



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**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**

CONTRATACIÓN CDP-170-08

Informe Final – TOMO 5

Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 3

Revisión 0

DOCUMENTO IEB-469-07-06



Ingeniería Especializada

Itagüí, septiembre de 2008

CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento han sido entregadas a:

Nombre	Dependencia	Empresa	Copias
Hernán Molina	Dirección Ejecutiva	Comisión de Regulación de Energía y Gas	1
	\Servidor	IEB S.A.	1

Las observaciones que resulten de su revisión y aplicación deben ser informadas a IEB S.A.

CONTROL DE REVISIONES

Revisión No.	Aspecto revisado	Fecha
0	Emisión inicial	2008/09/30

CONTROL DE RESPONSABLES

NÚMERO DE REVISIÓN		0		
Elaboración	Nombre	CAS/MCR		
	Firma			
	Fecha	2008/09/30		
Revisión	Nombre	JABD		
	Firma			
	Fecha	2008/09/30		
Aprobación	Nombre			
	Firma	CREG		
	Fecha			

MCR Mauricio Correa Ramirez

CAS Claudia Arboleda Serna

JABD Jaime Alberto Blandón Diaz

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	4
2	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.....	4
3	CONSIDERACIONES EN EL CÁLCULO	7
4	METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES.....	7
5	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS	8

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Información entrada DIgSILENT N3	6
--	---

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de <i>kpu</i> y <i>kqu</i> para los diferentes modelos de carga	5
Tabla 2. Pérdidas Técnicas por empresas Nivel 3.....	9

1 INTRODUCCIÓN

Para llevar a cabo las actividades relacionadas con la modelación de las redes de tensión del nivel 3, se tomó como información base la reportada por los OR en el marco de la Circular CREG 015 de 2007. En dicha información se encontraron problemas de información que impedían realizar una buena modelación de la red de cada OR; por lo tanto se realizaron diversas comunicaciones con las empresas entre los días 12 a 19 de diciembre de 2007 desde las oficinas de CREG con el fin de aclarar la información reportada en la circular.

Con base en las aclaraciones y la nueva información enviada por las empresas durante el mes de diciembre de 2007, se procedió a efectuar la revisión y clasificación de la misma.

Los resultados de pérdidas calculados con esta información se presentaron en la Circular CREG 024 de 2008 y entre los días 28 de Mayo y 6 de Junio de 2008, se abrió un espacio de discusión, en las oficinas de IEB S.A. Medellín, en conjunto con los Operadores de Red, la CREG y el consultor para dar respuesta a los comentarios generados a dicho informe. En este encuentro se presentaron las metodologías de cálculo de pérdidas usadas por los OR's como también los problemas de la información reportada.

Durante las reuniones con los agentes se generaron compromisos de parte de los OR para corregir y complementar la información necesaria para realizar nuevamente la modelación de las redes del Nivel de tensión 3 y posterior cálculo de las pérdidas técnicas.

En la mayoría de los casos la información fue corregida, sin embargo en algunas empresas la información continuó con problemas, en cuyos casos se tomaron criterios técnicos y regulatorios para modelar las redes con la mejor información disponible.

2 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

Las redes del nivel de tensión 3 se modelaron en el programa *DIGSILENT PowerFactory* tomando como referencia la información del Anexo 2 de la Circular 015 referente a los circuitos reportados por cada una de las empresas distribuidoras. Los datos necesarios para la modelación y simulación fueron:

- Parámetros de tramos de circuitos como son impedancias, longitudes, carga asociada a cada nodo, generación embebida y conectada en el nivel de tensión 3.
- Diagramas unifilares reportados por los OR o tomados del sistema de información de XM S.A. E.S.P.
- Curvas de carga de cada nodo final donde existe demanda para un período de 24 horas para un día laboral.

Para la modelación de las cargas se utilizó un modelo de carga de impedancia constante. El modelo de carga usado por *DIGSILENT* se ajusta a las siguientes ecuaciones:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{kpu} \quad y \quad Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{kqu}$$

Ecuación 1.

