

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ESTUDIO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS DE LA
RADIAL TS – 10 DE LA CIUDAD DE TRUJILLO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

CARLOS ENRIQUE SÁNCHEZ HUERTAS

PROMOCIÓN 1 982 – I

LIMA – PERÚ

2 002

A mi esposa, Martha

A mis hijos, Erick, Molly y Netty

A mis queridos padres Aurelio y María

A mis hermanos, Luis, Manuel,

Carmen, María Luz, y Marisol

que me apoyaron siempre.

**ESTUDIO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS DE LA RADIAL TS-10 DE LA
CIUDAD DE TRUJILLO**

SUMARIO

El presente estudio de Pérdidas Eléctricas de la Radial de Distribución TS-10 de la ciudad de Trujillo, es una contribución al mejoramiento del subsistema de la red de distribución que forma parte del conjunto de radiales que suministran energía eléctrica a la ciudad en su integridad, el modelo aplicado analiza el problema global de pérdidas en la radial y establece un conjunto de modelos para la desagregación de las pérdidas por componentes en base de modelos utilizados por instituciones internacionales como OLADE, el Banco Mundial y experiencia propia del suscrito como ex-trabajador de la empresa concesionaria del sector, asimismo definir las principales acciones técnicas que deben ejecutarse para lograr reducir en forma efectiva las pérdidas.

Espero que el estudio planteado sirva a los estudiantes y a la Universidad de tal manera que cuando se tenga que afrontar situaciones similares, se tenga una guía referencial que permita concretar soluciones al profesional.

ÍNDICE

	Pág.
FRÓLOGO	01
CAPÍTULO I	
OBJETIVOS	02
1.1. - Objetivo.	02
1.2. - Ubicación.	03
1.3. - Alcances.	03
1.4. - Descripción del estudio.	03
1.4.1. - Situación actual de la radial de distribución TS-10.	03
1.4.2. - Situación actual de las pérdidas económicas en la radial de distribución TS-10.	03
CAPÍTULO II	
DATOS DEL SISTEMA	04
2.1. - Generalidades	06
2.2. - Levantamiento de información.	07
2.2.1. - De la Red de distribución primaria (RDP)	07
2.2.2. - De la Subestaciones de distribución (SD)	11
2.3. - Mediciones.	12
2.3.1. - Circuitos de distribución primaria.	12
CAPÍTULO III	
ANÁLISIS DE REDES	18

3.1. - Generalidades.	18
3.2. - Redes de distribución primaria.	18
3.3. - Subestaciones de distribución.	21
CAPÍTULO IV	
ANÁLISIS DE DEMANDA	23
4.1. - Demanda máxima y factor de carga.	23
4.2. - Diagramas de carga típicas.	24
4.3. - Energía distribuida y facturada.	24
4.4. - Pérdidas de distribución.	25
CAPÍTULO V	
ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	26
5.1. - Pérdidas técnicas.	29
5.1.1. - Redes de distribución primaria.	29
5.1.2. - Pérdidas en los transformadores.	37
5.1.3. - Análisis de resultados.	40
5.2. - Pérdidas no-técnicas.	40
5.2.1. - Causas que originan las pérdidas no técnicas.	41
5.2.2. - Codificación de las pérdidas no técnicas.	42
5.2.3. - Clasificación de las pérdidas no técnicas.	43
CAPÍTULO VI	
EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	48
CAPÍTULO VII	
CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	49

7.1. - Alternativas Reducción de Pérdidas Técnicas.	49
7.1.1. - Aspectos importantes a considerar para la reducción de pérdidas técnicas.	49
7.1.2. - Diseño adecuado de los sistemas de distribución.	50
CONCLUSIONES	83
ANEXOS	84
BIBLIOGRAFÍA	104

PRÓLOGO

Actualmente las empresas concesionarias, concientes de los beneficios que tiene un programa de reducción de pérdidas, realizan esfuerzos de gestión e inversión para mejorar la calidad de energía en las etapas de generación, transmisión, distribución, comercialización y utilización de las mismas.

El estudio no solo determina los niveles de pérdidas de potencia y energía en los diferentes puntos de una radial de distribución, sino también define las principales acciones técnicas que deben ejecutarse para lograr reducir en forma efectiva dichas pérdidas y las medidas correctivas óptimas para disminuir las pérdidas no técnicas mediante una gestión empresarial adecuada.

CAPÍTULO I

OBJETIVOS

1.1. - Objetivo.

El estudio de pérdidas eléctricas de la radial de distribución TS-10 tiene los siguientes objetivos:

- Diagnóstico del estado actual del sistema de distribución radial TS-10 de la ciudad de Trujillo, con la finalidad de evaluar e identificar las causas que producen las pérdidas técnicas y no-técnicas y los efectos económicos ocasionados a la empresa concesionaria del sector.
- Plantear las medidas correctivas y establecer los criterios de reducción de pérdidas que permitan mejorar la calidad del servicio ofrecido a los usuarios finales.

El estudio contempla los aspectos referidos al diagnóstico de la situación actual del sistema de distribución y el análisis de pérdidas eléctricas del circuito de la radial TS-10 del sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo.

1.2. - Ubicación.

El área del estudio esta ubicado en la región La Libertad, departamento de La Libertad, Provincia de Trujillo y abarca el sistema de distribución de la zona de mayor demanda de carga de la ciudad de Trujillo.

1.3. - Alcances.

El estudio es ejecutado al nivel de factibilidad y abarca los siguientes aspectos:

- Situación actual del sistema de la radial de distribución TS-10.
- Situación actual de las pérdidas económicas en el sistema de distribución de la radial TS-10.

1.4. - Descripción del estudio.

El estudio se divide en dos partes bien definidas, las cuales se describen a continuación:

1.4.1. - Situación actual de la radial de distribución TS-10.

En este punto se desarrollan los siguientes aspectos:

- Evaluación del sistema de distribución radial TS-10 actual, en donde se involucra el estado físico de las redes y las condiciones de operación respectiva
- Determinación de las pérdidas técnicas de energía en las redes de distribución primaria, subestaciones de distribución y redes de distribución secundaria de la radial TS-10
- Determinación de las pérdidas no técnicas por balance de energía.

1.4.2. - Situación actual de las pérdidas económicas en la radial de distribución TS-10.

Se efectúa la evaluación económica de las pérdidas técnicas y no-técnicas con la finalidad de estimar los efectos a la concesionaria.

CAPÍTULO II

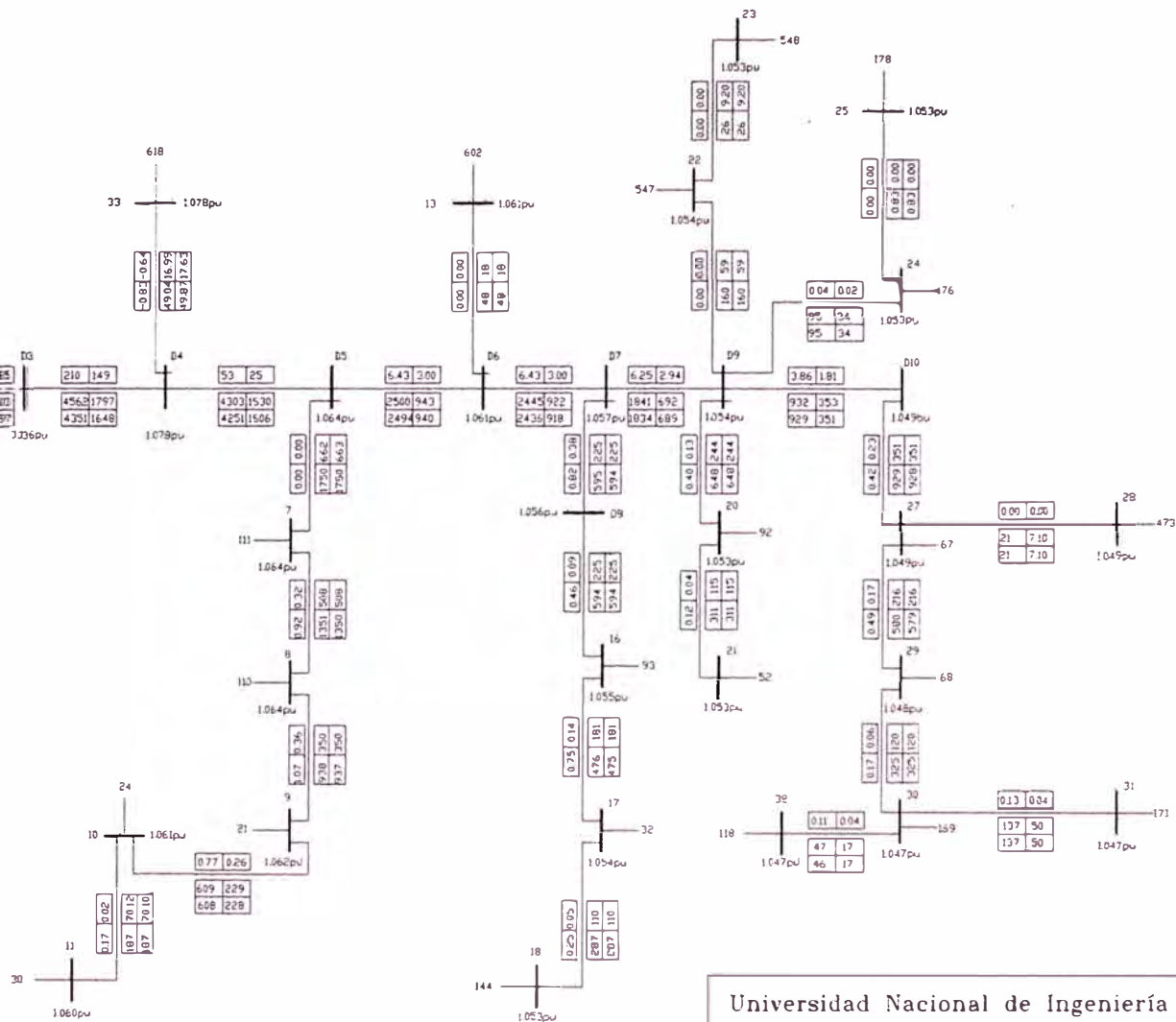
DATOS DEL SISTEMA

Con la finalidad de desarrollar el estudio se debe contar con la siguiente información:

- Diagrama unifilar del sistema de distribución radial TS-10.
- Potencia activa, reactiva, corriente y tensión para cada hora del día del año.
- Consumo mensual en kWh de un año.
- Resultado del contraste de los contadores de energía.
- Parámetros eléctricos de los diferentes alimentadores, tales como: resistencia y reactancia de los conductores y cables; así como sus características físicas: calibre, material, disposición geométrica y longitud de cada uno de los tramos que forma parte de los alimentadores de la radial TS-10.
- Datos de placa de los transformadores de distribución.
- Pérdidas en el hierro y en el cobre de cada transformador.
- Número de circuitos de alumbrado público y servicio particular con sus respectivos calibres de conductores, de la red de distribución secundaria (RDS)
- Número de usuarios por subestación

TRUJILLO-SUR

CT



a	1	2	b
X p.u.	3	4	Y p.u.
	5	6	

1	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA (kW)
2	PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA (kVAR)
3	POTENCIA ACTIVA ENVIO BARRA 'a' (kW)
4	POTENCIA REACTIVA ENVIO BARRA 'a' (kVAR)
5	POTENCIA ACTIVA RECEPCION BARRA 'b' (kW)
6	POTENCIA REACTIVA RECEPCION BARRA 'b' (kVAR)
a y b	Nº de BARRA
Nº	Nº DE LA SUBESTACION
Xp.u./Yp.u.	TENSION DE BARRA EN POP UNIDAD

LEYENDA

Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RADIAL EN ESTUDIO

RADIAL TS-10

DIBUJO: CESH	REV.	APROB.	FECHA: JUN2002	ESCALA: S/E
-----------------	------	--------	-------------------	----------------

- Record de consumo por usuario durante el año.

2.1. - Generalidades.

La obtención de información de campo consiste en contar con todos los datos necesarios que permitirán la evaluación de las pérdidas eléctricas.

Se debe tomar datos de la radial, de forma que se cubra los diferentes tipos de consumidores; considerando los siguientes criterios:

- Tipo de usuario.
- Cables sobrecargados
- Conexiones clandestinas.
- Cargas fuera del radio de acción de la radial en estudio.
- Frecuencia de salida de servicio de la radial.

Se efectúa un análisis técnico minucioso de toda la radial, en especial a lo concerniente a la evaluación física de la radial TS-10 y a la toma de todas las mediciones necesaria para la evaluación de manera de obtener la pérdida de potencia y energía.

El trabajo de campo a desarrollar cobertura todos los aspectos señalados, se verificará el recorrido de los circuitos primarios y datos de los transformadores de las subestaciones de distribución, mediciones en las salidas de las subestaciones de distribución y en los circuitos de distribución secundaria, que conforma la radial; para lo cual se deberá contar con los siguiente recursos humanos y materiales y equipos por cada grupo de trabajo:

- Personal:
 - 01 Ingeniero jefe de grupo.
 - 06 Técnicos electricistas.

- Equipos y herramientas:
 - 03 pinzas amperimetricas – voltimetricas
 - 03 registradores de potencia.
 - 01 registrador de tensión
 - 03 escaleras.
 - Herramienta y equipo de seguridad.
- Movilidad:
 - 01 camioneta con chofer.

2.2. - Levantamiento de información.

2.2.1. - De la red de distribución primaria (RDP).

Se efectúa el levantamiento de toda la información tal y como esta construida físicamente la RDP debiendo incluir asimismo los datos de la red: calibre y material de los conductores, disposición geométrica, longitud, etc.

Cálculo de la reactancia de la línea:

Se empleará la siguiente expresión:

$$X = 2 \pi f L \text{ Ohm/km} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

X = reactancia (Ohm/km)

f = frecuencia (Hz)

L = inductancia (Hz/km)/conductor

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{D_{eq}}{r'}\right) \dots\dots\dots (2)$$

(Fórmula extraída del libro “Análisis de Sistemas de Potencia” por W. Stevenson)

D_{eq} = distancia media geométrica entre conductores. (m)

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{13} \times D_{23}} \dots\dots\dots(3)$$

r' = radio del conductor (m).

