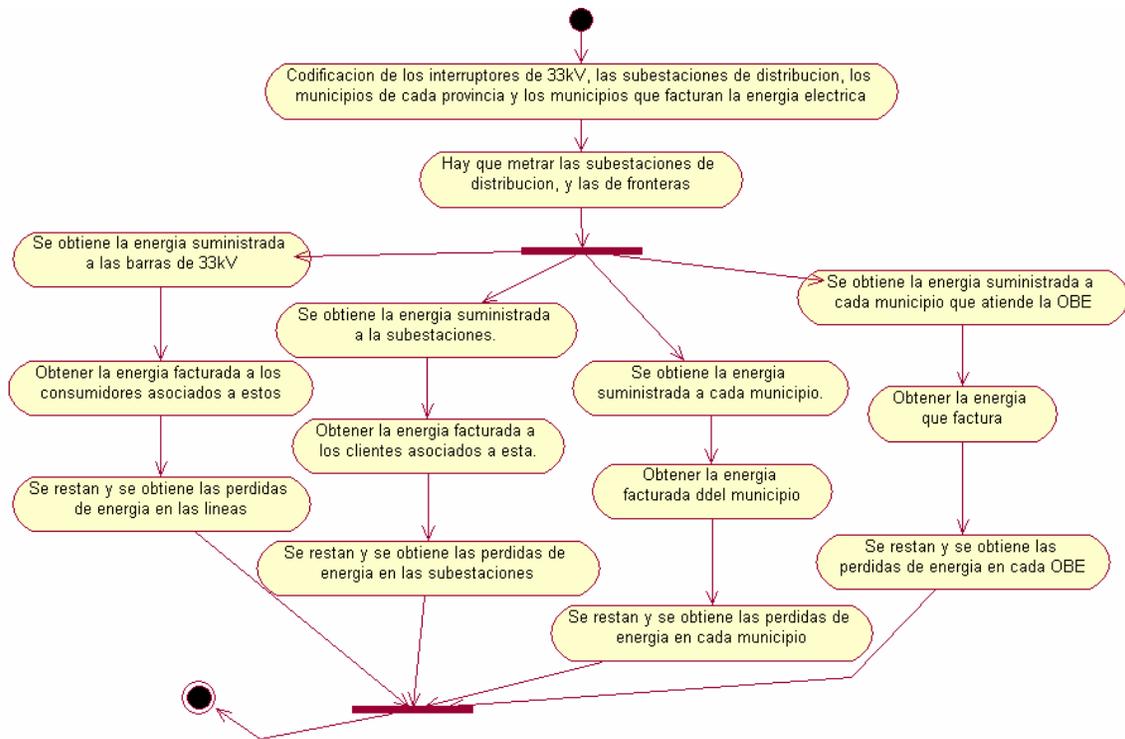
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para las acometidas según la OBEP.



