



Convenio Interadministrativo UTP-CREG

Convenio Específico No. 02

Apoyo Académico y Soporte Técnico en el Proceso de Implementación de Planes de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica

Informe Final

Tomo 1 – Cálculo de Pérdidas Técnicas en el Nivel de Tensión 1

Documento 5112326202 - 03

Revisión 1



Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira – Colombia – Junio 30 de 2010

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Sección modificada	Fecha	Observaciones
00		Mayo 31 de 2010	Versión original
01	4, 5, 6	Junio 30 de 2010	Comentarios CREG

REVISIÓN Y APROBACIÓN

Número de revisión		01
Responsable por elaboración	Nombre	Oscar Gómez
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Ramón A. Gallego
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Antonio H. Escobar
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Darío E. Rodas
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Ricardo A. Hincapié
	Firma	
Responsable por aprobación	Nombre	Carlos J. Zapata
Director del Proyecto	Firma	
	Fecha	Junio 30 de 2010

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS



Fundado en el año 1999 por el ingeniero Ramón Alfonso Gallego Rendón, tiene como misión el desarrollar, mejorar y aplicar conocimiento en el área de sistemas eléctricos de potencia para transferirlo a la comunidad académica y a las empresas del sector eléctrico.

Sus áreas de trabajo son: planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica, planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica, confiabilidad de sistemas eléctricos, calidad de la potencia, investigación de operaciones, optimización matemática y mercados de energía.

ABREVIATURAS UTILIZADAS EN ESTE DOCUMENTO

ASOCODIS	Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica
at	Alta tensión en transformadores de distribución
CAC	Comité Asesor de Comercialización
$\cos \varphi$	Factor de potencia
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
fc	Factor de Carga
fp	Factor de Pérdidas
GP	Grupo de investigación Planeamiento de Sistemas Eléctricos de la Universidad Tecnológica de Pereira
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
IEB	Ingeniería Especializada Blandón
NTC	Norma Técnica Colombiana
OR	Operador de Red
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira
ZIP	Característica impedancia (Z), corriente (I), potencia (P) de una carga

TABLA DE CONTENIDO

	Página
1 Introducción	1
2 Análisis de los comentarios de los OR al estudio realizado por IEB	3
3 Comentarios del GP a la metodología de IEB	6
4 Metodología propuesta por el GP para el cálculo de las pérdidas técnicas	8
5 Circuitos utilizados para el cálculo de pérdidas técnicas	17
6 Resultados	23
7 Plan de acción para propuesto para el cálculo de pérdidas técnicas en el nivel 1	38

ANEXOS

1 Modelado de cargas en sistemas de distribución	40
2 Cálculo de pérdidas técnicas en transformadores	43
3 Objeción de los OR sobre el cálculo de las pérdidas técnicas en transformadores	47
4 Efecto del desequilibrio de las cargas en las pérdidas técnicas del sistema	49
5 Metodología empleada para hallar las potencias nodales a partir de la curva de carga y la tabla de demanda diversificada	54
6 Cálculo de pérdidas técnicas en medidores y acometidas	59
7 Método para analizar circuitos con anillos	62
8 Método para obtener la curva de carga	67
Referencias	70

1. INTRODUCCIÓN

El 23 de noviembre del año 2009 la UTP y la CREG firmaron un convenio interadministrativo cuyo objeto es que la UTP adelante los estudios técnicos requeridos para la ejecución de los proyectos de regulación establecidos en la agenda de regulación de 2009 y 2010, relacionados con la promoción de la competencia y con el marco regulatorio de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Como parte de éste convenio interadministrativo, en diciembre 29 de 2009 se firmó entre la UTP y la CREG el Convenio Específico No. 02 “Apoyo académico y soporte técnico en el proceso de implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica, la definición de incentivos para la reducción de éstas y el reconocimiento de los costos asociados con estos planes, de acuerdo con las políticas definidas en el Decreto 387 de 2007” cuyo objeto es el desarrollo de los estudios técnicos requeridos para la ejecución de los proyectos de regulación establecidos en la agenda regulatoria de 2009 y 2010, relacionados con la promoción de la competencia y con el marco regulatorio de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El alcance del trabajo asignado a la UTP en Convenio Especifico UTP-CREG No. 2 comprende:

1. Revisar la metodología y criterios utilizados en el estudio de pérdidas técnicas del nivel de tensión 1 del consultor IEB S. A, teniendo en cuenta las observaciones de los OR y lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.
2. Revisar la metodología empleada para definir las cargas y su correspondiente curva de duración aplicada en los circuitos de nivel de tensión 1.
3. Verificar la información utilizada en los cálculos de pérdidas técnicas del nivel de tensión 1 por los OR.
4. Revisar y analizar los documentos de pérdidas técnicas de energía presentados por los OR.
5. En el caso de encontrar diferencias, proponer alternativas para el cálculo de las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 de todos los OR.
6. Revisar y validar los resultados presentados en el informe de IEB para el nivel de tensión 1 de todos los OR.
7. Revisar los estudios y atender los comentarios que presenten los OR con posterioridad a la publicación de los resultados de pérdidas del nivel de tensión 1 producto de la revisión que efectúe.
8. Proponer metodologías generales de reducción de pérdidas técnicas de energía en los sistemas de distribución.

Para la ejecución de este alcance, el GP dividió internamente las actividades en dos frentes de trabajo:

- Frente de trabajo 1: Revisión de cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, el cual comprende las actividades 1 a 7
- Frente de trabajo 2: Propuesta de metodologías generales de reducción de pérdidas técnicas de energía en los sistemas de distribución. El cual comprende la actividad 8.

Este primer tomo del informe final comprende el desarrollo de las actividades 1 a 5 del alcance.

En el capítulo 2 se revisan los comentarios de los OR al trabajo realizado por IEB y se da el concepto del GP a los mismos.

En el capítulo 3 se analiza la metodología aplicada por IEB para el cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 y se da el concepto del GP con respecto a la misma.

En el capítulo 4, el GP presenta una propuesta para el cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 la cual incorpora los aspectos no considerados por IEB y que fueron objeto de crítica por parte de los OR. Esta metodología se basa en el uso de la curva de carga de cada circuito y en el modelamiento trifásico para realizar el flujo de potencia. Además, se incorporan aspectos importantes como la característica ZIP de las cargas, el factor de potencia, el desbalance en corriente, las pérdidas en acometidas y contadores de energía y el uso de las tablas de demanda máxima diversificada para circuitos residenciales. El utilizar la curva de carga de cada circuito típico permite incorporar en el análisis de las pérdidas técnicas el patrón de consumo de los diferentes tipos de usuarios (residenciales de diferentes estratos, comerciales, pequeños industriales, alumbrado público, etc.) ubicados en diferentes pisos térmicos.

Adicionalmente, en el capítulo 4 se presenta el procedimiento de cálculo de pérdidas técnicas utilizando la metodología propuesta por el GP pero combinada con un procedimiento de simulación de Montecarlo, el cual se aplicará en aquellos casos en los cuales para un circuito típico se cuenta con las distribuciones de probabilidad que definen la curva de carga, el desbalance en corriente y la composición ZIP de las cargas.

En el capítulo 5, se presentan los circuitos típicos entregados por la CREG para el cálculo de las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1.

En el capítulo 6, se presentan los resultados de cálculos de porcentajes de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1.

En el capítulo 7, se propone a la CREG un plan de acción para mejorar el cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 el cual considera establecer procedimientos para que los OR seleccionen los circuitos que tipifican sus sistemas y realicen mediciones para definir la información de entrada requerida por la metodología propuesta por el GP.

Así pues se pone a consideración de la CREG, los OR y todo el público interesado en el tema una propuesta metodológica para el cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 y un estimado del porcentaje de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 para varios OR.

2. ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS DE LOS OR AL ESTUDIO REALIZADO POR IEB

2.1 Fuente de información

Para el análisis de los comentarios de los OR acerca del estudio de cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, realizado por IEB, se tuvieron en cuenta las comunicaciones listadas en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Comunicaciones con comentarios al estudio realizado por IEB

Entidad		Fecha
1	ELECTRICARIBE	25 de marzo de 2008
2	ASOCODIS	28 de marzo de 2008
3	CAC	11 de abril de 2008
4	ELECTRICARIBE	25 de abril de 2008
5	ENERTOLIMA	13 de mayo de 2008
6	EMCALI	14 de enero de 2010
7	ENERTOLIMA	29 de enero de 2010
8	EDEQ	29 de enero de 2010
9	CENS	29 de Enero de 2010
10	DISPAC	29 de Enero de 2010
11	CEDELCA	29 de Enero de 2010
12	CETSA	29 de Enero de 2010
13	EPSA	29 de Enero de 2010
14	CODENSA	29 de Enero de 2010
15	EEC	29 de Enero de 2010
16	ELECTRICARIBE	29 de Enero de 2010
17	EPM	29 de Enero de 2010

2.2 Análisis de los comentarios de los OR

En la tabla 2.2 se presenta el resumen de comentarios de los OR y el concepto del GP con respecto a ellos:

Tabla 2.2 Comentarios de los OR al estudio realizado por IEB y concepto del GP (Parte 1)

	Comentarios de los OR	Concepto del GP
1	¿Las cargas de Alumbrado Público corresponden a nivel 2 o a Nivel 1?	Las cargas de alumbrado público son alimentadas a través de transformadores dedicados o mediante la red de distribución secundaria. Para el caso en que son alimentadas por la red secundaria, son cargas que incrementan las pérdidas en este nivel de tensión y deben ser tomadas en cuenta en el cálculo de las pérdidas técnicas.
2	IEB no utilizó el factor de carga determinado por las Empresas distribuidoras.	No es claro si IEB utiliza la curva de carga propuesta por él mismo ó si utiliza las curvas de carga de los OR, ni cómo usa el factor de carga que los OR reportaron.
3	La curva de carga utilizada por IEB no es apropiada ya que no representa el comportamiento de la demanda en las diferentes regiones del país.	Se considera adecuado utilizar curvas de carga por OR o región, de tal forma que se modele el comportamiento de la demanda según las características propias de cada región. Adicionalmente, esta curva de carga tendría en cuenta el aporte que las cargas tipo comercial y pequeña industria hacen a la demanda diaria.
4	Se discute el uso de cargas tipo impedancia constante sin considerar las cargas tipo potencia constante.	El modelado de las cargas (ZIP) afecta el cálculo de las pérdidas, por lo tanto, deben considerarse las características propias de la carga. Ver el Anexo 1.
5	Se critica el origen de la cantidad de equipos por región, las probabilidades de uso de estos y su tiempo de uso.	En el informe de IEB no se presenta el origen de los listados de equipos por región ni de sus probabilidades de uso.
6	No se usaron los circuitos típicos seleccionados por los OR con sus respectivas ponderaciones.	Es necesario el uso de los circuitos típicos y no su promedio. Lo anterior siempre y cuando la información esté disponible y sea coherente.
7	Se considera necesario revisar el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores, dado que existen transformadores viejos que aumentan las pérdidas en el sistema.	Las pérdidas de los transformadores se deben calcular con base en la normatividad vigente. Ver los Anexos 2 y 3.

Tabla 2.2 Comentarios de los OR al estudio realizado por IEB y concepto del GP (Parte 2)

	Comentarios de los OR	Concepto del GP
8	No se consideran las pérdidas en las acometidas, medidores y otros factores.	Se considera necesario incluir las pérdidas en las acometidas y medidores ya que son elementos representativos del sistema. Ver el Anexo 6.
9	No se encuentra una referencia acerca de si el indicador de pérdidas corresponde al distribuidor o al comercializador. Tampoco se observa cómo se calcularon las pérdidas totales.	Las pérdidas técnicas presentadas en el informe de IEB corresponden al distribuidor.
10	Consideran que se requiere más información específica para lograr reproducir el modelo con la información de las empresas y establecer si se ajusta a las condiciones reales de la empresa.	La información de entrada al proceso de simulación de Montecarlo implementado por IEB debería ser suministrada por cada OR de tal manera que se reflejen las condiciones operativas de cada empresa.
11	Se desconocen las características propias de cada mercado pues no reconocen las diferencias por estratos e incluso por pisos térmicos dentro de un mismo mercado.	La división por regiones geográficas realizada por IEB, desconoce que una región puede tener varios pisos térmicos. Además un circuito de red secundaria puede tener una mezcla de varios tipos de usuarios.
12	No deben tipificarse los usuarios comerciales e industriales con un mismo parámetro.	Fijar un único parámetro para tipificar los usuarios comerciales e industriales implica que todos tienen similares características, lo cual es poco probable.
13	Las curvas de carga construidas a partir del modelo de Montecarlo no corresponden a las condiciones operativas de los sistemas.	Para incorporar la condición operativa de cada sistema es necesario utilizar la curva de carga propia de cada circuito típico.

3. COMENTARIOS DEL GP A LA METODOLOGÍA DE IEB

El objetivo general de la metodología desarrollada por IEB es “*la modelación de las redes eléctricas del nivel de tensión 1 y la determinación de las pérdidas técnicas de energía que se presentan actualmente en los OR*” [1], por lo tanto, se presentan una serie de comentarios desde dos puntos de vista, el modelado de la red y la metodología para el cálculo de pérdidas técnicas.

3.1 Modelado de la red de distribución secundaria

- IEB utiliza una curva de carga diaria para todos los OR. No considera los diferentes comportamientos del consumo de cada región y la presencia de mezclas de usuarios de diferentes estratos con cargas tipo comercial y de pequeña industria en el nivel 1.

Los OR comentan que el consumo definido entre las horas 14 a 18 es igual al consumo entre las horas 24 a 6, sin embargo, este es un error de apreciación ya que, aunque la gráfica muestra este comportamiento, en la página 5 del informe presentado por IEB (Ver la Figura 3.1), se definen 4 escenarios de demanda: Demanda Baja (comprende el periodo de tiempo entre las 23 horas y las 6 horas), Demanda Media (comprende el periodo de tiempo entre las 8 horas y las 11 horas y las 14 horas a las 18 horas), Demanda Media Alta (comprende el periodo de tiempo entre las 6 horas y las 8 horas y las 11 horas y las 14 horas) y Demanda Máxima (comprende el periodo de tiempo entre las 18 horas y las 23 horas), es decir, no es verdad que se considere igual demanda entre los periodos de tiempo entre las 24 horas a las 6 horas y las 14 horas a las 18 horas.



Figura 3.1. Curva de carga utilizada por IEB [1]

Por otro lado, en la hoja 12 del informe final (Tomo 3), se dice que el programa ajusta las cargas para que se asemejen a la curva de carga reportada por el OR. Por lo tanto, se desconoce si los OR entregaron curvas de carga ya que en el análisis de información no se encuentra este dato.

- Considera un modelo balanceado de la red.
- No considera acometidas ni contadores.
- Considera un modelo de impedancia constante en la carga.
- Se utiliza un flujo de carga simplificado.

3.2 Metodología para el cálculo de las pérdidas

El problema fundamental al momento de calcular las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, es la asignación de la potencia demanda por usuario o conjunto de usuarios en cada hora del día.

Para lo anterior, IEB propone una metodología basada en la generación aleatoria de la demanda a través del conjunto de electrodomésticos que cada usuario tiene, de tal forma que el consumo generado aleatoriamente se asemeje a la curva de carga propuesta por el consultor. Un esquema de este procedimiento se muestra en la Figura 3.2.

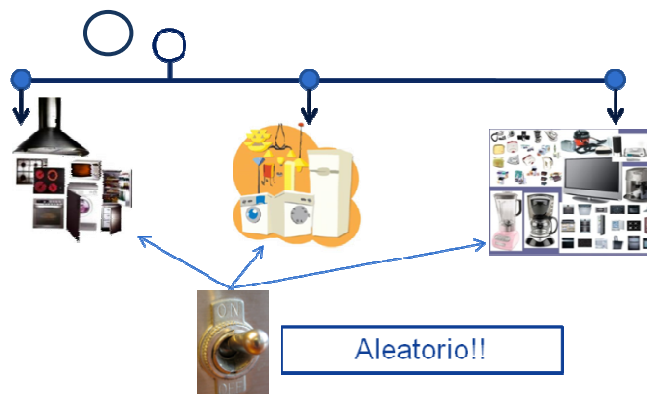


Figura 3.2. Modelado de la demanda de los usuarios

A esta metodología, el GP le encuentra los siguientes inconvenientes:

- Se pretende realizar un modelo detallado de la cantidad de electrodomésticos que tiene cada usuario, lo cual es un problema de alta complejidad.
- Se tipifica el consumo de los electrodomésticos.
- Se definen las probabilidades de uso de los electrodomésticos para cuatro escenarios de demanda (baja, media, media alta y máxima) a partir de la probabilidad de uso del electrodoméstico en el día y un factor de corrección de acuerdo a cada escenario de demanda. Dichas probabilidades no son justificadas a través de referencias bibliográficas o investigaciones previas acerca del comportamiento de la demanda en el usuario final.
- Se asumen distribuciones de probabilidad uniformes, lo cual significa que la probabilidad de utilizar un equipo en un intervalo dado es la misma en cualquier instante de tiempo. Este modelamiento no está sustentado.
- El consumidor es simulado como un sistema con varios equipos tipo ON-OFF, donde la demanda en un instante t se calcula como la suma de las demandas de los equipos en el estado ON. Este modelamiento puede presentar dificultades del tipo:
 1. Encendido y apagado del mismo equipo en intervalos de tiempo pequeños (10 minutos – Tiempo simulado por IEB)
 2. El uso de los equipos puede ser dependiente, ya que el uso de un equipo puede causar el uso de otro.

Esta propuesta fue abordada en [2] para la deducción de la función de probabilidad que modela el comportamiento de la carga de un usuario.

4. METODOLOGÍA PROPUESTA POR EL GP PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS

4.1 Fundamentos de la metodología

- Considerar el desbalance en corriente y tipo de conexión de los usuarios (bifilar, trifilar, tetrafilar)
 - Considerar la característica ZIP de las cargas
 - Considerar el factor de potencia de las cargas
 - Considerar las acometidas y contadores del sistema
 - Considerar la curva de carga y la curva de demanda máxima diversificada para cada circuito típico presentado por el OR.
- 4.2 Información requerida para cada circuito típico: En la tabla 4.1 se presentan los requerimientos de información para la aplicación de la metodología propuesta por el GP.

Tabla 4.1 Información de entrada para el cálculo de pérdidas técnicas de un circuito de nivel de tensión 1

Ítem	Información requerida
1. Red secundaria	1.1 Porcentaje de desbalance en corriente 1.2 Tabla o curva de demanda máxima diversificada por cantidad de usuarios para circuitos residenciales.
2. Transformador	2.1 Capacidad nominal 2.2 Curva de carga en el lado de baja tensión, en alguna de las siguientes formas: ➤ Curva horaria de P + curva horaria de Q ➤ Curva horaria de P + curva horaria del factor de potencia ($\cos \phi$) ➤ Curva horaria de S + curva horaria del factor de potencia ($\cos \phi$) 2.3 Factor de carga
3. Tramos de red secundaria	3.1 Cantidad de tramos 3.2 Longitud por tramo 3.3 Calibre y material de los conductores de fase y neutro utilizado por tramo 3.4 Topología 3.5 Configuración (bifilar, trifilar, tetrafilar)
4. Poste	4.1 Cantidad de usuarios 4.2 Porcentaje o cantidad de usuarios conectados en forma bifilar, trifilar o tetrafilar. 4.3 Porcentaje de carga tipo: P constante, Z constante e I constante 4.4 Calibre típico de acometida 4.5 Longitud promedio de acometida 4.6 Cantidad o porcentaje de medidores electrónicos y electromecánicos. 4.7 Tipo de carga del sistema (Residencial o comercial). 4.8 Para el caso de circuitos con usuarios comerciales o industriales adicionalmente se requiere el consumo mensual de energía de cada usuario. 4.9 Consumo de las luminarias de alumbrado público

En caso de que no se suministre la información anterior o la presentada tenga inconsistencias, el GP utilizará los siguientes valores por defecto para realizar el cálculo de pérdidas técnicas:

- Desbalance en corriente del 20%.
- Característica de la carga: 20% potencia constante y 80% impedancia constante.
- Factor de potencia del 90% en atraso ($\cos\phi=0.9$)
- En sistemas trifásicos, las acometidas y contadores se asumen con los siguientes porcentajes de conexión: bifilar 75%, trifilar 18% y tetrafilar 7% [16,17].
- En sistemas monofásicos, las acometidas y contadores se asumen con los siguientes porcentajes de conexión: bifilar 80%, trifilar 20% [16,17].
- Se utilizará una curva de carga típica de una de las siguientes fuentes: resoluciones GREG números 33 a 58 del 2003, curva de carga típica propuesta por IEB, curvas de cargas usadas en el estudio de pérdidas técnicas en redes de distribución en Colombia realizado por ASOCODIS, curva de carga del sistema interconectado nacional o curva de carga de una región con características similares.
- Se utilizará una curva de demanda máxima diversificada de un sistema similar.
- Conductor de acometida en cobre calibre No. 8.
- Longitud promedio de acometida: 18m.
- 20% de los medidores se consideran electrónicos y 80% electromecánicos.
- Longitud entre apoyos de red secundaria: 30m.

4.3 Metodología de cálculo

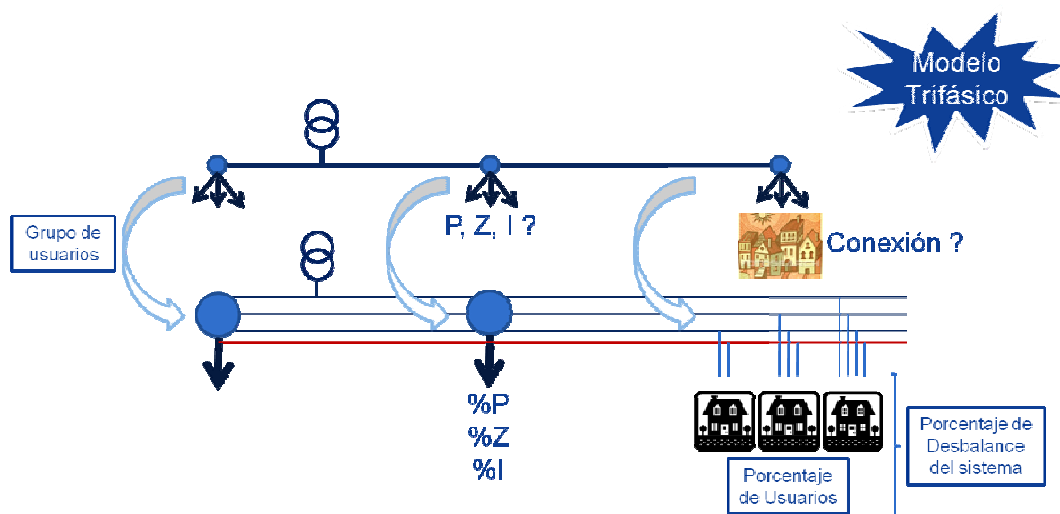


Figura 4.1. Modelado del sistema de red secundaria

La metodología desarrollada considera un modelo trifásico del sistema, tal como se muestra en la Figura 4.1, clasifica los circuitos en dos tipos: residenciales y comerciales o de pequeña industria e incorpora aspectos operativos reales y consideraciones tales como:

- Se modelan grupos de usuarios por poste.
- Se considera una red trifásica tetrafililar o monofásica trifilar, según sea el caso, es decir, no se consideran equivalentes monofásicos. Los tipos de red considerados son del tipo aéreas o subterráneas, abiertas o trenzadas con conductores desnudos o aislados en cobre o aluminio, incluso se modela las redes tipo chilena. Se considera un máximo de 3 fases por tramo con 1 neutro en sistemas trifásicos y 2 fases por tramo con 1 neutro en sistemas monofásicos.
- Se considera el desbalance en corriente de la red de distribución.
- Se considera el factor de potencia del sistema.