Tabla 01: Características de Conductores eléctricos aéreos

Conductores Aéreos				
Sección		Diámetro mm	R50°C (Ohm/km)	
AWG o MCM	mm ²		Cu	Al
6	10	3.57	2.073	
4	16	4.51	1.304	2.382
3	25	5.64	0.814	1.485
2	35	6.68	0.591	1.085
1/0	50	7.98	0.412	0.755
2/0	70	9.44	0.301	0.548
4/0	95	11.00	0.219	0.399
250	120	12.36	0.172	0.312
300	150	13.82	0.142	0.257
400	185	15.35	0.113	0.205
500	240	17.48		0.161

Tabla 02: Distancia media geométrica entre conductores

Conductores Aéreos				
SECCIÓN AWG o MCM	Reactancia XL (Ohm/km) 60 Hz.			
	D1	D2	D3	D4
6	0.485	0.495	0.488	0.487
4	0.468	0.477	0.470	0.469
3	0.451	0.460	0.453	0.452
2	0.438	0.447	0.441	0.439
1/0	0.425	0.434	0.427	0.426
2/0	0.412	0.421	0.415	0.413
4/0	0.400	0.410	0.403	0.402
250	0.392	0.401	0.394	0.393
300	0.383	0.393	0.386	0.385
400	0.375	0.385	0.378	0.377
500	0.36	0.375	0.368	0.367

Nota:

D1, D2, D3, y D4 son las disposiciones típicas de los conductores según figura 1.0

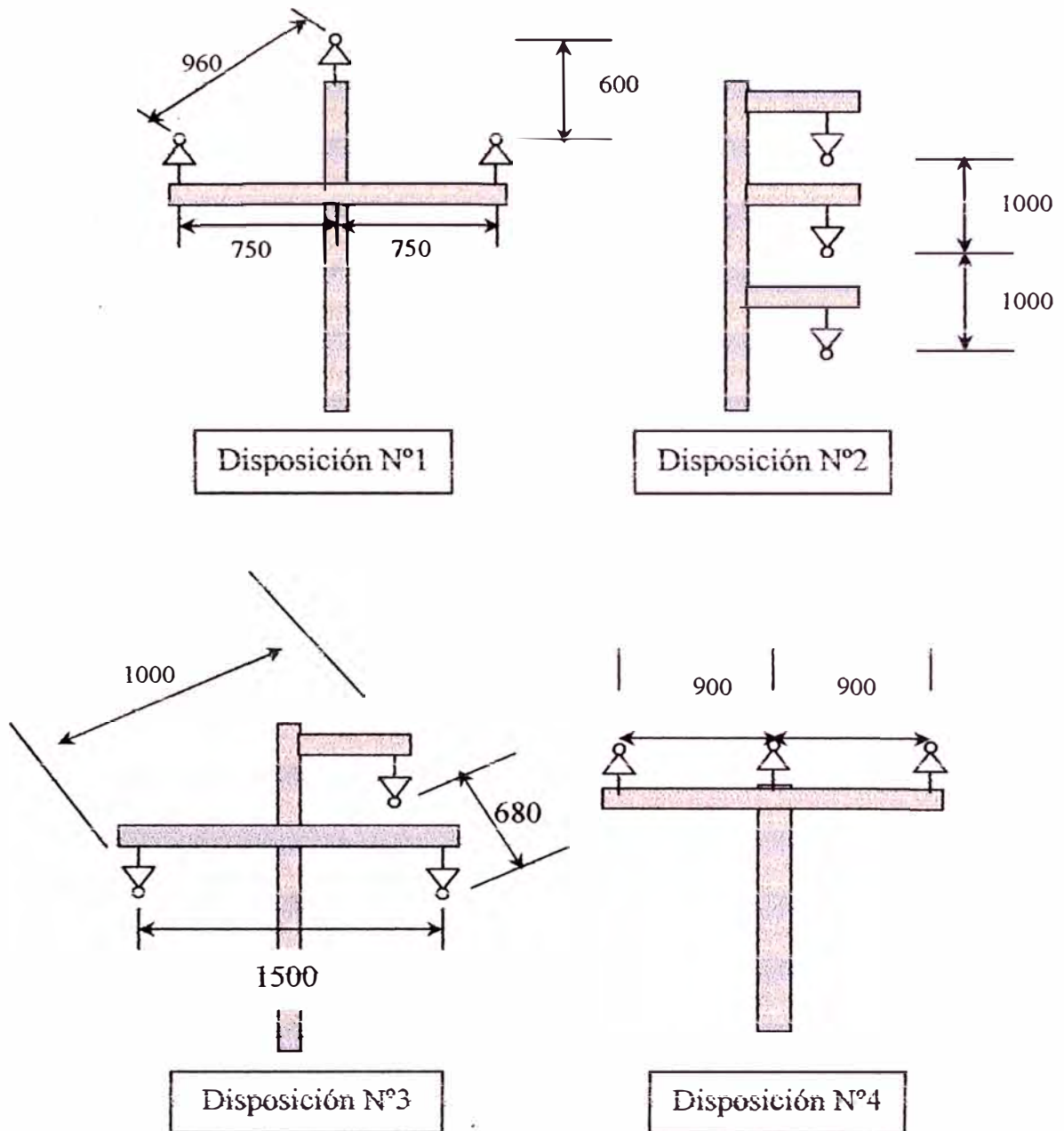
Tabla 03: Distancia media geométrica equivalente entre conductores

Conductores Aéreos												
Configuración de Conductores												
	D1 (mm)			D2 (mm)			D3 (mm)			D4 (mm)		
Distancia Entre conductores	D ₁₂	D ₁₃	D ₂₃	D ₁₂	D ₁₃	D ₂₃	D ₁₂	D ₁₃	D ₂₃	D ₁₂	D ₁₃	D ₂₃
		960	960	1500	1000	1000	2000	1500	680	1500	900	900
Deq	1113.98			1259.92			1152.30			1133.93		

Nota: D₁₂, D₁₃, D₂₃ son las distancias entre conductores según figura 1.0

Tabla 04: Características eléctricas de cables subterráneos

Sección (mm ²)	Forma conductor	Intensidad Admisible (A)	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)
16	Rm	94	1.38	0.144
35	Sm	158	0.628	0.117
70	Sm	235	0.325	0.109
120	Sm	320	0.183	0.102
240	Sm	464	0.089	0.096

Figura 01: Disposiciones típicas de conductores en red primaria

2.2.2.- De las subestaciones de distribución (SD).

Para cada subestación de la radial se debe efectuar el levantamiento de la siguiente información:

- Ficha de subestación (según formato N° 1)

FORMATO N° 1

S.E. N°		TIPO		PARTICULAR		SP
UBICACIÓN				DISTRITO		
RADIAL				PATIO LLAVES		
RESPONSABLE				SUPERVISOR		
				FECHA		

CARACTERÍSTICAS		TRANSFORMADOR		
		N° 1	N° 2	N° 3
Marca				
Potencia	kVA			
Fases	3Ø - 1Ø			
Año fabricación				
Relación de transformación	V			
Corriente nominal (Primario / Secundario)	A			
Tensión de Cortocircuito	Vcc			
Tap	Si/No			
Conexión				

Tabla 05: Datos de transformadores de la radial TS-10

DATOS DE TRANSFORMADORES RADIAL TS-10									
ITEM	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	RADIAL	SE N°	KVA _n	I _n (Amp)	V _{sn} (Volts)	f.u.	Pfe (kW)	Pcu (kW)
1	TRUJILLO SUR	TS-10	618	150	227.80	380	31.50%	0.738	2.753
2	TRUJILLO SUR	TS-10	111	400	580.24	398	102.78%	1.495	6.034
3	TRUJILLO SUR	TS-10	110	400	580.24	398	105.41%	1.495	6.034
4	TRUJILLO SUR	TS-10	21	400	1.004.06	230	50.56%	1.495	6.034
5	TRUJILLO SUR	TS-10	21	100	144.33	400	127.91%	0.551	1.991
6	TRUJILLO SUR	TS-10	24	320	803.25	230	85.34%	1.273	5.048
7	TRUJILLO SUR	TS-10	24	160	401.62	230	97.72%	0.773	2.899
8	TRUJILLO SUR	TS-10	30	250	627.54	230	81.99%	1.065	4.143
9	TRUJILLO SUR	TS-10	602	75	108.25	400	66.32%	0.448	1.581
10	TRUJILLO SUR	TS-10	93	160	230.93	400	76.24%	0.773	2.899
11	TRUJILLO SUR	TS-10	32	250	656.06	220	72.43%	1.065	4.143
12	TRUJILLO SUR	TS-10	144	315	456.94	398	100.86%	1.258	4.994
13	TRUJILLO SUR	TS-10	547	160	200.61	480	82.74%	0.773	2.899
14	TRUJILLO SUR	TS-10	548	50	125.51	230	50.67%	0.334	1.143
15	TRUJILLO SUR	TS-10	92	400	580.24	398	88.74%	1.495	6.034
16	TRUJILLO SUR	TS-10	52	500	721.67	400	65.09%	1.755	7.213
17	TRUJILLO SUR	TS-10	176	160	230.93	400	61.44%	0.773	2.899
18	TRUJILLO SUR	TS-10	178	160	232.09	398	100.00%	0.773	2.899
19	TRUJILLO SUR	TS-10	67	320	464.19	398	111.14%	1.273	5.048
20	TRUJILLO SUR	TS-10	473	160	399.88	231	13.42%	0.773	2.899
21	TRUJILLO SUR	TS-10	68	320	461.87	400	83.57%	1.273	5.048
22	TRUJILLO SUR	TS-10	169	160	232.09	398	100.17%	0.773	2.899
23	TRUJILLO SUR	TS-10	118	75	108.25	400	63.80%	0.448	1.581
24	TRUJILLO SUR	TS-10	171	250	360.53	400	56.85%	1.065	4.143
TOTALES				5695				23.933	93.250

2.3.- Mediciones.

Se efectuaran mediciones en los siguientes sistemas:

2.3.1.- Circuitos de distribución primaria.

Al inicio de la radial, en los centros de transformación (SET) se deben instalar registradores similares a DRANETZ, con la finalidad de obtener:

- Diagrama de carga
- Registros de factor de potencia, tensión y corriente.

Con esta información se calcula los respectivos factores de carga, de pérdidas y de utilización de la radial.

Gráfico 01: Características de carga registrada en la radial TS-10

Diagrama de Carga Radial TS-10

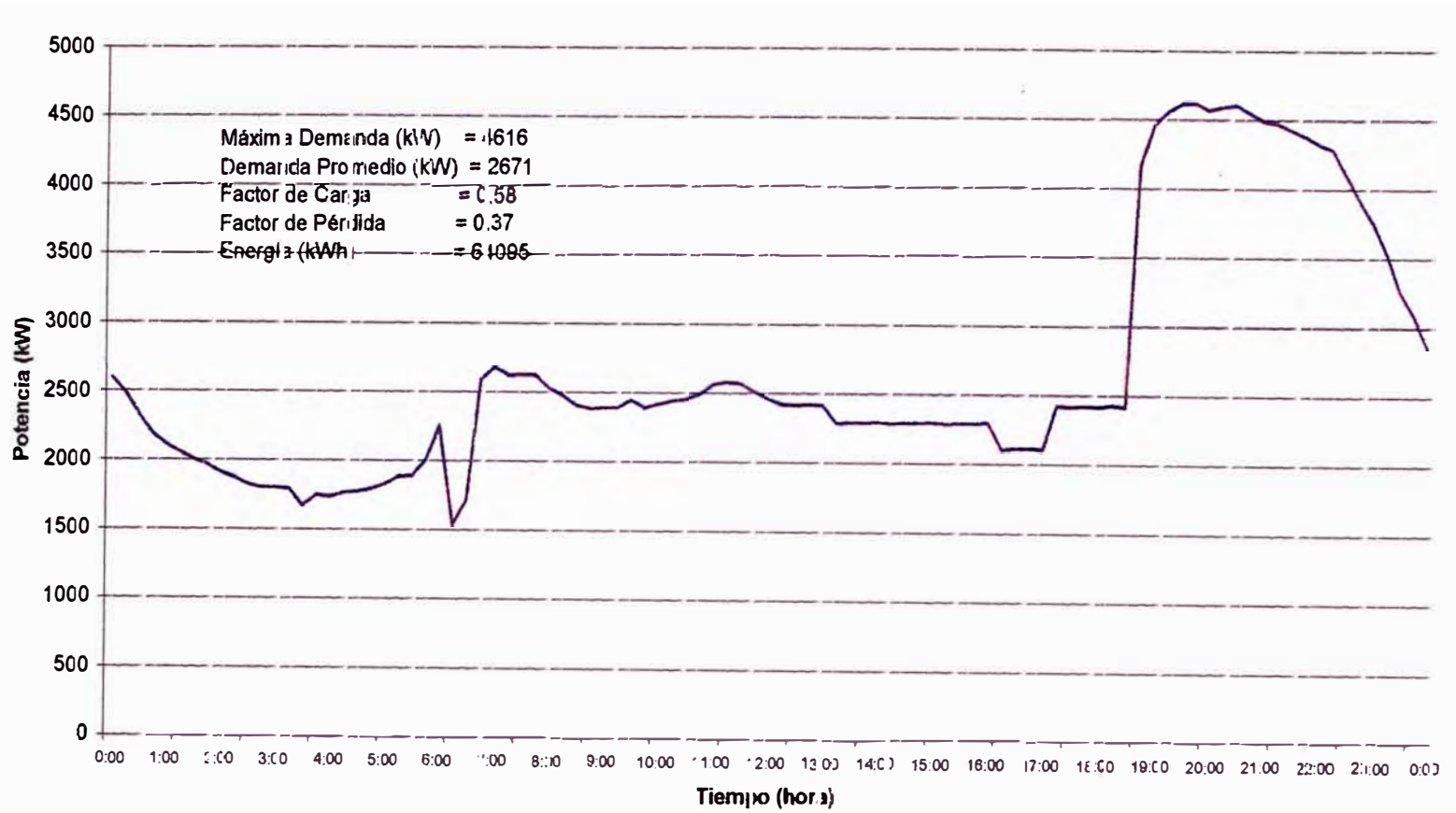


Tabla 06: Datos de registros de la radial TS-10

REGISTROS RADIAL TS-10					
Periodo	00:15				
Hora	P	Pu	FP	Q	E
	(KW)			(kVAR)	(kWh)
0:00	2595	0.66	0.89	1329	0
0:15	2484	0.54	0.88	1341	621
0:30	2327	0.50	0.87	1319	1203
0:45	2187	0.47	0.86	1298	1750
1:00	2110	0.46	0.86	1252	2277
1:15	2055	0.45	0.85	1274	2791
1:30	2004	0.43	0.85	1242	3292
1:45	1964	0.43	0.85	1217	3783
2:00	1910	0.41	0.84	1234	4260
2:15	1872	0.41	0.84	1209	4728
2:30	1823	0.39	0.84	1178	5184
2:45	1798	0.39	0.84	1161	5634
3:00	1801	0.39	0.83	1210	6084
3:15	1790	0.39	0.83	1203	6531
3:30	1670	0.36	0.83	1122	6949
3:45	1746	0.38	0.83	1173	7385
4:00	1733	0.38	0.83	1165	7819
4:15	1763	0.38	0.83	1185	8259
4:30	1769	0.38	0.83	1189	8702
4:45	1789	0.39	0.84	1156	9149
5:00	1828	0.40	0.83	1228	9606
5:15	1885	0.41	0.83	1267	10077
5:30	1889	0.41	0.84	1220	10549
5:45	2008	0.43	0.83	1348	11051
6:00	2251	0.49	0.81	1630	11614
6:15	1536	0.33	0.83	1032	11998
6:30	1712	0.37	0.87	970	12426
6:45	2589	0.56	0.90	1254	13073
7:00	2679	0.58	0.90	1297	13743
7:15	2621	0.57	0.90	1269	14398
7:30	2624	0.57	0.89	1344	15054
7:45	2624	0.57	0.89	1344	15710
8:00	2527	0.55	0.88	1364	16342
8:15	2476	0.54	0.88	1336	16961
8:30	2407	0.52	0.88	1299	17562
8:45	2383	0.52	0.87	1351	18168
9:00	2391	0.52	0.85	1482	18756
9:15	2391	0.52	0.86	1419	19354
9:30	2448	0.53	0.86	1453	19966
9:45	2389	0.52	0.87	1354	20563
10:00	2417	0.52	0.87	1370	21167
10:15	2444	0.53	0.87	1385	21778
10:30	2454	0.53	0.88	1325	22392
10:45	2487	0.54	0.88	1342	23013
11:00	2562	0.56	0.88	1383	23654
11:15	2575	0.56	0.88	1390	24298
11:30	2568	0.56	0.88	1386	24940
11:45	2514	0.54	0.88	1357	25568
12:00	2459	0.53	0.88	1327	26183
12:15	2420	0.52	0.87	1371	26788
12:30	2415	0.52	0.87	1369	27391
12:45	2418	0.52	0.86	1435	27996
13:00	2413	0.52	0.85	1495	28599
13:15	2284	0.49	0.86	1355	29170
13:30	2290	0.50	0.85	1419	29743
13:45	2289	0.50	0.84	1479	30315
14:00	2292	0.50	0.84	1480	30888
14:15	2284	0.49	0.83	1535	31459
14:30	2290	0.50	0.83	1539	32031
14:45	2289	0.50	0.83	1538	32604
15:00	2292	0.50	0.83	1540	33177
15:15	2284	0.49	0.83	1535	33747
15:30	2290	0.50	0.84	1479	34320
15:45	2289	0.50	0.84	1479	34892
16:00	2292	0.50	0.83	1540	35465
16:15	2101	0.46	0.83	1412	35990
16:30	2112	0.46	0.84	1364	36518
16:45	2109	0.46	0.84	1362	37046