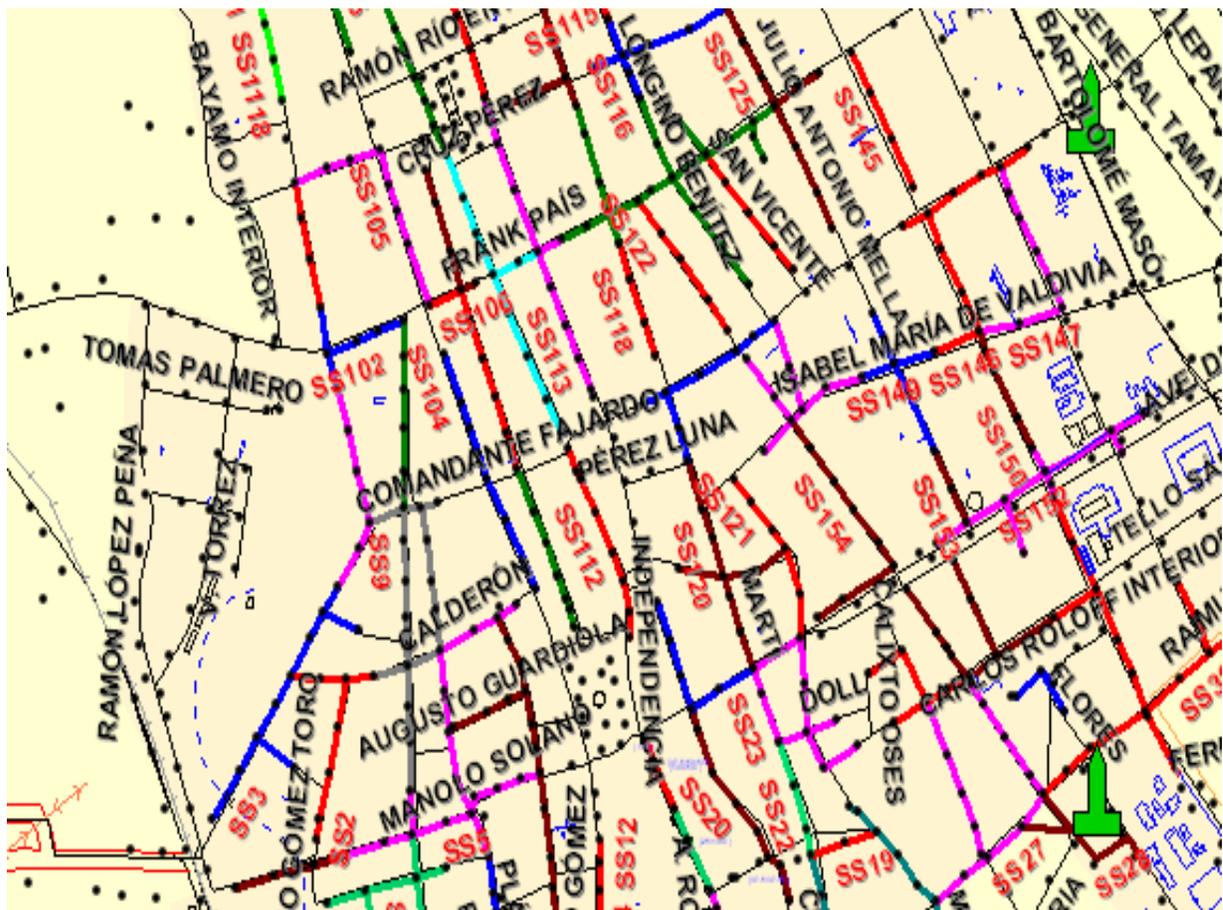
Subdiagrama de actividades para el cálculo de pérdidas de energía para los metros contadores según OBEP.



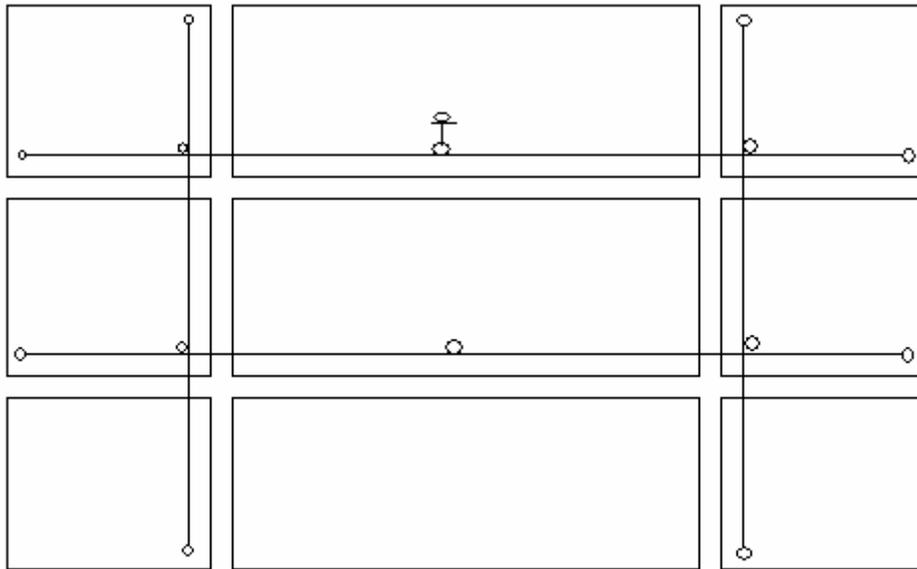
Anexo #4. Diagrama de actividades para el cálculo de pérdidas utilizado por el programa "Pérdidas" de Ciego de Ávila.



