



**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 4

Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 2

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			

CAS Claudia Arboleda Serna

MCR Mauricio Correa Ramírez

JABD Jaime Alberto Blandón Díaz

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
2.	METODOLOGIA DE SIMULACION DE LINEAS	4
1.1	Consideraciones Iniciales	4
1.2	MODELACION DE CARGAS	5
3.	METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES.....	6
4.	Cálculo de las Pérdidas	9

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Información entrada al software DigSILENT para el N2	8
--	---

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de k_{pu} y k_{qu} para los diferentes modelos de carga	5
Tabla 2. Pérdidas técnicas por empresa Nivel 2	11

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 2 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. METODOLOGIA DE SIMULACION DE LINEAS

Con lo anterior, se simuló la red de nivel 2 de cada OR teniendo en cuenta la totalidad de la red con sus curvas de carga para los casos en que la empresa envió la totalidad de la información o se estiman las pérdidas técnicas simulando los circuitos típicos de este nivel de tensión

Las simulaciones se realizaron en el programa DlgSILENT. La Figura 1 muestra la información de entrada necesaria para realizar la simulación en el software DigSILENT.

1.1 Consideraciones Iniciales

Se realizaron las simulaciones de todos los circuitos típicos enviados por cada uno de los OR; solo en algunos casos específicos en los cuales la información presentó inconvenientes para la modelación del circuito, se omitieron dichas redes.

Las cargas se modelaron considerando un modelo de impedancia constante, el cual está dado por las siguientes expresiones:

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

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.

1.2 MODELACION DE CARGAS

Los circuitos entregados en formato DOLE por cada una de las empresas fueron implementados tal y como se reportaron, sin alterar ninguno de sus parámetros; debido a la manera de reportar las cargas como carga instalada o flujos de carga por la línea, se empleo el siguiente procedimiento:

Se calcula la suma total de carga reportada en el circuito y la carga individual en cada tramo es el valor reportado dividido entre la carga total del circuito, de esta manera se mantiene invariante la proporción de carga en cada tramo, y a continuación se implementa la curva de carga las 24h presentada por el OR, verificando en cada caso que al correr los 24 flujos de carga para cada circuito se conserven los valores de la curva de carga.

El procedimiento se muestra mediante la siguiente ecuación:

Sean

CR_i : Cargas reportadas en cada uno de los tramos

CM_i : Cargas modificadas en cada uno de los tramos

$$CM_i = \frac{CR_i}{\sum_{i=1}^n CR_i}$$

3. 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:

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

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.