Tabla 06: Datos de registros de la radial TS-10 (continuación)

17:00	2108	0.46	0.84	1362	37573
17:15	2420	0.52	0.84	1563	38178
17:30	2415	0.52	0.84	1560	38781
17:45	2418	0.52	0.84	1562	39386
18:00	2413	0.52	0.86	1432	39989
18:15	2429	0.53	0.89	1244	40596
18:30	2413	0.52	0.92	1028	41200
18:45	4162	0.90	0.94	1511	42240
19:00	4461	0.97	0.94	1619	43355
19:15	4553	0.99	0.94	1653	44494
19:30	4614	1.00	0.94	1675	45647
19:45	4616	1.00	0.94	1675	46801
20:00	4567	0.99	0.94	1658	47943
20:15	4589	0.99	0.94	1666	49090
20:30	4603	1.00	0.93	1819	50241
20:45	4544	0.98	0.93	1796	51377
21:00	4490	0.97	0.93	1775	52499
21:15	4475	0.97	0.93	1769	53618
21:30	4425	0.96	0.93	1749	54724
21:45	4379	0.95	0.93	1731	55819
22:00	4322	0.94	0.93	1708	56900
22:15	4284	0.93	0.92	1825	57971
22:30	4102	0.89	0.92	1747	58996
22:45	3916	0.85	0.91	1784	59975
23:00	3753	0.81	0.91	1710	60913
23:15	3528	0.76	0.91	1607	61795
23:30	3256	0.71	0.90	1577	62609
23:45	3089	0.67	0.90	1496	63382
0:00	2855	0.62	0.89	1463	64095
PROMEDIOS					
		P(kW)	FP	Q(kVAR)	E(kWh)
HORAS PUNTA		4100	0.92		
HORAS FUERA PUNTA		2275	0.86		
TOTAL		2670	0.87	1417	
MÁXIMA DEMANDA					
HORAS PUNTA		4616			
HORAS FUERA PUNTA		3528			
FACTOR DE CARGA					
HORAS PUNTA		0.888			
HORAS FUERA PUNTA		0.645			
TOTAL		0.578			
FACTOR DE PÉRDIDAS					
TOTAL		0.37			
MÁXIMA DEMANDA		4616			64095

Tabla 07

Parámetros eléctricos de la radial TS-10								
Centro de Transformación	Radial	Conductor de Salida NKY(mm2)	In (A)	Imd (A)	Cos Ø	Fc	Fp	Fu
SET Trujillo SUR	TS-10	120	320	283.52	0.94	0.58	0.37	88.60%

Donde:

In = Corriente nominal del conductor.

Imd = Corriente de máxima demanda.

Cos Ø = factor de potencia

Fc = Factor de carga, $F_c = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Carga pico}}$ (4)

Fp = Factor de pérdidas.

$F_p = \frac{\text{Energía pérdida durante un periodo}}{\text{Duración del periodo x Potencia pico de Pérdidas}}$ (5)

Pu = Factor de utilización $F_u = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad nominal instalada}}$ (6)

Para calcular el valor del factor de pérdidas se utilizaron los datos de demandas horarias en las subestaciones de distribución del sector en estudio, mediante la aplicación de la fórmula:

$$F_p = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2}{I_p^2 T} \dots\dots\dots(7)$$

I = Corriente que fluye por el conductor (A)

Tabla 08

CAÍDA DE TENSIÓN EN LA RED PRIMARIA						
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	RADIAL	TENSIÓN INICIAL (kV)	CAÍDA DE TENSIÓN			
			MÁXIMA		PROMEDIO	
			kV	%	kV	%
SET TRUJILLO SUR	TS-10	11.60	1.13	9.74	0.95	8.19

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE LAS REDES

3.1.- Generalidades.

El presente análisis será efectuado sólo para el sistema de redes de distribución primaria en 10 kV, subestaciones de distribución.

3.2.- Redes de distribución primaria.

El sistema de distribución de la ciudad de Trujillo es radial y esta conformado por redes aéreas (74%) y redes subterráneas (26 %), con un total de 21 radiales que operan a un nivel de tensión de 10 kV y distribuidas de la siguiente manera:

Tabla 09: Radiales que conforman Sistema de Trujillo

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	N° DE RADIALES
SET TRUJILLO SUR	11
SET TRUJILLO NORTE	06
SET EL PORVENIR	04
TOTAL	21

Tabla 10: Relación de radiales por centro de transformación

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	RADIAL
SET TRUJILLO SUR	TS-1
	TS-2
	TS-3
	TS-4
	TS-5
	TS-6
	TS-8
	TS-9
	TS-10
	TS-11
	TS-12
	SET TRUJILLO NORTE
TN-2	
TN-3	
TN-4	
TN-5	
TN-6	
SET EL PORVENIR	TP-1
	TP-2
	TP-3
	TP-4
TENSIÓN NOMINAL	10 kV
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz.

En términos generales las redes de distribución primaria de la radial TS-10 se encuentran físicamente en regular estado, presentando tramos que necesitan remodelación.

Las características principales son:

Las redes aéreas cuentan con conductores de aleación de aluminio y cobre desnudo de diferentes calibres, siendo los mas usados el 250 MCM, 2/0 AWG y 2 AWG de aleación de aluminio desnudo y 2 AWG y 4 AWG de cobre desnudo.

Con respecto a los cables subterráneos, estos son del tipo NKY-10 kV de las siguientes secciones: salida de la radial desde SET Trujillo Sur con 120 mm², existiendo tramos de derivaciones con 70, 35, 25 y 16 mm².

Los soportes utilizados son postes de concreto armado centrifugados de 12, 13 y 15 m.

Los aisladores en general son de porcelana, con los accesorios y ferretería bastantes corroídas.

Las retenidas y todas las ferreterías de cada soporte se encuentran en buen estado.

En la tabla 07 se muestran los parámetros eléctricos que indican el estado operativo de la radial TS-10, puede deducirse lo siguiente:

- a.- El factor de potencia mas alto es de 0.92 (horas punta) y el más bajo es 0.86 (horas fuera de punta).
- b.- El factor de carga mas alto se presenta en horas punta con 0.89, y el mas bajo es 0.64 (horas fuera de punta) siendo el valor total de 0.58.
- c.- El factor de pérdidas es 0.37
- d.- La máxima demanda registrada es 4 616 kW
- e.- El factor de utilización de los conductores de la radial TS-10

Tabla 11: Caída de tensión máximas y mínimas de radial

Centro de Transformación	Radial	Tensión Inicial kV	Caída de Tensión			
			Máxima		Promedio	
			kV	%	kV	%
SET Trujillo Sur	TS-10	11.60	0.65	6.13	0.95	8.19

De la tabla 11, vemos que la caída de tensión máxima y promedio de la radial presentan una caída de tensión mayor a 3.5 % (valor establecido y permitido por la norma).

3.3.- Subestaciones de distribución.

En todo el tramo de la radial TS-10 existen varios tipos de subestación de distribución, entre los que destacan:

- a.- Subestaciones aéreas monoposte y biposte (SAM y SAB).
- b.- Subestación de Caseta en superficie. (SC)

Las características de cada subestación perteneciente a la radial TS-10 se muestran a continuación en la tabla 12.

Tabla 12: Características de cada subestación de la radial TS-10

NODO	NOMBRE BARRA	TIPO S.E.	kVA	MÁXIMA DEMANDA	
				P (MW)	Q(MVA)
33	618	SAB	150	0.04830	0.01700
7	111	SC	400	0.39940	0.15400
8	110	SC	400	0.41220	0.15830
9	21	SC	400-100	0.32780	0.12100
10	24	SC	320-160	0.42090	0.15830
11	30	SC	250	0.18700	0.07010

13	602	SAB	75	0.04820	0.01760
16	93	SC	160	0.11730	0.04380
17	32	SC	250	0.18890	0.07080
18	144	SC	315	0.28670	0.11040
22	547	SC	160	0.13390	0.04980
23	548	SAM	50	0.02590	0.00920
20	92	SC	400	0.33670	0.12820
21	52	SC	500	0.31060	0.11540
24	176	SAB	160	0.09380	0.03400
25	178	SAB	160	0.00080	0.00000
27	67	SC	320	0.32750	0.12730
28	473	SC	160	0.02100	0.00710
29	68	SC	320	0.25480	0.09590
30	169	SAB	160	0.14110	0.05370
32	118	SC	75	0.04660	0.01690
31	171	SC	250	0.13670	0.04970
1	PfT-SUR			0.00000	0.000000
2	D1			0.00000	0.00000
3	D2			0.00000	0.00000
4	D3			0.00000	0.00000
5	D3			0.00000	0.00000
6	D5			0.00000	0.00000
12	D6			0.00000	0.00000
14	D7			0.00000	0.00000
15	D8			0.00000	0.00000
19	D9			0.00000	0.00000
26	D10			0.00000	0.00000

NOTA: SAB = Subestación Barbotante Biposte

SAM = Subestación Barbotante Monoposte

SC = Subestación Caseta

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA DEMANDA

4.1.- Demanda máxima y factor de carga.

En la tabla 06 se muestran los datos obtenidos del analizador de redes, para la radial en estudio. Asimismo en el gráfico 01 se muestra su diagrama de carga respectivo. El tiempo de registro deberá ser de 24 horas con periodos de integración de 15 minutos.

De los datos registrados, tenemos el siguiente resumen de la radial TS-10 del Sistema de Distribución de Trujillo:

Tabla 13: Resumen de datos registrados de la radial TS-10

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	RADIAL	FACTOR DE CARGA	MÁXIMA DEMANDA (kW)	DEMANDA PROMEDIO (kW)
SET TRUJILLO SUR	TS-10	0.58	4 616	2 671

4.2.- Diagramas de carga típicas.

En el gráfico 01 se muestra el diagrama de carga típica, los cuales se elaboran basándose en datos horarios obtenidos de los registradores de potencia, que pueden instalarse por 24 horas en el lado de baja tensión de las diversas subestaciones seleccionadas de acuerdo a su tipicidad.

Se debe diversificar la demanda de acuerdo a los siguientes sectores:

Sector residencial.- consumidores de las zonas urbanas.

Sector Comercial.- consumidores en zonas de alta actividad comercial.

Sector Industrial.- consumidores que por su actividad tienen suministro de uso exclusivo de una SE particular, punto de alimentación en Media Tensión 10 kV.

4.3.- Energía distribuida y facturada.

Se elabora asimismo los cuadros balance de energía distribuida y facturada correspondiente al año en estudio, el mismo se presente en la tabla 14.

Tabla 14: Balance de Energía

MES	ENERGÍA DISTRIBUIDA (kWh)	ENERGÍA		PÉRDIDAS	
		kWh	%	kWh	%
Enero	1,787,217.00	1,698,175.00	95.02%	89,042.00	4.98%
Febrero	1,662,686.00	1,588,221.00	95.52%	74,465.00	4.48%
Marzo	1,765,470.00	1,678,558.00	95.08%	86,912.00	4.92%
Abril	1,747,677.00	1,659,973.00	94.98%	87,704.00	5.02%
Mayo	1,977,010.00	1,868,735.00	94.52%	108,275.00	5.48%
Junio	1,826,528.00	1,728,090.00	94.61%	98,438.00	5.39%
Julio	1,905,529.00	1,797,210.00	94.32%	108,319.00	5.68%
Agosto	1,957,165.00	1,847,472.00	94.40%	109,693.00	5.60%
Septiembre	1,954,789.00	1,844,965.00	94.38%	109,824.00	5.62%
Octubre	2,064,027.00	1,916,677.00	92.86%	147,350.00	7.14%
Noviembre	2,000,571.00	1,881,634.00	94.05%	118,937.00	5.95%
Diciembre	2,174,359.00	2,035,537.00	93.62%	138,822.00	6.38%
TOTAL	22,823,028.00	21,545,247.00	94.40%	1,277,781.00	5.60%

Se puede ver en la tabla 14 que la relación promedio entre la energía facturada y la energía distribuida para el periodo de estudio es de 94.40 %.

4.4.- Pérdidas de distribución.

Las pérdidas de energía en la radial de distribución para el periodo en estudio, calculada basándose en el balance de energía de la tabla 14. La información que se requiere para el balance de energía en lo que respecta a la facturada debe ser proporcionada por la Concesionaria.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

La diferencia entre la energía producida y la energía usada representa las pérdidas. Parte de esta energía es usada por el distribuidor mismo, el resto es vendido.

Las pérdidas se usan en propósitos no intencionados, en la generación de calor. Esta pérdida deberá ser de un valor aceptable

Un valor aceptable para un país en vías de desarrollo es 12% (10% de pérdidas técnicas y 2% de pérdidas no-técnicas). En países altamente industrializados como Alemania, las pérdidas técnicas se han reducido al 5% y las no-técnicas son casi nulas.

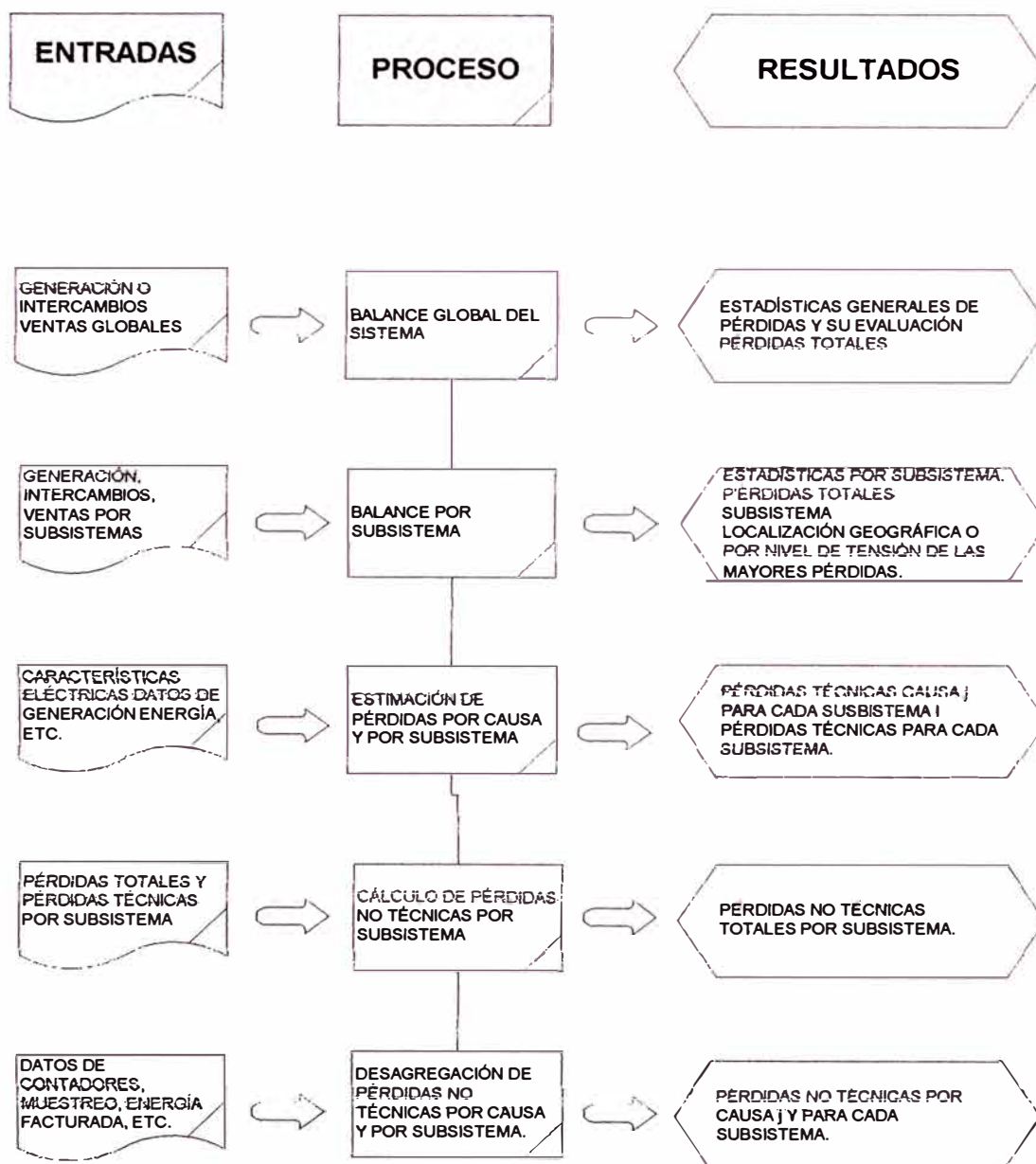
Distribuidores son afectados en sus finanzas, cuando una parte de la energía producida se pierde físicamente, no es medida o no es facturada. En consecuencia, no es vendida

Los consumidores serán afectados negativamente cuando son sobre-facturados o facturados por energía no consumida. A través de técnicas para detectar y corregir errores de medición se puede lograr una facturación correcta.