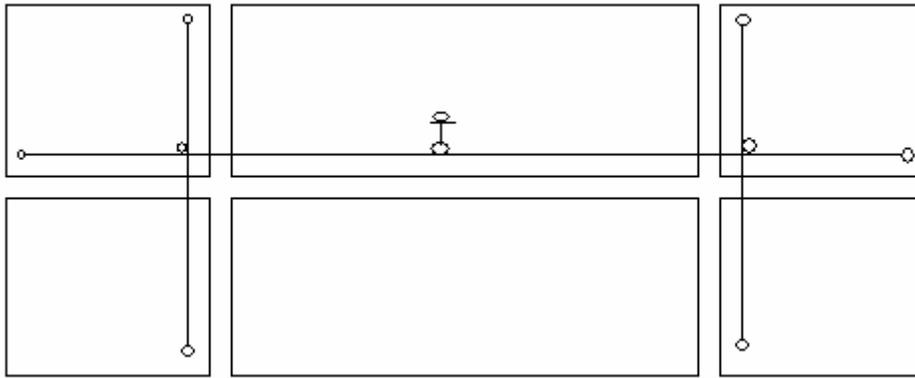
Anexo # 5. Circuitos secundarios mostrados en el SIGOBE.



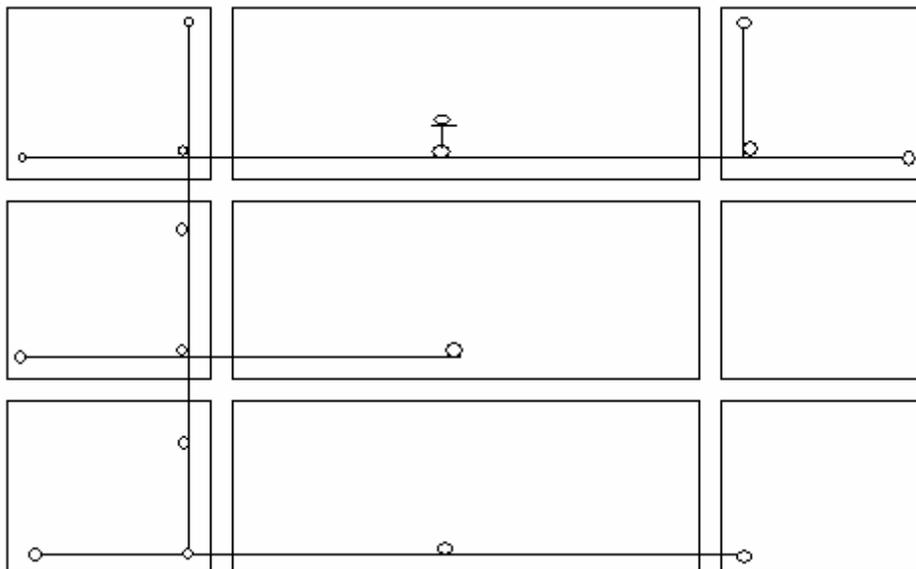
Anexo # 6. Configuración tipo Lazo.



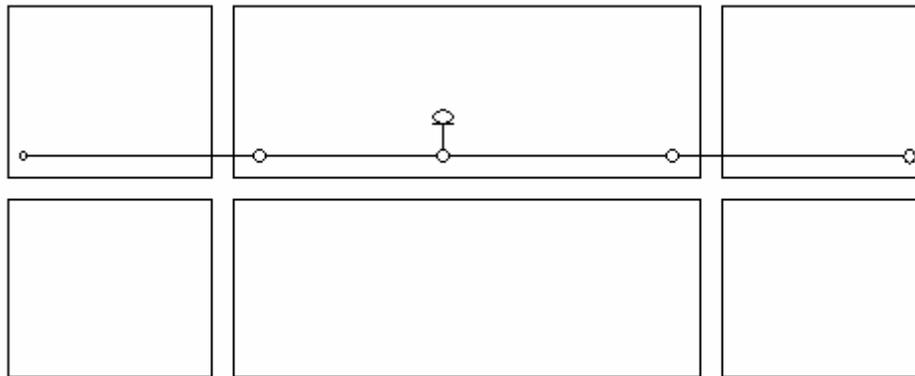
Anexo #7. Configuración tipo H



Anexo #8. Configuración tipo irregular.