Considerando el modelado anterior de la red, las pérdidas se calculan según el procedimiento mostrado en la Figura 4.2.

Este método reparte la potencia en los nodos (postes) partiendo de la curva de carga entregada por el OR para el circuito típico y luego se realiza un flujo de potencia trifásico para cada una de las 24 horas de la curva de carga.

Una vez se realiza el cálculo de pérdidas técnicas para un circuito típico, se determinan cuáles fueron durante las 24 horas del análisis el tramo red secundaria con mayor cargabilidad y el nodo con mayor caída de tensión. La máxima cargabilidad de la red se expresa en porcentaje de su límite térmico; la máxima caída de tensión en el circuito se expresa en porcentaje del voltaje nominal de la siguiente forma:

$$\% \Delta V = \left[\frac{V_{nom} - V_{min}}{V_{nom}} \right] \times 100 \quad (4.1)$$

donde:

$\% \Delta V$: Máxima caída de tensión en el sistema.

V_{nom} : Voltaje fase – neutro nominal del sistema.

V_{min} : Mínimo voltaje presente en el sistema.

En el caso de circuitos con anillos, se aplica el método de los momentos eléctricos para determinar las trayectorias de las corrientes y así abrir los anillos en el punto de mínima; así, el circuito resultante solo tiene tramos radiales. Este método se presenta en el Anexo 7.

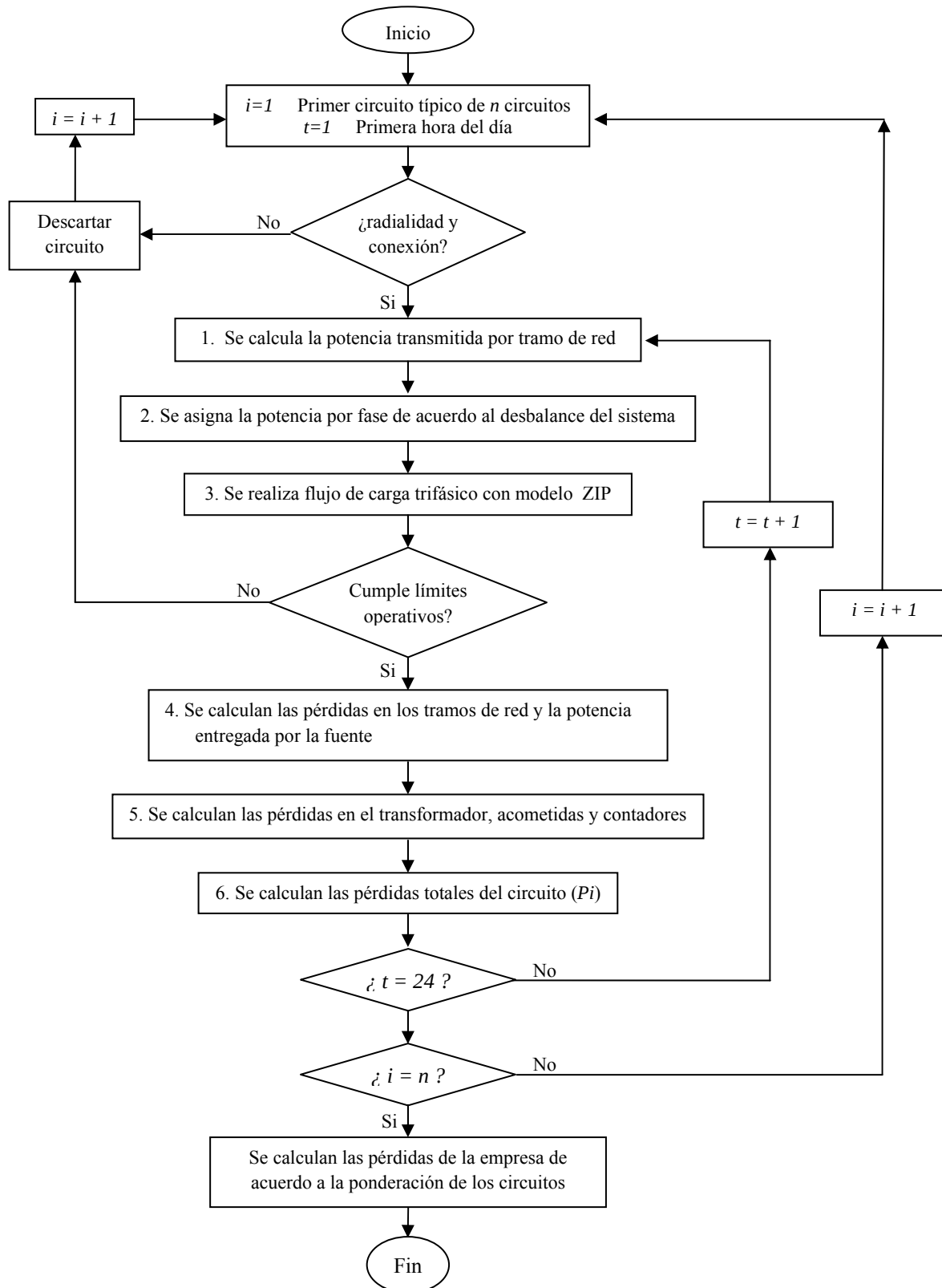


Figura 4.2. Diagrama de flujo de la metodología propuesta

Del anterior diagrama se explican a continuación los pasos 1, 2 y 5:

Paso 1.

- Caso residencial

Para determinar la potencia transmitida por tramo (grupo de usuarios), se realiza una asignación descendente de la curva de demanda desde el transformador hasta los grupos de usuarios alimentados por cada tramo de red incorporando aspectos operativos reales de las redes de distribución secundaria (Ver el Anexo 5). Un esquema de este procedimiento se presenta en la Figura 4.3.

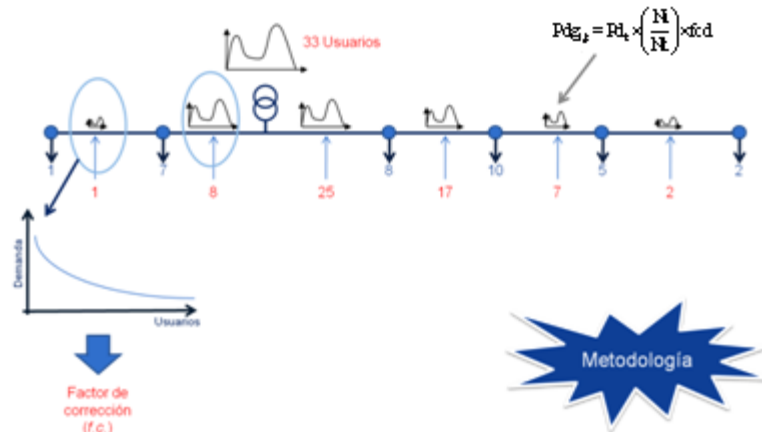


Figura 4.3. Asignación de carga a grupo de usuarios

- Caso comercial-industrial

En los circuitos clasificados como comerciales o de pequeña industria, la asignación de la demanda por usuario, la cual se convierte en demanda por nodo al sumar los usuarios conectados a cada nodo, se realiza proporcionalmente al consumo mensual de energía del usuario. Es decir, la curva de carga se distribuye por los nodos del sistema de acuerdo al consumo mensual de cada usuario respecto al consumo total del circuito.

$$Pdui_t = Pd_t \times \left(\frac{Dem_i}{\sum_{i=1}^m Dem_i} \right) \quad (4.2)$$

donde:

$Pdui_t$: Potencia demandada por el usuario i a la hora t .

Pd_t : Potencia demandada por el sistema a la hora t .

Dem_i : Consumo mensual de energía del usuario i .

m : Cantidad de usuarios del circuito.

$$Pdn_t = \sum_{i=1}^{i \in n} Pdui_t \quad (4.3)$$

$Pdnt$: Potencia demandada en un nodo n a la hora t .

Para el caso de circuitos que alimentan alumbrado público, las luminarias se consideran conectadas en el periodo de las 18:00 horas a las 06:00 horas.

Paso 2. La potencia por tramo es repartida en las fases a, b y c de acuerdo al grado de desbalance que presente el sistema (Ver el Anexo 4).

Paso 5. Las pérdidas en acometidas, contadores (Ver el Anexo 6) y el transformador (Ver el Anexos 2), se calculan mediante las siguientes expresiones:

- Transformadores:

$$P_{\text{energia}} = P_{\text{fe}} \times T + f_p \times P_{\text{Pcn}} \times f_u^2 \times T \quad (4.4)$$

P_{fe} y P_{PCN} se toman de las normas NTC 818 y 819 del ICONTEC.

- Acometidas en sistemas trifásicos:

$$P_{\text{acometidas}} = \left[\frac{P_{\text{dem}}}{N_1 + 2N_2 + 3N_3} \right]^2 \times \left[\frac{1}{V_{\text{fn}} \times \cos(\theta)} \right]^2 \times R \times (2N_1 + 3N_2 + 3N_3) \quad (4.5)$$

- Acometidas en sistemas monofásicos:

$$P_{\text{acometidas}} = \left[\frac{P_{\text{dem}}}{N_1 + 2N_2} \right]^2 \times \left[\frac{1}{V_{\text{fn}} \times \cos(\theta)} \right]^2 \times R \times (2N_1 + 2N_2) \quad (4.6)$$

- Contadores: Se calculan las pérdidas por grupo de contadores considerando los límites de pérdidas establecidos en las normas NTC 2147, 2288, 4052 y 4649 del ICONTEC.

4.3 Metodología de simulación de Montecarlo

Esta metodología se aplicará cuando se disponga de las distribuciones de probabilidad que representan la aleatoriedad en la curva de carga, el desbalance en corriente y la composición ZIP de las cargas.

Las distribuciones de probabilidad de la curva de carga, el desbalance en corriente y la composición ZIP de las cargas deben obtenerse de muestras representativas de datos del circuito típico y aplicando los procedimientos para ajuste de datos a una distribución de probabilidad, los cuales pueden consultarse en libros de probabilidad y estadística, como por ejemplo la referencia [18]. El GP no recomienda el asumir estas distribuciones de probabilidad.

Para los propósitos de este estudio, una muestra de datos es “representativa” si incluye todos los posibles valores que la variable aleatoria que será representada a partir de la muestra puede tomar durante un año de operación del circuito típico bajo estudio.

En la tabla 4.2 se presenta la información requerida para la aplicación del método de simulación. El resto de información es la misma presentada en la tabla 4.1.

La curva de carga, el desbalance en corriente y la composición ZIP de las cargas no tienen que ser simultáneamente aleatorias. El software implementado permite combinar modelos probabilísticos con datos típicos fijos (determinísticos); por ejemplo, que en unas horas la demanda sea aleatoria y en otras fijas, o que uno de los componentes ZIP sean fijos y otros aleatorios.

Tabla 4.2 Información de entrada adicional para calcular las pérdidas utilizando el método de simulación

Variable	Información requerida	Comentarios
Curva de carga	Para cada hora, una de las siguientes combinaciones: $F_P(P) + F_Q(Q)$ $F_P(P) + F_{fp}(fp)$ $F_S(S) + F_{fp}(fp)$	
Desbalance en corriente	$F_d(d)$	
%ZIP	$F_Z(Z)$, $F_I(I)$ y $F_P(P)$	
Número máximo de iteraciones N	N	Se recomienda utilizar N=500 como valor por defecto en simulaciones con un CVmax de hasta 1%.; para menores valores de CVmax, N se debe incrementar por encima de este valor.
Coefficiente de variación estadístico CVmax del porcentaje de pérdidas técnicas del circuito	CVmax	Utilizar valores entre 1.0% y 2.0%. El valor por defecto recomendado es 1.5%.

Nota: $F(x)$ denota la función de distribución de probabilidad de la variable x

El procedimiento de simulación de Montecarlo se presenta en la figura 4.4.

A partir de la segunda iteración, se calcula el coeficiente de variación estadístico del porcentaje de pérdidas técnicas (CV_{PT}) del circuito como:

$$CV_{PT} = \frac{s_{PT}}{PT\sqrt{i}} \quad (4.7)$$

Donde:

s_{PT} : Desviación estándar de la muestra de i iteraciones

$\overline{PT}$: Promedio del porcentaje de pérdidas técnicas de la muestra de i iteraciones

i : Número de iteraciones

Al finalizar una simulación de un circuito de nivel 1 para el cual se requirieron n iteraciones, se tendrán muestras de n datos para el porcentaje de pérdidas y sus componentes (porcentajes de pérdidas en red, transformador, acometidas y contadores) con las cuales se calculan sus promedios estadísticos y coeficientes de variación. Estas muestras también se pueden llevar a un programa de ajuste de datos a una distribución para hallar los modelos probabilísticos del porcentaje de pérdidas y sus componentes.

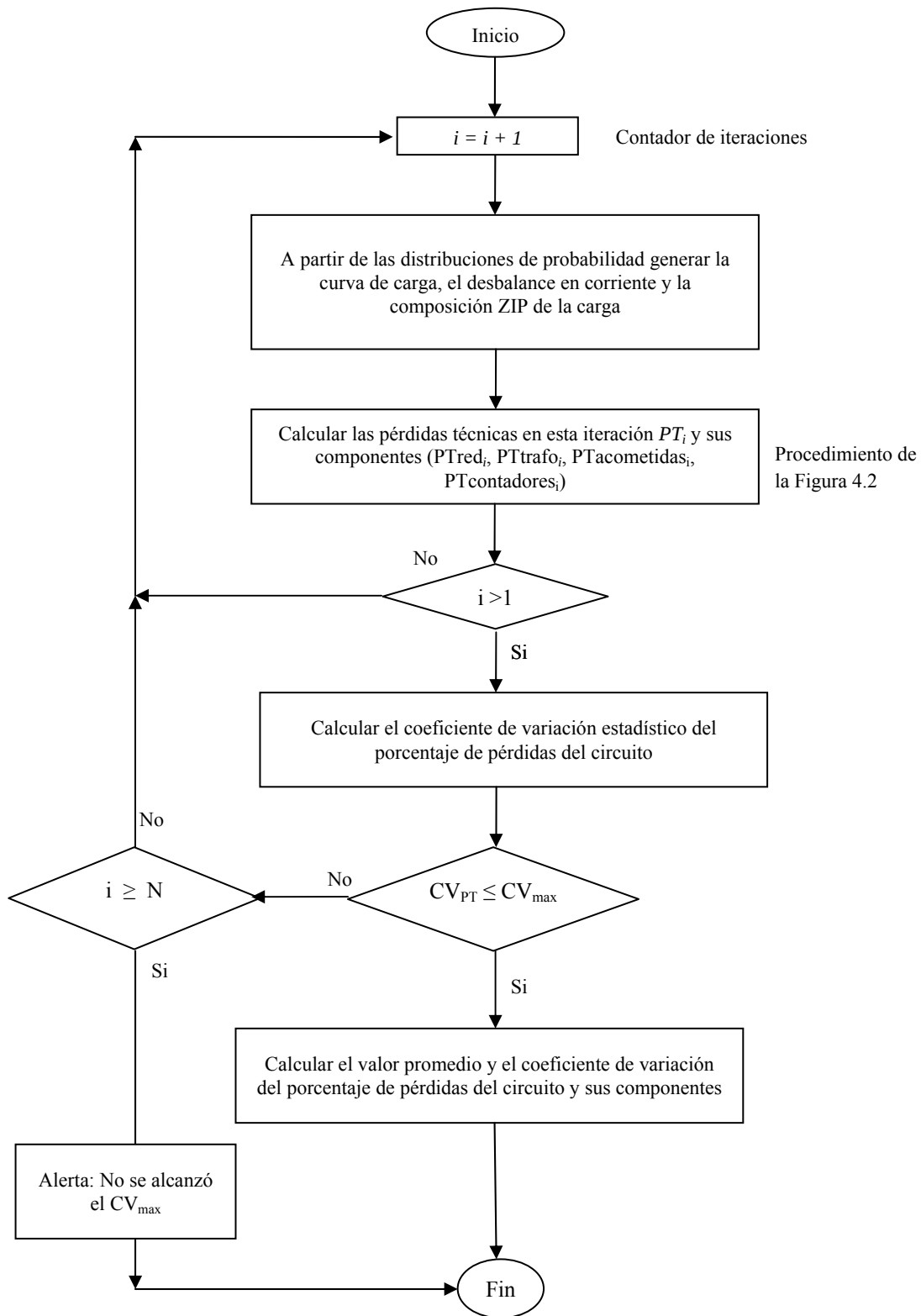


Figura 4.4. Procedimiento de simulación de Montecarlo para cálculo de pérdidas técnicas

4.4 Cálculo de pérdidas técnicas por operador de red

El porcentaje de pérdidas técnicas (%PT) de un OR para el cual se utilizaron n circuitos típicos se calcula de la siguiente forma:

$$\%PT = \frac{\sum_{i=1}^n \% \text{ Pérdidas}_i * \text{Energía Entrada}_i * \% \text{ Participación}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Energía entrada}_i * \% \text{ Participación}_i} \quad (4.8)$$

Donde:

%Pérdidas _{i} : Es el porcentaje de pérdidas técnicas del circuito típico i

%EnergíaEntrada _{i} : Es la energía de entrada al circuito típico i medida en Vatios-Hora

%Participación _{i} : Es el porcentaje de circuitos de nivel de tensión 1 en el sistema del OR que son representados por el circuito típico i

5. CIRCUITOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

En la tabla 5.1 se presentan los circuitos típicos entregados por la CREG para el cálculo de pérdidas técnicas utilizando la metodología propuesta por el GP. Cada circuito se identifica mediante el código asignado a su transformador en la base de datos de la CREG. De estos 206 circuitos, 203 pudieron ser analizados.

La información no disponible en la base de datos de la CREG para estos circuitos se estimó mediante los valores por defecto establecidos en el capítulo 4 de este informe. En la mayoría de los casos, la información estimada mediante los valores típicos fue el factor de potencia, composición ZIP, desbalance en corriente, conexión de los usuarios y tipos de contadores de energía.

La curva de carga de cada circuito se obtuvo mediante un algoritmo de optimización no lineal desarrollado por el GP en el cual se ajusta las curva de carga típica establecidas por la CREG en las resoluciones 33 a 58 del año 2003 para el OR para que cumpla el factor de carga registrado en la base de datos para el transformador. Este procedimiento se describe en el Anexo 8 de este informe. Para este estudio, se asume que estas curvas no contienen pérdidas técnicas.

Las curvas de demanda máxima diversificada por usuario residencial se tomó directamente de la información publicada por los OR en sus normas de diseño y construcción o en artículos técnicos.

El consumo de energía mensual de los usuarios comerciales y pequeños industriales se tomó de la base de datos SUI de la CREG.

Para aquellos circuitos que están registrados en la base de datos con una cargabilidad en el transformador menor al 40%, se ajustó su demanda a este valor.

Tabla 5.1 Circuitos típicos utilizados para el cálculo de pérdidas técnicas

OR	Código Transformador	Grupo de Calidad	kVA	Tipo de transformador		Participación [%]
ARAUCA	10201510	Grupo2	150	Aéreo	Trifásico	13,32
	50501502	Grupo3	15	Aéreo	Monofásico	12,86
	20211205	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	73,82
BPUTUMAYO	PUR038	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	100,00
CALI	E12095	Grupo2	112.5	Aéreo	Trifásico	2,19
	E7777	Grupo1	75	Aéreo	Trifásico	21,15
	E4806	Grupo1	100	Aéreo	Trifásico	32,85
	P3738	Grupo1	45	Aéreo	Trifásico	9,06
	P9496	Grupo1	200	Pedestal	Trifásico	10,71
	E13797	Grupo2	75	Aéreo	Trifásico	1,45
	E8959	Grupo1	37.5	Aéreo	Monofásico	1,82
	E13748	Grupo3	75	Aéreo	Monofásico	0,35
	E12631	Grupo4	75	Aéreo	Trifásico	1,17
	E11424	Grupo4	37.5	Aéreo	Monofásico	7,48
	E10484	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	0,58
	E8919	Grupo3	45	Aéreo	Trifásico	0,29
	P8605	Grupo3	150	Aéreo	Trifásico	0,06

	E14010	Grupo4	112.5	Aéreo	Trifásico	1,16
CAQUETA	5533	Grupo1	25	Aéreo	Monofásico	22,96
	15517	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	13,54
	14583	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	63,50
CARIBEU	65200890	Grupo1	25	Aéreo	Monofásico	1,87
	65006804	Grupo1	37.5	Aéreo	Monofásico	2,25
	65005522	Grupo1	50	Aéreo	Monofásico	7,28
	65212182	Grupo1	75	Aéreo	Monofásico	7,90
	65001443	Grupo1	75	Aéreo	Monofásico	7,69
	65214291	Grupo2	100	Aéreo	Monofásico	0,02
	65006490	Grupo2	112.5	Aéreo	Trifásico	0,31
	65012318	Grupo3	100	Aéreo	Monofásico	0,07
	65727990	Grupo4	37.5	Aéreo	Monofásico	10,22
	65723243	Grupo4	50	Aéreo	Monofásico	2,35
	65010788	Grupo4	75	Aéreo	Monofásico	0,82
	65006130	Grupo2	50	Aéreo	Monofásico	1,36
	65006125	Grupo2	75	Aéreo	Monofásico	1,30
	65740678	Grupo3	50	Aéreo	Monofásico	4,45
	65005896	Grupo3	50	Aéreo	Monofásico	2,62
	65013427	Grupo4	75	Aéreo	Monofásico	2,77
	65716605	Grupo2	25	Aéreo	Monofásico	0,54
	65300382	Grupo1	100	Aéreo	Monofásico	0,84
	65301606	Grupo2	50	Aéreo	Monofásico	0,77
	65440211	Grupo2	75	Aéreo	Monofásico	0,70
	65734024	Grupo3	75	Aéreo	Monofásico	0,48
	65730344	Grupo3	25	Aéreo	Monofásico	0,87
	65422346	Grupo3	37.5	Aéreo	Monofásico	1,27
	65410988	Grupo3	75	Aéreo	Monofásico	1,48
	65424730	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	13,27
	65423679	Grupo1	50	Aéreo	Monofásico	6,40
	65440119	Grupo2	37.5	Aéreo	Monofásico	0,33
	65737798	Grupo3	75	Aéreo	Monofásico	1,63
	65708910	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	8,38
	65714497	Grupo4	37.5	Aéreo	Monofásico	2,88
	65411506	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	0,36
	65500383	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	6,51
CARTAGO	32065	Grupo1	15	Aéreo	Trifásico	71,50
	32230	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	28,50
CAUCA	T161070135	Grupo1	225	Aéreo	Trifásico	13,55