Un método seguro para reducir las pérdidas financieras en redes es aplicar un sólido "know-how" en la técnica de medición y mejorar la gestión de la energía a través de medidas de racionalización de la demanda de energía.

Cuadro 01

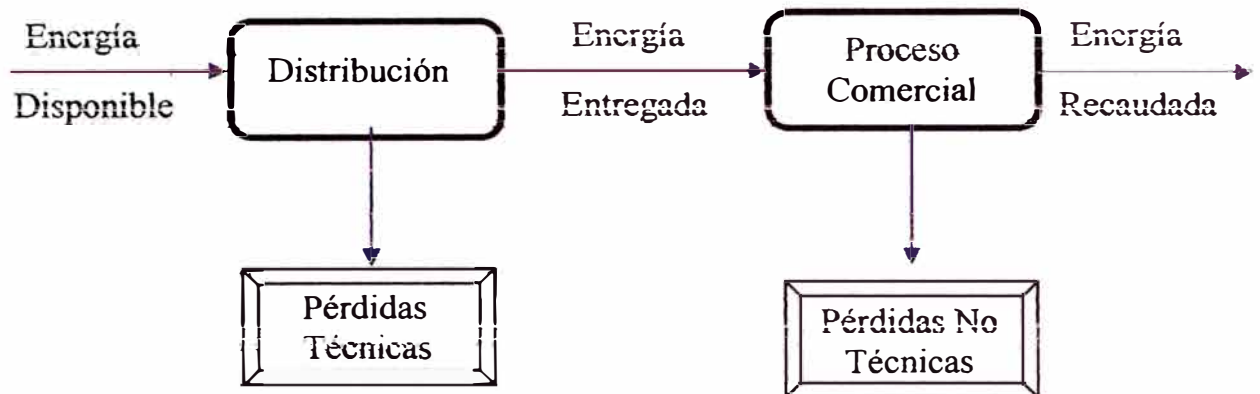
PROCEDIMIENTO GENERAL PARA CÁLCULO DE PÉRDIDAS



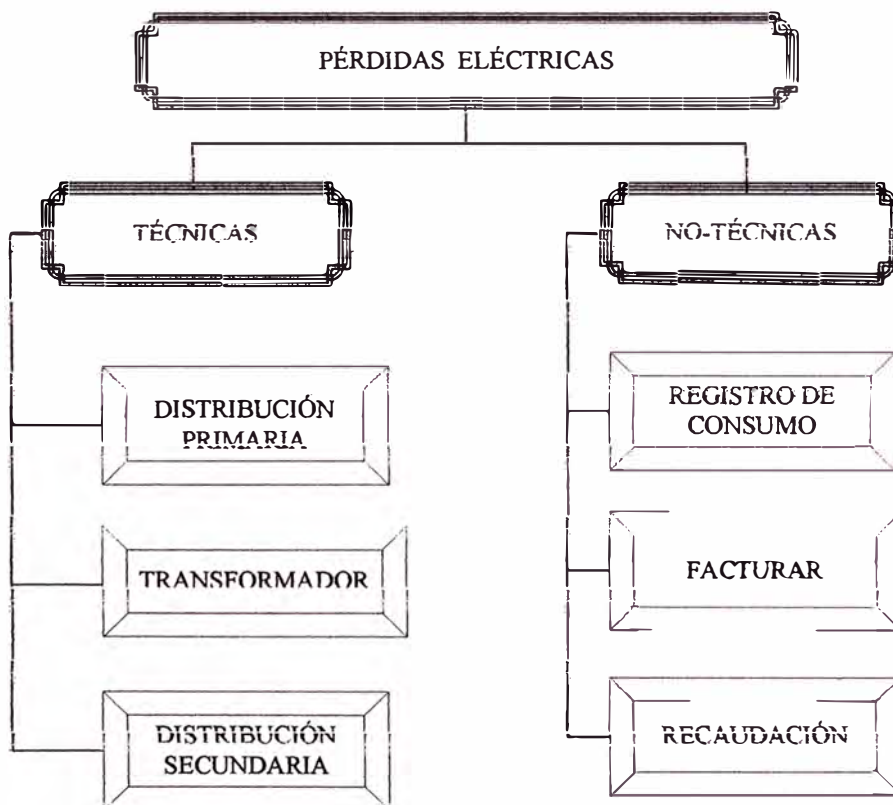
Las medidas de racionalización para el suministro de demanda y energía significan un uso efectivo de los equipos, una operación eficiente de las redes y finalmente una postergación de inversiones en nuevas unidades de generación.

La relación entre los dos tipos de pérdidas se muestra a continuación en los cuadros 02. y 03.

Cuadro 02: Relación entre los tipos de pérdidas



Cuadro 03: Tipos de pérdidas



5.1.- Pérdidas técnicas.

5.1.1 Redes de distribución primaria

Metodología del estudio

La metodología seguida para el presente estudio es en el siguiente orden:

- a.- Se define el esquema topológico de la radial, tal y como se encuentre al momento de efectuar el levantamiento de red y las mediciones de campo.
- b.- Se calculan los parámetros de los cables de las redes subterráneas y los conductores de las redes aéreas ubicadas el esquema de la radial, los mismos que se muestran en las tablas 01 y 04, considerando las diferentes disposiciones típicas mostradas en la figura 01.
- c.- Se miden los datos de carga de las subestaciones de distribución conectadas en la radial. Se recomienda que las mediciones deban efectuarse en las horas punta.
- d.- Después de obtener la carga total de la radial, a partir de la carga de cada subestación involucrada, se procesan los flujos de potencia respectiva, para lo cual se debe contar con un software especializado para sistemas de distribución, para calcular la potencia total entregada y la potencia de pérdidas la radial, a la hora de máxima demanda. Los resultados se muestran en la tabla 17.
- e.- La potencia total entregada por la radial, calculada en el paso “e”, se contrasta con los registros obtenidos del analizador de redes DRANETZ, tomando en cuenta asimismo el formato 1, llenados con los datos de cada subestación.

Los datos de la radial con el cálculo de las tensiones y los flujos de potencia activa y reactiva, así como las respectivas pérdidas de potencia se muestran en tabla 17

Tabla 17: Resultados de flujo de carga de la radial TS-10

DECOUPLED NEWTON RAPHSON LOAD FLOW

FLUJO DE CARGA RADIAL TS-10
 kVA BASE 10.0 CONVERGENCE TOLERANCE : 0.00001 MAX. NO. OF ITERATIONS 40
 BUSBAR DATA

NODE	BUS NAME	VOLTAGE	P. GEN	Q. GEN	P. LOAD	Q. LOAD	NOM VOLTAGE	BASE VOLTAGE
		kV	MW	MVAR	MW	MVAR	kV	kV
33	618	0.00000	0.00000	0.00000	0.04830	0.01700	10.00000	10.00000
7	111	0.00000	0.00000	0.00000	0.39940	0.15400	10.00000	10.00000
8	110	0.00000	0.00000	0.00000	0.41220	0.15830	10.00000	10.00000
9	21	0.00000	0.00000	0.00000	0.32780	0.12100	10.00000	10.00000
10	24	0.00000	0.00000	0.00000	0.42090	0.15830	10.00000	10.00000
11	30	0.00000	0.00000	0.00000	0.18700	0.07010	10.00000	10.00000
13	602	0.00000	0.00000	0.00000	0.04820	0.01760	10.00000	10.00000
16	93	0.00000	0.00000	0.00000	0.11730	0.04380	10.00000	10.00000
17	32	0.00000	0.00000	0.00000	0.18890	0.07080	10.00000	10.00000
18	144	0.00000	0.00000	0.00000	0.28670	0.11040	10.00000	10.00000
22	547	0.00000	0.00000	0.00000	0.13390	0.04980	10.00000	10.00000
23	548	0.00000	0.00000	0.00000	0.02590	0.00920	10.00000	10.00000
20	92	0.00000	0.00000	0.00000	0.33670	0.12820	10.00000	10.00000
21	52	0.00000	0.00000	0.00000	0.31060	0.11540	10.00000	10.00000
24	176	0.00000	0.00000	0.00000	0.09380	0.03400	10.00000	10.00000
25	178	0.00000	0.00000	0.00000	0.00080	0.00000	10.00000	10.00000
27	67	0.00000	0.00000	0.00000	0.32750	0.12730	10.00000	10.00000
28	473	0.00000	0.00000	0.00000	0.02100	0.00710	10.00000	10.00000
29	68	0.00000	0.00000	0.00000	0.25480	0.09590	10.00000	10.00000
30	169	0.00000	0.00000	0.00000	0.14110	0.05370	10.00000	10.00000
32	118	0.00000	0.00000	0.00000	0.04660	0.01690	10.00000	10.00000
31	171	0.00000	0.00000	0.00000	0.13670	0.04970	10.00000	10.00000
1	PATIO SUR	11.60000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
2	DERIV 1	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
3	DERIV 2	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
4	DERIV 3	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
5	DERIV 4	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
6	DERIV 5	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
12	DERIV 6	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
14	DERIV 7	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
15	DERIV 8	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
19	DERIV 9	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000
26	DERIV 10	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10.00000	10.00000

NETWORK DATA

NODE	TO NODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT SUSC
PATIO SUR	DERIV 1	0.00440	0.00240	0.00000	0.00000
DERIV 1	DERIV 2	0.03760	0.02680	0.00000	0.00000
DERIV 2	DERIV 3	0.00550	0.00310	0.00000	0.00000
DERIV 3	DERIV 4	0.11290	0.08030	0.00000	0.00000
DERIV 4	DERIV 5	0.02890	0.01350	0.00000	0.00000
DERIV 5	111	0.00230	0.00080	0.00000	0.00000
111	110	0.00230	0.00080	0.00000	0.00000
110	21	0.01200	0.00400	0.00000	0.00000
21	24	0.01950	0.00650	0.00000	0.00000
24	30	0.04820	0.00630	0.00000	0.00000
DERIV 5	DERIV 6	0.01050	0.00490	0.00000	0.00000
DERIV 6	602	0.00150	0.00070	0.00000	0.00000
DERIV 6	DERIV 7	0.01490	0.00700	0.00000	0.00000
DERIV 7	DERIV 8	0.02390	0.01110	0.00000	0.00000
DERIV 8	93	0.00750	0.00140	0.00000	0.00000
93	32	0.03080	0.00570	0.00000	0.00000
32	144	0.03270	0.00610	0.00000	0.00000
DERIV 7	DERIV 9	0.01790	0.00840	0.00000	0.00000
DERIV 9	92	0.00540	0.00180	0.00000	0.00000
92	52	0.01820	0.00610	0.00000	0.00000
DERIV 9	547	0.00750	0.00140	0.00000	0.00000
176	548	0.02830	0.00530	0.00000	0.00000
DERIV 9	176	0.02390	0.01110	0.00000	0.00000
176	178	0.02870	0.01340	0.00000	0.00000
DERIV 9	DERIV 10	0.04280	0.02000	0.00000	0.00000
DERIV 10	67	0.00440	0.00240	0.00000	0.00000
67	473	0.01760	0.00330	0.00000	0.00000
67	68	0.01300	0.00440	0.00000	0.00000
68	169	0.01270	0.00430	0.00000	0.00000
169	171	0.05230	0.01590	0.00000	0.00000
169	118	0.00980	0.00330	0.00000	0.00000
DERIV 4	618	0.00090	0.00070	0.00000	0.00000

BUS DATA

BUS		TIPO	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH	
NUM	NAME		KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
33	618	PQ	10.8	1.078	-1.03	0.00	0.00	48.30	17.00	-1.0	0.0
7	111	PQ	10.6	1.064	-1.09	0.00	0.00	399.40	154.00	1.0	0.0
8	110	PQ	10.6	1.064	-1.09	0.00	0.00	412.20	158.30	-0.0	0.0
9	21	PQ	10.5	1.052	-1.09	0.00	0.00	327.80	121.00	0.0	0.0
10	24	PQ	10.6	1.061	-1.08	0.00	0.00	420.90	158.30	0.0	0.0
11	30	PQ	10.6	1.060	-1.07	0.00	0.00	187.00	70.10	0.0	0.0
13	602	PQ	10.6	1.061	-1.10	0.00	0.00	48.20	17.60	0.0	0.0
16	93	PQ	10.6	1.055	-1.12	0.00	0.00	117.30	43.80	0.0	0.0
17	32	PQ	10.5	1.054	-1.11	0.00	0.00	188.90	70.60	0.0	0.0
18	144	PQ	10.5	1.053	-1.10	0.00	0.00	286.70	110.40	0.0	0.0
22	547	PQ	10.5	1.054	-1.13	0.00	0.00	133.90	49.80	0.0	0.0
23	548	PQ	10.5	1.053	-1.13	0.00	0.00	25.90	9.20	0.0	0.0
20	92	PQ	10.5	1.053	-1.13	0.00	0.00	336.70	128.20	0.0	0.0
21	52	PQ	10.5	1.053	-1.13	0.00	0.00	310.60	115.40	0.0	0.0
24	176	PQ	10.5	1.053	-1.14	0.00	0.00	93.80	34.00	0.0	0.0
25	178	PQ	10.5	1.053	-1.14	0.00	0.00	0.80	0.00	0.0	0.0
27	67	PQ	10.5	1.049	-1.16	0.00	0.00	327.50	127.30	-0.0	0.0
28	473	PQ	10.5	1.049	-1.16	0.00	0.00	21.00	7.10	0.0	0.0
29	66	PQ	10.5	1.049	-1.15	0.00	0.00	254.60	95.90	0.0	0.0
30	169	PQ	10.5	1.047	-1.15	0.00	0.00	141.10	53.70	0.0	0.0
32	118	PQ	10.5	1.047	-1.15	0.00	0.00	46.60	16.90	-0.0	0.0
31	171	PQ	10.5	1.047	-1.15	0.00	0.00	136.70	49.70	0.0	0.0
1	PATIO SUR	SL	11.6	1.160	0.00	4648.82	1856.83	0.00	0.00	0.0	0.0
2	DERIV 1	PQ	11.6	1.158	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
3	DERIV 2	PQ	11.4	1.138	-0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
4	DERIV 3	PQ	11.4	1.136	-0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
5	DERIV 4	PQ	10.8	1.073	-1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0	0.0
6	DERIV 5	PQ	10.6	1.064	-1.09	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.0	0.0
12	DERIV 6	PQ	10.6	1.061	-1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
14	DERIV 7	PQ	10.6	1.057	-1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.0	0.0
15	DERIV 8	PQ	10.6	1.056	-1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.0	0.0
19	DERIV 9	PQ	10.5	1.054	-1.13	0.00	0.00	0.00	0.00	-1.0	0.0
26	DERIV 10	PQ	10.5	1.049	-1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
						4648.82	1856.83	4266.10	1608.50	-1.0	0.0