Donde:

P_0 y V_0 son las condiciones de operación inicial, es decir, los valores de carga.

kpu y kqu son los parámetros que especifican el comportamiento de la carga de acuerdo al modelo seleccionado.

La Tabla 1 presenta los valores de kpu y kqu para lograr potencia constante, corriente constante o impedancia constante.

Tabla 1. Valores de kpu y kqu para los diferentes modelos de carga

Relación	Valor	Constante
$kpu/kqu =$	0	Potencia
$kpu/kqu =$	1	Corriente
$kpu/kqu =$	2	Impedancia

El modelo de impedancia constante permite mantener los niveles de tensión adecuados para alimentar la carga especificada, es decir, el flujo de carga ajusta la potencia demanda de acuerdo al nivel de tensión que se tenga en la barra.

Se seleccionó este modelo considerando mantener el nivel de tensión entre 0.9 p.u. y 1.1 p.u. de acuerdo a la regulación CREG vigente.

En los casos en que no se contaba con información suficiente, se tomaron datos típicos basados principalmente en la experiencia y estudios anteriores elaborados por el consultor, además se tomaron como referencia catálogos de equipos y materiales empleados en la actividad de distribución.

Se realizaron simulaciones para determinar la incidencia y/o el aporte de la generación embebida en la red, en las pérdidas de cada uno de los OR; se determinaron las pérdidas, para las empresas que reportaron generación embebida, con generación y sin generación.

La metodología y datos empleados para la simulación en DIgSILENT se presentan en la

1.