	T261010125	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	9,76
	T211020360	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	76,70
CETSA	65023268	Grupo1	25	Aéreo	Monofásico	4,01
	65023808	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	16,03
	65023246	Grupo1	37.5	Aéreo	Monofásico	24,25
	65023428	Grupo3	50	Aéreo	Monofásico	1,80
	65023819	Grupo4	50	Aéreo	Monofásico	4,41
	65023107	Grupo1	75	Aéreo	Monofásico	18,64
	65023630	Grupo1	45	Aéreo	Trifásico	6,11
	65023445	Grupo3	30	Aéreo	Trifásico	1,00
	65022966	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	17,23
	65022925	Grupo4	112.5	Aéreo	Trifásico	2,40
	65023448	Grupo3	10	Aéreo	Monofásico	0,90
	65022772	Grupo4	15	Aéreo	Trifásico	3,21
ENERTOLIMA	IB23026	Grupo1	75	Aéreo	Trifásico	43,65
	ES10282	Grupo2	30	Aéreo	Trifásico	0,35
	FL10850	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	32,37
	IB024105	Grupo4	37.5	Aéreo	Trifásico	23,62
EMEVASI	T2.85	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	23,74
	T1.72	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	45,91
	T1.23	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	30,35
EEP	1962	Grupo4	30	Aéreo	Trifásico	45,12
	205	Grupo1	37.5	Aéreo	Monofásico	54,88
PUTUMAYO	12_1_005	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	43,98
	14_022	Grupo4	50	Aéreo	Monofásico	56,02
EDEQ	ARUQ1498	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	15,14
	CAUQ0211	Grupo2	30	Aéreo	Monofásico	1,35
	ARUQ1860	Grupo1	25	Aéreo	Trifásico	6,66
	CAUQ0306	Grupo2	50	Aéreo	Trifásico	3,17
	BUUP0010	Grupo3	5	Aéreo	Monofásico	0,40
	GEUP0023	Grupo3	10	Aéreo	Monofásico	3,23
	ARRQ0294	Grupo4	10	Aéreo	Monofásico	18,34
	CIRP0032	Grupo4	112.5	Aéreo	Trifásico	0,37
	FIRQ0133	Grupo4	5	Aéreo	Trifásico	35,98
	CIRP0070	Grupo4	15	Aéreo	Trifásico	4,60
	ARUQ0944	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	3,70
	FIUQ0028	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	5,57
	ARUP0300	Grupo1	5	Aéreo	Monofásico	0,91
	ARRP0552	Grupo4	37.5	Aéreo	Trifásico	0,58
MUNICIPALES	T01100001	Grupo3	15	Aéreo	Monofásico	51,22

	T01106103	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	48,78
RUITOQUE	2A-SA41	Grupo4	400	Pedestal	Trifásico	100,00
EPM	1342	Grupo1	10	Aéreo	Monofásico	1,36
	21976	Grupo1	225	Subestación	Trifásico	2,41
	46658	Grupo1	30	Aéreo	Trifásico	2,59
	32488	Grupo1	50	Aéreo	Monofásico	12,80
	51438	Grupo1	75	Aéreo	Monofásico	11,39
	12041	Grupo2	15	Aéreo	Monofásico	0,23
	18965	Grupo3	10	Aéreo	Monofásico	1,84
	20851	Grupo3	25	Aéreo	Monofásico	2,12
	40012	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	39,48
	11109	Grupo4	37.5	Aéreo	Monofásico	3,61
	38864	Grupo4	75	Aéreo	Monofásico	0,87
	46014	Grupo2	45	Aéreo	Trifásico	1,12
	13809	Grupo2	15	Aéreo	Monofásico	0,72
	60094	Grupo3	150	Subestación	Trifásico	0,21
	29327	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	0,87
	59338	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	0,11
	13010	Grupo4	112.5	Aéreo	Trifásico	0,26
	200148	Grupo2	25	Aéreo	Monofásico	0,24
	208036	Grupo2	50	Aéreo	Monofásico	6,77
	500126	Grupo3	75	Aéreo	Monofásico	2,20
	548055	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	8,79
EPSA	65005131	Grupo3	15	Aéreo	Monofásico	0,67
	65025987	Grupo1	25	Aéreo	Monofásico	4,94
	65032006	Grupo3	25	Aéreo	Monofásico	1,46
	65008941	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	15,18
	65012673	Grupo1	37.5	Aéreo	Monofásico	5,67
	65008798	Grupo3	37.5	Aéreo	Monofásico	4,19
	65020547	Grupo4	37.5	Aéreo	Monofásico	7,52
	65016701	Grupo3	50	Aéreo	Monofásico	6,81
	65002968	Grupo4	50	Aéreo	Monofásico	5,23
	65019638	Grupo3	15	Aéreo	Trifásico	0,47
	65003492	Grupo1	45	Aéreo	Trifásico	0,97
	65018989	Grupo3	112.5	Aéreo	Trifásico	0,37
	65015680	Grupo4	100	Aéreo	Trifásico	1,08
	65017720	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	23,65
	65006866	Grupo1	50	Aéreo	Monofásico	8,88
	65025517	Grupo1	30	Aéreo	Trifásico	0,54
	65020964	Grupo4	15	Aéreo	Trifásico	3,65

	65004949	Grupo3	45	Aéreo	Trifásico	0,77
	65019734	Grupo4	45	Aéreo	Trifásico	1,42
	65007354	Grupo1	75	Aéreo	Trifásico	2,47
	65005026	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	1,62
	65000403	Grupo4	75	Aéreo	Trifásico	1,47
	65033538	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	0,97
ESSA	100899	Grupo1	30	Aéreo	Trifásico	23,64
	120023	Grupo2	15	Aéreo	Trifásico	1,20
	850107	Grupo3	37.5	Aéreo	Trifásico	7,22
	130402	Grupo4	5	Aéreo	Monofásico	67,94
HUILA	POT2046	Grupo2	15	Aéreo	Monofásico	10,36
	NOIP024	Grupo1	75	Aéreo	Trifásico	16,53
	PTAP069	Grupo3	15	Aéreo	Monofásico	41,12
	ALTP045	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	31,99
META	VIT658	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	28,46
	CLT205	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	14,18
	V4T6417	Grupo4	10	Aéreo	Trifásico	57,35
CEDENAR	CA120654	Grupo1	100	Aéreo	Trifásico	22,30
	SA010225	Grupo3	37,5	Aéreo	Monofásico	35,64
	PU010262	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	32,03
CENS	3T01957	Grupo3	37,5	Aéreo	Monofásico	27,13
	1T02897	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	15,56
	1T02095	Grupo2	75	Aéreo	Trifásico	8,03
	1T04735	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	49,28
CHEC	M73733	Grupo1	37.5	Aéreo	Monofásico	5,93
	M55122	Grupo1	50	Aéreo	Monofásico	8,96
	M51757	Grupo1	75	Aéreo	Monofásico	4,14
	D16639	Grupo1	112.5	Aéreo	Trifásico	3,02
	C41056	Grupo2	50	Aéreo	Monofásico	1,57
	D23894	Grupo2	75	Aéreo	Trifásico	2,23
	D21278	Grupo2	75	Aéreo	Monofásico	1,15
	W63125	Grupo3	75	Aéreo	Monofásico	0,85
	O36080	Grupo3	37.5	Aéreo	Monofásico	3,83
	W50064	Grupo3	37.5	Aéreo	Monofásico	4,01
	W43073	Grupo3	37.5	Aéreo	Monofásico	2,69
	O10334	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	1,09
	L14347	Grupo1	45	Aéreo	Trifásico	60,53
CONDENSA	71033TR1	Grupo1	45	Aéreo	Trifásico	58,92
	41224TR1	Grupo2	45	Aéreo	Trifásico	2,57
	17858TR1	Grupo3	30	Aéreo	Trifásico	2,34

	18137TR1	Grupo4	10	Aéreo	Trifásico	3,75
CUNDINAMARCA	34027	Grupo2	30	Aéreo	Trifásico	10,35
	304062	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	5,62
	72040	Grupo4	15	Aéreo	Trifásico	7,62
	12899	Grupo2	75	Aéreo	Trifásico	6,25
	12777	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	0,91
	14305	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	7,15
	21344	Grupo3	37,5	Aéreo	Trifásico	0,96
	20974	Grupo4	25	Aéreo	Monofásico	10,46
	19090	Grupo2	75	Aéreo	Trifásico	3,67
	19836	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	2,52
	7752	Grupo4	30	Aéreo	Trifásico	7,48
	15307	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	3,05
	16952	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	3,38
	16813	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	6,45
	18894	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	1,57
	17279	Grupo4	15	Aéreo	Monofásico	15,10
DISPAC	2410	Grupo2	50	Aéreo	Monofásico	50,73
	1184	Grupo4	5	Aéreo	Monofásico	29,49
	956A	Grupo3	5	Aéreo	Monofásico	19,78
EBSA	6883	Grupo3	30	Aéreo	Trifásico	11,15
	15658	Grupo4	15	Aéreo	Trifásico	4,22
	5740	Grupo1	75	Aéreo	Trifásico	12,01
	17166	Grupo2	5	Aéreo	Trifásico	72,62
ENERCA	12159	Grupo2	75	Aéreo	Trifásico	14,92
	15983	Grupo3	75	Aéreo	Trifásico	19,84
	33075	Grupo4	25	Aéreo	Trifásico	65,24

6. RESULTADOS

6.1 Resultados por OR

La tabla 6.1 se presenta el porcentaje estimado de pérdidas técnicas para los OR de los cuales la CREG entrego información suficiente para aplicar la metodología implementada por GP; también se presenta el resultado obtenido en el estudio realizado por IEB [1]. En la tabla 6.2 se presenta la composición del porcentaje de pérdidas técnicas de los OR presentados en la tabla 6.1.

Tabla 6.1 Estimado de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 por OR

OR		Pérdidas Técnicas [%]	
		GP	IEB [1]
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	ENELAR	4,02	2,54
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	BPUTUMAYO	3,76	3,82
Empresas Municipales de Cali Eice	EMCALI	3,67	2,12
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	ELECTROCAQUETA	5,86	4,18
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (Unificado)	CARIBEU	4,76	4,85 - 4,20
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	CARTAGO	3,29	3,61
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	CEDELCA	4,65	4,10
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	CEDENAR	5,87	3,79
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	CENS	5,17	3,54
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	CHEC	3,42	3,61
Codensa S.A. E.S.P.	CONDENSA	3,77	2,75
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	EEC	5,21	3,89
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P	DISPAC	4,62	3,36
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	EBSA	6,34	3,70
Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	ENERCA	6,45	1,96
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EPM	3,88	3,19
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P	EPSA	4,38	4,52
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	ESSA	5,22	4,65
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	ELECTROHUILA	4,71	4,29
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	EMSA	3,91	4,11
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.	CETSA	3,36	3,50
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	ENERTOLIMA	4,56	4,71
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	EMEVASI	5,97	4,56
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	EEP	4,95	3,71
Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P.	PUTUMAYO	5,94	3,98
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	EDEQ	4,93	3,72
Empresa Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	MUNICIPALES	5,02	-
Ruitoque E.S.P.	RUITOQUE	4,02	4,30

Tabla 6.2 Composición de las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 por OR

OR	Pérdidas del sistema [%]	Pérdidas en transformadores [%]	Pérdidas en la red [%]	Pérdidas en acometidas [%]	Pérdidas en medidores [%]
ENELAR	4,02	1,60	2,14	0,17	0,10
BPUTUMAYO	3,76	2,03	0,81	0,36	0,57
EMCALI	3,67	1,80	0,87	0,51	0,48
ELECTROCAQUETA	5,86	1,96	2,82	0,23	0,85
CARIBEU	4,76	1,98	1,60	0,28	0,90
CARTAGO	3,29	2,74	0,10	0,40	0,06
CEDELCA	4,65	1,55	2,07	0,78	0,24
CEDENAR	5,87	1,72	3,04	0,44	0,67
CENS	5,17	1,70	2,35	0,86	0,26
CHEC	3,42	2,09	0,55	0,21	0,57
CONDENSA	3,77	2,18	0,56	0,18	0,85
EEC	5,21	1,80	2,35	0,62	0,44
DISPAC	4,62	1,62	1,95	0,63	0,42
EBSA	6,34	3,30	0,90	0,69	1,45
ENERCA	6,45	3,54	1,61	0,12	1,18
EPM	3,88	1,72	0,98	0,78	0,40
EPSA	4,38	2,18	1,32	0,19	0,69
ESSA	5,22	1,93	1,96	0,19	1,13
ELECTROHUILA	4,71	2,27	1,33	0,23	0,88
EMSA	3,91	1,73	1,29	0,63	0,26
CETSA	3,36	1,89	0,57	0,18	0,72
ENERTOLIMA	4,56	1,63	2,36	0,41	0,16
EMEVASI	5,97	2,48	2,14	0,33	1,03
EEP	4,95	1,67	2,26	0,95	0,07
PUTUMAYO	5,94	2,40	2,44	0,16	0,94
EDEQ	4,93	1,72	1,99	0,75	0,48
MUNICIPALES	5,02	1,99	2,76	0,19	0,08
RUITOQUE	4,02	1,20	2,22	0,00	0,60

6.2 Resultados por circuito típico analizado

La tabla 6.3 se presentan los resultados por circuito típico analizado.

En las figuras 6.1 a 6.7 se presentan histogramas de los resultados obtenidos para los 203 circuitos típicos analizados.

En las figuras 6.8 a 6.14 se presentan diagramas de clusters de los resultados de los 203 circuitos típicos analizados.

Tabla 6.3 Resultados por circuito típico analizado

OR	Circuito típico	Pérdidas del sistema [%]	Pérdidas del trafo [%]	Pérdidas en la red [%]	Pérdidas en acometidas [%]	Pérdidas en medidores [%]	Máxima caída de tensión [%]	Máxima cargabilidad de red [%]	Energía de entrada [W - h]
ARAUCA	10201510	3,18	1,42	1,76	0,00	0,00	3,84	76,41	1747691,88
	50501502	6,86	2,35	3,73	0,18	0,61	8,92	20,12	85544,23
	20211205	5,45	1,92	2,75	0,52	0,26	6,59	30,36	155480,49
B. PUTUMAYO	PUR038	3,76	2,03	0,81	0,36	0,57	1,80	27,76	111869,43
CALI	E12095	4,49	1,57	1,84	0,23	0,84	8,13	57,93	1334242,34
	E7777	3,29	1,99	0,40	0,47	0,43	1,92	20,95	412200,59
	E4806	3,68	1,94	0,89	0,32	0,53	3,96	20,29	561732,03
	P3738	6,90	2,34	0,12	4,39	0,05	0,34	18,46	221814,22
	P9496	3,17	1,48	0,93	0,33	0,44	4,61	95,53	1550134,87
	E13797	3,91	1,76	1,26	0,37	0,52	5,46	48,57	1072484,17
	E8959	5,38	1,79	2,93	0,10	0,55	8,02	43,12	229019,35
	E13748	4,25	2,22	0,89	0,84	0,30	3,82	19,41	343076,72
	E12631	3,21	2,14	0,28	0,47	0,32	1,24	14,43	361420,37
	E11424	3,84	2,10	1,04	0,47	0,23	2,70	25,17	178803,02
	E10484	4,56	1,80	1,44	0,14	1,18	6,14	44,18	640498,71
	E8919	3,82	1,98	1,00	0,28	0,56	4,02	10,78	317375,21
	P8605	15,35	1,67	0,45	13,23	0,01	1,55	52,80	785392,54
	E14010	3,90	1,98	0,79	0,32	0,80	3,32	19,65	540837,33
CAQUETA	5533	6,16	1,83	1,80	0,03	2,51	5,71	25,78	167848,81
	15517	5,82	1,77	3,18	0,27	0,61	9,54	53,74	1139305,92
	14583	5,71	2,73	2,44	0,30	0,25	6,77	15,74	70094,22
CARIBEU	65200890	2,87	1,70	0,53	0,23	0,41	3,14	26,72	211792,62
	65006804	4,93	1,72	2,07	0,17	0,98	8,17	38,69	242069,24
	65005522	3,63	1,71	1,03	0,24	0,64	3,41	19,46	268724,30
	65212182	3,86	1,64	1,20	0,41	0,61	2,87	57,82	617562,65
	65001443	4,88	2,28	1,53	0,29	0,78	5,94	38,16	326027,06
	65214291	4,64	1,25	2,35	0,23	0,81	7,07	45,45	660278,17
	65006490	4,88	2,33	1,19	0,33	1,04	5,57	39,92	436880,53
	65012318	5,24	1,99	1,99	0,12	1,14	8,64	38,55	343733,98
	65727990	7,55	3,46	1,78	0,03	2,28	8,58	31,94	98645,01

	65723243	5,90	2,63	1,46	0,06	1,76	4,44	51,88	157254,33
	65010788	7,45	3,01	2,30	0,15	1,99	12,62	48,03	234232,93
	65006130	4,17	1,38	1,60	0,15	1,03	7,29	47,19	436578,98
	65006125	4,78	1,94	1,75	0,16	0,93	7,34	44,26	290650,32
	65740678	9,56	5,98	1,80	0,00	1,79	8,91	54,10	67762,37
	65005896	4,72	1,58	1,82	0,12	1,20	7,44	41,90	315643,11
	65013427	3,28	1,34	1,00	0,70	0,23	3,12	26,81	493593,10
	65716605	3,32	1,75	0,86	0,15	0,57	4,66	55,26	202729,75
	65300382	4,40	1,17	2,42	0,30	0,51	7,51	55,51	786122,82
	65301606	6,16	2,21	3,14	0,18	0,63	12,46	29,36	192953,04
	65440211	6,28	1,89	2,22	0,11	2,05	11,61	44,78	440067,72
	65734024	6,23	1,85	2,45	0,09	1,84	10,54	64,88	306007,41
	65730344	3,86	1,86	0,56	0,08	1,36	2,61	17,85	164965,16
	65422346	7,43	3,40	0,64	0,06	3,33	2,76	18,68	100354,42
	65410988	6,13	2,17	1,55	0,17	2,24	11,26	71,86	382669,05
	65424730	5,52	3,66	1,10	0,47	0,29	2,92	13,22	59403,80
	65423679	5,40	1,53	2,36	0,11	1,38	6,99	41,19	324736,39
	65440119	3,41	1,67	0,90	0,75	0,09	1,43	32,84	251031,84
	65737798	4,96	2,28	1,47	0,18	1,02	5,17	18,79	326268,17
	65708910	4,98	2,13	2,00	0,24	0,61	6,67	16,11	132252,83
	65714497	8,26	1,68	5,65	0,27	0,65	14,02	37,82	246631,58
	65411506	6,18	1,80	3,02	0,27	1,09	10,64	37,72	624605,14
	65500383	4,07	1,97	1,09	0,31	0,70	4,13	95,56	533688,91
CARTAGO	32065	2,87	2,70	0,11	0,00	0,06	0,17	15,36	93251,57
	32230	4,49	2,85	0,07	1,50	0,07	0,13	13,31	84040,18
CAUCA	T161070135	4,64	1,44	2,08	0,97	0,14	7,33	110,86	3277699,03
	T261010125	4,34	1,72	1,66	0,21	0,74	6,24	34,62	676369,04
	T211020360	4,79	1,77	2,21	0,51	0,31	5,19	21,11	225000,98
CETSA	65023268	3,50	1,65	0,68	0,16	1,01	2,04	43,74	227305,82
	65023808	4,60	2,31	1,16	0,16	0,96	3,11	12,52	119920,20
	65023246	3,20	2,09	0,20	0,30	0,61	0,58	10,65	180019,41
	65023428	4,48	1,87	0,88	0,11	1,63	3,72	32,82	240543,92
	65023819	3,28	1,88	0,45	0,51	0,43	2,21	17,55	239231,83
	65023107	3,59	1,44	0,94	0,16	1,05	3,69	31,55	451753,09
	65023630	3,43	2,42	0,24	0,41	0,37	0,86	9,02	216398,09
	65023445	3,99	2,70	0,45	0,37	0,48	1,57	15,21	144679,50
	65022966	2,97	2,00	0,31	0,11	0,56	1,23	14,74	537829,61

	65022925	2,64	2,01	0,61	0,00	0,02	1,23	68,62	534192,30
	65023448	6,35	2,82	1,15	0,03	2,36	3,14	10,51	48901,25
	65022772	3,54	3,20	0,10	0,00	0,24	0,23	7,64	72412,20
ENERTOLIMA	IB23026	2,47	1,76	0,59	0,00	0,12	1,49	94,32	1183266,77
	ES10282	2,53	2,12	0,40	0,00	0,01	1,08	32,64	475065,36
	FL10850	6,26	1,52	3,91	0,58	0,24	9,99	81,89	1226479,57
	IB024105	7,54	1,47	4,55	1,42	0,11	9,46	81,44	578756,49
EMEVASI	T2.85	6,01	3,49	1,29	0,02	1,21	6,06	10,40	52228,99
	T1.72	7,72	2,68	3,69	0,03	1,33	9,61	32,27	99863,04
	T1.23	5,36	2,32	1,68	0,46	0,91	7,70	41,78	437491,89
EEP	1962	4,90	2,53	0,74	1,48	0,15	1,56	47,58	158767,40
	205	4,97	1,46	2,63	0,82	0,05	5,95	64,34	537341,36
PUTUMAYO	12_1_005	5,09	2,43	1,35	0,13	1,18	5,43	28,81	413220,03
	14_022	7,46	2,34	4,38	0,23	0,50	16,13	38,20	182576,95
EDEQ	ARUQ1498	4,05	1,51	1,65	0,16	0,74	4,86	28,94	935036,67
	CAUQ0211	4,31	1,53	2,05	0,42	0,32	4,37	50,52	743630,32
	ARUQ1860	3,93	1,86	1,30	0,33	0,44	3,36	25,39	656396,28
	CAUQ0306	5,19	1,78	2,63	0,49	0,28	6,05	77,42	2263443,11
	BUUP0010	11,10	1,86	6,51	2,68	0,04	7,33	31,91	128881,37
	GEUP0023	6,82	1,60	3,33	1,86	0,02	6,87	92,29	262776,17
	ARRQ0294	3,99	1,90	1,73	0,21	0,16	6,80	29,19	145662,44
	CIRP0032	8,28	1,47	2,84	3,93	0,04	6,98	46,53	1069773,40
	FIRQ0133	5,54	2,24	2,35	0,81	0,15	5,75	12,46	194642,24
	CIRP0070	7,09	1,78	1,19	4,10	0,03	3,43	52,50	616910,14
	ARUQ0944	4,18	1,41	2,00	0,24	0,53	5,18	37,17	1284671,71
	FIUQ0028	5,34	1,68	2,10	0,10	1,47	8,65	24,66	576503,83
	ARUP0300	2,87	2,72	0,00	0,00	0,15	0,00	57,69	79359,55
	ARRP0552	11,50	1,30	3,73	6,46	0,02	9,61	40,43	1840494,83
MUNICIPALES	T01100001	4,76	1,80	2,93	0,00	0,03	4,50	96,19	194729,60
	T01106103	5,70	2,48	2,33	0,68	0,22	4,35	17,24	79554,56