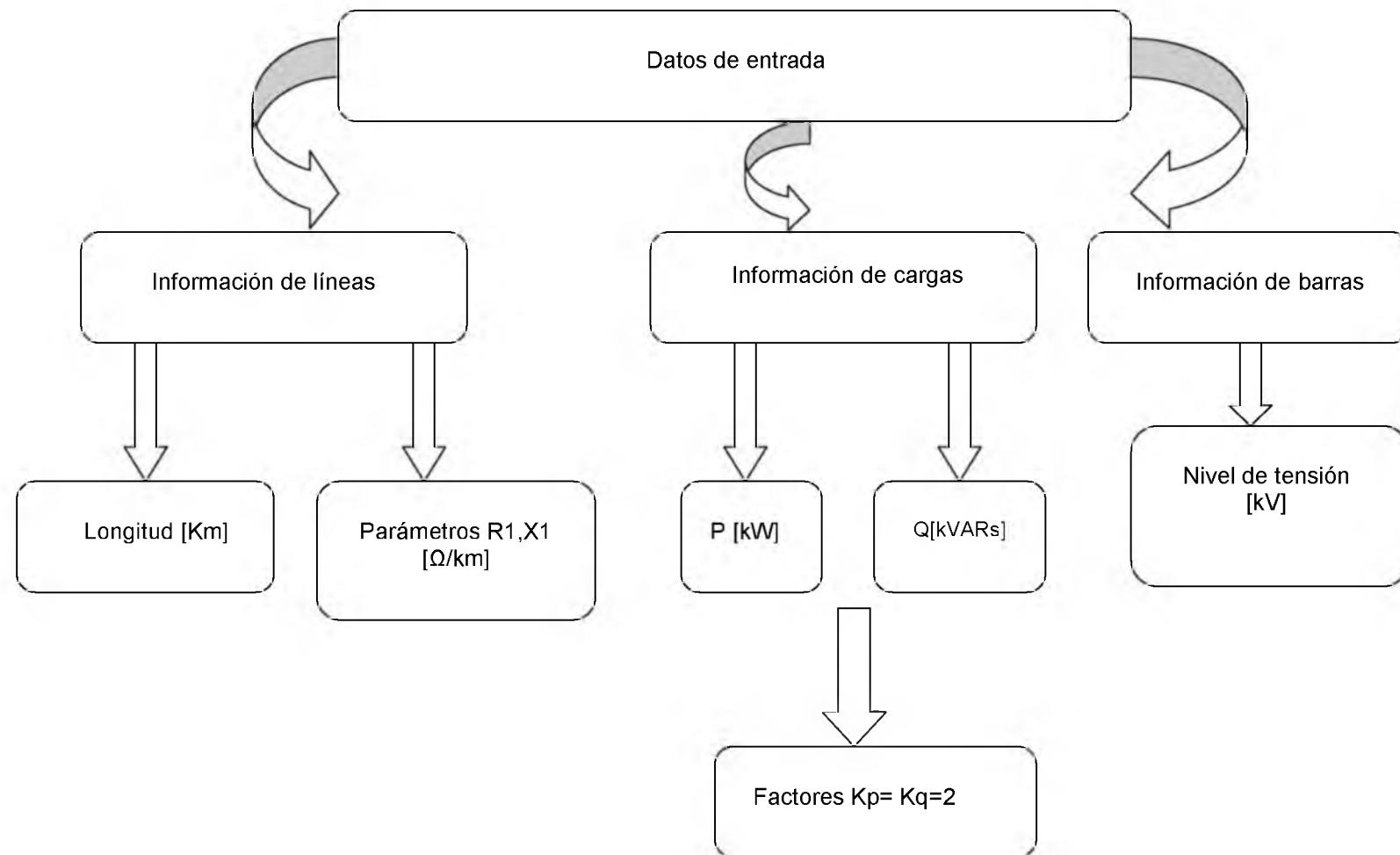


Figura 1. Información entrada al software DIGSILENT para el N2

4. Cálculo de las Pérdidas

La Tabla 2 presenta las Pérdidas Técnicas en redes y transformadores calculadas para cada empresa, referidas al propio nivel de tensión.

Debido a que las pérdidas en líneas y transformadores fueron calculados sobre la base de la misma energía en cada nivel de tensión, estos porcentajes se suman aritméticamente.

En los casos en los que la información fue enviada de manera completa por las empresas y se pudo hacer una corroboración conservativa de los resultados esperados, se aceptaron los porcentajes presentados por la empresa.

Posterior a la simulación de los circuitos, pueden observarse algunos circuitos que presentan valores de pérdidas inusualmente altos par la media que se presenta en el conjunto de circuitos, estos circuitos fueron examinados y se observó que eran circuitos que presentaban cargas demasiado altas o distancias muy largas o conductores inapropiados (calibre muy pequeño) para ser consideradas en circuitos de nivel de tensión 2. Estos circuitos fueron eliminados del análisis de resultados ya que presentaban parámetros que no cumplían con los criterios técnicos provenientes de las buenas prácticas de ingeniería y la regulación.