LINE

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES	
		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
PATIO SUR	DERIV 1	4650.32	1857.55	4641.97	1852.99	8.35	4.56
DERIV 1	DERIV 2	4641.98	1853.05	4571.92	1803.11	70.06	49.93
DERIV 2	DERIV 3	4571.92	1802.97	4561.49	1797.12	10.43	5.85
DERIV 3	DERIV 4	4561.57	1797.20	4351.2	1647.57	210.37	149.63
DERIV 4	DERIV 5	4303.54	1630.47	4250.89	1605.86	52.65	24.61
DERIV 5	111	1749.97	662.58	1749.97	662.58	0.00	0.00
111	110	1351.06	508.56	1350.14	508.23	0.92	0.32
110	21	937.82	350.07	936.74	349.71	1.07	0.36
21	24	608.83	228.67	608.06	228.41	0.77	0.26
24	30	187.16	70.12	186.99	70.10	0.17	0.02
DERIV 5	DERIV 6	2500.12	942.93	2493.69	939.93	6.43	3.00
DERIV 6	602	48.22	17.58	48.22	17.58	0.00	0.00
DERIV 6	DERIV 7	2445.57	922.41	2436.57	918.18	9.00	4.23
DERIV 7	DERIV 8	595.22	225.59	594.4	225.20	0.82	0.38
DERIV 8	93	594.21	225.25	593.75	225.17	0.46	0.09
93	32	476.58	181.39	475.82	181.24	0.75	0.14
32	144	286.94	110.44	286.69	110.40	0.25	0.05
DERIV 7	DERIV 9	1841.07	692.56	1834.81	689.62	6.25	2.94
DERIV 9	92	647.89	243.82	647.49	243.68	0.40	0.13
92	52	310.75	115.44	310.63	115.40	0.12	0.04
DERIV 9	547	159.85	59.02	159.85	59.02	0.00	0.00
547	548	25.91	9.20	25.91	9.20	0.00	0.00
DERIV 9	176	94.58	34.02	94.54	34.01	0.04	0.02
176	178	0.83	0.00	0.83	0.00	0.00	0.00
DERIV 9	DERIV 10	932.61	352.86	928.75	351.06	3.86	1.81
DERIV 10	67	928.84	351.00	928.42	350.77	0.42	0.23
67	473	20.95	7.10	20.95	7.10	0.00	0.00
67	68	579.92	216.44	579.42	216.27	0.49	0.17
68	169	324.66	120.37	324.49	120.32	0.17	0.06
169	171	136.82	49.73	136.7	49.69	0.13	0.04
169	118	46.62	16.89	46.51	16.85	0.11	0.04
DERIV 4	618	49.04	16.99	49.87	17.63	-0.83	-0.64
						383.66	248.27

PÉRDIDAS DE POTENCIA RED DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	RADIAL	POTENCIA ENVIO	POTENCIA RECEPCIÓN	PÉRDIDAS EN LÍNEAS	
		kW	kW	kW	%
SET TRUJILLO SUR	TS-10	4648.82	4266.10	383.66	8.25%

g.- Posteriormente, se calculan las pérdidas de energía en la radial, para un día útil, para lo cual utilizamos la siguiente fórmula:

$$E_p = \sum p_i \times f_p \times T \dots\dots\dots(08)$$

Donde:

E_p Energía diaria de pérdidas.

$\sum p_i$ Suma de las potencias de pérdidas correspondientes a los tramos de la radial en estudio, en horas de máxima demanda.

f_p Factor de pérdidas evaluado para la radial, obtenido de los valores registrados por el analizador de redes DRANETZ (ver gráfico 01).

T 24 horas.

h.- A partir de los resultados registrados para el día útil, y utilizando los factores de corrección respectivos, se determinan los valores de las pérdidas correspondientes a un día Sábado (Eps) y Domingo (Epd). Estos valores se muestran en la tabla 18 que a continuación se muestra:

Tabla 18: PÉRDIDAS DE ENERGÍA - RED DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	RADIAL	FACTOR DE PÉRDIDA	PÉRDIDA DE POTENCIA	PÉRDIDA DE ENERGÍA DIA ÚTIL	FACTOR DE CORRECCIÓN DÍA SÁBADO	PÉRDIDA DE ENERGÍA SÁBADO	FACTOR DE CORRECCIÓN DÍA DOMINGO	PÉRDIDA DE ENERGÍA DOMINGO	TOTAL PÉRDIDAS MES BASE
		F_p	kW	E_{pu} kWh	F_{cs}	E_{ps} kWh	F_{cd}	E_{pd} kWh	kWh
SET TRUJILLO SUR	TS-10	0.37	383.66	3398.55	1.10	986.66	0.91	893.30	29947.80

Los factores de corrección que se indican en el cuadro anterior, se calculan basándose en los diagramas de carga de un día útil, sábado y domingo de la radial.

i.- Las pérdidas de energía del mes base, vienen expresado por:

$$E_{pj} = N_{du} \times E_{pu} + N_{ds} \times E_{ps} + N_{dd} \times E_{pd} \dots\dots\dots(09)$$

Donde:

N_{du} , N_{ds} , N_{dd} Días útiles, sábados y domingos o feriados respectivamente, que tiene el mes j-ésimo.

E_{du} , E_{ds} , E_{dd} Energía de pérdidas para un día útil, sábado y domingos o feriados respectivamente.

E_{pj} Energía mensual de pérdidas en el mes j-ésimo.

En la evaluación de E_{pj} se toma en cuenta el número de días por mes del año en estudio.

j.- Finalmente, la energía de pérdidas en el año viene dada por:

$$E_p = \sum_{j=1}^n E_{pj} \dots\dots\dots(10)$$

En esta formula se toma en cuenta también un factor de corrección, debido a la variación de la carga durante los meses del año (factor del mes). En la tabla 19 se muestra el calendario del año en estudio:

Tabla 19: Calendario del año

MES	DÍAS ÚTILES (NDU)	NÚMERO DE SÁBADOS (NDS)	NÚMERO DE DOMINGOS Y FERIADOS (NDD)	DÍAS TOTALES MES	FACTOR CORRECCIÓN MES Fcm
ENERO	22	4	5	31	0.08
FEBRERO	20	5	4	29	0.68
MARZO	22	4	5	31	0.86
ABRIL	20	4	6	30	0.83
MAYO	20	5	6	31	1.00

JUNIO	20	4	6	30	0.92
JULIO	21	4	6	31	0.99
AGOSTO	21	5	5	31	1.04
SEPTIEMBRE	22	4	4	30	1.03
OCTUBRE	21	5	5	31	1.27
NOVIEMBRE	21	4	5	30	1.23
DICIEMBRE	21	4	6	31	1.38

Los factores del mes considerado se calculan con la siguiente relación:

$$\text{Factor del mes } j = \left(\frac{\text{MD del mes}}{\text{MD del mes básico}} \right)^2 \dots\dots\dots (11)$$

Los resultados que se obtienen al aplicar las consideraciones anteriores, referente a las pérdidas de energía, se presenta en la siguiente tabla 20.

Tabla 20
TOTAL PÉRDIDAS DE ENERGÍA RED DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

MES	kWh	RADIAL	CENTRO TRANSFORMACIÓN
ENERO	89,042.00	TS-10	PIT-SUR
FEBRERO	74,465.00	TS-10	PIT-SUR
MARZO	86,912.00	TS-10	PIT-SUR
ABRIL	87,704.00	TS-10	PIT-SUR
MAYO	108,275.00	TS-10	PIT-SUR
JUNIO	98,438.00	TS-10	PIT-SUR
JULIO	108,319.00	TS-10	PIT-SUR
AGOSTO	109,693.00	TS-10	PIT-SUR
SEPTIEMBRE	109,824.00	TS-10	PIT-SUR
OCTUBRE	147,350.00	TS-10	PIT-SUR
NOVIEMBRE	118,937.00	TS-10	PIT-SUR
DICIEMBRE	138,822.00	TS-10	PIT-SUR
TOTAL	1,277,781.00		

5.1.2 Pérdidas en los transformadores

Metodología del estudio

Para evaluar las pérdidas en los transformadores de distribución se parte de los datos del fabricante y los verificados durante la actividad del levantamiento de información de campo.

Asimismo deberá contarse con los factores de utilización por subestación y número de subestaciones en servicio, estos valores se obtienen mediante el inventario de subestaciones y mediciones de campos a efectuarse en la radial. (ver tabla 05)

Las pérdidas totales de los transformadores están dadas por:

$$P_p = P_h + P_{cu} \times FU^2 \dots\dots\dots(12)$$

Donde:

P_p Pérdidas totales de potencia pico.

P_h Pérdidas en el hierro del transformador a tensión nominal.

P_{cu} Pérdidas en el cobre del transformador a la carga nominal.

FU Factor de utilización anual del transformador: relación entre la carga pico y la capacidad nominal.

P_h y P_{cu} fueron obtenidos mediante las siguientes expresiones, la cual se obtuvo de ajustar las curvas a valores de pérdidas suministradas por los fabricantes:

$$P_{cu} = 0.05 \times P^{0.8} \quad (kW) \dots\dots\dots (13)$$

$$P_h = 0.02 \times P^{0.72} \quad (kW) \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

P = Capacidad nominal del transformador (kVA)

La carga pico que fluye por los transformadores se encontró a partir de los flujos de carga simulados que se describieron en la sección 5.1.1., en los cuales se representaron los transformadores solo con reactancia y se simularon las cargas en 10 kV.

En la tabla 21 se muestra las pérdidas en el cobre y en el hierro de los transformadores a condiciones nominales:

Tabla 21

Pérdidas de Potencia Nominales en Transformadores		
Potencia Nominal (kVA)	P_{fe} (kW)	P_{cu} (kW)
25	0.203	0.657
37.5	0.272	0.908
50	0.334	1.143
75	0.448	1.581
100	0.551	1.991
160	0.773	2.899
200	0.907	3.466
250	1.065	4.143
320	1.273	5.048
400	1.495	6.034
640	2.096	8.788
800	2.462	10.506
850	2.572	11.028
1250	3.395	15.014
1600	4.055	18.292
	21.900	91.499

En la tabla 22 se presentan los resultados de las evaluaciones de pérdidas de potencia de la radial y en la tabla 23, se muestran los resultados de las pérdidas de energía que son calculados considerando la siguiente relación:

$$E_{pt} = N_h \times P_{fe} + N_h \times f_p \times P_{cu} \dots\dots\dots(15)$$

Donde:

N_h = Número de horas anuales

f_p = Factor de pérdidas.

P_{fe} = Pérdidas en el fierro de los transformadores de la radial.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre de los transformadores de la radial.

Tabla 22

PÉRDIDAS DE POTENCIA CON RELACIÓN A LA MÁXIMA DEMANDA

CENTRO TRANSFORMACIÓN			SET TRUJILLO SUR
RADIAL			TS-10
TOTAL MÁXIMA DEMANDA		(kW)	4,648.32
PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA		(kW)	382.22
		(%)	8.22%
PÉRDIDAS EN SUBESTACIONES	EN EL Fe	(kW)	23.93
	EN EL Cu	(kW)	93.25
	TOTAL	(kW)	117.18
		(%)	2.52%
TOTAL PÉRDIDAS DE POTENCIA		(kW)	499.40
		(%)	10.74%

Tabla 23

PÉRDIDAS DE ENERGÍA CON RELACIÓN AL TOTAL DISTRIBUIDO

CENTRO TRANSFORMACIÓN			SET TRUJILLO SUR
RADIAL			TS-10
TOTAL DISTRIBUIDO		(kW-h-Año)	22,823,088.60
PÉRDIDAS EN REDES DISTRIBUCIÓN PRIMARIA		(kW-h-Año)	1,277,781.00
		(%)	5.599%
PÉRDIDAS EN SUBESTACIONES		(kW-h-Año)	439,555.00
		(%)	1.926%
TOTAL PÉRDIDAS DE ENERGÍA		(kW-h-Año)	1,717,336.00
		(%)	7.525%

5.1.3.- Análisis de resultados.

En las tablas 22 y 23 se muestran las pérdidas totales, de potencia y energía, correspondientes al año de estudio de la radial.

Pérdidas de potencia

a.- Las pérdidas de potencia en los diversos componentes del sistema de la radial se resumen en las tabla 22.

Pérdidas de Potencia:

Distribución Primaria		0.38222 MW	8.22 %
Subestaciones:	En el Fe	0.02393 MW	
	En el Cu	0.09325 MW	
	Total SE	0.11718 MW	2.52 %
Total Pérdidas de Potencia		0.49940 MW	10.74 %.

Pérdidas de energía

b.- Las pérdidas de energía en los diversos componentes del sistema de la radial se resumen en las tabla 23.

Pérdidas de energía:

Distribución Primaria	1.277781 GWh	5.599 %
Subestaciones:	0.43955 GWh	1.926 %
Total Pérdidas de energía	1.717336 GWh	7.525 %.

5.2.- Pérdidas no técnicas.

Pérdidas no-técnicas son los errores de medición, las falsas lecturas y facturación incorrecta, procedimientos onerosos e ineficientes, fraudes y falta de pago de la energía, todo conduciendo a pérdidas financieras para el distribuidor

En las grandes etapas de gestión de clientes que son: suministrar, identificar, medir, facturar y cobrar; se producen anomalías de diversos tipos y por causas diferentes, las que dan origen a pérdidas comerciales y pérdidas financieras, las que se agrupan bajo la denominación de pérdidas no-técnicas, debido a que su existencia no obedece al normal proceso físico de transporte y suministro de energía, mas bien debido a los errores y deficiencias que se producen durante el registro, facturación y recaudo de la energía consumida.

Para tener un valor estimado de las pérdidas no técnicas de la radial, se realiza un balance de energía utilizando la siguiente expresión:

$$LNT = Ed - Lt - Ef \dots\dots\dots(16)$$

Donde:

Ed Energía disponible o suministrada.

Ef Energía total facturada.

Lt pérdidas técnicas calculadas.

LNT pérdidas no técnicas.

5.2.1. Causas que dan origen a las pérdidas no-técnicas.

Cada una de las etapas de gestión de clientes encierra en si defectos que son en su mayoría las causas de las PNT (pérdidas no técnicas). Estas causas en términos generales son las siguientes:

Pobreza

Retraso en la acometida

Corrupción

Facilidad - fraude

Desorganización

- Medidor defectuoso
- Medidor inadecuado
- Medidor traficado
- Error de lectura
- Error en la toma de datos
- Determinación del monto facturado
- Determinación de los consumos estimados
- Problema de puesta al día del fichero de clientes
- Problema de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas.
- Falta de un calendario de facturación
- Tratamiento de la facturación (retraso, regularidad)
- Circuitos de distribución defectuosos
- Cliente desaparecido
- Cliente insolvente
- Pérdidas del pago
- Pago mal orientado
- Medios de pago inadaptados
- Notificación de impagado
- Asistencia inadaptada
- Mala gestión de la cartera clientela

5.2.2. Codificación de las pérdidas no-técnicas.

La necesidad de atacar las causas de éstas pérdidas, requiere identificar y agrupar las causas, en aspectos más generales que con una codificación adecuada facilite su

tratamiento y la elaboración de acciones orientadas a su solución. Así tenemos la siguiente codificación:

PNT 1: Acometida clandestina

Este tipo de pérdida, se dan en las conexiones directas a la red, sin previo conocimiento y autorización por parte de la empresa concesionaria, y realizada por personas sin ningún compromiso con la empresa y/o por usuarios con el suministro suspendido por irregularidades. Este tipo de pérdidas es característico de las zonas urbanas marginales, debido sobre todo, a la pobreza de la zona, lo que junto con la facilidad de acceso a la red, provoca estas pérdidas. A estas causas le sumamos la corrupción, retraso en el suministro del servicio y la falta de mecanismos de administración económico-sociales para estas zonas; además de la falta de actividades orientadas a la normalización de usuarios ilegales y sus respectivas sanciones.