RUITOQUE	2A-SA41	4,02	1,20	2,22	0,00	0,60	9,61	31,27	3014618,32
EPM	1342	2,68	2,05	0,53	0,00	0,10	1,03	59,63	116302,52
	21976	4,71	1,45	0,69	2,52	0,05	2,57	124,75	3236385,81
	46658	2,60	2,15	0,43	0,00	0,02	0,94	68,14	380677,09
	32488	3,25	1,73	0,53	0,02	0,97	1,67	38,54	272907,87
	51438	2,59	1,32	0,76	0,03	0,48	2,98	59,60	555434,97
	12041	5,56	2,25	3,11	0,00	0,20	8,52	36,40	117317,93
	18965	6,89	2,01	3,86	0,91	0,10	6,10	41,92	169018,92
	20851	4,46	2,14	1,82	0,00	0,49	6,28	85,49	162965,49
	40012	8,06	6,59	0,60	0,00	0,87	3,58	10,51	26396,24
	11109	3,37	1,63	1,47	0,00	0,26	8,38	71,74	357200,29
	38864	2,93	1,26	1,20	0,03	0,44	4,94	80,84	942991,35
	46014	2,83	2,41	0,38	0,00	0,04	1,24	75,97	286280,00
	13809	3,64	1,29	1,84	0,02	0,50	6,94	76,29	644430,99
	60094	5,21	1,56	1,79	1,77	0,09	6,94	113,47	1677740,86
	29327	4,28	1,54	1,30	1,19	0,25	4,75	36,50	886706,20
	59338	2,09	1,61	0,48	0,00	0,00	1,32	105,02	1394955,10
	13010	4,46	1,97	2,47	0,00	0,01	5,92	43,71	555305,75
	200148	4,15	1,54	1,77	0,56	0,28	4,49	61,57	330972,20
	208036	3,70	1,29	1,65	0,45	0,30	4,97	101,67	629379,75
	500126	4,10	1,69	1,25	0,14	1,02	6,20	41,31	344394,14
	548055	7,17	4,43	1,08	0,03	1,63	5,07	16,75	56501,16
EPSA	65005131	3,38	2,67	0,12	0,42	0,16	0,32	10,37	71919,13
	65025987	6,13	2,07	2,33	0,73	1,00	3,81	49,09	138305,08
	65032006	8,00	3,50	3,44	0,27	0,79	9,94	15,31	102360,22
	65008941	4,08	2,65	0,74	0,11	0,57	3,19	11,50	100679,85
	65012673	4,22	1,79	1,01	0,10	1,32	3,54	20,99	227003,86
	65008798	4,15	2,40	0,82	0,12	0,80	2,54	24,06	150872,92
	65020547	7,18	2,26	4,38	0,23	0,32	14,91	22,33	163609,58
	65016701	3,27	2,01	0,64	0,20	0,42	2,07	24,85	219049,06
	65002968	3,18	1,70	0,53	0,12	0,82	2,10	23,52	273035,04
	65019638	3,71	3,20	0,36	0,00	0,16	0,66	20,91	72279,31
	65003492	3,43	1,84	0,60	0,20	0,79	2,43	26,98	407534,28
	65018989	3,95	1,99	1,06	0,54	0,35	4,12	24,60	536519,54
	65015680	2,31	2,00	0,29	0,00	0,01	0,60	38,16	534654,38
	65017720	7,02	3,02	3,08	0,09	0,84	8,53	13,63	62019,66

	65006866	3,26	1,84	0,67	0,13	0,61	1,96	31,94	245219,94
	65025517	2,72	2,47	0,22	0,00	0,03	0,45	15,26	165093,69
	65020964	4,17	3,32	0,09	0,00	0,76	0,23	7,64	68359,23
	65004949	4,04	2,33	0,63	0,19	0,89	2,71	19,71	227559,21
	65019734	2,92	2,55	0,28	0,00	0,09	0,68	22,86	200031,38
	65007354	5,01	2,15	1,39	0,11	1,36	5,59	48,24	359072,88
	65005026	4,62	2,17	1,55	0,34	0,55	14,63	29,33	355544,30
	65000403	2,84	1,98	0,00	0,70	0,16	0,00	0,73	404984,21
	65033538	4,82	1,95	1,65	0,22	1,00	4,95	57,92	554830,07
ESSA	100899	5,17	1,71	2,01	0,20	1,25	8,59	45,62	627552,60
	120023	4,79	2,31	1,14	0,18	1,15	5,71	20,25	325233,68
	850107	4,94	1,88	1,88	0,24	0,95	9,14	30,60	485195,71
	130402	5,83	3,05	1,90	0,11	0,78	5,33	5,32	44468,69
HUILA	POT2046	4,63	2,46	1,33	0,20	0,65	3,92	5,53	80097,56
	NOIP024	3,71	1,80	1,08	0,30	0,53	3,09	23,48	479903,14
	PTAP069	7,84	3,49	3,21	0,25	0,88	9,55	14,08	52114,89
	ALTP045	5,11	2,55	0,73	0,06	1,76	3,18	12,72	104620,09
META	VIT658	4,03	1,53	1,56	0,77	0,16	3,30	36,36	879597,77
	CLT205	3,08	1,85	0,41	0,20	0,61	1,44	12,17	451335,69
	V4T6417	5,12	3,87	0,64	0,27	0,35	1,52	19,48	33330,07
CEDENAR	CA120654	5,86	1,65	3,29	0,56	0,36	8,37	51,12	1636655,75
	SA010225	5,66	1,64	2,34	0,02	1,65	7,18	15,98	261540,18
	PU010262	7,63	4,13	1,40	0,00	2,10	5,76	9,15	43868,88
CENS	3T01957	5,60	1,54	2,60	1,34	0,12	5,02	61,17	764916,03
	1T02897	4,35	1,53	1,91	0,65	0,26	7,55	41,43	1482045,00
	1T02095	5,83	1,84	2,97	0,48	0,54	9,53	38,95	1306076,29
	1T04735	6,39	3,90	1,78	0,40	0,31	5,63	8,89	55411,29
CHEC	M73733	3,05	2,00	0,42	0,09	0,55	1,34	20,31	190221,88
	M55122	3,64	1,37	1,42	0,06	0,79	4,21	65,96	444664,99
	M51757	3,67	1,64	0,86	0,04	1,13	2,96	29,46	361611,06
	D16639	3,73	1,96	0,64	0,15	0,98	2,29	34,01	549247,43
	C41056	3,28	1,47	1,07	0,06	0,67	3,76	29,49	367176,99
	D23894	4,06	1,99	0,80	0,18	1,08	3,20	25,03	414407,15
	D21278	4,49	1,33	1,47	0,02	1,67	4,61	34,47	531173,31
	W63125	4,34	1,99	1,13	0,02	1,20	3,76	36,61	284089,90
	O36080	4,52	1,98	0,78	0,03	1,73	2,36	15,06	192635,39
	W50064	4,21	1,73	0,93	0,02	1,54	3,28	61,30	250385,29
	W43073	5,93	2,34	0,98	0,01	2,59	5,51	19,41	155507,75
	O10334	8,53	4,08	3,06	0,00	1,39	11,80	25,25	62212,98

	L14347	2,97	2,49	0,07	0,35	0,06	0,21	19,50	206951,78
CONDENSA	71033TR1	3,62	2,22	0,27	0,15	0,98	0,88	10,23	246445,71
	41224TR1	3,48	1,60	1,12	0,38	0,38	3,81	14,87	423990,32
	17858TR1	3,20	1,87	0,00	1,26	0,07	0,10	0,76	248390,83
	18137TR1	4,89	2,28	2,06	0,05	0,49	7,22	8,78	69918,00
CUNDINAMARCA	34027	3,90	2,10	1,79	0,00	0,01	2,97	53,06	467512,86
	304062	8,50	1,71	5,36	0,22	1,21	11,79	47,27	572122,00
	72040	2,55	2,48	0,04	0,00	0,02	0,08	26,99	236735,30
	12899	4,77	1,73	2,22	0,48	0,34	6,34	61,38	1169172,10
	12777	4,48	1,83	1,71	0,31	0,63	6,27	24,94	469773,18
	14305	4,31	1,91	1,78	0,18	0,44	5,15	10,98	156542,03
	21344	4,25	1,80	1,47	0,77	0,21	3,90	33,40	588204,77
	20974	4,53	1,91	1,72	0,13	0,77	5,64	9,88	156987,20
	19090	4,22	1,72	1,30	1,04	0,16	3,22	45,60	1178932,94
	19836	5,47	1,66	2,49	0,14	1,19	6,99	22,73	601652,83
	7752	6,64	2,29	3,34	0,58	0,43	9,33	19,76	187710,88
	15307	5,80	1,72	2,44	1,54	0,09	8,06	41,43	1177180,63
	16952	5,89	1,83	2,72	0,23	1,11	6,82	33,85	468629,86
	16813	5,24	2,20	2,05	0,14	0,85	4,28	6,25	94431,45
	18894	5,70	1,74	2,89	0,65	0,42	7,42	50,63	1165953,24
	17279	6,14	1,79	3,70	0,38	0,27	9,51	21,20	232648,29
DISPAC	2410	5,31	1,48	2,40	0,86	0,56	7,17	107,00	409511,32
	1184	2,91	2,34	0,51	0,00	0,06	1,59	48,19	99422,33
	956A	2,70	1,79	0,86	0,00	0,05	1,59	48,19	244577,00
EBSA	6883	6,58	4,27	1,29	0,73	0,28	5,72	21,10	81553,73
	15658	7,58	4,93	0,12	0,06	2,47	0,65	4,12	41976,63
	5740	5,31	2,49	1,15	1,52	0,15	5,77	34,87	276035,88
	17166	7,00	3,63	0,67	0,09	2,60	4,22	7,24	61987,44
ENERCA	12159	5,34	3,40	1,02	0,29	0,63	3,85	30,34	202105,65
	15983	8,76	3,40	3,21	0,10	2,05	17,18	42,24	202418,69
	33075	5,10	3,75	0,56	0,02	0,77	2,74	8,37	67646,19

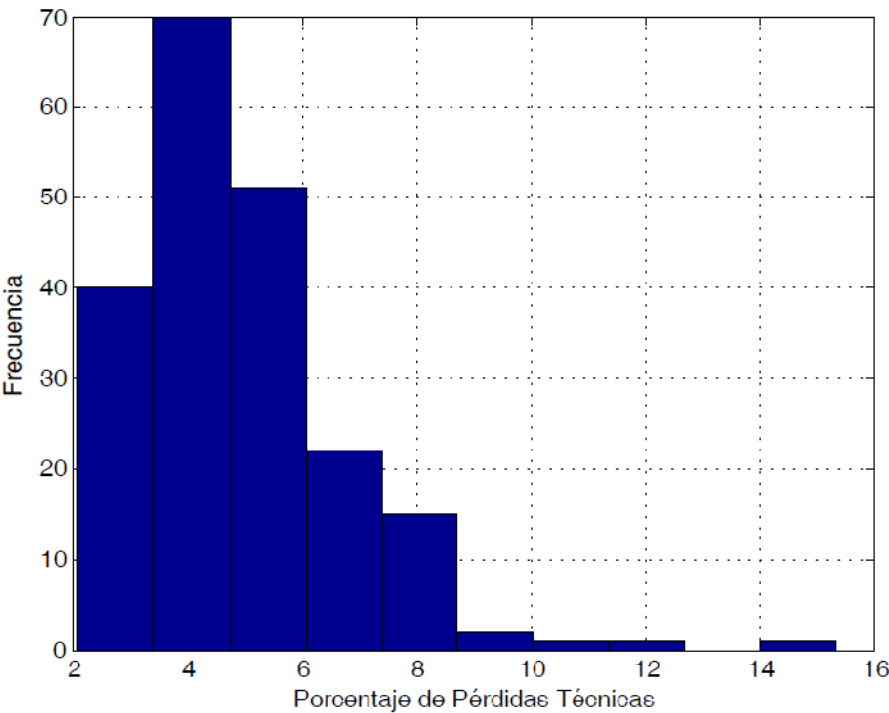


Figura 6.1. Histograma de pérdidas técnicas de los circuitos típicos analizados

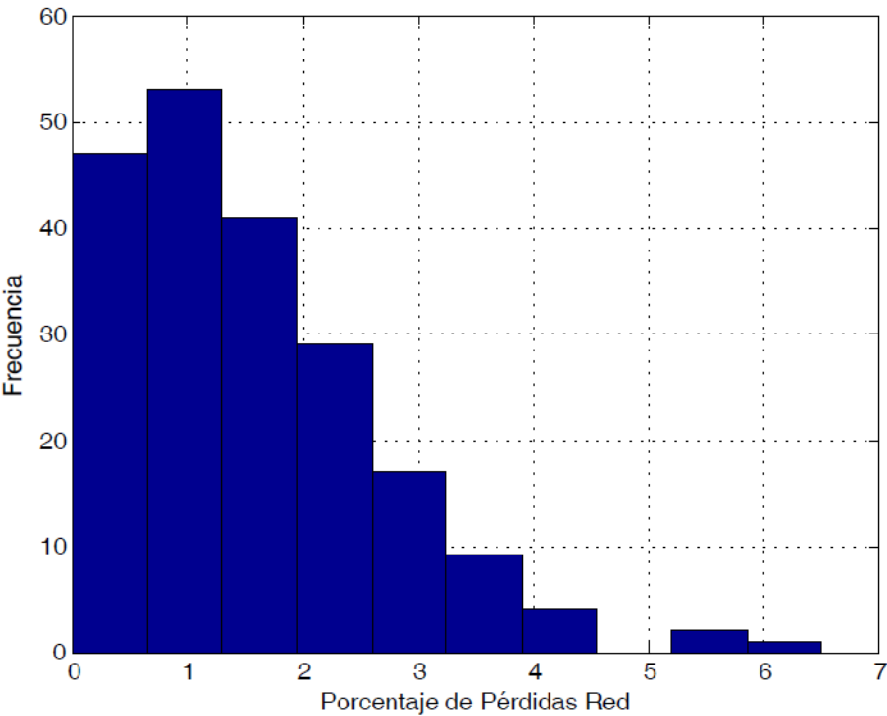


Figura 6.2. Histograma de pérdidas técnicas en red secundaria de los circuitos típicos analizados

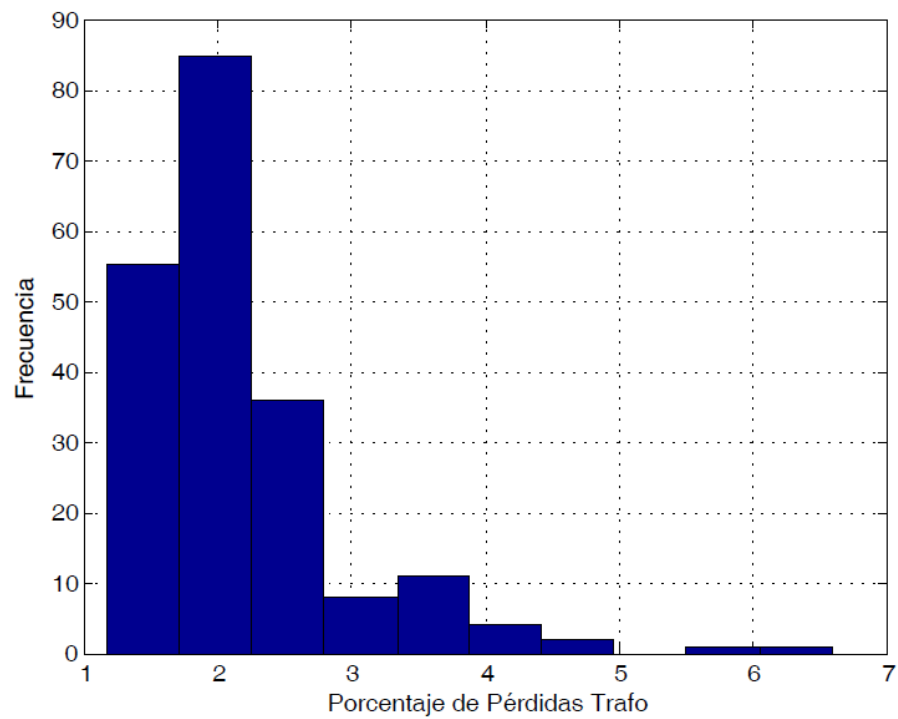


Figura 6.3. Histograma de pérdidas técnicas en transformador de los circuitos típicos analizados

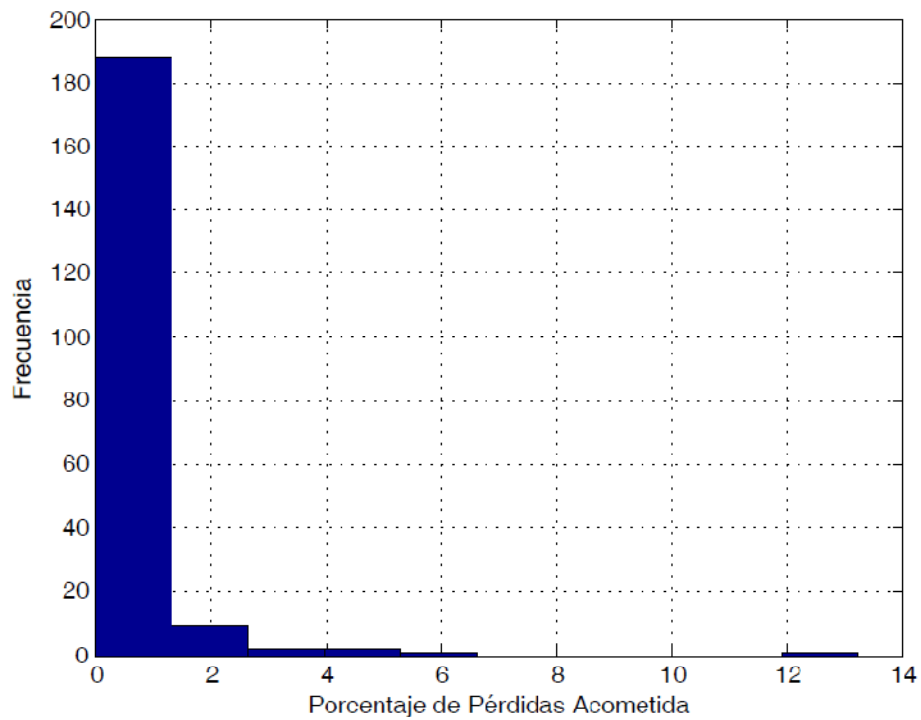


Figura 6.4. Histograma de pérdidas técnicas en acometidas de los circuitos típicos analizados

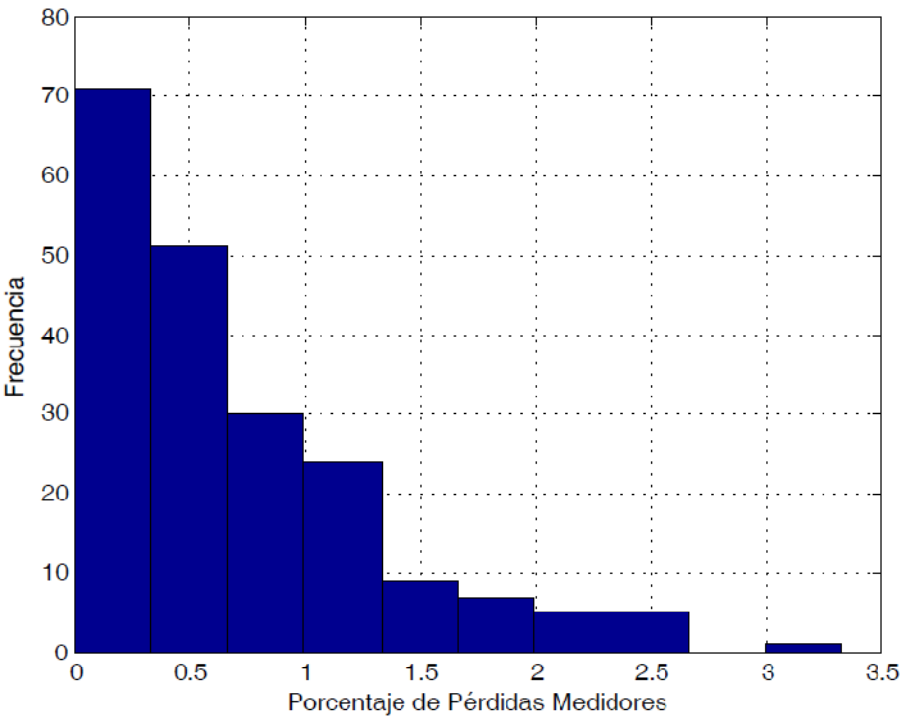


Figura 6.5. Histograma de pérdidas técnicas en medidores de los circuitos típicos analizados

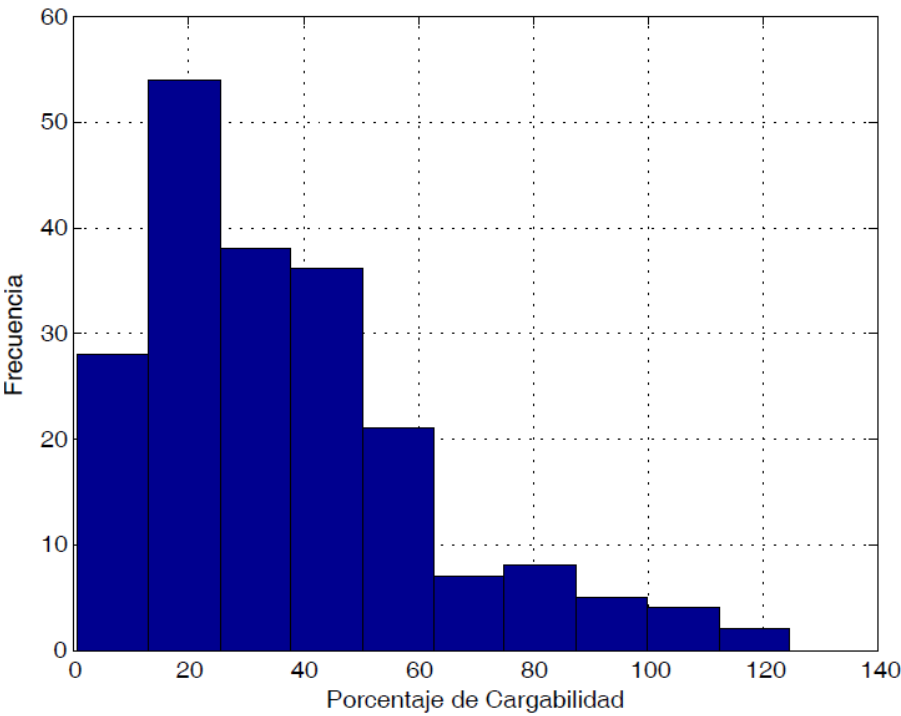


Figura 6.6. Histograma de máxima cargabilidad en tramos de red de los circuitos típicos analizados

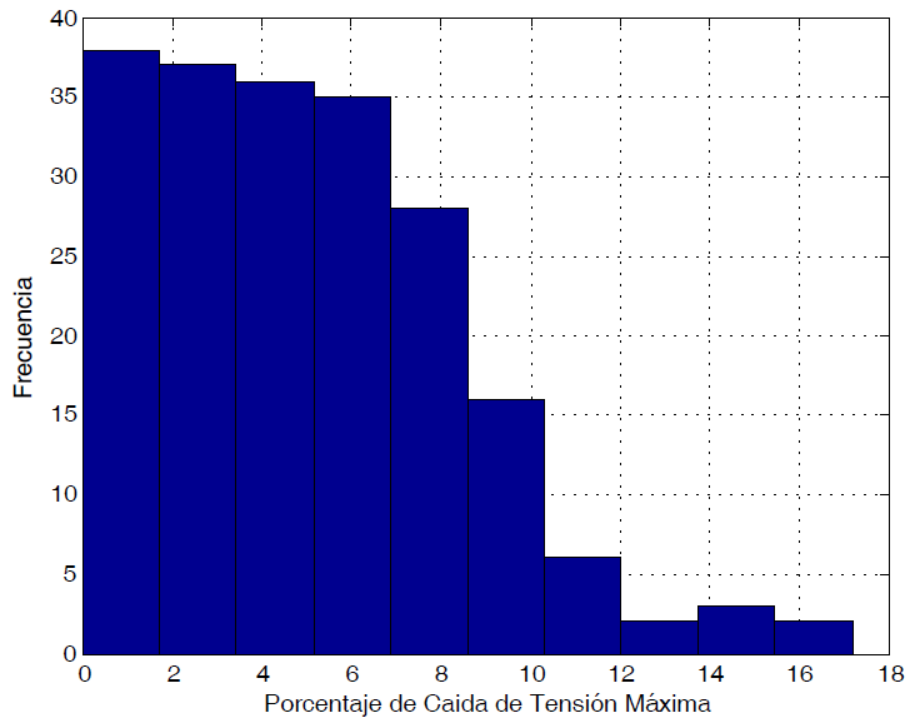


Figura 6.7. Histograma de máxima caída de tensión en nodos de los circuitos típicos analizados