Anexo #9. Configuración tipo Lineal.



Anexo #10. Tabla de resultados de los circuitos secundarios analizados.

Cdo Cto	Ptotal	Qtotal	Peor nodo	Dis Ini	Peor Volt	%Regul	Perd P	%Perd P	Perd Q	%Perd Q
SS1318	47.3	29.3	A2A	160	228	4.83	1.4	2.89	0.91	3.02
SS1317	15.6	9.6	1a	100	223	7.09	0.51	3.18	0.05	0.5
SS1298	12.7	7.9	B	60	237	1.14	0.03	0.2	0.01	0.12
SS1295	14	8.7	a	30	236	1.68	0.08	0.54	0.03	0.32
SS1280	24.6	15.2	A	50	236	1.62	0.29	1.18	0.11	0.74
SS1274	19.4	12	a1	55	235	2.26	0.32	1.65	0.08	0.65
SS1273	18.2	11.3	a	50	215	10.31	1.51	7.65	0.13	1.1
SS1244	21.6	13.4	B	70	234	2.34	0.3	1.38	0.07	0.54
SS1172	16.2	10	A2	70	228	4.98	0.73	4.31	0.18	1.74
SS1118	13.7	8.5	bA	130	231	3.64	0.37	2.62	0.14	1.58
SS1093	16.2	10	aA	70	233	3.04	0.39	2.37	0.1	0.97
SS1071	24.6	15.2	C	100	232	3.3	0.34	1.36	0.09	0.57
SS1025	22.5	13.9	C	135	231	3.57	0.38	1.65	0.16	1.12
SS1007	46.1	28.5	B2	146	228	4.88	1.08	2.28	0.62	2.12
SS995	17.4	10.8	Aa	65	235	2.25	0.24	1.37	0.07	0.62
SS981	19.7	12.2	Ac	140	235	2.19	0.25	1.26	0.16	1.33
SS644	13.7	8.5	A2	85	238	0.93	0.05	0.37	0.08	0.88
SS637	29	18	a3	111	232	3.27	0.45	1.51	0.33	1.78
SS582	24.8	15.4	B	100	234	2.6	0.34	1.37	0.28	1.82
SS525	33.2	20.6	aB	105	229	4.74	1.01	2.97	0.35	1.68
SS522	13	8.1	B	80	238	0.96	0.08	0.6	0.07	0.92
SS501	5.6	3.5	c	100	237	1.11	0.04	0.75	0.02	0.45
SS496	2.7	1.6	c	115	238	0.76	0.01	0.46	0	0.26
SS459	17.4	10.8	5	230	221	7.89	1.01	5.51	0.37	3.29
SS379	11.8	7.3	d	160	237	1.44	0.1	0.83	0.06	0.78
SS307	10.1	6.3	Ba	123	236	1.48	0.1	0.98	0.04	0.58
SS305	17.1	10.6	A2	83	226	5.82	0.52	2.98	0.13	1.19
SS302	32.3	20	Ab2	115	222	7.66	0.95	2.84	0.41	2.03
SS298	24.8	15.4	E	201	225	6.35	1.11	4.29	0.31	1.99
SS297	18	11.1	a2	105	233	3.01	0.44	2.41	0.11	0.96
SS296	35.8	22.2	A2B	135	166	30.77	9.6	21.15	1.14	4.89
SS291	26.3	16.3	C	107	225	6.38	1.2	4.35	0.29	1.75
SS289	40.4	25	Aa	120	223	7.04	1.48	3.54	0.55	2.16
SS288	26.6	16.5	0	0	240	0	0	0	0	0
SS279	33	20.4	a3A	206	228	5.18	0.66	1.97	0.3	1.46
SS277	26.3	16.3	c	140	225	6.22	1	3.66	0.35	2.11
SS271	14.9	9.3	B	130	217	9.38	0.91	5.73	0.11	1.15
SS270	23.8	14.7	Ab	210	199	17.13	3.07	11.44	0.75	4.82
SS269	30.6	19	D	210	197	17.75	4.4	12.59	1.07	5.34
SS267	35.4	21.9	Aa2	175	201	16.36	5.15	12.7	1.25	5.39
SS266	39.1	24.2	Ab	130	147	38.55	16.13	29.22	1.91	7.33
SS265	18	11.1	B	80	225	6.21	0.56	3.05	0.07	0.6
SS263	14.3	8.9	a1	104	229	4.47	0.16	1.11	0.07	0.75
SS262	20.8	12.9	a1	115	238	1.02	0.09	0.41	0.06	0.46