PNT 2: Acometida sin medidor

También se trata de una conexión directa, pero con conocimiento de la empresa. Esto obliga a realizar una estimación del consumo; lo que conduce a subestimar sistemáticamente el consumo y además que, estimula al usuario al sobre consumo. Las causas básicas de éste tipo de pérdidas son: la desorganización y la falta de contadores de energía y políticas de administración orientadas a evitar éste tipo de instalaciones.

PNT 3: Ausencia de identificación

Este tipo de pérdida, más que de energía es una pérdida financiera, debido a que su presencia ocasiona errores y dificultades en el registro de consumo, facturación y recaudo, lo que se traduce, muchas veces en energía no cobrada, o colocada por un monto inferior al correspondiente. Las causales de éste tipo de pérdidas, son la desorganización y la corrupción.

PNT 4: Mediciones inexactas

Las medidas inexactas, es la fuente de error más difundida, y consiste en el irregular estado y funcionamiento de los contadores de energía. Las causas generales son los medidores defectuosos, inadaptados y traficados, los que además tienen por causa:

- La descalibración natural o accidental del contador
- La descalibración e instalación defectuosa intencional del contador.

PNT 5: Lectura inexacta

Los errores en general, se producen por causas involuntarias, cometido por el personal encargado de las lecturas y toma de datos y en otros casos son inducidos a cometer imprecisiones voluntariamente.

Este tipo de pérdidas, nos da una lectura del consumo errónea, diferente a la real. Obteniéndose un registro del estado de cuenta irreal debido al registro de consumo inexacto.

PNT 6 : Estimación errónea

Los suministros directos por cualquier motivo, crean la necesidad de estimar el consumo de los clientes, hecho que de ya, tiende a ser erróneo. Esta estimación errónea tiende y generalmente a ser subestimado.

PNT 7: Datos del cliente erróneo

Los problemas que trae consigo éste tipo de pérdidas son los mismos que las pérdidas por "ausencia de identificación", pero su causa fundamental son los problemas de puesta al día del fichero de clientes.

PNT 8: Datos de cálculo erróneos

Este es otro tipo de pérdidas financieras, su estimación se realiza en unidades monetarias y básicamente, se produce por problemas de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas o por su incorrecta aplicación.

PNT 9: Irregularidad de la facturación

La falta de un calendario de facturación y el tratamiento de la facturación, son la causa de la irregularidad de la facturación. Lo que también se traduce en pérdidas financieras.

PNT 10: Irregularidad de distribución de facturas

Muchas veces las facturas no son entregadas a los usuarios en su momento o simplemente no son entregados, lo que produce éste tipo de pérdidas. En general se puede decir que los circuitos defectuosos de distribución es su causa principal.

PNT 11: Defecto de pago

A pesar de que todo el proceso de registro de consumo y facturación haya sido correcto, se producen pérdidas en la etapa del pago y cuyas causas son: cliente desaparecido, cliente insolvente, pérdida de pago y pago mal orientado.

PNT 12: Retraso excesivo en los pagos

En la etapa de pago, se produce otro tipo de pérdida y son producida debido a los medios de pago inadaptados, notificación de impagado, asistencia inadaptada y mala gestión de la cartera clientela.

5.2.3 Clasificación de las pérdidas no-técnicas.

Las causas o tipos de pérdidas anteriores, obedecen a aspectos de carácter político, económico y social y también de carácter técnico y de organización. Para su mejor tratamiento e identificación las podemos clasificar en tres grupos a saber:

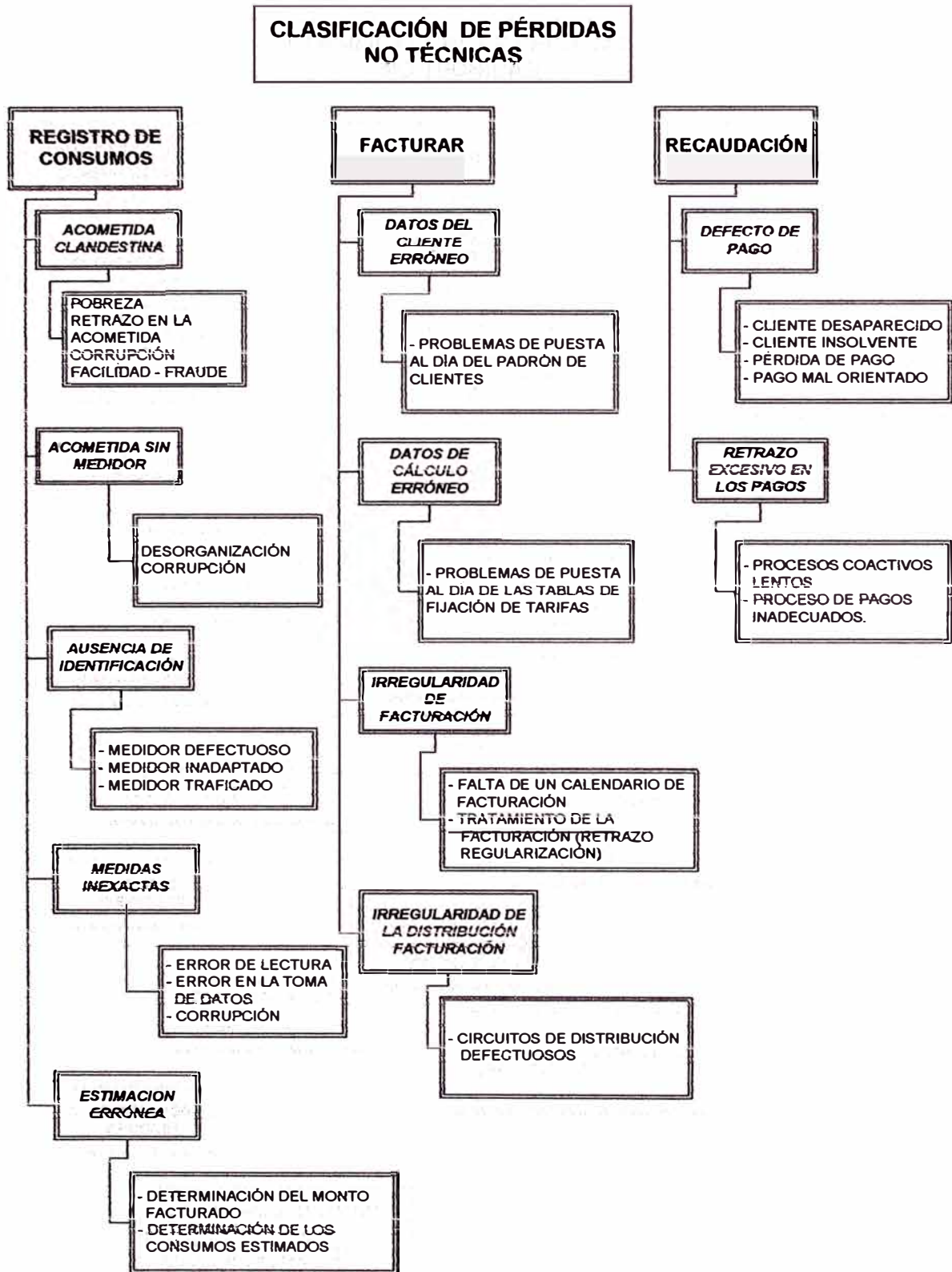
Pérdidas de consumo = Energía mal medida

Pérdidas de facturación = Energía mal facturada

Pérdidas de cobro = Energía mal cobrada

Estos tres aspectos corresponden al proceso de efectivización del usuario a la empresa y que junto con las etapas de gestión de clientes y los tipos de pérdidas, nos dan la siguiente clasificación (Cuadro 03)

Cuadro 03



FUENTE: Elaboración propia.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La evaluación de los costos para las principales pérdidas eléctricas de la radial en estudio se muestra a continuación:

EVALUACIÓN DE COSTOS POR PÉRDIDAS

CENTRO TRANSFORMACIÓN			SET TRUJILLO SUR	POT. (US\$)
RADIAL			TS-10	
TOTAL MÁXIMA DEMANDA		(kW)	4,648.32	1,238,451.90
PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA		(kW)	382.22	101,834.87
		(%)	8.22%	8.22%
PÉRDIDAS EN SUBESTACIONES	En el Fe	(kW)	23.93	6,376.60
	En el Cu	(kW)	93.25	24,844.69
	TOTAL	(kW)	117.18	31,221.29
		(%)	2.52%	2.52%
TOTAL PÉRDIDAS DE POTENCIA		(kW)	499.40	133,056.16
		(%)	10.74%	10.74%
TOTAL DISTRIBUIDO		(kW-h)	22,823,088.60	1,551,970.02
PÉRDIDAS EN REDES DISTRIBUCIÓN PRIMARIA		(kW-h)	1,277,781.00	86,889.11
		(%)	5.599%	5.599%
PÉRDIDAS EN SUBESTACIONES		(kW-año)	439,555.00	29,889.74
		(%)	1.926%	1.926%
TOTAL PÉRDIDAS DE ENERGÍA		(kW-año)	1,717,336.00	116,778.85
		(%)	7.525%	7.525%
Costo marginal de potencia	266.43	US\$/kW		
Costo marginal de energía	0.068	US\$/kW		

CAPÍTULO VII

CONTROL DE PÉRDIDAS

La mejor estrategia para el control de pérdidas eléctricas es realizar un planeamiento adecuado, tanto en la operación como en la expansión de los sistemas eléctricos.

Las pérdidas eléctricas así como su control tienen costos asociados, por lo tanto, la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel de pérdidas del sistema se efectuara basándose en una adecuada evaluación económica y financiera.

7.1. Alternativas de reducción de pérdidas técnicas.

7.1.1 Aspectos importantes a considerar para la reducción de pérdidas técnicas.

- Establecimiento de los niveles de pérdidas técnicas, utilizando la metodología más adecuada según las características de las redes en estudio.
- Desarrollo de un programa de normalización de elementos. Así como el establecimiento de criterios técnicos, específicos a utilizarse en cada proyecto de reducción de pérdidas.

- Coordinación con otras áreas de la empresa, sobre: programas de mantenimiento, reubicación de subestaciones, cambio de conductores, mejoramientos del factor de potencia, etc.
- Elaboración de una base de datos con los elementos y la configuración actual del sistema; con las respectivas medidas de las características de los elementos y de sus magnitudes físicas (ΔV , I, L, etc.)
- Diseño de acciones de inmediata ejecución, de ejecución a corto plazo a mediano plazo, y a largo plazo.
- Evaluación de los programas ejecutados (Para observar los inconvenientes presentados y determinar las causas de fracaso -si así fuere- para mejorar los programas).
- Utilizar los indicadores económicos para determinar la prioridad de los programas a ejecutarse.

7.1.2 Diseño adecuado de los sistemas de distribución.

Si recordamos, que de existir una adecuada planificación para el tratamiento del crecimiento de la demanda así como para el adecuado mantenimiento de los sistemas no estaríamos hablando de proyectos de reducción de pérdidas. Por lo que el diseño adecuado de los sistemas de distribución es un aspecto importantísimo para reducir los niveles de pérdidas.

Para el diseño adecuado tendremos cuidado de seguir de cerca las siguientes recomendaciones:

- Cumplir con las exigencias mínimas del CNE y demás normas, en lo referente a porcentajes de caída de tensión, niveles de resistencia de su aislamiento, resistencia a la intemperie y demás aspectos.

- El diseño del sistema debe ser el que cumpla con los requerimientos del proyecto, garantizando en todo momento: continuidad de servicio, seguridad de operación y mecanismos que dificulten las conexiones directas y clandestinas.
- La capacidad del sistema deberá garantizar el servicio durante la vida útil del proyecto en óptimas condiciones.
- Se deberán evitar las conexiones provisionales en tramos finales e intermedios, a usuarios no pertenecientes al sistema inicial, sin un previo estudio.
- Se deberán elaborar proyectos integrales de previsión del crecimiento de la demanda y formular criterios para la flexibilización de los sistemas.
- Las instalaciones a realizarse serán las que conlleven a la rentabilidad máxima y que sea coherente con el desarrollo de la red futura expresada en el plan de actividades que permitan la mejora integral del sistema.

A continuación desarrollamos las principales alternativas para la reducción de pérdidas técnicas:

A.- Variación del nivel de tensión.

Las excesivas caídas de tensión en los tramos finales de los circuitos nos obligan a buscar alternativas para reducirlas. Las pérdidas de potencia están dadas por $P = I^2 \times R$, es decir dependen directamente de la corriente que circula por el conductor, por lo cual, reducir ésta corriente elevando el nivel de tensión es la alternativa que tratamos en este punto.

Sean las relaciones:

$$P = I^2 \times R \quad (a)$$

$$\Delta P = I'^2 \times R \quad (b)$$

$$I' = I - I_n \quad (c)$$

$$P = \sqrt{3} V_x I_x \cos \phi$$

$$P_n = \sqrt{3} V_n I_n \cos \phi_n$$

Como: $P = P_n$, entonces:

$$\sqrt{3} V_x I_x \cos \phi = \sqrt{3} V_n I_n \cos \phi_n$$

$$I_n = \frac{V_x I_x \cos \phi}{V_n \cos \phi_n} \quad (d)$$

en (c):

$$I' = I - \frac{V_x I_x \cos \phi}{V_n \cos \phi_n}$$

En (b)

$$\Delta P = \left[I - \frac{V_x I_x \cos \phi}{V_n \cos \phi_n} \right]^2 \times R$$

$$\Delta P = \left[1 - \frac{V \cos \phi}{V_n \cos \phi_n} \right] I^2 R$$

Donde:

P : Pérdida de potencia

I, I_n : Corriente suministrada antes y después del aumento de voltaje.

V, V_n : Tensiones de salida antes y después del aumento de voltaje.

P, P_n : Potencia de suministro antes y después del aumento de voltaje.

I' : Corriente disminuida después de elevar la tensión

ΔP : Ahorro de pérdidas en vatios

Otro procedimiento es el siguiente:

Considerando:

$$P_L = 3xRxI^2$$

$$P_{Ln} = 3xRxI_n^2$$

Donde:

P_L, P_{Ln} : pérdidas en la línea antes y después.

De donde:

$$P_{Ln} = P_L \frac{I_n^2}{I^2} \quad (e)$$

Despreciando la variación del f.d.p. debido al aumento de tensión de (d) tenemos:

$$I_n = I \frac{V}{V_n}$$

En (e)

$$P_{Ln} = P_L I^2 \frac{V^2}{V_n^2 I^2}$$

$$P_{Ln} = P_L \frac{V^2}{V_n^2}$$

Donde:

$$\frac{V^2}{V_n^2} = F_{AV} \text{ (factor por aumento de voltaje).}$$

Es importante indicar que el f.d.p. disminuye con el aumento de tensión, por lo que esta alternativa no sería del todo ventajosa.

B.- Cambio del sistema de distribución secundaria.

Dentro del marco de las normas, que rigen el comportamiento de los sistemas de distribución, los niveles de tensión aceptables, para una corriente alterna de 60 Hz de

frecuencia son: 220 (3 ϕ), 380/220 (3 ϕ), tres conductores activos y un neutro con puesta a tierra múltiple, 220 (1 ϕ), 440/220 (1 ϕ): 2 conductores activos y uno neutro con puesta a tierra múltiple). A estos aspectos le sumamos los niveles aceptables de caída de tensión, los avances tecnológicos y los costos inherentes a los materiales. Todos estos aspectos determinarán el mejor sistema, que será planteado como alternativa, no sólo para reducir las pérdidas en los sistemas ya existentes, sino también para proveer instalaciones eficientes a lo largo de su vida útil.