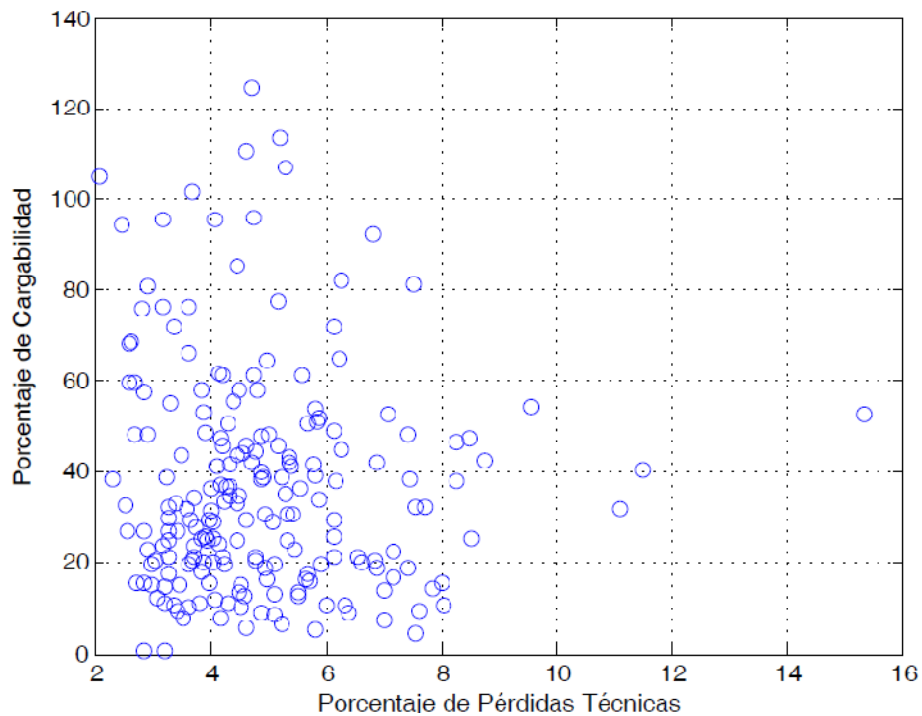


Figura 6.8. Diagrama de máxima cargabilidad en tramos de red versus porcentaje de pérdidas técnicas de los circuitos típicos analizados

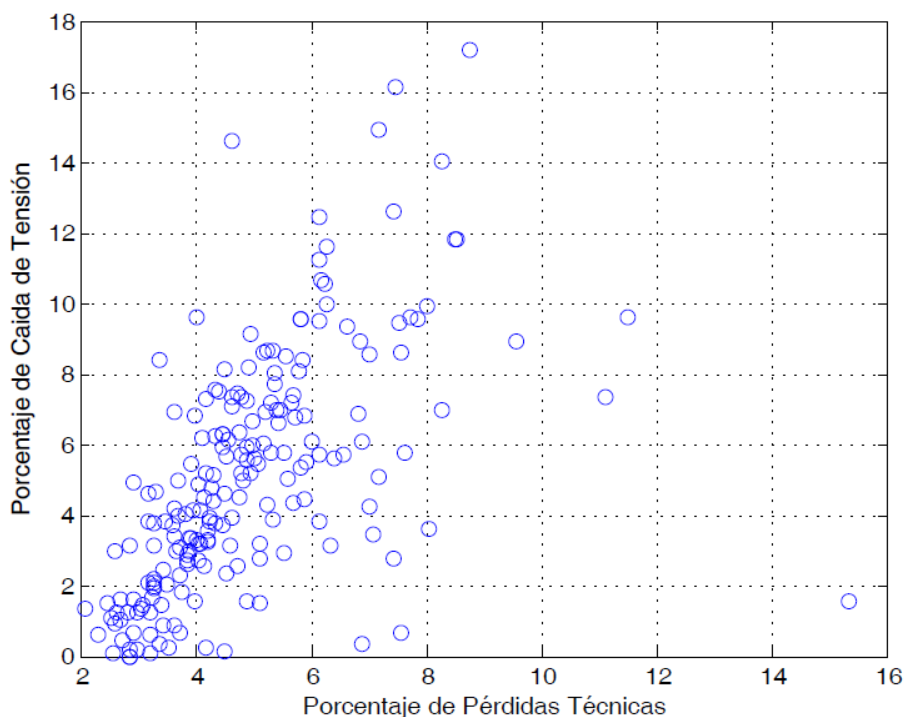


Figura 6.9. Diagrama de máxima caída de tensión en nodos versus porcentaje de pérdidas técnicas de los circuitos típicos analizados

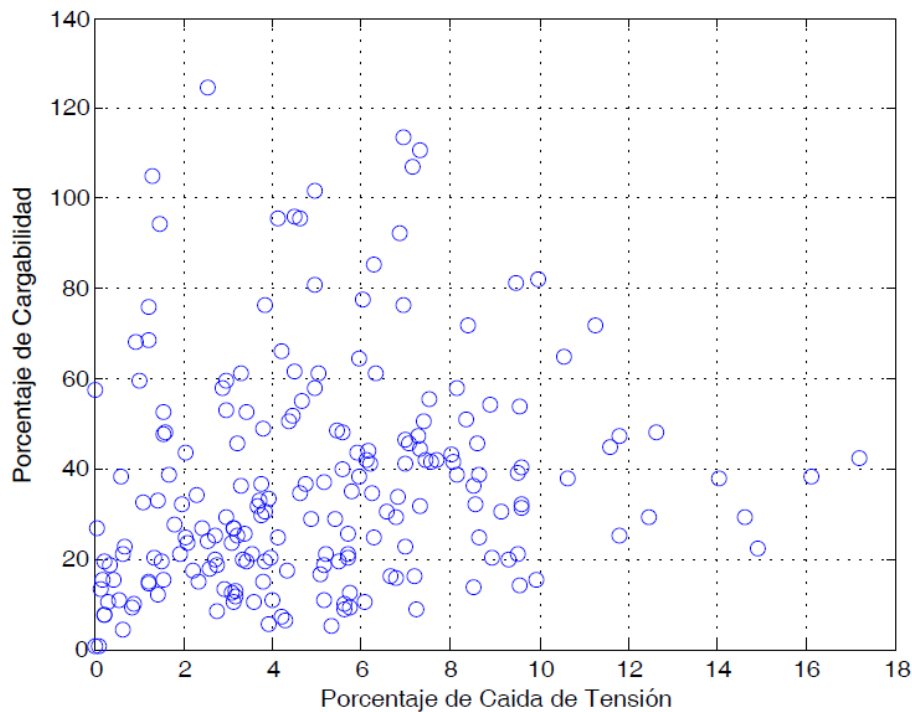


Figura 6.10. Diagrama de máxima cargabilidad en tramos de red versus máxima caída de tensión en nodos de los circuitos típicos analizados

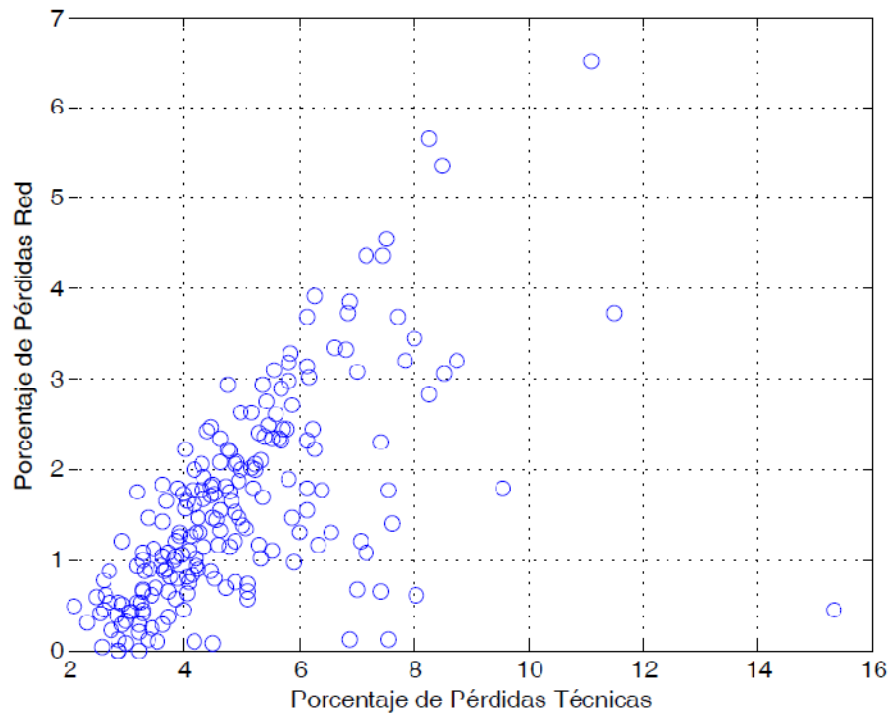


Figura 6.11. Diagrama de pérdidas técnicas en red versus pérdidas técnicas totales del circuito típico analizado

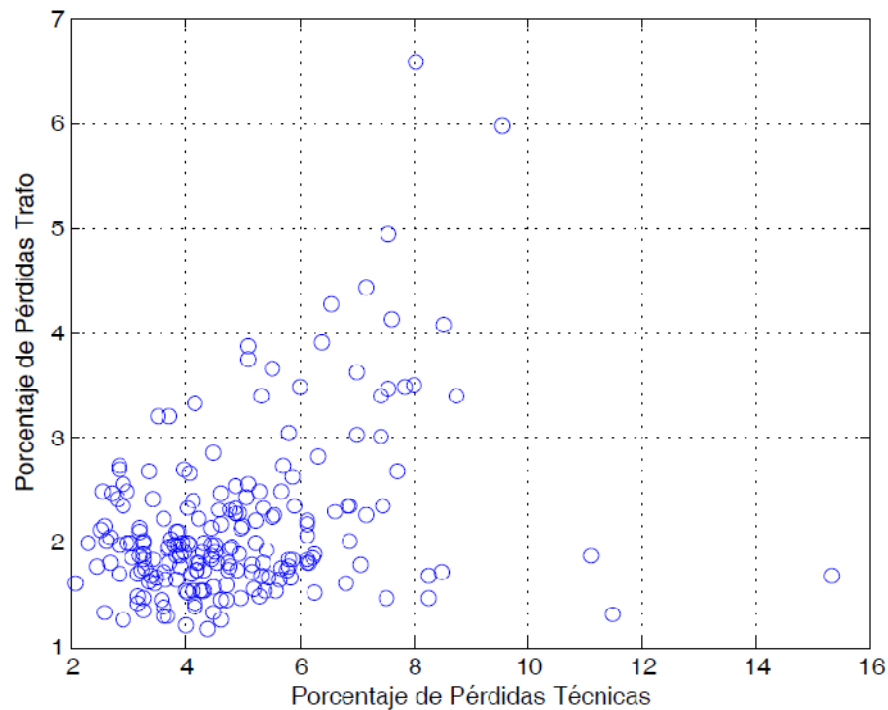


Figura 6.12. Diagrama de pérdidas técnicas en transformador versus pérdidas técnicas totales del circuito típico analizado

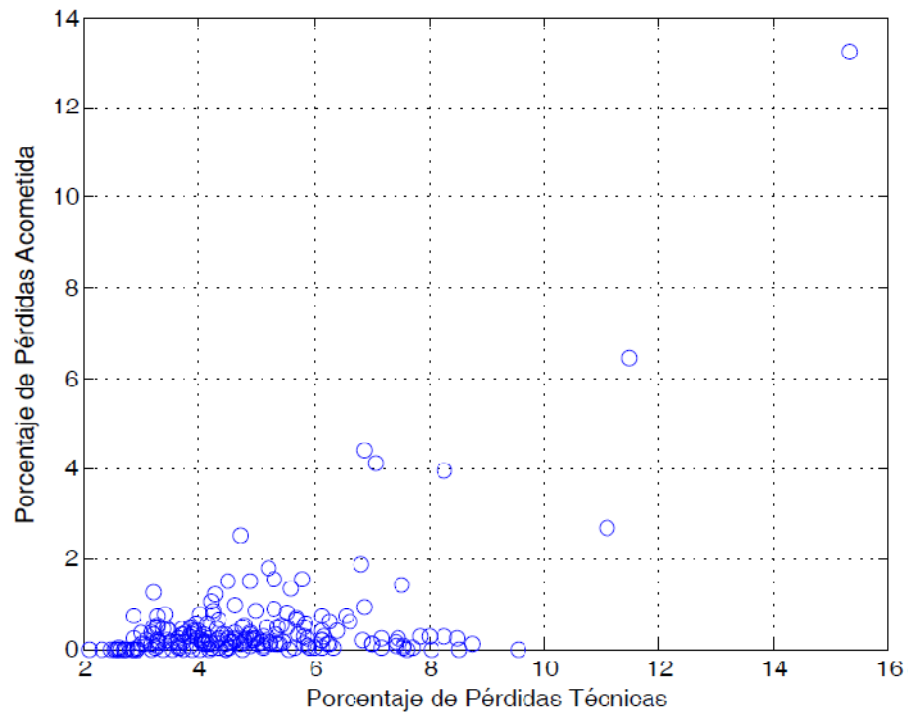


Figura 6.13. Pérdidas técnicas en acometidas versus pérdidas técnicas totales del circuito típico analizado

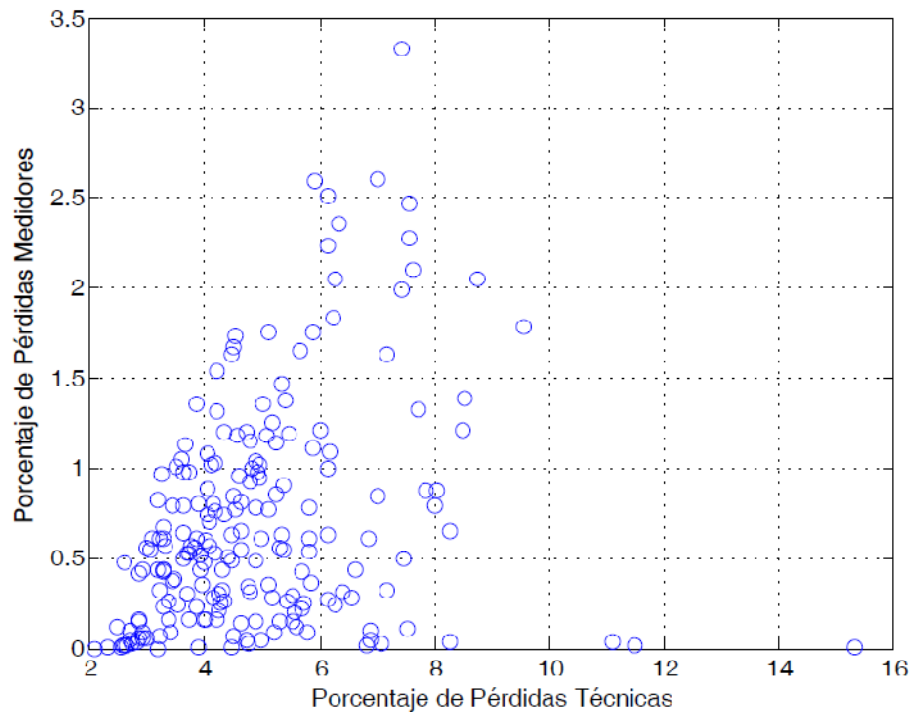


Figura 6.14. Pérdidas técnicas en medidores versus pérdidas técnicas totales del circuito típico analizado

7. PLAN DE ACCIÓN PROPUESTO PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL NIVEL 1

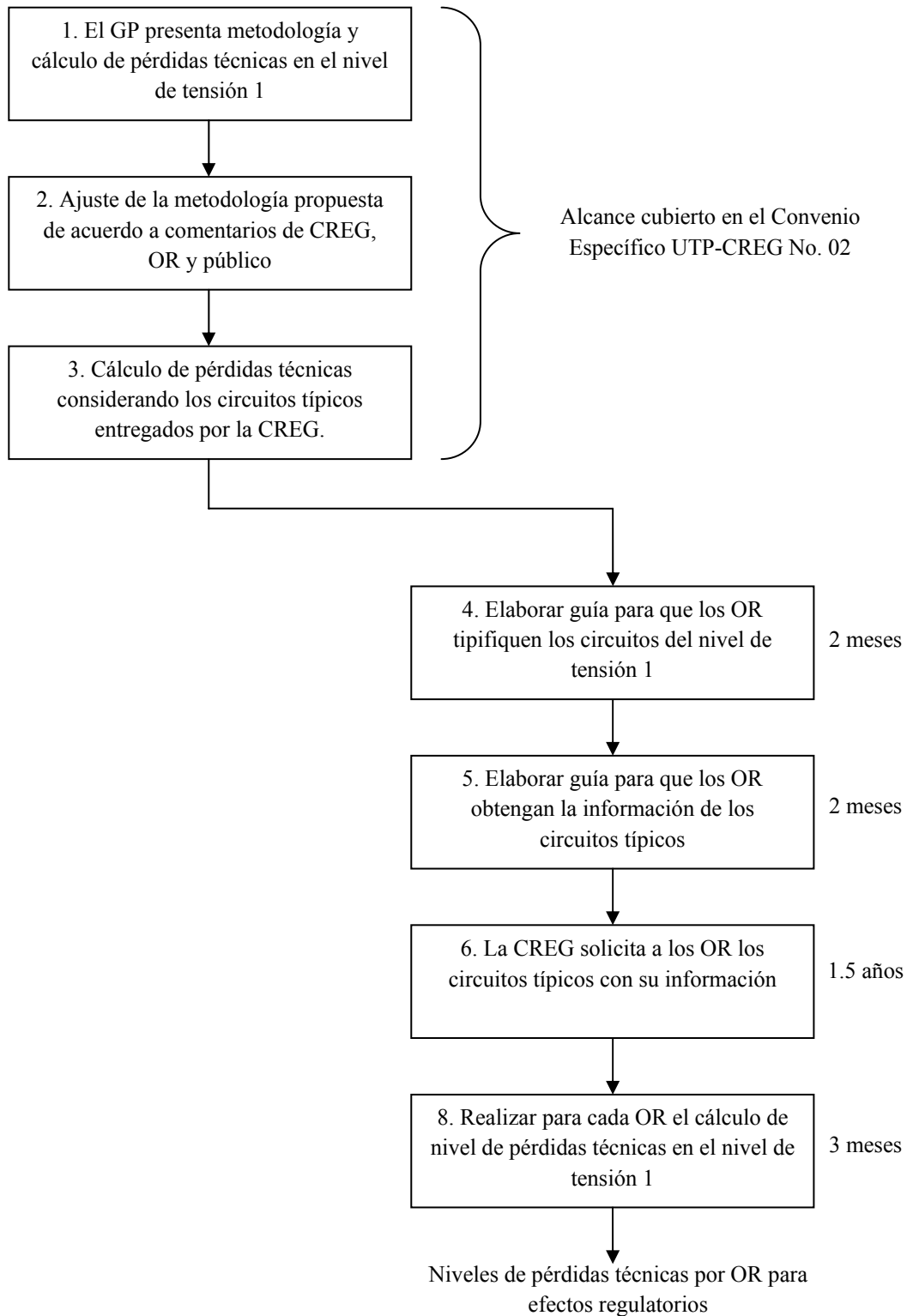


Figura 7.1. Plan de acción para obtener los niveles de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1

En la Figura 7.1 se presenta el plan de acción que el GP le propone a la CREG para el cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 utilizando la metodología propuesta en este informe. A la derecha de cada actividad que no hace parte del Convenio Especifico UTP-CREG No. 02 se presenta el tiempo estimado de ejecución.

En la actividad 4 se propone elaborar una guía para que los OR obtengan los circuitos que tipifican la totalidad de sus circuitos de baja tensión.

En la actividad 5 se propone elaborar una guía para que los OR obtengan la información de sus circuitos típicos, esto es cuál será el procedimiento aceptado para obtener la curva de carga, la curva de demanda máxima diversificada, el factor de potencia, el desbalance en corriente, la característica ZIP de las cargas, etc. Además se establecerán los procedimientos de auditaje que la CREG aplicará para asegurar la veracidad de la información entregada por los OR.

Una vez elaboradas las guías para tipificar circuitos y para obtener sus datos, la CREG solicitará a los OR presentar esta información. El plazo estimado para entregar esta información se estima en año y medio, ya que es necesario que los OR apropien los recursos necesarios para ejecutar estas actividades y las ejecuten.

Por último, una vez los OR entreguen la información solicitada, se procederá al cálculo de los niveles de pérdidas técnicas de cada OR utilizando la metodología propuesta. Estos niveles de pérdidas serán los que utilice la CREG para aplicar incentivos o penalizaciones. Para los OR que no suministren la información solicitada o para los cuales la información entregada presente inconsistencias, se calculará su nivel de pérdidas técnicas utilizando como datos por defecto indicados en la sección 4 o valores de penalización que se definan posteriormente.

ANEXO 1: MODELADO DE CARGAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las potencias activas, reactivas y aparentes, las expresa el fabricante para los valores nominales de voltaje y frecuencia. Al variar estos valores, las potencias se modifican, en especial, ante variaciones del voltaje en terminales del dispositivo.

Este comportamiento se ha modelado de diversas maneras, siendo una de ellas, expresarlo en función de la relación entre el voltaje real y el voltaje nominal y elevado a una potencia según se considere la carga:

$$\text{Potencia constante: } S_i = S_n \times \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^0 \quad (1)$$

$$\text{Corriente constante: } S_i = S_n \times \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^1 \quad (2)$$

$$\text{Impedancia constante: } S_i = S_n \times \left(\frac{V_i}{V_n} \right)^2 \quad (3)$$

Donde:

S_i : potencia real
 S_n : potencia nominal
 V_i : voltaje real
 V_n : voltaje nominal

A1.1 Modelo ZIP

La tendencia actual es incluir en un único modelo las componentes de impedancia (Z), corriente (I) o potencia (P) que tiene la carga, mediante las siguientes expresiones [3]:

$$P = P_n \left[a_p \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + b_p \left(\frac{V}{V_n} \right) + c_p \right] \quad (4)$$

$$Q = Q_n \left[a_q \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + b_q \left(\frac{V}{V_n} \right) + c_q \right] \quad (5)$$

Donde:

$a_p, b_p, c_p, a_q, b_q, c_q$: representan el porcentaje de carga de cada tipo
 P_n : potencia activa nominal
 Q_n : potencia reactiva nominal

A1.2 Impedancia constante (vs) Potencia constante

A través de un ejemplo se mostrarán las particularidades de ambos tipos de modelos.

Considérese una fuente V_s , que alimenta, a través de una línea trifásica de $0.3 + j0.4 \, \Omega$ por fase, a una carga trifásica de 900 kW y factor de potencia 0.8 en atraso.