Cdo Cto	Ptotal	Qtotal	Peor nodo	Dis Ini	Peor Volt	%Regul	Perd P	%Perd P	Perd Q	%Perd Q
SS261	20.5	12.7	e	150	173	27.71	7.86	27.69	0.93	6.83
SS260	4.5	2.8	A	55	235	2.18	0.02	0.46	0.01	0.18
SS259	36.4	22.5	D	135	206	14.18	4.17	10.29	1.01	4.3
SS256	31.9	19.8	B	55	230	3.99	0.85	2.58	0.31	1.56
SS254	28	17.4	B	112	228	4.95	0.54	1.88	0.13	0.75
SS253	35.6	22.1	D	173	211	12.12	1.72	4.6	0.42	1.85
SS251	13.1	8	b	80	234	2.68	0.36	2.66	0.09	1.12
SS250	12.8	7.8	aA1	130	238	1.04	0.09	0.74	0.04	0.47
SS248	16.8	10.4	Ab	140	236	1.53	0.12	0.72	0.09	0.83
SS247	41.5	25.7	E2	250	155	35.48	10.83	20.68	0.94	3.53
SS237	21.1	13.1	aA1	136	221	7.91	0.98	4.45	0.24	1.79
SS229	10.4	6.5	A	60	230	4.16	0.31	2.89	0.04	0.57
SS222	11.1	6.9	B	90	234	2.42	0.13	1.18	0.02	0.23
SS217	23.1	12.9	a	40	228	5.08	0.46	1.93	0.11	0.85
SS216	22.2	22.7	C	120	233	3.02	0.28	1.22	0.11	0.46
SS215	20.8	12.9	aBa	120	220	8.15	1	4.6	0.09	0.67
SS214	33.4	20.7	c	110	203	15.34	4.79	12.55	0.57	2.67
SS213	16.5	10.2	cB	161	210	12.59	1.41	7.91	0.17	1.62
SS212	9.4	5.8	A	60	236	1.62	0.07	0.7	0.01	0.13
SS211	25.3	15.7	B	95	220	8.36	1.72	6.35	0.2	1.28
SS208	41.4	25.6	D	140	192	19.98	7.11	14.67	0.87	3.3
SS207	36.7	22.8	AcA	200	197	18.05	4.41	10.71	1.07	4.49
SS206	28.5	17.7	b2	155	209	12.87	2.21	7.2	0.27	1.48
SS205	36	22.3	dA	210	204	14.88	4.41	10.91	0.54	2.38
SS203	14.9	9.3	d	130	211	11.96	1.3	8.02	0.15	1.64
SS200	24.6	15.2	e	165	207	13.74	2.8	10.22	0.68	4.27
SS199	43.3	26.9	Ac	180	144	40.05	13.26	23.42	2.16	7.43
SS196	20.3	12.6	B	70	236	1.75	0.27	1.33	0.1	0.79
SS195	24.6	15.2	4	110	234	2.42	0.29	1.18	0.18	1.14
SS194	23.8	14.7	a	50	237	1.36	0.21	0.86	0.16	1.07
SS192	31.5	19.5	c	155	230	4.31	0.93	2.86	0.34	1.7
SS191	16	8.4	B	96	234	2.46	0.07	0.45	0.03	0.35
SS189	33	23.6	a1A	162	207	13.71	3.3	9.11	0.8	3.29
SS187	23.3	14.4	aD	155	231	3.65	0.5	2.09	0.18	1.25
SS184	2.4	1.8	aC	147	236	1.76	0.02	0.87	0.01	0.34
SS162	55.2	34.2	A	55	187	21.91	12.51	18.47	3.04	8.15
SS161	18.2	11.3	c	175	223	6.99	0.85	4.45	0.31	2.71
SS158	17.1	10.6	aA	125	228	4.86	0.51	2.9	0.12	1.16
SS155	21.1	13.1	a1B	200	214	10.66	1.2	5.37	0.15	1.1
SS154	25.8	16	D	180	229	4.63	1.05	3.89	0.26	1.61
SS153	11.8	7.3	a	60	235	2.15	0.11	0.94	0.02	0.24
SS152	20.8	12.9	aA	130	231	3.69	0.5	2.33	0.12	0.95
SS150	15.2	9.4	C	120	225	6.09	0.49	3.14	0.05	0.56
SS149	40.1	24.8	E	215	188	21.64	7.25	15.32	0.9	3.49