El sistema convencional, 220 (3 ϕ), es el más difundido pero en la actualidad, surge como alternativa importante, el sistema multiterrado 380/220 v, que junto con la tecnología de cables autoportantes de aluminio, resulta ventajosa en comparación al sistema convencional, en los siguientes aspectos:

- Con el sistema AMKA (autoportante), los cables alimentadores pueden ser diseñados para períodos parciales o etapas intermedias.
- Como los conductores van arrollados al mensajero, la reactancia inductiva es casi nula, por lo que los radios de acción son mayores.
- Los conductores AMKA no soportan ningún esfuerzo mecánico, porque el mensajero lo soporta todo.
- La utilización de aluminio significa mayor peso, por lo que las flechas y los vanos son mayores, además de que el punto de suspensión es único.
- El esfuerzo de los conductores es aplicado en un solo punto, lo que requerirá la selección de un soporte de menor esfuerzo equivalente en la punta.
- El aislamiento del polietileno reticulado, tiene las características de soportar rangos de variación de grandes temperaturas.

- El tendido se hace del cable en su conjunto (no uno por uno), además, no requerirá de portalíneas, ni conductores de amarre.
- En este sistema se utilizarán conectores, sin necesidad de deteriorar los conductores, ni realizar el entorche de los conductores.

Si bien es cierto que el cambio de un sistema antiguo por uno nuevo, de por sí reduce el nivel de pérdidas pero, si se va a realizar éste cambio, es mejor hacerlo por el más eficiente.

Otra alternativa es la mixta, es decir combinar ambos sistemas, el convencional en los troncales y el AMKA en los ramales y para diferentes tiempos proyectados (15 años para las troncales y 10 años para los ramales).

Remodelación del sistema de distribución.

El crecimiento de la carga, y la ausencia de programas de renovación de redes por falta de presupuestos a hecho que los niveles de pérdidas se incrementen rápidamente, creando un círculo vicioso entre la falta de presupuesto y los elevados niveles de pérdidas para la empresa.

La falta de planificación y de previsión del crecimiento, no ha dado oportunidad a dar soluciones inmediatas y con poca inversión, más al contrario, ha requerido cambios sustanciales, no sólo de conductores y transformadores sino hasta de armados y ferretería.

Esta alternativa resultaría siendo la mejor inversión, aunque en muchos casos sería la única vía. Tratar de utilizar los elementos existentes y una adecuada transferencia de carga, reubicación de transformadores, incremento de transformador y cambio y/o reforzamiento de algunos tramos; nos brindaría una posibilidad, aunque complicada pero menos costosa.

Para efectos de la remodelación, es importante considerar los estudios y análisis de selección óptima, de modo que se utilicen los elementos normalizados y las características técnicas establecidas. Sin embargo es preciso señalar que las normalizaciones y las características técnicas, deben ser conclusiones de estudios específicos de un sistema particular.

D.- Reducción de pérdidas por alumbrado público.

El porcentaje máximo del consumo total establecido por la Comisión de Tarifas Eléctricas, para el cobro por concepto de Alumbrado Público, no permite el cobro del 100% de este servicio, lo que se traduce en pérdidas para la Empresa Concesionaria de Distribución.

La potencia instalada no facturada es el resultado de la falta de planificación en su crecimiento, la falta de sustitución de lámparas antiguas por otras de mayor eficiencia y por el inadecuado control en el encendido de las mismas.

La superación de esta deficiencia nos permitirá reducir la potencia instalada de Alumbrado Público manteniendo los niveles adecuados de iluminación requeridos, obteniendo por lo tanto menores niveles de pérdidas en el sistema.

El precio unitario de Alumbrado Público es calculado considerando el porcentaje total autorizado para la facturación y el número de usuarios, afectados por los factores establecidos para los diferentes niveles de consumo. Este precio se multiplica por el factor correspondiente al nivel de consumo de cada usuario, lo que sumando con el de la totalidad de usuarios constituye el cobro por concepto de Alumbrado Público, siendo este inferior al costo de la energía consumida por el total de artefactos instalados.

E.- Deducción del desbalance de cargas.

Para conseguir un balanceo de las cargas es necesario realizar un análisis a través de la elaboración de diagramas trifilares como el presentado en el siguiente diagrama:

Principio de análisis

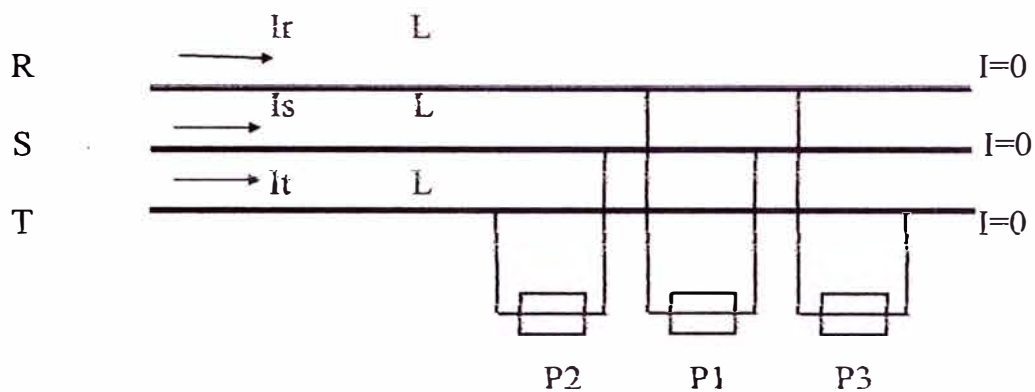


Figura 04: Diagrama trifilar

Las pérdidas totales en el Circuito:

$$P_{LT} = RLI_R^2 + RLI_S^2 + RLI_T^2$$

$$P_{LT} = RL(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2) \dots\dots\dots (I)$$

Las corrientes de línea:

$$I_R = \frac{P_1}{V_{RS} \cos \phi_1} \quad (\text{Corriente aparente})$$

$$I_S = \frac{P_2}{V_{ST} \cos \phi_2} \quad (\text{Corriente aparente})$$

$$I_T = \frac{P_3}{V_{TR} \cos \phi_3} \quad (\text{Corriente aparente})$$

Reemplazando en ecuación (I):

$$P_{LT} = Rl \left[\frac{P_1}{V_{RS}^2 \cos \phi_1} + \frac{P_2}{V_{ST}^2 \cos \phi_2} + \frac{P_3}{V_{TR}^2 \cos \phi_3} \right]$$

$$P_{LT} = \frac{RL}{V_{RS} \cos \phi} (P_1^2 + P_2^2 + P_3^2)$$

Donde:

R = Resistividad de la línea (ohm/km)

L = Longitud considerada hasta las cargas.

$\cos \phi$ = Factor de potencia equivalente.

Si $\cos \phi < 1 \implies P_{LT} \implies S_{LT}$ (Pérdidas de Potencia Aparente)

Cuando el circuito está equilibrado (Balanceado) $\implies P_1 = P_2 = P_3$

$$P_{LT} = \frac{3RLP_1^2}{V_{RS}^2 \cos^2 \phi}$$

Generalizando la ecuación anterior:

$$I_R = \sum_{i=1}^n \frac{P_{1i}}{V_{RS} \cos \phi_1}; \quad I_S = \sum_{i=1}^n \frac{P_{2i}}{V_{ST} \cos \phi_2}; \quad I_T = \sum_{i=1}^n \frac{P_{3i}}{V_{TR} \cos \phi_3}$$

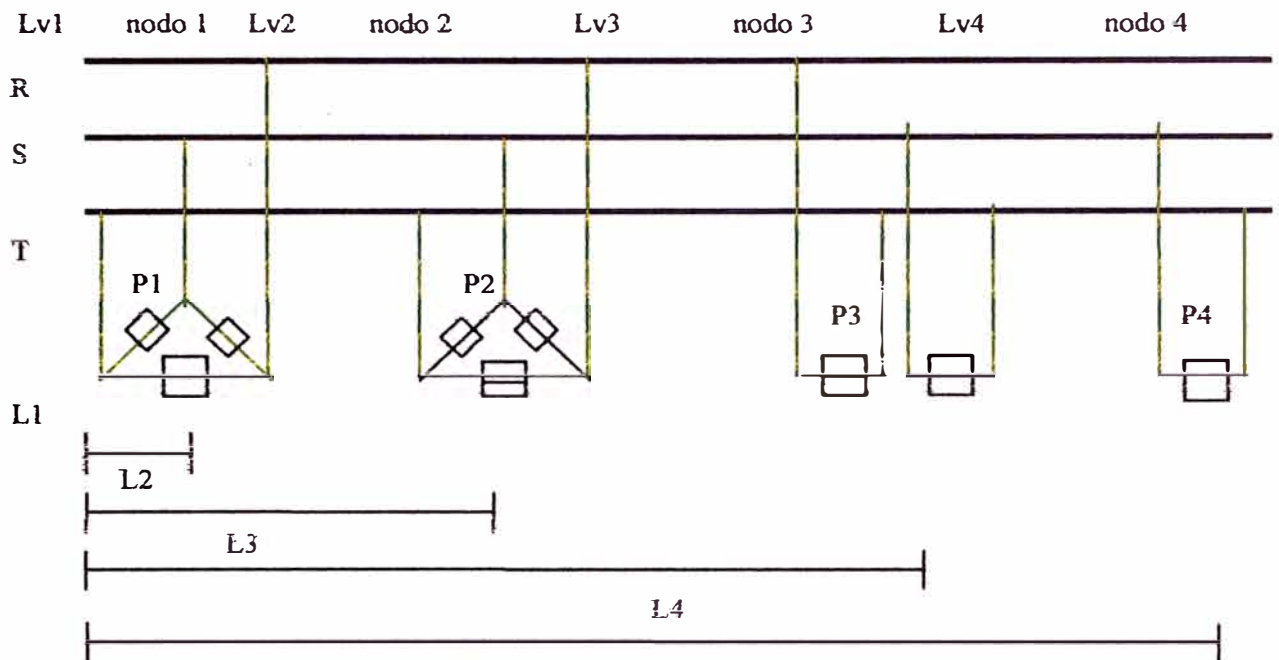
ΣP_{1i} = Sumatoria de Cargas en la Fase R.

ΣP_{2i} = Sumatoria de Cargas en la Fase S.

ΣP_{3i} = Sumatoria de Cargas en la Fase T.

$\cos \phi_{1R}, \cos \phi_{2S}, \cos \phi_{3T}$ = Fases de Potencia de las 3 fases.

Figura 05: Uso del método de concentración de carga para evaluar pérdidas totales en circuitos desbalanceados (3φ Y)



El centro de carga es:

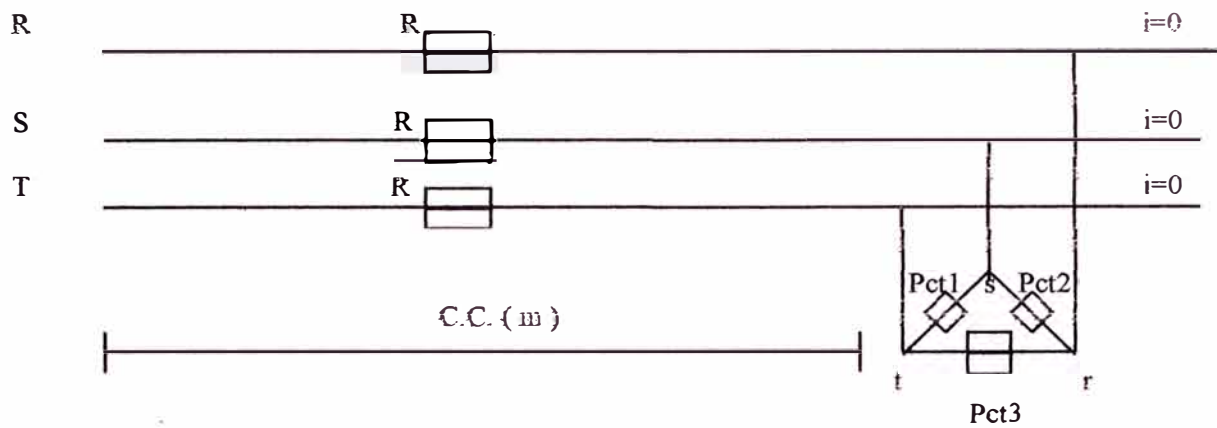
$$cc = \frac{\sum_{i=1}^n I_i L_i}{\sum I_i} = \frac{(P_1 + P_1' + P_1'')(L_1) + (P_2 + P_2' + P_2'')(L_2) + (P_3 + P_3' + P_3'')(L_3) + P_4 L_4}{(P_1 + P_1' + P_1'') + (P_2 + P_2' + P_2'') + (P_3 + P_3' + P_3'') + P_4}$$

Generalizando: (Con vanos iguales) \implies

$$cc = \frac{P_{1T} L_{V1} + P_{2T} 2L_{V1} + P_{3T} 3L_{V1} + P_{4T} 4L_{V1} + \dots + P_{nT} nL_{V1}}{P_{1T} + P_{2T} + P_{3T} + \dots + P_{nT}}$$

Con n = Número de Nodos del circuito.

Figura 06: Diagrama equivalente



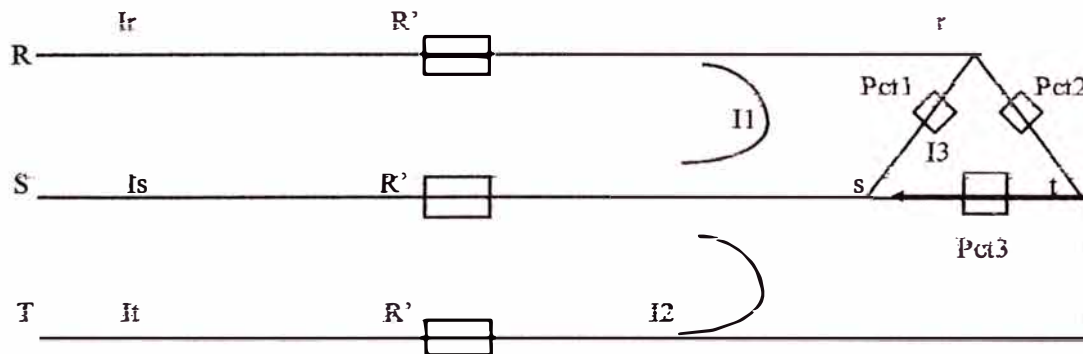
Donde:

P_{CT1} = Potencia demandada total Fase T.

P_{CT2} = Potencia demandada total Fase S.

P_{CT3} = Potencia demandada total Fase R.