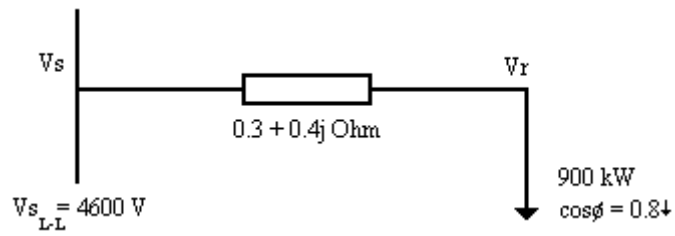


Figura A1.1. Circuito unifilar

Analizando las pérdidas de potencia ante un modelamiento tipo impedancia constante y luego ante un modelamiento potencia constante se obtienen las siguientes gráficas (las cuales son explicadas en las conclusiones de este anexo):

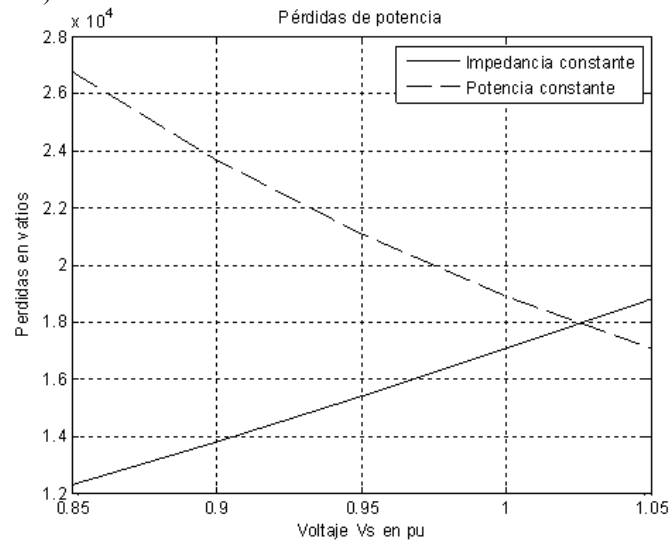


Figura A1.2. Pérdidas de potencia en vatios para el ejemplo.

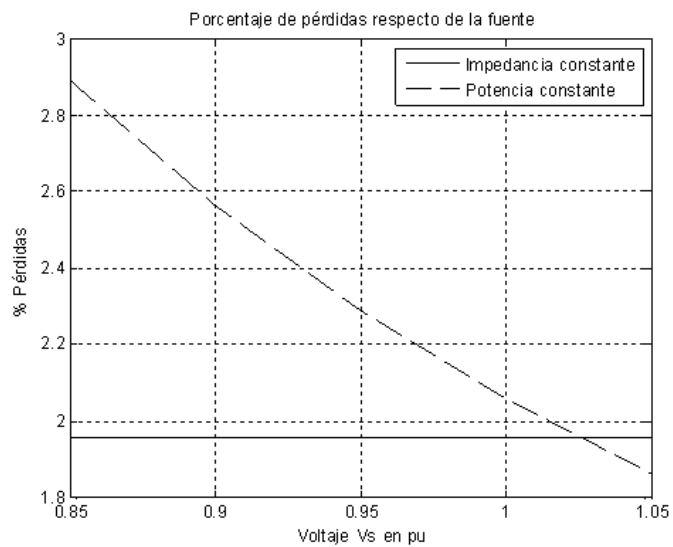


Figura A1.3. Porcentaje de pérdidas respecto a la potencia de entrada $\left(\frac{P_{\text{pérdida}}}{P_{\text{entrada}}} \times 100 \% \right)$

A1.3 Caso de prueba en circuito real

Considérese el siguiente circuito de la empresa EDEQ (datos disponibles a través del GP):

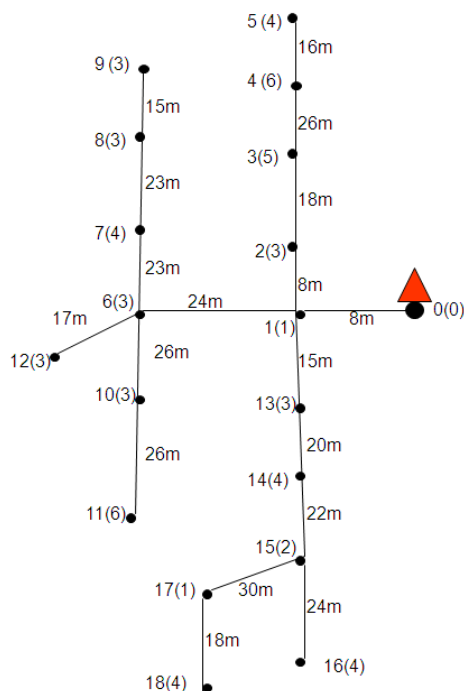


Figura A1.4. Circuito típico real de la empresa EDEQ.

Considerando los tres tipos de modelado de la carga se obtienen los siguientes resultados:

Tabla A1.1. Pérdidas en el sistema ante los diferentes tipos de modelados

Caso	Tipo de Carga	Pérdidas (kW)
1	P	3.0006
2	I	2.7444
3	Z	2.5295

A1.4 Conclusiones

- Al modelar la carga como potencia constante se obtienen más pérdidas tanto en vatios como en porcentaje, en especial ante caídas de voltaje.
- Modelar la carga como impedancia constante implica que ante una disminución de la tensión, las pérdidas disminuyen, aunque en porcentaje respecto a la potencia de entrada, son constantes. Es decir, en porcentaje, las pérdidas son insensibles ante cambios de voltaje si la carga se modela como una impedancia constante.
- El modelo adoptado en la metodología propuesta es el modelo Z, I, P mediante el uso de las ecuaciones (4) y (5)

ANEXO 2: CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES

Inicialmente se citan algunas definiciones básicas del factor de carga y factor de pérdidas obtenidos de la curva de carga diaria.

A2.1 Curvas de Carga

La carga en un sistema de distribución varía durante el día, normalmente, la máxima demanda ocurre después de las 6 pm y la mínima después de las 11 pm. Las compañías electrificadoras continuamente estudian la variación de la carga a través de todo el día, semana o mes. Una curva en la que se muestra el comportamiento de la demanda en función del tiempo se denomina curva de carga.

La curva es una función continua en el tiempo, pero para estudios prácticos, se considera discreta. En la figura A2.1 se muestra una curva de este tipo, donde el eje horizontal corresponde al tiempo, normalmente en horas, y el eje vertical corresponde a la carga en kW.

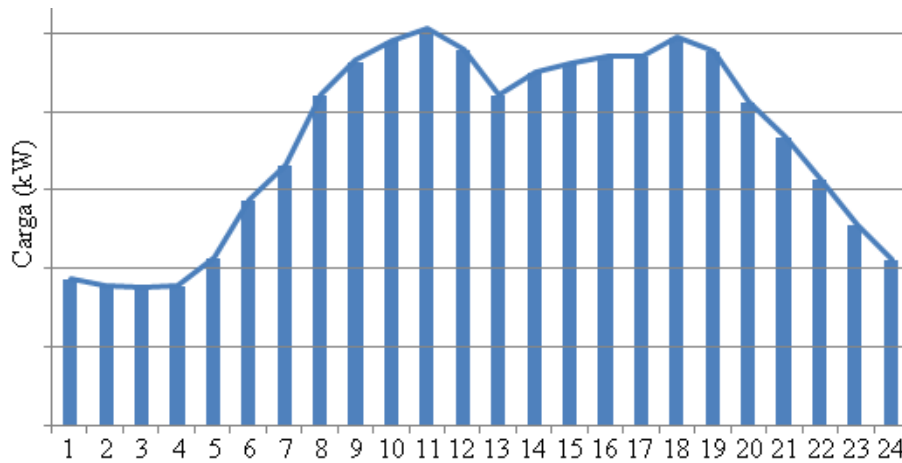


Figura A2.1. Curva de carga diaria.

Definiendo:

Δt_i : Intervalo de tiempo de discretización (normalmente 1 hora)

D_m : Demanda máxima.

D_i : Demanda a la hora i .

C_i : Demanda a la hora i en pu, donde $C_i = \frac{D_i}{D_m}$

La energía demandada por la carga en un intervalo de tiempo T es el área bajo la curva. Por lo tanto:

$$\text{Energía} = C_1 D_m \Delta t_1 + C_2 D_m \Delta t_2 + \dots + C_n D_m \Delta t_n \quad (1)$$

$$\text{Energía} = D_m \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i \quad (2)$$

Como la demanda media es la energía dividida entre el tiempo T , entonces la demanda promedio (D_{prom}) es:

$$D_{\text{prom}} = \frac{D_m}{T} \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i \quad (3)$$

A2.2 Factor de Carga (fc)

Este se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima.

$$fc = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i \quad (4)$$

Para el caso particular en que se discretiza un día en horas, $T = 24$ horas y todos los Δt_i son iguales a 1, por lo tanto:

$$fc = \left(\frac{1}{24}\right) \sum_{i=1}^{24} C_i \quad (5)$$

A2.3 Factor de pérdidas (fp)

Para una corriente que circula a través de la resistencia equivalente del transformador o a través de los conductores de la red, se producen unas pérdidas $k \cdot R \cdot I^2$ donde k depende del tipo de sistema (monofásico, trifásico, etc).

La energía perdida ($P_{\text{energía}}$) en el intervalo T es:

$$P_{\text{energía}} = k \cdot R \cdot [(C_1 I_m)^2 \cdot \Delta t_1 + (C_2 I_m)^2 \cdot \Delta t_2 + \dots (C_n I_m)^2 \cdot \Delta t_n] \quad (6)$$

El factor de pérdidas se define como la relación entre las pérdidas reales en el intervalo T y las pérdidas durante el intervalo T , suponiendo que la corriente en demanda máxima I_m permanece constante (pérdidas a demanda máxima).

$$fp = \frac{k \times R \times \left[(C_1 \times I_m)^2 \times \Delta t_1 + (C_2 \times I_m)^2 \times \Delta t_2 + \dots + (C_n \times I_m)^2 \times \Delta t_n \right]}{k \times R \times T \times I_m^2} \quad (7)$$

Simplificando, se obtiene:

$$fp = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n (C_i)^2 \cdot \Delta t_i \quad (8)$$

Para el caso en que se discretiza el día en forma horaria, $T = 24$ y todos los Δt_i son iguales a 1, por lo tanto:

$$fp = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^n (C_i)^2 \quad (9)$$

Una vez conocido el factor de pérdidas se pueden obtener las pérdidas de energía.

$$P_{\text{energía}} = fp \cdot \text{Pérdida de potencia máxima} \cdot T \quad (10)$$

A2.4 Pérdidas en transformadores de distribución

Las pérdidas en un transformador se pueden clasificar en:

- Pérdidas por regulación.
- Pérdidas de potencia reactiva.
- Pérdidas de potencia activa.

Este anexo se concentra fundamentalmente en las pérdidas de potencia activa, las cuales se evalúan en vacío y con carga.

A2.4.1 Pérdidas en vacío

Las pérdidas de potencia en vacío son iguales a las pérdidas nominales en vacío (P_{NO}) en kW (aproximadamente las del hierro).

$$P_{NO} = P_{fe} \quad (11)$$

Puesto que estas pérdidas, para propósitos prácticos, son constantes y dadas por el fabricante, las pérdidas de energía en vacío (P_{EO}) para un año son:

$$P_{EO} = P_{NO} \cdot 8760 \text{ (kW-h)} \quad (12)$$

Para un día se tiene que:

$$P_{EO} = P_{NO} \cdot 24 \text{ (kW-h)} \quad (13)$$

A2.4.2 Pérdidas con Carga

Las pérdidas de potencia con carga (P_{PC}) son pérdidas del tipo $I^2 \cdot R$ en los devanados. Para el transformador trifásico, las pérdidas de potencia con carga nominal (P_{PCN}), dadas por el fabricante son:

$$P_{PCN} = 3 \cdot I_n^2 \cdot R = 3 \cdot \left(\frac{kVA_n}{\sqrt{3}kV} \right)^2 \cdot R \quad (14)$$

En general para cualquier valor de demanda se tiene que:

$$P_{PC} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot \left(\frac{kVA}{\sqrt{3}kV} \right)^2 \cdot R \quad (15)$$

Dividiendo (15) entre (14) se obtiene:

$$\frac{P_{PC}}{P_{PCN}} = \left(\frac{kVA}{kVA_n} \right)^2 \quad (16)$$

La expresión anterior es general para transformadores monofásicos o trifásicos.

Por lo tanto, para cualquier estado de carga del transformador, las pérdidas con carga en kW se pueden evaluar mediante:

$$P_{PC} = P_{PCN} \cdot \left(\frac{kVA}{kVA_n} \right)^2 \quad (17)$$

Donde:

kVA: Demanda de la carga en kVA.

kVAn: Valor nominal en kVA del transformador.

P_{PCN} : Pérdida de potencia en kW a carga nominal (especificada por el fabricante).

El cociente ($kVA / kVAn$) es un índice de carga del transformador, el cual para demanda máxima del transformador recibe el nombre de factor de utilización (fu).

$$fu = \frac{kVA_{max}}{kVAn} \quad (18)$$

Las pérdidas de potencia se pueden evaluar para cualquier estado de carga, sin embargo, es de interés evaluarlas en la condición de demanda máxima, por lo tanto, la ecuación (17) toma la siguiente forma:

$$P_{PCmax} = P_{PCN} \cdot (fu)^2 \quad (19)$$

Reemplazando (19) en (10) se obtienen las pérdidas en carga (en el cobre):

$$P_{energia-CU} = fp \cdot P_{PCN} \cdot (fu)^2 \cdot T \quad (20)$$

Finalmente, las pérdidas totales son:

$$\text{Pérdidas de potencia (pico)} = P_{fe} + P_{PCN} \cdot (fu)^2 \quad (21)$$

Las pérdidas de energía totales son:

$$P_{energia-TOTAL} = (P_{fe}) \cdot T + fp \cdot P_{PCN} \cdot (fu)^2 \cdot T \quad (22)$$

P_{fe} y P_{PCN} se toman de las normas NTC 818 y 819 del ICONTEC.

ANEXO 3 OBJECCIÓN DE LOS OR SOBRE EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN TRANSFORMADORES

Según algunos operadores, las normas NTC 818 y NTC 819 no deberían aplicarse ya que corresponden a parámetros de transformadores nuevos y mencionan dos ecuaciones fruto del muestreo en un conjunto de transformadores para obtener las pérdidas en vatios en el hierro y en el cobre a carga nominal en lugar de las dadas en las normas.

$$P_{fe} = 69.219 + 3.4692 (kVAn) \quad (1)$$

$$P_{cu-nom} = 231.27 + 10.766 (kVAn) \quad (2)$$

Los OR no especifican en la fórmula de transformadores usados para que antigüedad se aplican, es decir desde cuando se pierde la calidad de nuevo: a los 6 meses, al año? No aparece una variable como la edad del transformador en la ecuación. Tampoco se especifica si aplica a transformadores trifásicos o monofásicos o es universal para todos.

Aceptando que son generales, dichas formulas fueron aplicadas a algunos transformadores representativos como se muestra en las tablas 1 y 2, y se compara el resultado con las pérdidas dadas por las normas NTC 818 y NTC 819.

Tabla A3.1 Transformadores Monofásicos [13]

Pérdidas calculadas con (1 y 2)			NTC 818, at ≤ 15 kV		NTC 818, 15Kv ≤ at ≤ 34.5 kV	
kVA	P _{fe}	P _{cu-nom}	P _{fe}	P _{cu-nom}	P _{fe}	P _{cu-nom}
10	103.911	338.93	50	140	*	*
15	121.257	392.76	70	195	*	*
25	155.949	500.42	100	290	185	360
37.5	199.314	634.995	135	405	230	490

Tabla A3.2 Transformadores trifásicos [14]

Pérdidas calculadas con (1 y 2)			Norma 819, at < 15 kV		Norma 819, 15Kv < at ≤ 46 kV	
kVA	P _{fe}	P _{cu-nom}	P _{fe}	P _{cu-nom}	P _{fe}	P _{cu-nom}
30	173.295	554.25	135	515	*	*
45	225.333	715.74	180	710	*	*
75	329.409	1038.72	265	1090	390	1370
112.5	459.504	1442.445	365	1540	500	1890
150	589.6	1846.17	450	1960	610	2400

A3.1 Transformadores trifásicos con 15 kV < at ≤ 46 kV. Norma NTC 819

En todos los transformadores, al calcular las pérdidas mediante las ecuaciones obtenidas por los OR dan valores menores a los establecidos por la norma NTC 819. Por lo tanto, lo que se argumenta sobre subvaloración de las pérdidas en los transformadores no es pertinente, en esta gama de transformadores. Para realizar un análisis más exhaustivo, se calcularon las diferencias en porcentaje respecto de sus kVAn así:

$$\% \Delta \text{Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas}_{OR} - \text{Pérdidas}_{NTC}}{kVAn} \times 100 \quad (3)$$

A3.2 Transformadores trifásicos cuyo $at < 15$ kV. Norma NTC 819

Tabla A3.3 Diferencias en porcentaje

kVAn	% ΔP_{fe}	% ΔP_{cu}
30	0.128	0.131
45	0.101	0.013
75	0.086	0.068
112.5	0.084	0.087
150	0.093	0.076

Se puede observar que las diferencias no son significativas (una decima en por ciento), incluso se observa como en algunos transformadores (incluido el transformador de 75 kVA quizás el más representativo del sistema de distribución) las pérdidas en el cobre son mayores en la norma NTC 819 y esta diferencia en algo atenúa la diferencia que se da en las pérdidas en el hierro.

No es correcto a fines de comparación sacar una diferencia total de pérdidas sumando algebraicamente ambas diferencias. En rigor pesan más las diferencias en el hierro pues ellas se mantienen constantes todo el tiempo y las del cobre se atenúan por los factores de pérdidas (fp) y de utilización al cuadrado (fu)².

A3.3 Transformadores monofásicos cuyo $15 \text{ kV} < at \leq 34.5$ kV. Norma NTC 818

Tabla A3.4. Diferencias en porcentaje

kVAn	% ΔP_{fe}	% ΔP_{cu}
10	*	*
15	*	*
25	-0.116	0.562
37.5	-0.082	0.387

La diferencia de pérdidas en el cobre a través del tiempo se amortigua por dos factores el de pérdidas (fp) y de utilización al cuadrado (fu)² y a pesar de la diferencia aparentemente mayor, se cancela con las de hierro que son del otro sentido. Es decir, La objeción presentada por los OR, en este caso, no es pertinente.

A3.4 Transformadores monofásicos cuyo $at < 15$ kV. Norma NTC 818

Tabla A3.55 Diferencias en porcentaje

kVAn	% ΔP_{fe}	% ΔP_{cu}
10	0.539	1.989
15	0.342	1.318
25	0.224	0.842
37.5	0.171	0.613

En esta gama de transformadores se dan diferencias mayores, pues las pérdidas del hierro no se atenúan y las del cobre se atenúan con el ciclo de carga, aún así, un transformador de 10 kVA entregaría una diferencia aproximadamente del 1%. Sin embargo el porcentaje de transformadores monofásicos es poco apreciable para considerar estas diferencias.

Conclusión:

Se recomienda en la evaluación de pérdidas en transformadores tomar como valores de referencia las pérdidas en el hierro y en el cobre suministradas por las normas NTC 818 y 819.

ANEXO 4: EFECTO DEL DESEQUILIBRIO DE LAS CARGAS EN LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA

A4.1 Formulación Básica.

Con carga equilibrada, las tres corrientes de fase son iguales y las pérdidas en una línea se pueden determinar con la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas de potencia} = 3 * R * I_e^2 \quad (1)$$

Siendo R la resistencia por fase de los conductores e I_e el valor eficaz de la corriente de fase en condiciones balanceadas.

En general, para una línea con conductores de fase (R-S-T) y neutro idénticos, la expresión de las pérdidas es:

$$\text{Pérdidas de potencia} = 3 * R * (I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_{\text{NEUTRO}}^2) \quad (2)$$

Definiendo la relación de pérdidas r_p como el cociente entre las pérdidas en condiciones de desbalance y las pérdidas en condiciones de balance, se obtiene:

$$r_p = \frac{P_p}{P_e} = \frac{(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 + I_{\text{NEUTRO}}^2)}{3 \times I_e^2} \quad (3)$$

En el caso de cargas balanceadas, la relación de pérdidas es 1, y si están desbalanceadas esta relación siempre será mayor que la unidad. Por tanto, la relación de pérdidas es un buen índice del grado de desequilibrio de una carga. En la literatura especializada se establece que las mínimas pérdidas se producen cuando la carga está equilibrada.

Existen innumerables formas de repartir cargas desbalanceadas. En cualquier caso, si los voltajes se suponen iguales en magnitud y el factor de potencia se considera igual para las cargas, se debe cumplir para las magnitudes de las corrientes que:

$$I_R + I_S + I_T = 3 * I_e \quad (4)$$

La expresión (4) garantiza que la carga total sea la misma pero en condiciones de desbalance.

A4.2 Algunos casos de desequilibrio aplicados a un sistema real

A través de un ejemplo se muestra el efecto en las pérdidas del sistema ante el desbalance de la carga en este.

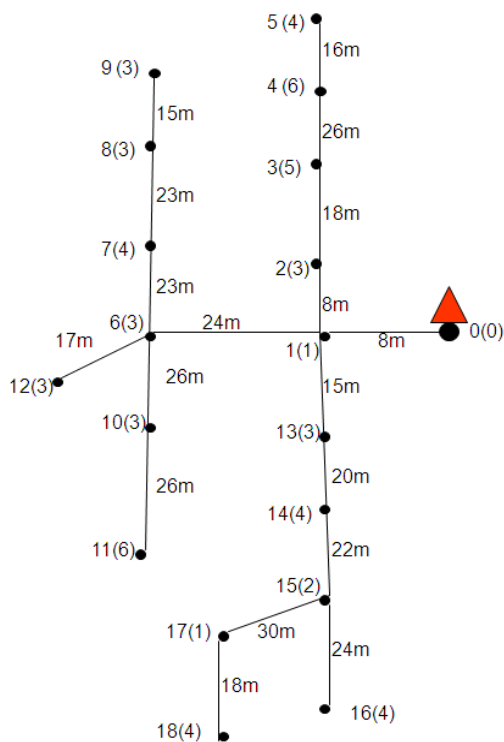


Figura A4.1 Circuito típico real de la empresa EDEQ.

Casos de desbalance analizados:

Tabla A4.1 Porcentaje de potencia por fase respecto a la carga del sistema

Caso	% Desbalance por fase (A - B - C) *	% Desbalance del sistema	Pérdidas (kW)	Relación de pérdidas
1	33,3 - 33,3 - 33,3	0.220	3.001	1.000
2	30 - 35 - 35	10.393	3.024	1.007
3	40 - 30 - 30	21.638	3.093	1.031
4	20 - 40 - 40	41.627	3.353	1.117
5	20 - 30 - 50	53.041	3.643	1.214
6	50 - 25 - 25	53.956	3.590	1.196
7	10 - 45 - 45	71.620	4.060	1.353
8	60 - 20 - 20	86.007	4.552	1.517
9	0 - 50 - 50	100.000	5.131	1.710
10	70 - 15 - 15	117.212	6.029	2.009
11	80 - 10 - 10	146.986	8.093	2.696
12	85 - 7,5 - 7,5	161.158	9.374	3.123
13	100 - 0 - 0	200.000	14.416	4.803

* La suma del porcentaje de las tres fases debe ser 100%

Para hallar el porcentaje de desbalance (% Des) del sistema se emplea la siguiente expresión:

$$\% \text{ Des} = \left[\frac{\max \left(|I_a - I_{\text{prom}}|, |I_b - I_{\text{prom}}|, |I_c - I_{\text{prom}}| \right)}{|I_{\text{prom}}|} \right] * 100\% \quad (5)$$

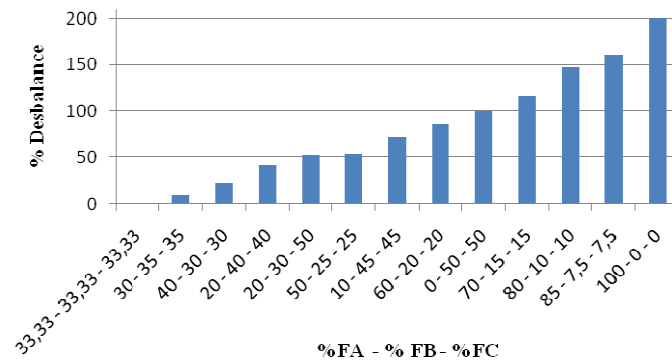


Figura A4.2 Porcentajes de desbalance del sistema.