Cdo			Peor		Peor			%Perd		%Perd
Cto	Ptotal	Qtotal	nodo	Dis Ini	Volt	%Regul	Perd P	P	Perd Q	Q
SS148	40.6	25.1	Bd	213	228	5.21	1.28	3.07	0.71	2.73
SS147	24.6	15.2	aB	150	213	11.28	2.2	8.23	0.27	1.73
SS146	34.2	21.2	A4	175	218	9.11	1.83	5.08	0.44	2.05
SS145	16.2	10	A	65	222	7.5	0.91	5.35	0.11	1.07
SS144	29	18	D	179	212	11.62	2.66	8.4	0.64	3.47
SS136	18.2	11.3	D	110	234	2.55	0.23	1.22	0.07	0.57
SS135	19.7	12.2	c	135	192	20.13	4.27	17.83	0.51	3.99
SS134	24.6	15.2	C	190	214	10.79	2.05	7.71	0.5	3.17
SS133	18.8	11.7	bB	180	198	17.7	2.91	13.39	0.35	2.88
SS132	23.5	14.6	A2	165	221	8.08	1.61	6.42	0.2	1.35
SS131	28.8	17.8	Bb	135	223	7.29	1.86	6.08	0.45	2.47
SS130	24.8	15.4	b	110	225	6.09	0.77	3.03	0.19	1.21
SS126	34.2	21.2	A4	205	192	20.01	5.44	13.72	0.67	3.08
SS125	26.1	16.2	aB	115	231	3.64	0.48	1.8	0.24	1.46
SS124	24.1	14.9	b	60	235	2.09	0.28	1.14	0.07	0.45
SS123	51.6	32	A3	150	211	12.11	4.45	7.94	1.11	3.37
SS122	14.9	9.3	b	100	230	4.36	0.36	2.34	0.06	0.62
SS121	17.4	10.8	B	100	217	9.48	1.16	6.26	0.14	1.26
SS120	8.7	5.4	A1	70	238	0.99	0.06	0.68	0.02	0.28
SS119	27.6	17.1	aD	155	217	9.44	1.78	6.07	0.43	2.47
SS118	13.4	8.3	b	53	236	1.5	0.14	1.05	0.03	0.41
SS116	21.9	13.6	Ab	100	227	5.35	0.86	3.79	0.21	1.52
SS115	31.7	19.6	A2	100	223	7	1.75	5.25	0.43	2.12
SS113	21.6	13.4	e	175	225	6.21	0.81	3.62	0.1	0.74
SS112	27.1	16.8	d	140	234	2.47	0.38	1.38	0.14	0.85
SS111	31	19.2	e	191	230	4.28	0.81	2.54	0.3	1.51
SS107	18.5	11.5	C	109	236	1.72	0.2	1.05	0.05	0.43
SS106	9.1	5.6	Bb	170	234	2.5	0.1	1.1	0.02	0.43
SS105	53.7	34.3	Ac	160	222	7.41	2.81	4.97	0.7	2
SS104	28.3	17.5	E	195	204	14.91	2.81	9.03	0.53	2.92
SS103	18.8	11.7	c	150	217	9.48	0.95	4.8	0.11	0.96
SS102	20.3	12.6	aA	100	220	8.3	1.37	6.36	0.16	1.28
SS101	17.1	10.6	B	95	229	4.75	0.6	3.42	0.15	1.37
SS100	23	14.3	C	110	230	4.19	0.56	2.4	0.19	1.33
SS99	50.1	31.1	c	120	216	10.08	3.62	6.74	1.31	4.05
SS98	17.7	10.9	C	120	229	4.71	0.53	2.92	0.13	1.16
SS96	20.3	12.6	C	109	235	2.01	0.26	1.28	0.11	0.85
SS87	45	27.9	B2	145	181	24.56	9.95	18.11	1.18	4.06
SS76	17.4	10.8	AaC	180	233	2.76	0.2	1.12	0.12	1.12
SS75	18.8	11.7	c	162	227	5.52	0.79	4.01	0.19	1.61
SS72	9.1	5.6	B	80	237	1.04	0.05	0.52	0.02	0.35
SS69	9.1	5.6	A	50	237	1.09	0.05	0.53	0.01	0.21
SS68	27.1	16.8	aC	140	220	8.34	1.5	5.23	0.37	2.16
SS67	36.9	22.9	C	105	224	6.78	1.66	4.31	0.4	1.73