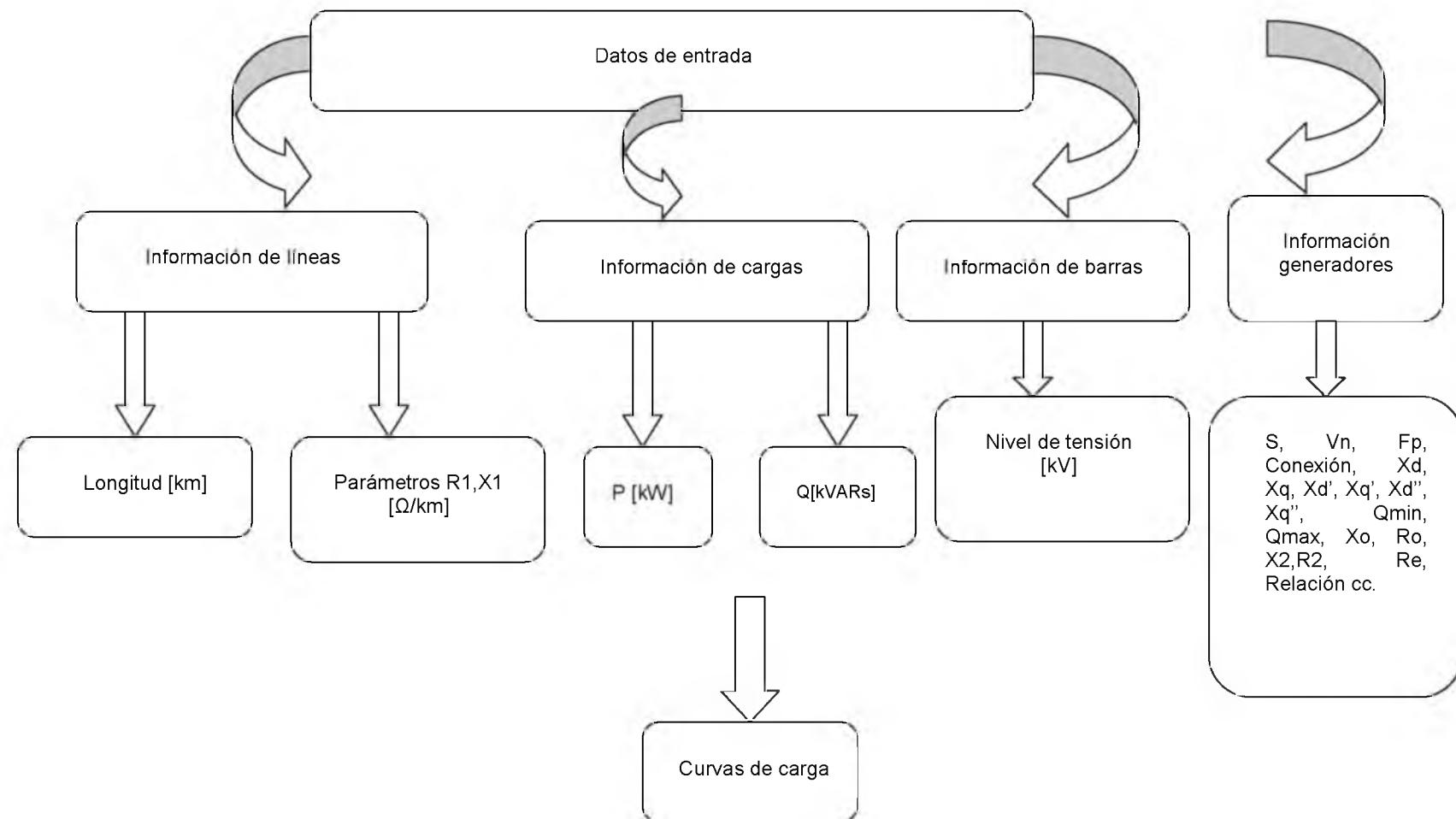


Figura 1. Información entrada DigSILENT N3

3 CONSIDERACIONES EN EL CÁLCULO

En algunas empresas no se reporta el nodo 0, de acuerdo con los requerimientos de la CREG en su Circular 015, por lo cual no se pudo identificar el nodo inicial al cual se encuentra conectado el circuito. En estos casos se consideró como subestación o punto inicial del circuito el nodo del primer tramo reportado.

En muchos casos se identificaron áreas o tramos de circuito aislados, es decir, redes que no presentan ninguna conexión con la subestación a la cual pertenecen. En estos casos se conectaron todos los tramos pertenecientes a un mismo circuito a una sola barra o S/E principal con su respectivo equivalente de red.

Para efectos de la modelación de las líneas se consideraron datos típicos de susceptancia (B1 uS/km), debido a que éstos no fueron solicitados por la CREG a las empresas distribuidoras. El cálculo de este parámetro se efectuó considerando una configuración horizontal y utilizando el calibre del conductor reportado. El efecto capacitivo de las líneas se calculó a partir de la siguiente ecuación.

$$C_1 = C_2 = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{DMG}{r}} = \frac{55.55}{\ln \frac{DMG}{r}} \left[\frac{nF}{Km} \right] \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde:

DMG es la distancia media geométrica entre los conductores, que para la configuración seleccionada es 1.4489 m.

r es el radio del conductor [m]

Para las empresas que no reportaron los parámetros de los conductores pero sí su calibre, se seleccionaron con base en éste, los datos necesarios de acuerdo a los reportados por empresas con topología similar.

En las empresas que no reportaron diagramas unifilares donde se pudiera identificar un posible enmallamiento del sistema en el nivel de tensión 3, se alimentó cada circuito desde la subestación inicial. Para las empresas que mencionaron su enmallamiento en este nivel de tensión y presentaron sus diagramas unifilares, la alimentación se realizó de acuerdo a la ubicación de los transformadores elevadores identificados en los diagramas unifilares de XM S.A. E.S.P. y los propios de cada empresa.

Para las unidades de generación reportadas, en ningún caso se declararon los parámetros de las mismas, por lo cual se modelaron con valores típicos

4 METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES

Para cada uno de los OR se calcularon las pérdidas técnicas de transformación, con base en los datos de curvas de carga reportados por dichos agentes y la siguiente formulación básica:

$$\%P = \%P_{Hierro} + \frac{\%P_{Cobre}}{24 \cdot (1,2P_{pico})^2} \cdot (C_1^2 + C_2^2 + C_i^2 \dots + C_{24}^2) \quad \text{Ecuación 3.}$$

Donde:

- $\% P_{Hierro}$: porcentaje de pérdidas del hierro según la resolución CREG 042 de 2001
- $\% P_{Cobre}$: porcentaje de pérdidas del cobre según la resolución CREG 042 de 2001
- P_{Pico} : Potencia pico de la curva de carga promedio del nivel de tensión 2 para un OR
- C_1, C_2, \dots, C_{24} : valores de la curva de carga promedio del nivel de tensión para un OR, hora a hora.