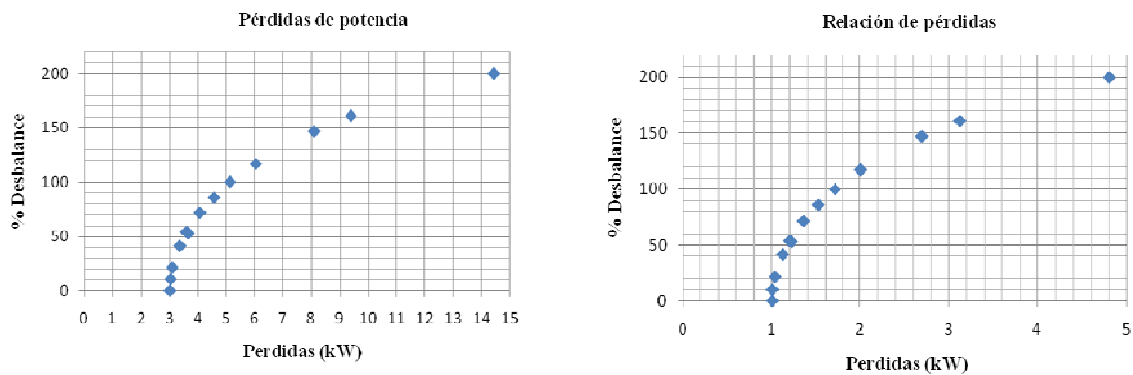


Figura A4.3 Pérdidas y relación de pérdidas en función del desbalance.

La figura muestra como el incremento en el desbalance del sistema, incrementa las pérdidas de potencia. Además se observa como ante condiciones balanceadas se obtiene el menor valor de pérdidas, por lo tanto, la relación de pérdidas será mayor a la unidad ante condiciones de desbalance.

A4.3 Caso general de desbalance (Análisis simplificado).

Considérense las siguientes corrientes por fase:

$$\begin{aligned} I_R &= X + I_e \\ I_S &= Y + I_e \\ I_T &= I_e - X - Y \end{aligned} \quad (6)$$

Donde X y Y pueden ser positivas o negativas y en amperios.

Realizando la suma fasorial para obtener la corriente por el neutro se obtiene:

$$I_{NEUTRO}^2 = 3 * (X^2 + X*Y + Y^2) \quad (7)$$

Reemplazando (6) y (7) en (3) se obtiene:

$$rp = 1 + \frac{5 \times (X^2 + X \times Y + Y^2)}{3 \times I_e^2} \quad (8)$$

Independientemente de los valores que puedan tomar X y Y la relación de pérdidas siempre será igual o mayor que 1, es decir, ante condiciones de desbalance, las pérdidas siempre serán mayores que en condiciones de balance.

A4.4 Reparto del desbalance en las cargas del sistema

De acuerdo a lo explicado anteriormente, para un porcentaje de desbalance dado (% Des), las corrientes (y por lo tanto las potencias), se pueden distribuir de forma diferente. Por ejemplo, en un sistema trifásico y tomando como referencia la corriente por la fase A, un desbalance del 20 % se puede distribuir como se ilustra en las expresiones 9 y 10 :

$$\begin{aligned} I_a &= I_a + 20 \% I_a \\ I_b &= I_a - 10 \% I_a \\ I_c &= I_a - 10 \% I_a \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} I_a &= I_a - 20 \% I_a \\ I_b &= I_a + 10 \% I_a \\ I_c &= I_a + 10 \% I_a \end{aligned} \quad (10)$$

Incluso para estos dos casos, existen muchas formas de repartir la corriente para obtener el mismo desbalance del 20 %. Por lo tanto, ¿Cuál es el efecto de repartir la corriente de diferentes formas y cuál se adoptará en la metodología propuesta?. Para responder a esta pregunta se analizan las siguientes tablas y la siguiente figura, las cuales están construidas para un desbalance del 20 %.

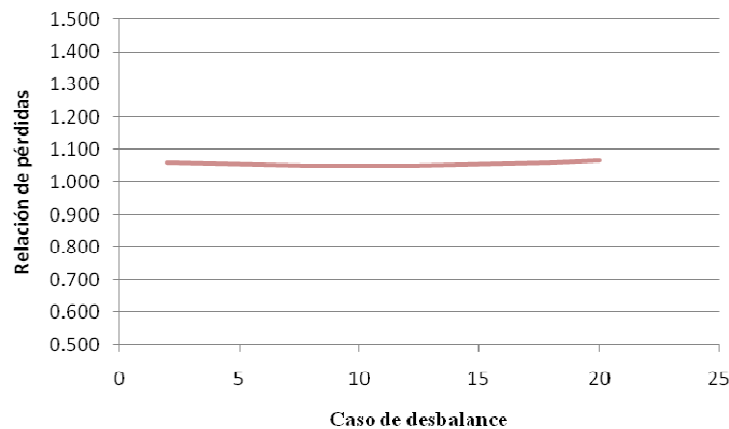
Tabla A4.2 Pérdidas y relación de pérdidas para un desbalance del 20 % ($I_a + 20 \%$)

% Desb I_a (+)	% Desb I_b (-)	% Desb I_c (-)	I_a (A)	I_b (A)	I_c (A)	I_{NEUTRO} (A)	Pérdidas (W)	Relación de pérdidas
0	0	0	1	1	1	0	3	1
20	2	18	1.2	0.98	0.82	0.33	3.182	1.061
20	4	16	1.2	0.96	0.84	0.32	3.168	1.056
20	6	14	1.2	0.94	0.86	0.31	3.158	1.053
20	8	12	1.2	0.92	0.88	0.30	3.152	1.051
20	10	10	1.2	0.9	0.9	0.30	3.150	1.050
20	12	8	1.2	0.88	0.92	0.30	3.152	1.051
20	14	6	1.2	0.86	0.94	0.31	3.158	1.053
20	16	4	1.2	0.84	0.96	0.32	3.168	1.056
20	18	2	1.2	0.82	0.98	0.33	3.182	1.061
20	20	0	1.2	0.8	1	0.35	3.200	1.067

Tabla A4.3 Pérdidas y relación de pérdidas para un desbalance del 20 % (Ia – 20 %)

% Desb Ia (-)	% Desb Ib (+)	% Desb Ic (+)	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	I _{NEUTRO} (A)	Pérdidas (W)	Relación de pérdidas
0	0	0	1	1	1	0	3	1
20	2	18	0.8	1.02	1.18	0.33	3.182	1.061
20	4	16	0.8	1.04	1.16	0.32	3.168	1.056
20	6	14	0.8	1.06	1.14	0.31	3.158	1.053
20	8	12	0.8	1.08	1.12	0.30	3.152	1.051
20	10	10	0.8	1.1	1.1	0.30	3.150	1.050
20	12	8	0.8	1.12	1.08	0.30	3.152	1.051
20	14	6	0.8	1.14	1.06	0.31	3.158	1.053
20	16	4	0.8	1.16	1.04	0.32	3.168	1.056
20	18	2	0.8	1.18	1.02	0.33	3.182	1.061
20	20	0	0.8	1.2	1	0.35	3.200	1.067

Las tablas muestran como un desbalance por encima o por debajo tomando como referencia la fase a, dan las mismas pérdidas y por ende la misma relación de pérdidas, respecto al caso en equilibrio, además, las pérdidas y relación de pérdidas ante un porcentaje de desbalance determinado considerando cualquier distribución de las corrientes (por lo tanto para potencias), dan un valor muy similar, aunque una distribución extrema de las corrientes aumenta levemente las pérdidas.



Finalmente, ante un escenario de desbalance, se adoptará la siguiente distribución de las potencias por tramo del sistema:

$$\begin{aligned}
 P_a &= P_a + \% \text{ Des} \\
 P_b &= P_b - (\% \text{ Des} / 2) \\
 P_c &= P_c - (\% \text{ Des} / 2)
 \end{aligned}
 \tag{11}$$

ANEXO 5: METODOLOGÍA EMPLEADA PARA HALLAR LAS POTENCIAS NODALES A PARTIR DE LA CURVA DE CARGA Y LA TABLA DE DEMANDA DIVERSIFICADA

En este anexo se encuentra la metodología empleada para obtener las potencias por grupo de usuarios en una red de distribución secundaria, a partir de los valores de la curva de carga del transformador de distribución y considerando la no coincidencia de la demanda por medio de las tablas de demanda máxima diversificada.

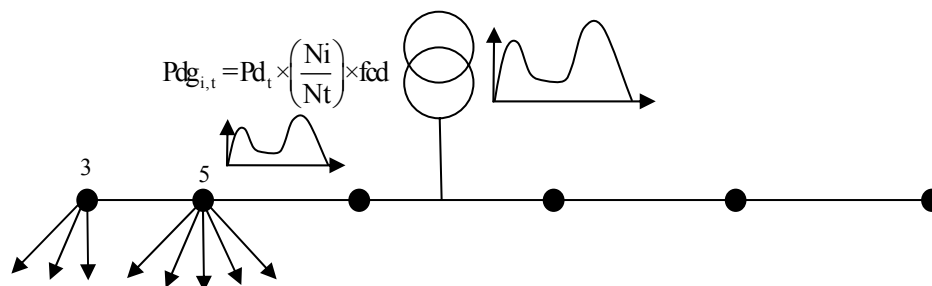


Figura A5.1 Cálculo de potencia demandada por tramo

$$Pd_{g_{i,t}} = Pd_t \times \left(\frac{N_i}{N_t}\right) \times fcd \quad (1)$$

Donde:

$Pd_{g_{i,t}}$: Potencia demandada por el grupo de usuarios alimentados por el tramo i en el instante de tiempo t .

Pd_t : Potencia demandada por el circuito completo (curva de carga) en la hora t .

N_i : Cantidad de usuarios alimentados por el tramo i .

N_t : Cantidad total de usuarios del circuito.

fcd : Factor de corrección por demanda diversificada.

Para explicar la metodología se presenta el siguiente ejemplo.

El sistema distribución de la figura A5.2 pertenece a un sector estrato dos el cual es alimentado por la Empresa de Energía de Pereira (EEP).

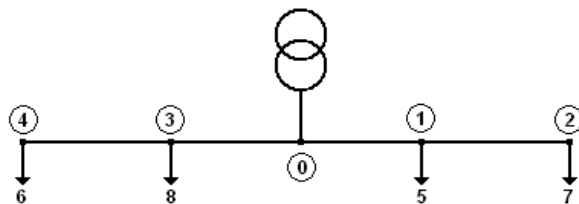


Figura A5.2 Sistema de distribución del ejemplo

En las tablas A5.1, A5.2 y A5.3 se encuentran la cantidad de usuarios por nodo, los datos de carga del transformador de distribución y las tablas de demanda máxima diversificada de la EEP, respectivamente.

Tabla A5.1 Número de usuarios

Nodo	Número de Usuarios	Nodo	Número de Usuarios
0	0	3	8
1	5	4	6
2	7	-----	-----

Tabla A5.2 Datos de carga del transformador

Hora	kVA	Hora	kVA	Hora	kVA
1	9,7	9	15,5	17	17
2	9,7	10	16,1	18	21,5
3	9,2	11	17,6	19	25,5
4	9,2	12	17,9	20	25,9
5	10	13	17,8	21	24,9
6	14	14	16,1	22	21
7	16,3	15	15,3	23	15,5
8	15,1	16	15,7	24	11,4

Tabla A5.3 Demanda diversificada acumulada (kVA)

Número de Abonados	Estratos 5 y 6	Estratos 3 y 4	Estratos 1 y 2
1	4.13	3.05	1.33
2	5.07	3.45	1.85
3	6.02	3.85	2.37
4	6.96	4.25	2.89
5	7.91	5.00	3.41
6	8.86	5.65	3.92
7	9.80	6.31	4.45
8	10.72	6.95	4.96
9	11.69	7.61	5.49
10	12.64	8.27	6.01
11	13.58	8.92	6.52
12	14.53	9.58	7.57
13	15.48	10.23	7.04
14	16.42	10.89	8.09
15	17.36	11.54	8.60
16	18.31	12.19	9.12
17	19.26	12.84	9.64
18	20.20	13.50	10.16
19	21.15	14.16	10.68
20	22.09	14.81	11.20
21	23.03	15.46	11.72
22	23.98	16.12	12.24
23	24.92	16.77	12.77

La norma de la EEP expresa que si el número de abonados es mayor a 23, la demanda total se calcula por medio de las siguientes expresiones:

$$\text{Estratos 1 y 2: } DT = Na * 0.56$$

$$\text{Estratos 3 y 4: } DT = Na * 0.73$$

$$\text{Estratos 5 y 6: } DT = Na * 1.08$$

Donde:

DT: Demanda total acumulada [kVA]

Na: Número de abonados

En la siguiente tabla se ilustra el valor de los KVA por usuario y un valor normalizado para el estrato 2.

Tabla A5.4 Valor normalizado de demanda para el estrato 2

Número de usuarios	kVA - Usuario	KVA - Usuario Normalizado *
1	1,33	2,38
2	0,93	1,65
3	0,79	1,41
4	0,72	1,29
5	0,68	1,22
6	0,65	1,17
7	0,64	1,14
8	0,62	1,11
9	0,61	1,09
10	0,60	1,07
11	0,59	1,06
12	0,59	1,05
13	0,58	1,04
14	0,58	1,03
15	0,57	1,02
16	0,57	1,02
17	0,57	1,01
18	0,56	1,01
19	0,56	1,00
20	0,56	1,00
21	0,56	1,00
22	0,56	1,00
23	0,56	1,00

* KVA por usuario obtenido al dividir la segunda columna entre 0.56.

A continuación se ilustra la curva de carga del transformador y las curvas de demanda máxima diversificada (correspondientes a las tablas A5.2 y A5.3), respectivamente.

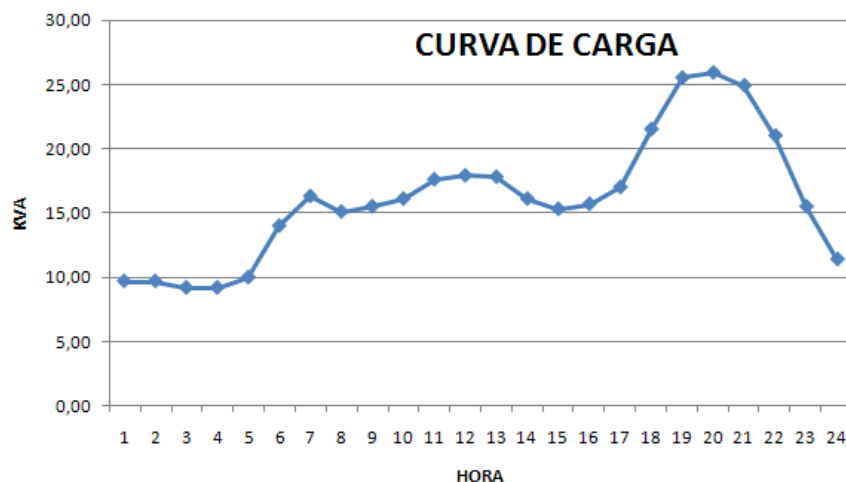


Figura A5.3 Curva de carga del transformador

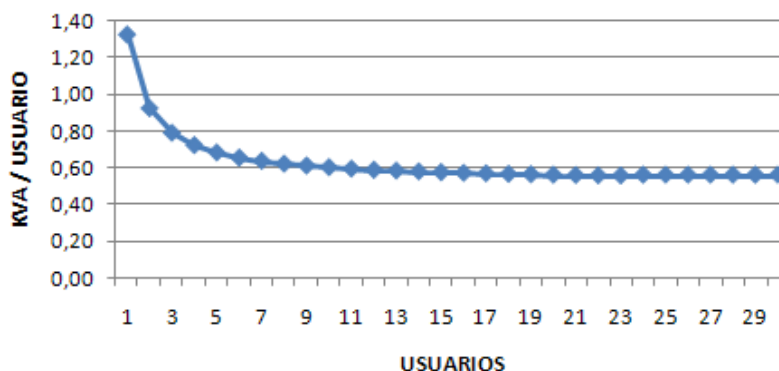


Figura A5.4 Curva de demanda máxima diversificada

En la siguiente figura se ilustra la potencia que circula por cada tramo en función del número de usuarios.

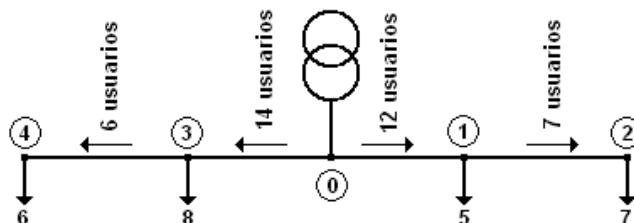


Figura A5.5 Usuarios por tramo

Para conocer la potencia que circula por cada tramo se emplea la ecuación (1) del presente anexo.

En la siguiente tabla se observan los valores hallados para las horas 5 y 20 en cada tramo, sabiendo que N_t es igual a 26 (ver tabla A5.1) y que la demanda para dichas horas son 10 y 25.9 kVA, respectivamente (ver tabla A5.2).

Tabla A5.5 Potencias por tramo

Tramo		Número de Usuarios	Fcd *	Pdg [kVA] Hora 5	Pdg [kVA] Hora 20
Nodo Inicial	Nodo Final				
0	1	12	1,05	4,84	13,03
1	2	7	1,14	3,06	8,25
0	3	14	1,03	5,54	14,91
3	4	6	1,17	2,7	7,26

* Obtenido de la cuarta columna de la tabla A.5.2.

A partir de las demandas calculadas para cada tramo se calculan las potencias nodales empleadas para correr el flujo de carga. Los diagramas para cada caso se ilustran en las figuras A5.6 y A5.7.

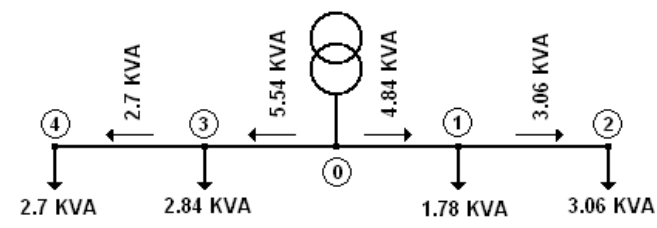


Figura A5.6 Potencias del sistema para la hora 5.

La potencia demandada en el nodo 3, se calcula como la resta entre el flujo que va de 0 a 3 menos el flujo que va de 3 a 4 ($5.54 - 2.7$). Aplicando el mismo procedimiento se obtiene la potencia demandada en cada nodo. Finalmente se hace una corrección en la potencia demandada por nodo para que coincida con la potencia entregada por el transformador en cada hora.

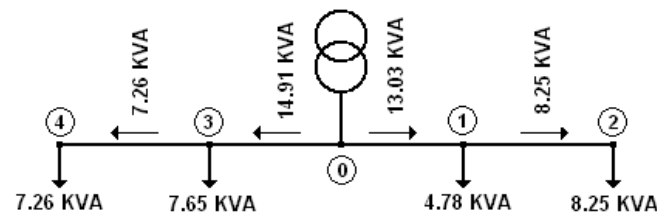


Figura A5.7 Potencias del sistema para la hora 20.

Nota: A partir del factor de potencia horario, se obtiene la demanda de kW en cada hora del día.

ANEXO 6: CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MEDIDORES Y ACOMETIDAS

A6.1 Medidores de Energía

Los medidores de energía están compuestos por un par de bobinas para cada fase. Así, los medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos poseen, respectivamente, 1 par, 2 pares y 3 pares de bobinas. Cada elemento medidor está constituido por una bobina de potencial y una bobina de corriente. La pérdida en la bobina de potencial es asumida por el operador de red. La pérdida de energía en la bobina de potencial no varía a lo largo del día, ya que ésta está sometida a una tensión prácticamente constante, que permite asumir que la pérdida de energía en el medidor es independiente de la carga.

De esta forma, para calcular la pérdida de energía en un medidor de energía, basta conocer el valor de pérdidas por elemento medidor y la cantidad total de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Así las pérdidas de potencia activa $P_{\text{medidores}}$ correspondientes a los medidores de energía de a un circuito secundario de distribución con n usuarios se calculan como:

$$P_{\text{medidores}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{mi} * W_{mi}}{1000} \text{ [kW]} \quad (1)$$

Donde

N_{mi} : Número de usuarios con medidor de energía tipo i

W_{mi} : Consumo de energía del medidor de energía tipo i

Las pérdidas de energía $e_{\text{medidores}}$ son calculadas por la siguiente expresión:

$$e_{\text{medidores}} = P_{\text{medidores}} \times \Delta t \text{ [kW-h]} \quad (2)$$

Donde Δt es el período de análisis (en horas).

$P_{\text{medidores}}$ se toma de las normas NTC 2147, 2288, 4052 y 4649 del ICONTEC

El consumo de energía de los diferentes tipos de medidores se obtiene de las normas técnicas colombianas, las cuales dan los valores máximos permisibles a la frecuencia y temperatura de referencia. La tabla A6.1 presenta un resumen de esta información.

Tabla A6.1 Consumo de potencia en circuitos de tensión según las NTC correspondientes

	Clase	NTC 2147 Medidores estáticos	NTC 2288 Medidores electromecánicos	NTC 4052 Medidores estáticos	NTC 4649 Equipo para medidores de energía
Fuente de alimentación conectada al circuito de tensión	0,2 S	2 W	-----	-----	-----
	0,5 S	2 W	-----	-----	-----
	1	-----	-----	2 W	-----
	2	-----	-----	2 W	-----
Fuente de alimentación no conectada al circuito de tensión	0,2 S	0,5 VA	-----	-----	-----
	0,5 S	0,5 VA	-----	-----	-----
	1	-----	-----	0,5 VA	-----
	2	-----	-----	0,5 VA	-----
Monofásicos y polifásicos	0,5	-----	3 W	-----	-----
	1	-----	3 W	-----	-----
	2	-----	2 W	-----	-----
Multienergía	1φ	-----	-----	-----	3,0 W
	2φ	-----	-----	-----	2,5 W
	3φ	-----	-----	-----	2,0 W
Multifunción	1φ	-----	-----	-----	5,0 W
	2φ	-----	-----	-----	3,5 W
	3φ	-----	-----	-----	3,0 W

A6.2 Acometidas

Las pérdidas de energía en una acometida dependen de la carga, es decir, el cálculo de las pérdidas en este elemento requiere del conocimiento de la resistencia de cada conductor de acometida y el valor de corriente en cada una de las fases en cada instante de tiempo.

Las metodologías existentes para el cálculo de las pérdidas de energía en las acometidas establecen un valor medio para el calibre y la longitud, pues considerar cada acometida por separado sería muy dispendioso y requiere gran cantidad de datos adicionales. Otro factor que dificulta el cálculo de las pérdidas de potencia en las acometidas es la difícil tarea de determinar las corrientes por las fases de este segmento. Por tanto, las metodologías investigadas utilizan algunas reglas simples para determinar esas corrientes.

[1] y [2] adoptan algunas hipótesis en el cálculo de pérdidas de energía en las acometidas:

- Se establece un circuito típico, representado por la longitud y calibre promedios.
- La demanda de un consumidor trifásico es el triple de la de uno monofásico.
- La demanda de un consumidor bifásico es el doble de la de uno monofásico.
- Una acometida monofásica tiene 2 conductores por los que circula la corriente.
- Las acometidas bifásicas y trifásicas tienen 3 conductores por los que circula la corriente.