Cdo Cto	Ptotal	Qtotal	Peor nodo	Dis Ini	Peor Volt	%Regul	Perd P	%Perd P	Perd Q	%Perd Q
SS66	22.2	13.8	a1	70	223	6.99	1.33	5.64	0.16	1.13
SS65	17.1	10.6	C	105	219	8.75	1.08	5.93	0.13	1.19
SS64	21.4	13.2	a2	90	217	9.44	1.73	7.49	0.21	1.53
SS63	20.5	12.7	a2	100	229	4.39	0.52	2.45	0.12	0.91
SS62	18	11.1	a3	145	224	6.8	0.69	3.69	0.15	1.29
SS61	4.9	3	A	35	239	0.4	0	0.07	0	0.04
SS60	20.8	12.9	c	135	219	8.63	1.24	5.62	0.15	1.13
SS59	21.1	13.1	D	85	235	1.98	0.29	1.36	0.11	0.82
SS57	13.7	6.8	cB	190	226	6.02	0.52	3.68	0.13	1.84
SS55	16.8	10.4	aB	90	220	8.47	1.13	6.3	0.13	1.27
SS53	24.3	15.1	c	85	212	11.69	2.09	7.92	0.25	1.62
SS52	23	14.3	aB	130	226	5.79	0.87	3.65	0.21	1.46
SS51	29	18	aB	85	218	9.1	2.01	6.49	0.24	1.31
SS49	34.7	17.7	B2	135	206	14.28	3.93	10.18	0.95	5.1
SS48	38.7	24	bA	90	202	15.67	5.17	11.77	0.61	2.49
SS44	24.3	15.1	G	215	213	11.17	1.8	6.88	0.22	1.46
SS43	23.5	14.6	bB	125	211	12.07	1.88	7.39	0.22	1.5
SS42	16.2	10	a1	50	238	0.9	0.09	0.55	0.04	0.36
SS40	31.7	19.6	Bc	150	228	4.95	0.85	2.61	0.45	2.22
SS39	13.7	8.5	3	60	236	1.68	0.14	0.98	0.04	0.44
SS35	15.6	9.6	Ba	105	234	2.65	0.19	1.18	0.06	0.61
SS34	9.8	6	aB	95	230	4.09	0.24	2.39	0.03	0.47
SS33	29.4	18.2	A2	170	225	6.36	1.17	3.83	0.43	2.32
SS32	18	11.1	A	45	238	1	0.04	0.22	0.03	0.23
SS31	6.3	3.9	aA	64	237	1.16	0.02	0.33	0.01	0.29
SS30	33.4	20.7	3A	170	227	5.45	1.12	3.24	0.31	1.49
SS29	7.7	4.8	A1	100	235	1.96	0.12	1.52	0.05	1.03
SS27	24.3	15.1	Ab	145	234	2.61	0.32	1.31	0.21	1.37
SS25	30.1	18.7	Cd	111	152	36.62	10.47	25.79	0.88	4.5
SS24	23.5	14.6	aC	145	205	14.76	2.74	10.43	0.67	4.36
SS23	30.1	18.7	Aa2	200	206	14.14	3.04	9.15	0.92	4.71
SS22	14.3	8.9	B	90	235	2.28	0.25	1.69	0.06	0.67
SS20	17.7	10.9	D	110	213	11.16	1.68	8.71	0.2	1.79
SS19	7	4.3	a	36	238	0.63	0.01	0.12	0	0.05
SS18	10.4	6.5	aA	75	228	4.99	0.52	4.78	0.06	0.95
SS16	17.1	10.6	A	40	238	0.82	0.02	0.14	0.01	0.09
SS15	16.2	10	A	50	237	1.38	0.05	0.34	0.02	0.21
SS14	32.3	20	aB	90	235	2.16	0.51	1.56	0.2	0.98
SS13	3.4	2.1	0	0	240	0	0	0	0	0
SS13	13	8.1	b	60	238	0.97	0.11	0.82	0.03	0.32
SS12	8.1	5	c	95	238	0.81	0.03	0.43	0.01	0.18
SS10	33.6	20.8	D	145	225	6.21	1.21	3.48	0.3	1.44
SS9	26.8	16.6	cA	130	218	9.06	1.62	5.7	0.2	1.19
SS7	32.5	20.2	F	160	227	5.29	1.13	3.34	0.29	1.4