Para la determinación de las pérdidas nominales de transformadores de potencia, se utilizó el documento soporte de la resolución CREG 042 de 2001 en el que se encontró que el factor de pérdidas para transformadores menores de 30 MVA es de 0.8%, que considera 0,1% de pérdidas del hierro y 0,7% de pérdidas del cobre, valores que se encontraron aplicables para los tamaños de transformadores utilizados normalmente por los OR dentro de su alimentación a sus SDL.

El factor de 1.2 en la potencia del denominador de la expresión, corresponde al margen entre la capacidad nominal de los transformadores y la potencia pico promedio realmente utilizada por los mismos, lo que supone un margen de crecimiento de la demanda que alcance a cubrir el período tarifario con una tasa media de crecimiento cercana al 4%.

La simulación parcial del comportamiento de las pérdidas en algunos de los transformadores de los OR no permite recoger la generalidad, ni recoge criterios de márgenes de expansión que deben establecerse en todo el período tarifario. Aunque algunos de los OR enviaron cuadros de resultados de simulaciones de sus transformadores, el consultor no pudo replicar o valorar dichas simulaciones ya que los parámetros utilizados no fueron entregados, ni pudo verificar los datos de pérdidas nominales utilizados, ni pudo establecer que se hubiesen adelantado teniendo en cuenta las curvas de carga típicas entregadas. A este respecto considera mucho más confiable la valoración hecha a partir del estudio de la CREG que soportó la resolución CREG 042 de 2001, cuyo fundamento técnico no fue cuestionado y el uso de las curvas entregadas por los OR a la CREG.

5 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

Las pérdidas fueron calculadas en el software DIgSILENT para cada empresa, en este nivel se simularon las curvas de carga reportadas por las empresas y se calcularon las pérdidas para cada periodo construyendo la curva de pérdidas.

La Tabla 2 presenta los resultados por empresa de las pérdidas en redes, transformadores y las pérdidas totales

Tabla 2. Pérdidas Técnicas por empresas Nivel 3

EMPRESA	Pérdidas [%] líneas	Pérdidas [%] transformadores	Pérdidas Totales [%]
CHEC	1.00	0.36	1.36
CEDENAR	3.34	0.27	3.61
CEDELCA	1.17	0.34	1.51
CENS	2.14	0.38	2.52
CODENSA	1.58	0.54	2.12
TULUA	1.50	0.32	1.82
ENERTOLIMA	2.37	0.34	2.71
ELECTROCOSTA	2.53	0.42	2.95
ESSA	3.04	0.38	3.42
ELECTROCAQUETA	1.87	0.31	2.18
ELECTRICARIBE	2.24	0.42	2.66
ELECTROHUILA	1.07	0.38	1.45
EMSA	1.73	0.36	2.09
ARAUCA	0.81	0.35	1.16
EBSA	0.94	0.33	1.27
CUNDINAMARCA	1.08	0.41	1.49
PEREIRA	1.07	0.39	1.46
EPSA	2.05	0.37	2.42
PUTUMAYO	0.68	0.30	0.98
QUINDIO	1.29	0.26	1.55
EMEVASI	0.24	0.23	0.47
POPAYAN	1.60	0.23	1.83
EMCALI	1.97	0.37	2.34
CARTAGO	0.65	0.41	1.06
EPM	0.68	0.53	1.21
EEBP	0.78	0.30	1.08

EMPRESA	Pérdidas [%] líneas	Pérdidas [%] transformadores	Pérdidas Totales [%]
ENERGUAVIARE	0.30	0.28	0.58

El valor promedio de las pérdidas técnicas en porcentaje para este nivel es de 1.83%