Para un grupo de usuarios alimentados por un transformador trifásico, las pérdidas de potencia activa $P_{\text{acometidas}}$ se calculan como:

$$P_{\text{acometidas}} = \left[\frac{P_{\text{dem}}}{N_1 + 2N_2 + 3N_3} \right]^2 \times \left[\frac{1}{V_{\text{fn}} \times \cos(\theta)} \right]^2 \times R \times (2N_1 + 3N_2 + 3N_3) \quad (3)$$

Para el caso monofásico, las pérdidas de potencia activa $P_{\text{acometidas}}$ se calculan como:

$$P_{\text{acometidas}} = \left[\frac{P_{\text{dem}}}{N_1 + 2N_2} \right]^2 \times \left[\frac{1}{V_{\text{fn}} \times \cos(\theta)} \right]^2 \times R \times (2N_1 + 2N_2) \quad (4)$$

Donde:

P_{dem} : Es la demanda de potencia activa total del grupo de usuarios

θ : Es el ángulo del factor de potencia

V_{fn} : Es la tensión nominal fase neutro de la red secundaria

R : Es la resistencia promedio de una acometida

N_1 : Es el número de usuarios conectados en forma bifilar

N_2 : Es el número de usuarios conectados en forma trifilar

N_3 : Es el número de usuarios conectados en forma tetrafilar

Las pérdidas de energía $e_{\text{acometidas}}$ son calculadas por la siguiente expresión:

$$e_{\text{acometidas}} = P_{\text{acometidas}} \times \Delta t \text{ [kW-h]} \quad (5)$$

Donde Δt es el período de análisis (en horas).

ANEXO 7: MÉTODO PARA ANALIZAR CIRCUITOS CON ANILLOS

A7.1. ANÁLISIS DE REDES EN ANILO SENCILLO

A continuación se presenta una metodología para calcular el porcentaje de regulación de una red en anillo, perteneciente al nivel de tensión I.

La red de la figura A7.1 tiene seis nodos en los cuales se encuentran descritas las cargas con los valores S_i en kVA. La longitud entre los nodos está dada por las distancias L_i en metros.

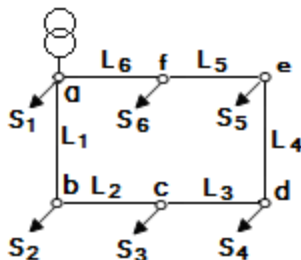


Figura A7.1. Red en anillo sencillo

Es importante aclarar que todos los usuarios conectados al anillo conforman un grupo de n usuarios donde cada uno de ellos tiene la misma demanda diversificada, pues usan el mismo factor de diversidad. Además toda la red tiene el mismo calibre de conductor en todo su recorrido.

La potencia S_T que entrega el transformador, está dada por la suma de todas las cargas. Por lo tanto:

$$S_T = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 \quad (1)$$

Cuando S_T ingresa al anillo se divide en dos flujos, ocasionando que se presente un punto donde lleguen ambos flujos. Este punto es conocido como el punto de mínima (PM), pues es el lugar donde se presenta la menor tensión del sistema [19].

Para obtener el punto de mínima de la red se deben seguir los siguientes pasos:

1. Seleccionar aleatoriamente un nodo del sistema como PM.

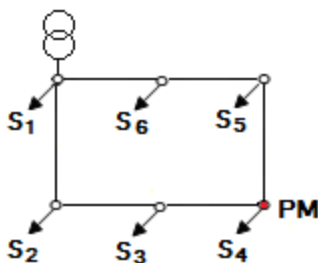


Figura A7.2. Punto de mínima seleccionado aleatoriamente

2. Plantear las ecuaciones para el cálculo de la regulación desde el transformador hasta el PM, por ambos caminos de la red.

Como:

$$\% \text{ Reg}_{\text{TRAFO-PM}} = K_{\text{REG}} * ME \quad (2)$$

Donde,

K_{REG} : Constante de regulación (1/kVA-m)

ME: Momento eléctrico (kVA-m)

Entonces:

$$\% \text{ Reg}_{\text{TRAFO-PM}} = K_{REG} [Y * L_6 + (Y - S_6) * L_5 + (Y - S_5 - S_6) * L_4] \quad (3)$$

$$\% \text{ Reg}_{\text{TRAFO-PM}} = K_{REG} [(S_T - Y - S_1) * L_1 + (S_T - Y - S_1 - S_2) * L_2 + (S_T - Y - S_1 - S_2 - S_3) * L_3] \quad (4)$$

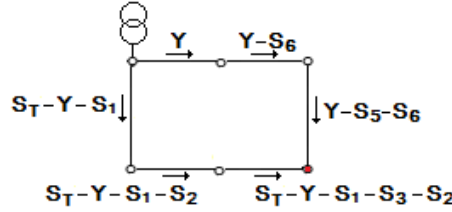


Figura A7.3. Flujos por el sistema

3. Igualar las ecuaciones de regulación y despejar el valor de Y.

Como el porcentaje de regulación desde el transformador hasta el punto de mínima es igual por ambos caminos, y adicionalmente el calibre del conductor es igual en toda la red, entonces se puede deducir que:

$$ME_{\text{TRAYECTORIA 1}} = ME_{\text{TRAYECTORIA 2}} \quad (5)$$

Por lo tanto:

$$Y * L_6 + (Y - S_6) * L_5 + (Y - S_5 - S_6) * L_4 = (S_T - Y - S_1) * L_1 + (S_T - Y - S_1 - S_2) * L_2 + (S_T - Y - S_1 - S_2 - S_3) * L_3 \quad (6)$$

De la ecuación anterior se puede observar que la única incógnita es Y, pues todas las longitudes L_i , las cargas S_i y la carga total S_T son valores conocidos.

4. Obtener el verdadero punto de mínima del sistema.

Una vez se calcula el valor de Y, se pueden obtener los flujos que circulan por el sistema, para obtener de esta forma el PM, el cual es el nodo donde convergen ambos flujos.

A7.2. CONVERSIÓN DE LA RED EN ANILLO A RED RADIAL

Con el análisis descrito en el numeral anterior se puede determinar el punto de mínima (el cual es alimentado por ambos lados de la malla). En forma aproximada dicho método permite además de obtener dicho punto, saber el flujo de potencia por ambos lados. Se puede entonces en dicho sitio físico crear un nodo ficticio diferente al anterior (sin conexión, la malla se abre) y repartir en forma proporcional la carga original (# de usuarios), entre los 2 nodos. Esta repartición es aproximada y depende de la topología particular de cada circuito analizado.

A7.3. COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE UN SISTEMA EN ANILLO Y UN SISTEMA ABIERTO EN EL PUNTO DE MÍNIMA

En este apartado se ilustra un sistema de distribución en anillo, perteneciente al nivel de tensión I, al cual se le calculan las pérdidas técnicas tanto a la red en anillo como a la red abierta en el punto de mínima (PM).

En este ejemplo solamente se calculan las pérdidas en la red, por lo tanto la comparación no se hace considerando acometidas, medidores y el transformador de distribución.

El sistema empleado cuenta con 11 nodos y 11 tramos de red. La configuración del sistema se ilustra en la Figura A7.4 y los datos de líneas y demandas en la Tabla A7.1.

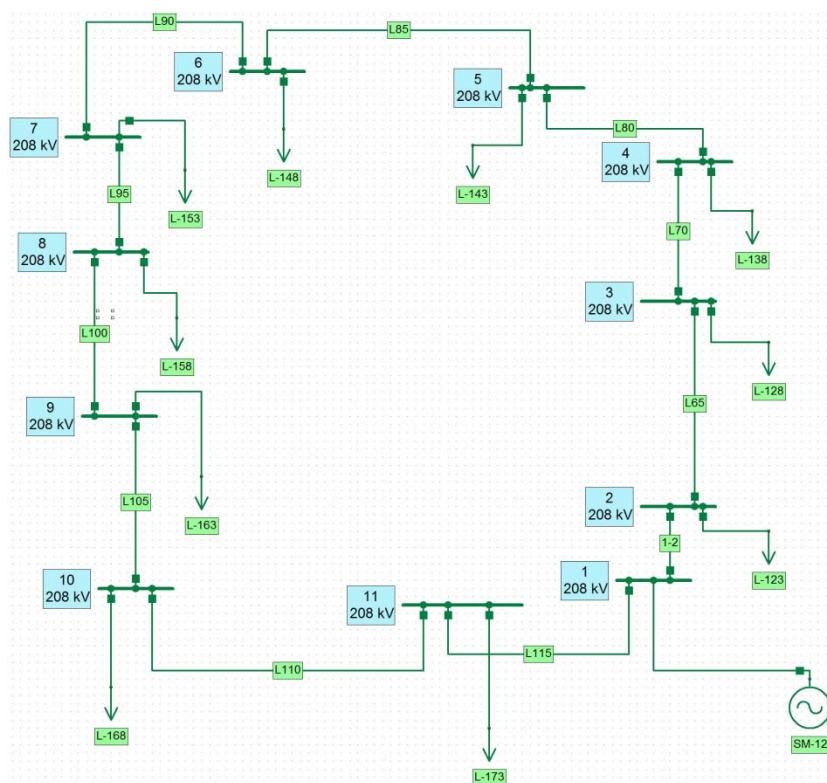


Figura A7.4. Sistema en anillo empleado

Tabla A7.1. Datos del sistema

NODO INICIAL	NODO FINAL	R [ohm/milla]	X [ohm/milla]	LONGITUD [milla]	DEMANDA [MVA] *
1	2	0,3061	0,627	0,0211	1
2	3	0,3061	0,627	0,023	3
3	4	0,3061	0,627	0,024	15
4	5	0,3061	0,627	0,024	1
5	6	0,3061	0,627	0,024	3
6	7	0,3061	0,627	0,0062	9
7	8	0,3061	0,627	0,01557	4
8	9	0,3061	0,627	0,029	6
9	10	0,3061	0,627	0,0299	3
10	11	0,3061	0,627	0,0299	8
11	1	0,3061	0,627	0,0305	-----

* La demanda está ubicada en el nodo final.

Después de aplicar la metodología descrita en los numerales A1.1 y A1.2, el sistema se abre en el punto de mínima (nodo 7), tal como se ilustra en la Figura A7.5.

El PM fue cambiado por dos nodos (uno nuevo y el existente), con el fin de que los dos flujos que llegan a este punto, estén alimentando carga en las configuraciones radiales.

Es preciso aclarar que algunos nodos fueron reenumerados y la carga ubicada en el PM fue redistribuida como se ilustra a continuación.

Tabla A7.2. Demanda en los nodos asociados al PM

INICIAL	NUEVO	DEMANDA [MVA]
7	7	4
-----	8	5

Los nodos que inicialmente estaban enumerados como 8, 9, 10 y 11 fueron cambiados por 9, 10, 11 y 12, respectivamente.

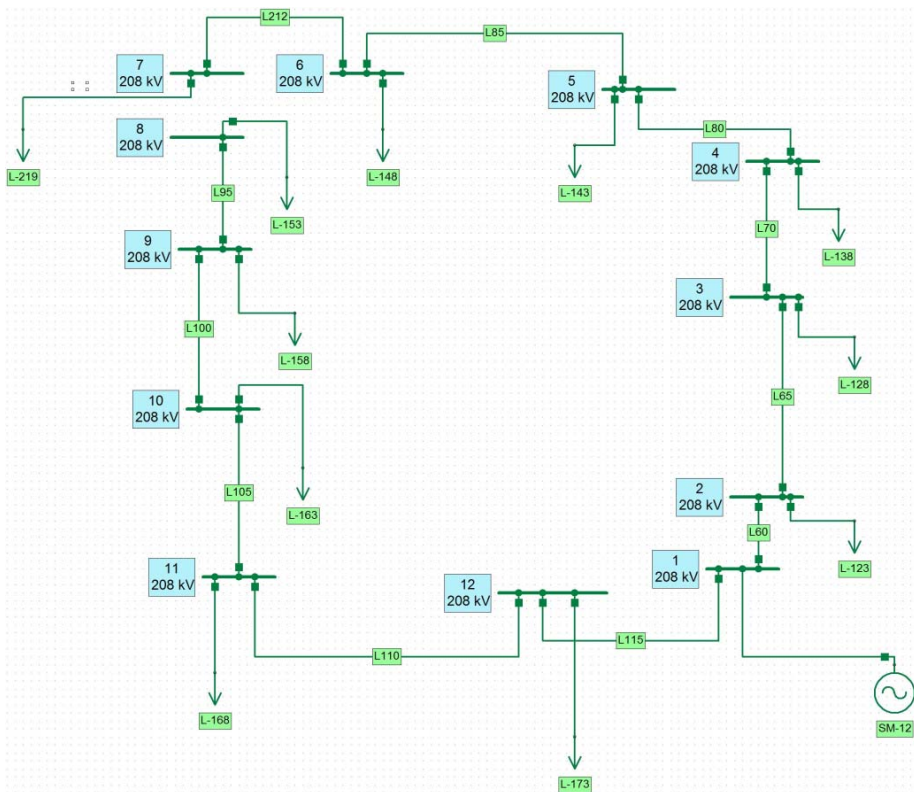


Figura A7.4. Sistema abierto en el nodo 7 (PM)

Los resultados de las pérdidas técnicas de la red, tanto para la red en anillo como abierta, se ilustran en la Tabla A7.3.

Tabla A7.3. Pérdidas de los dos sistemas

SISTEMA	PÉRDIDAS TÉCNICAS DE LA RED		OBSERVACIONES
	ACTIVA [KW]	REACTIVA [KVAR]	
I	0,61	1,25	SISTEMA ORIGINAL
II	0,61	1,25	SISTEMA ABIERTO EN EL PM

Como se puede observar en la tabla anterior, los valores de las pérdidas son las mismas para ambos casos.

ANEXO 8: MÉTODO PARA OBTENER LA CURVA DE CARGA

La metodología desarrollada por el GP para el cálculo de pérdidas técnicas en nivel de tensión I, requiere de la curvas de carga de cada circuito típico a ser analizado. Estas curvas poseen características intrínsecas como el factor de carga, valor de la demanda máxima y forma de la curva de acuerdo al circuito.

Para los cálculos de pérdidas técnicas de cada OR presentado en este documento, solo se contaba en la base de datos de la CREG con el factor de carga y la demanda máxima de los circuitos típicos. De otra parte, la CREG disponía en las resoluciones GREG números 33 a 58 del 2003 de curva de carga típicas para cada OR. Así, se desarrolló un procedimiento para obtener la curva de carga para cada circuito con base a la minimización de las desviaciones cuadráticas para cada período de tiempo entre la curva típica de las resoluciones CREG 33 a 58 del 200 y una nueva curva que debe cumplir el factor de carga, conservando el instante de tiempo donde ocurre el valor máximo

Para lo anterior, se implementó en GAMS un problema de optimización no lineal como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\min \sum_{i=1}^{24} (P_i^{new} - P_i^{old})^2$$

sujeto a :

$$\frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^{new}}{24 P_{\max}^{new}} = fc \quad (1)$$

$$P_{\max}^{new} = 1$$

Donde P_i^{new} Son las demandas hora a hora a calcular, P_i^{old} son los datos de demanda hora a hora de la curva de carga proporcionada por la CREG, $P_{\max}$ indica la hora en que la demanda es máxima y fc es el factor de carga reportado por cada OR en cada circuito.

A modo de ilustración, en la tabla A8.1 se muestra la elaboración de la curva de carga para un circuito de Tuluá y Pereira. En las figuras A8.1 y A8. 2 se presentan las curva de carga obtenidas.

Tabla A8.1 Curvas de carga obtenidas aplicando el método desarrollado por el GP

Período de Tiempo	TULUA		PEREIRA	
		T_65023448		T_1962
	Curva CREG	Curva GAMS	Curva CREG	Curva GAMS
H1	0.523	0.514	0.444	0.230
H2	0.341	0.332	0.420	0.206
H3	0.295	0.287	0.416	0.202
H4	0.295	0.287	0.435	0.221
H5	0.341	0.332	0.546	0.332
H6	0.341	0.332	0.696	0.482
H7	0.341	0.332	0.703	0.489
H8	0.545	0.537	0.723	0.509
H9	0.545	0.537	0.753	0.539
H10	0.409	0.400	0.792	0.578
H11	0.477	0.468	0.819	0.605
H12	0.727	0.718	0.789	0.575
H13	0.705	0.696	0.729	0.515
H14	0.545	0.537	0.699	0.485
H15	0.523	0.514	0.702	0.488
H16	0.455	0.446	0.713	0.499
H17	0.432	0.423	0.736	0.522
H18	0.409	0.400	0.819	0.605
H19	0.500	0.491	1.000	1.000
H20	0.955	0.946	0.971	0.757
H21	1.000	1.000	0.892	0.678
H22	0.909	0.900	0.781	0.567
H23	0.818	0.809	0.616	0.402
H24	0.727	0.718	0.495	0.281
fc		Reportado por OR		Reportado por OR
	0.548	0.540	0.695	0.490

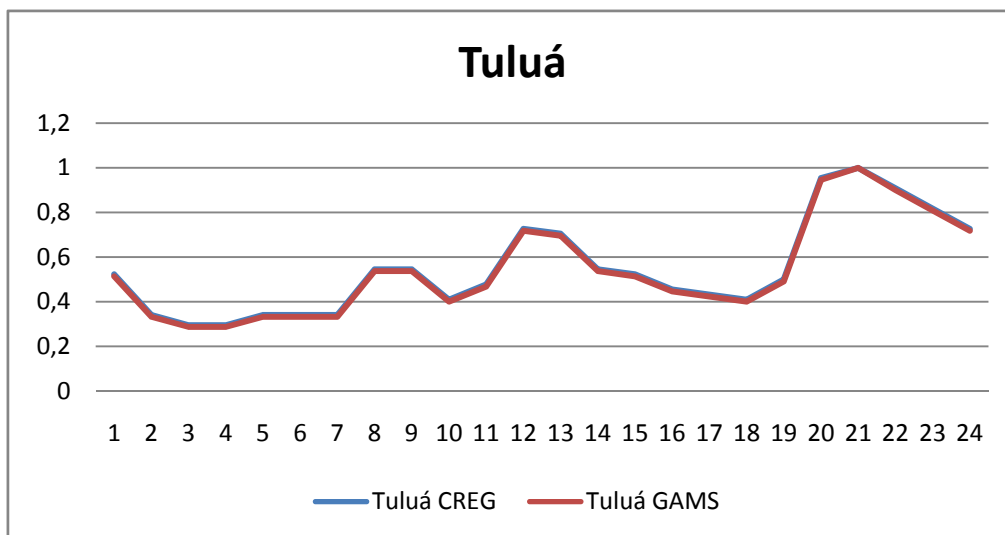


Figura A8.1 Curvas de carga para un transformador de la ciudad de Tuluá

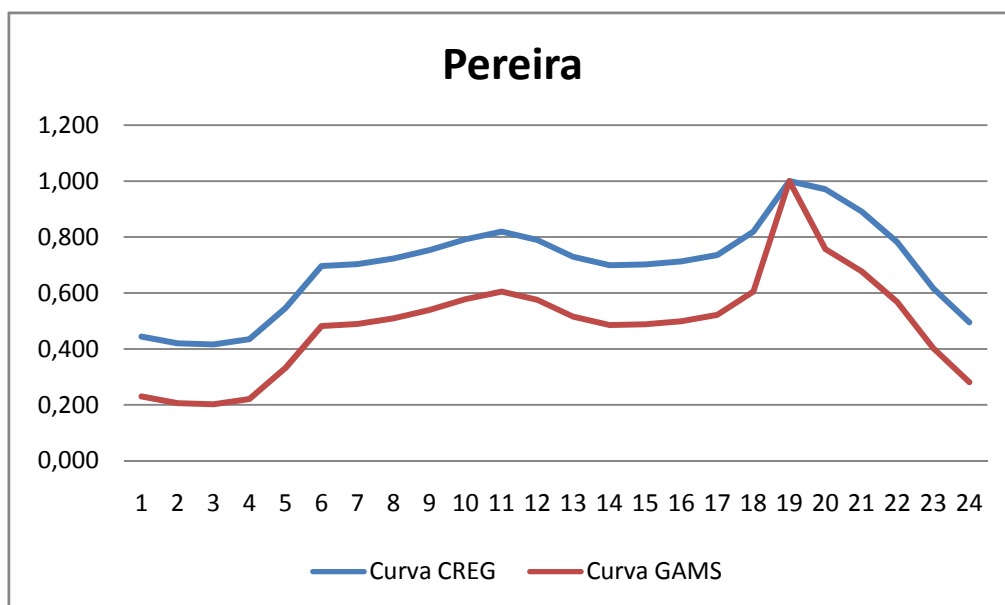


Figura A8.2 Curvas de carga para un transformador de la ciudad de Pereira

REFERENCIAS

- [1]. IEB S. A, Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía, Informe Final – Tomo 3, Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 1, Revisión 2, Documento IEB 469-07-06, Septiembre de 2009.
- [2]. Seppälä Anssi, “Load research and load estimation in electricity distribution”. Dissertation for the degree of Doctor of Technology. Technical Research Centre of Finland. 1996
- [3]. IEEE Task Force Report. “Load Representation for Dynamics Performance Analysis”. IEEE Transaction on Power Systems, Vol 8, No. 2 May/1993.
- [4]. Méffe, André. Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuicao, Escola Politécnica da Universidade de Sao Paulo. Dissertacao de Mestrado. 2001.
- [5]. CODI – Comitê de Distribuicao. Método para Determinacao, Análise e Otimizacao das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuicao. Doc. Técnico CODI-3.2.19.34.0, agosto de 1996.
- [6]. CCON – Comitê Coordenador de Operacoes Norte / Nordeste. Determinacao de Perdas em Sistemas de Distribuicao. XI SENDI, Blumenau, setembro de 1992.
- [7]. Cipoli, J A; Borges, J A M. Avaliacao das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I-SIDEE, Belo Horizonte, novembro de 1990.
- [8]. Bacelar, J. Perdas no Sistema de Distribuicao da COELBA, Relatório 214R – COELBA, Salvador, setembro de 1994.
- [9]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Medidores Estáticos de energía activa. (Clases 0,2 S y 0,5 S). NTC 2147. Bogotá, Colombia. 2003.
- [10]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Medidores electromecánicos de energía activa. (Clases 0,5, 1 y 2). NTC 2288. Bogotá, Colombia. 2003.
- [11]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Medidores Estáticos de energía activa. (Clases 1 y 2). NTC 4052. Bogotá, Colombia. 2003.
- [12]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Equipo para medidores de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Requisitos de tensión y consumo de potencia. NTC 4649. Bogotá, Colombia. 1999.
- [13]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en liquido. Corriente sin carga. perdidas y tensión de corto circuito. NTC 818. Bogotá, Colombia. 1995.
- [14]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Electrotecnia. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en liquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito. NTC 819. Bogotá, Colombia. 1995.
- [15]. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Electrotecnia. Transformadores reconstruidos y reparados. Requisitos. NTC 1954. Bogotá, Colombia. 1996.

- [16]. Zapata Carlos J, Cardona Milton C., Zapata Johan E, “Índices de confiabilidad de contadores de energía”. Mundo Eléctrico. No. 60. 2005. Bogotá. Colombia.
- [17]. Zapata Carlos J, Garcés Ana M, Trujillo Willmer, “Índices de confiabilidad de acometidas”. Mundo Eléctrico. No. 60. 2005. Bogotá. Colombia.
- [18]. Zapata Carlos J, Análisis Probabilístico y Simulación, Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.
- [19]. Ramírez Samuel, “Redes de distribución de energía”. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004.