Cdo	Ptotal	Qtotal	Peor	Dis Ini	Peor	%Regul	Perd P	%Perd	Perd Q	%Perd
Cto			nodo		Volt			P		Q
SS5	29	18	A4	170	220	8.39	1.84	5.98	0.31	1.69
SS4	28.8	17.8	a1A1	150	216	9.81	1.94	6.32	0.47	2.57
SS3	22.2	13.8	C	145	202	15.67	2.82	11.26	0.33	2.37
SS2	21.4	13.2	C	150	215	10.46	1.27	5.61	0.18	1.31
SS1	14.9	9.3	B	100	221	7.89	0.94	5.94	0.11	1.2

Anexo #11. Circuitos secundarios con peores resultados.

Cdo Cto	P Total	Q Total	Peor nodo	Dis ini	Peor Volt	%Regul	Perd P	%Perd P	Perd Q	%Perd Q
SS296	35.8	22.2	A2B	135	166	30.66	9.58	21.12	1.14	4.88
SS270	23.8	14.7	Ab	210	199	16.97	3.06	11.41	0.74	4.8
SS269	30.6	19	D	210	198	17.59	4.39	12.55	1.07	5.32
SS267	35.4	21.9	Aa2	175	201	16.27	5.14	12.69	1.25	5.38
SS266	39.1	24.2	Ab	130	146	39.36	16.46	29.64	1.95	7.46
SS247	41.5	25.7	E2	250	154	35.73	10.88	20.75	0.95	3.54
SS214	33.4	20.7	c	110	204	15.12	4.77	12.51	0.57	2.67
SS208	41.4	25.6	D	140	193	19.77	7.09	14.63	0.87	3.29
SS207	36.7	22.8	AcA	200	197	17.85	4.39	10.68	1.07	4.47
SS205	36	22.3	dA	210	205	14.68	4.39	10.88	0.54	2.37
SS200	24.6	15.2	e	165	207	13.58	2.79	10.19	0.68	4.26
SS199	43.3	26.9	Ac	180	143	40.35	13.35	23.54	2.17	7.47
SS162	55.2	34.2	A	55	188	21.62	12.42	18.36	3.01	8.1
SS149	40.1	24.8	E	215	189	21.31	7.21	15.24	0.89	3.47
SS135	19.7	12.2	c	135	192	19.98	4.26	17.79	0.51	3.98
SS133	18.8	11.7	bB	180	198	17.59	2.91	13.37	0.34	2.87
SS126	34.2	21.2	A4	205	193	19.76	5.42	13.67	0.67	3.07
SS87	45	27.9	B2	145	181	24.45	9.94	18.08	1.18	4.06
SS49	34.7	17.7	B2	135	206	14.28	3.93	10.18	0.95	5.1
SS48	38.7	24	bA	90	203	15.39	5.15	11.73	0.61	2.48
SS25	30.1	18.7	Cd	111	151	36.9	10.54	25.92	0.89	4.53
SS24	23.5	14.6	aC	145	205	14.53	2.73	10.39	0.66	4.34
SS3	22.2	13.8	C	145	203	15.45	2.81	11.22	0.33	2.36