Los circuitos que fueron discriminados se listan a continuación:

EMPRESA	CIRCUITO	EMPRESA	CIRCUITO
ARAUCA	101	ELECTROCOSTA	GUP 308
	102		LEA 302
	204		MAR 302
	205		MLB 305
	401		PLA 302
	505		RCO 302
CAQUETA	20010		REO 303
ELECTRICARIBE	ARJ 304		REO 304
	BAR 302		CBY 302
	BNA 306		CPA 303
	CAE 302		CRR 303
	CHG 302		CTA 303
	CHG 303		EAD 301
	CUR 303		EBA 392
	EBA 391		ESA 302
	EBA 394		EVJ 302
	EBU 303		EVJ 303
	EDE 302		GBT 304
	EDF 302		GRA 303
	FLS 312		GRA 304
	FLS 313		LCB 302

CONSULTORÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN Y DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA
LA EVALUACIÓN DE PLANES DE REDUCCIÓN Y/O MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

Página 10 de 12

EMPRESA	CIRCUITO	EMPRESA	CIRCUITO
	LDE 302		14798
	LDE 303		14802
	LOR 302		14803
	LPA 302		14850
	LPR 303		14863
	LYE 304		14864
	MAJ 303		14904
	MAM 307		14912
	MAM 311		14932
	MOX 305		15097
	NCO 303		15099
	NCO 312		15220
EMSA	VIO104		15302
	VIO801		15303
	GL 502		15307
TOLIMA	NA 502		15308
CEDELCA	22104		RES7L13DOR
CENS	AGU C3		LMA7L15TBA
	AGU C4		LMA7L17VAL
	AGU C5		RFR7L13RFR
	BELC28		UNI7L17UNI
	CONSAL CARMEN		CCR7L13REG
	CONSAL CONVE		CDZ7L16C14
EBSA	14503		CDZ7L18C15
	14529		HPO7L13HPO
	14533		HPO7L15VCO
	14535		JAM7L25JA1
	14538		ORT7L13TAR
	14569		ORT7L15CAB
	14574		PMA7L15GUA
	14588		PRA7L17BER
	14606		RZO7L13RZO
	14626		RZO7L15GDO
	14633		SBA7L12CT8
	14645		SBA7L16C20
	14743		TUN7L15TIP
	14751		TUN7L17PCA
	14753		UPE7L15JUA
	14796		PLO7L12CT9

Como dato de cierre se corroboró que la suma de las energías reportadas para los circuitos, fuera consecuente con la energía total del nivel de tensión según la metodología y valores expresados en el informe numero 3 Solamente en una de las empresas se encontró alguna diferencia, por lo que se hizo una corrección de las demandas a partir de un factor de ajuste, antes de correr los flujos.

Tabla 2. Pérdidas técnicas por empresa Nivel 2

Empresa	Pérdidas [%] líneas	Pérdidas [%] transformadores	Pérdidas [%] total
CHEC	0.84	0.48	1.32
CEDENAR	1.33	0.27	1.60
CEDELCA	0.48	0.30	0.78
CENS	1.18	0.37	1.55
CODENSA	0.52	0.38	0.90
TULUA	0.86	0.33	1.19
ENERTOLIMA	3.66	0.48	4.14
DISPAC	0.65	0.28	0.93
ELECTROCOSTA	1.15	0.40	1.55
ESSA	0.73	0.48	1.21
ELECTROCAQUETA	0.42	0.33	0.75
ELECTRICARIBE	0.71	0.46	1.17
ELECTROHUILA	2.91	0.49	3.40
EMSA	1.35	0.38	1.73
ARAUCA	0.92	0.32	1.24
EBSA	0.52	0.33	0.85
CUNDINAMARCA	0.64	0.40	1.04
PEREIRA	0.65	0.48	1.13
EPSA	1.33	0.33	1.66
PUTUMAYO	1.89	0.28	2.17

Empresa	Pérdidas [%] líneas	Pérdidas [%] transformadores	Pérdidas [%] total
QUINDIO	1.18	0.31	1.49
EMEVASI	0.98	0.48	1.46
POPAYAN	0.76	0.48	1.24
EMCALI	1.15	0.42	1.57
CARTAGO	0.51	0.49	1.00
EPM	0.58	0.38	0.96
RUITOQUE	2.06	0.48	2.54
ENERGUAVIARE	1.71	0.32	2.03
EEBP	0.59	0.34	0.93

Las pérdidas promedio expresadas en porcentaje son del 1.33%