Figura 07: Reconfigurando el circuito



Usando el método de corrientes de malla.

$$\begin{vmatrix} V_{RS} \\ V_{ST} \\ V_{RT} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} (2R'+Z_2) & -R & -Z_2 \\ -R & (2R'+Z_1) & -Z_1 \\ -Z_2 & -Z_1 & Z_3 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix}$$

Resolviendo el sistema: I_1, I_2, I_3 (calculados)

Finalmente : $I_R = I_1$, $I_S = I_2 - I_1$, $I_T = I_2$

$$\Delta V_T = \Delta V_{R'} + \Delta V_{S'} + \Delta V_{T'}$$

$$\Delta V_T = R'(I_R) + R'(I_S) + R'(I_T), \quad \text{con } R' = RL_p$$

L_p = Centro de carga (m)

R = Resistencia (ohm/km)

$$\text{Caída de Tensión Total} \Rightarrow \Delta V_T = RL_p(I_R + I_S + I_T) \quad (\text{V})$$

$$\text{Pérdidas totales} \Rightarrow P_{LT} = RL_p(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2) \quad (\text{W})$$

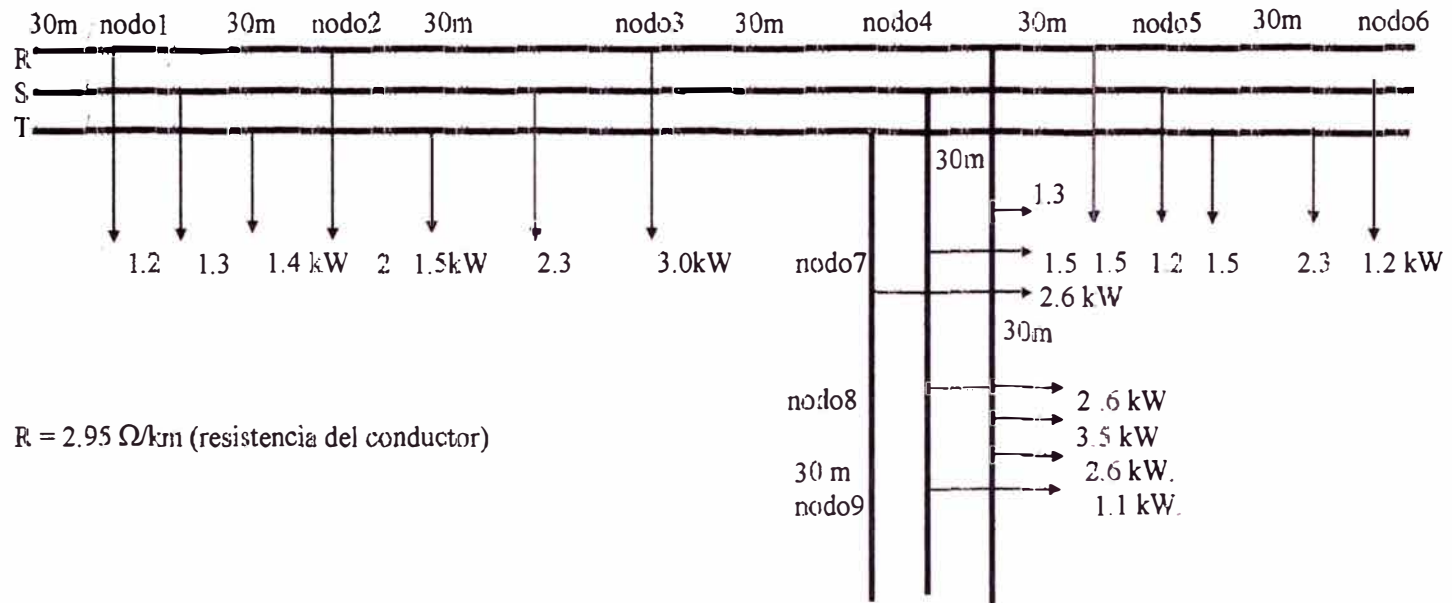
K = Factor de corrección de las pérdidas, usando el criterio de concentración de cargas.

$K = (0.75)$ (para cargas y vanos iguales).

$K = (0.77)$ (para cargas y vanos diferentes).

Ejemplo de aplicación

Figura 08: Determinación de las pérdidas en la siguiente red 3 ϕ desbalanceada



EL centro de carga del ramal es:

$$cc_1 = \frac{(1.3 + 1.5 + 26)(30) + (2.6 + 3.5)(60) + (2.6 + 1)(90)}{15.2} = 41.42m$$

$$cc_1 = 41.42 \text{ m}$$

El centro de carga de la troncal:

$$cc_2 = 109.29 \text{ m}$$

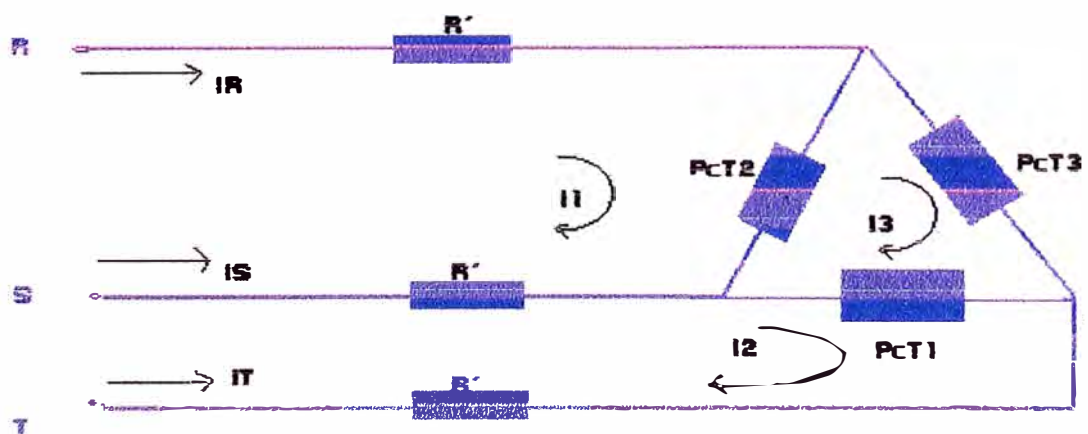
Las pérdidas en el ramal son:

$$P_{LT1} = \frac{RL_{P1}P_{ol}^2}{V_{RS}^2}$$

$$P_{LT1} = \frac{(2.95 \frac{\Omega}{km})(41.42m)(15.2 \times 10^3 W)^2}{(220V)^2} = 0.583 \text{ kW}$$

Las pérdidas en la troncal

Figura 09: Circuito equivalente red 3φ desbalanceada



Las impedancias equivalentes

$$Z_1 = \frac{V_{RS}^2}{P_{cl}} = \frac{220^2 \times 10^3}{10.4} = 4.61 \Omega$$

$$Z_2 = \frac{V_{ST}^2}{P_{c2}} = \frac{220^2 \times 10^3}{8.5} = 5.43 \, \Omega$$

$$Z_3 = \frac{V_{TR}^2}{P_{c3}} = \frac{220^2 \times 10^3}{16.3} = 2.85 \, \Omega$$

$$\begin{bmatrix} 220 \\ 220 \\ 220 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6.30 & -0.32 & -5.69 \\ -0.32 & 5.39 & -4.67 \\ -5.69 & -4.67 & 2.97 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

$$I_1 = -20.86 \, \text{A}, \quad I_2 = -13.309 \, \text{A}, \quad I_3 = -60.03 \, \text{A}$$

Entonces la corriente de línea:

$$I_R = (I_1 + I_3) = 80 \, \text{A}, \quad I_S = (-13.309 + 20.86) = 7.5 \, \text{A}, \quad I_T = 73 \, \text{A}$$

$$P_{LT2} = (2.95 \, \text{ohm/km})(L_{P2})(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2)$$

$$P_{LT2} = 3.794 \, \text{kW}$$

Finalmente las pérdidas totales:

$$P_{LT} = K(P_{LT1} + P_{LT2}), \quad K = 0.75 \, (\text{factor de corrección}).$$

$$P_{LT} = 0.75(3.79 + 0.983) \, \text{kW}$$

$$P_{LT} = 3.123 \, \text{kW}$$

Procedimiento de balanceo óptimo de cargas

Para balancear cargas en circuitos de B.T. se deben realizar los siguientes procedimientos:

- 1) Como en los casos anteriores, debe de contarse con el diagrama unifilar de la S.E.
- 2) Teniendo el diagrama unifilar, tratar de elaborar el diagrama detallado, ubicando el número de cargas.
- 3) Realizar mediciones de las corrientes en alimentadores de la S.E. asimismo sus factores de potencia.

- 4) Medir también las corrientes en los primeros tramos de la S.E., para determinar en forma más precisa, el % de desbalance del circuito.
- 5) Una vez determinado el % de desbalance en las 3 fases, se procede a reubicar las cargas, (redistribución de cargas entre fases) y así de nuevo se realizan las mediciones, hasta conseguir el Balance aproximado entre cargas

Balance de redes en estrella.

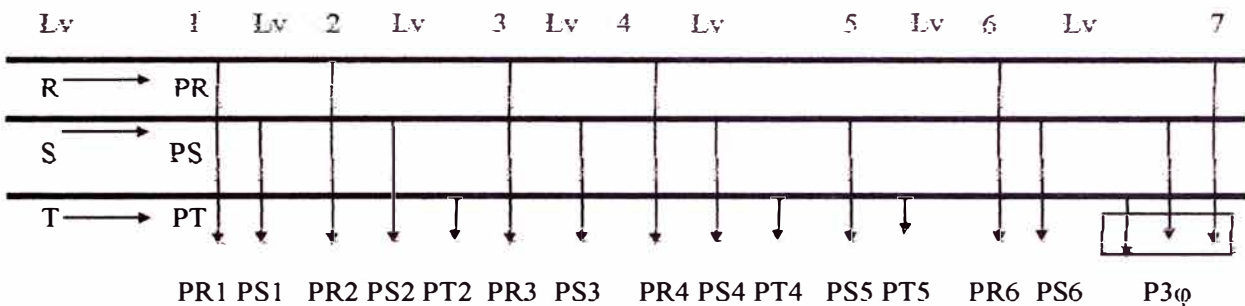


Figura 10: Balance de redes en estrella

Para que el sistema 3ϕ esté balanceado se debe cumplir: $P_R = P_S = P_T$.

$$P_R = P_{R1} + P_{R2} + P_{R3} + P_{R4} + P_{R6} + P_{3\phi}/3$$

$$P_S = P_{S1} + P_{S2} + P_{S3} + P_{S4} + P_{S5} + P_{S6} + P_{3\phi}/3$$

$$P_T = P_{T2} + P_{T4} + P_{T5} + P_{3\phi}/3$$

En general:

$$\sum_{i=1}^n P_{Ri} \frac{P_{3\phi}}{3} = \sum_{i=1}^n P_{Si} \frac{P_{3\phi}}{3} = \sum_{i=1}^n P_{Ti} \frac{P_{3\phi}}{3}$$

El caso ideal es que en cada nodo considerado existen 3 cargas iguales.

$$P_1 = P_1' = P_1''$$

F.- Mejoramiento del factor de potencia.

El mejoramiento del factor de potencia, en las redes de M.T. y BT, es importante porque su aplicación permite reducir las pérdidas reactivas en las redes y aumentar la

capacidad en dichas redes. A continuación presentamos un principio de análisis utilizando conceptos básicos de la teoría de Circuitos:

Principio de análisis

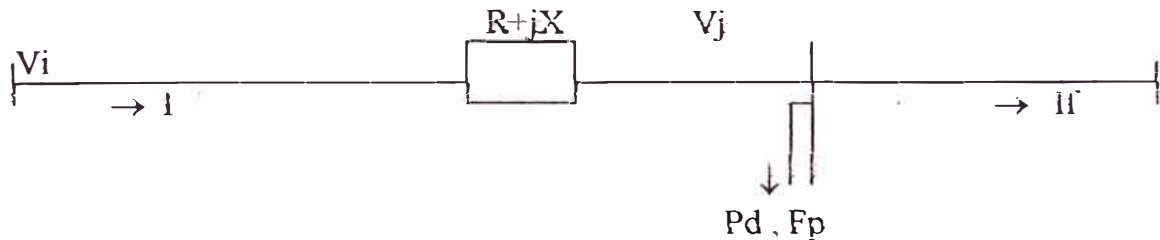


Figura 11: Circuito equivalente

$$S_{ij} = P + jQ \quad (\text{Potencia aparente demanda total})$$

$$fp = \text{Arc Tan}(Q/P) \quad (\text{factor de potencia})$$

$$I = \frac{P - jQ}{kV_i} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2} \angle -\phi}{kV_i} \times 1000 \quad (A) \quad (\text{Corriente alimentador})$$

$$\Delta V = \frac{(R + jX)(\sqrt{P^2 + Q^2} \angle -\phi)}{kV_i} \times 1000 \quad (V) \quad (\text{Caída de tensión tramo i-j})$$

$$\alpha = \text{arc tan}(X/R) \quad (^\circ) \quad (\text{Desfasaje provocado por la impedancia línea})$$

$$V_j = kV_i \angle 0^\circ - \Delta V \angle (\alpha - \phi) = \left[kV_i - \frac{\sqrt{(R^2 + X^2)(P^2 + Q^2)}}{kV_i} \angle (-\phi + \alpha) \right] \times 1000$$

(Tensión en el nodo j)

Entonces las pérdidas en la línea i-j es:

$$S_L = \frac{P^2 + Q^2}{k^2 V_i^2} \sqrt{R^2 + X^2} \angle (-2\phi + \alpha) \times 10^6 \quad (\text{Pérdida Aparente en la línea})$$

Con $k = \text{Cte.}$ que depende del sistema: $(k = 1 \text{ sistema } 1\emptyset)$

$(k = \sqrt{3} \text{ sistema } 3\emptyset)$

$(k = \sqrt{3} \text{ sistema } 1\emptyset \text{ delta abierto})$

Para los sistemas de distribución en B.T. la inductancia de línea es pequeña por eso es posible despreciarlo $\implies x = 0$

De la formula anterior de la pérdida aparente se puede hallar la pérdida activa y la pérdida reactiva que circulan por la línea:

$$P_L = \frac{Rx(P^2 + Q^2)}{k^2 x V_i^2} \cos(-2\phi + \alpha) \text{ (kW) (Potencia activa en el tramo i-j)}$$

$$Q_L = \frac{Rx(P^2 + Q^2)}{k^2 x V_i^2} \text{Sen}(-2\phi + \alpha) \text{ (kVAR) (Potencia reactiva en el tramo i-j)}$$

Casos particulares

_ SI $Q_L = 0$ (La potencia demandada seria netamente activa)

_ SI $Q_L \Rightarrow$ crítico (hay pérdidas activas y reactivas, críticas, por tanto existe un envejecimiento prematuro de las redes)

De los dos casos anteriores vamos a plantear la siguiente interrogante:

¿ cuando $Q_L = 0$, las pérdidas activas son mayores ó menores que cuando existe un $Q_L \Rightarrow$ crítico?

Para contestar esta pregunta se realizó el pequeño análisis siguiente:

Comparación de un circuito con $fp = 1$ y un $fp \Rightarrow$ crítico

Para el análisis vamos a considerar un circuito monofásico 220V, con una densidad de carga alta y un tipo de zona netamente urbana (bien poblada y con barrios residenciales) Por tanto se tiene el siguiente diagrama unifilar:

- La tensión de alimentación es 220 V
- Calibre del conductor es 25 mm²

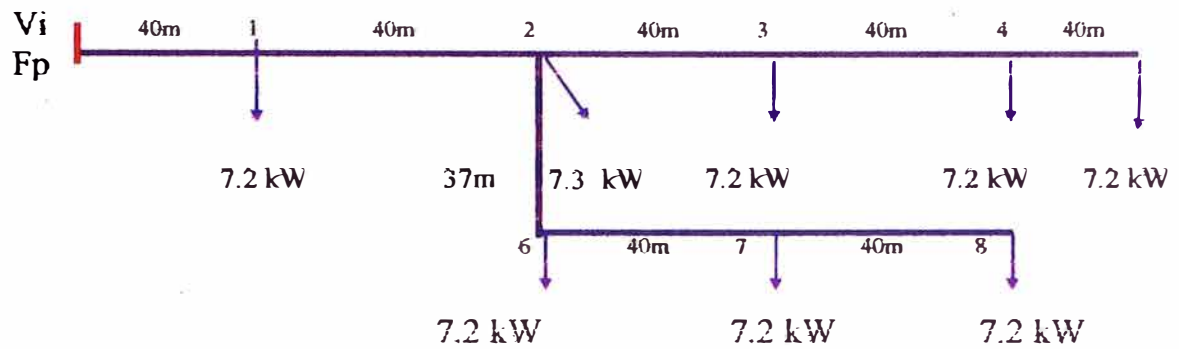


Figura 12: Diagrama unifilar

Caídas de tensión con $F_p = 1$

TRAMO	F_p	PD(kW)	I(A)	Δ (V)	V_i (V)	PL (kW)
0-1	1.0	57.8	262.72	5.027	204.97	3.94
1-2	1.0	50.6	246.86	14.12	190.84	3.485
2-3	1.0	21.6	113.18	6.47	184.36	0.732
3-4	1.0	14.4	78.11	4.46	179.90	0.384
4-5	1.0	07.2	40.40	2.28	177.62	0.092
2-6	1.0	21.6	113.18	6.47	184.37	0.732
6-7	1.0	14.4	78.10	4.46	179.91	0.348
7-8	1.0	07.2	40.01	2.28	177.62	0.091

FUENTE: Elaboración propia.

Σ : 9.768 kW

$$R = (\Omega / \text{km.}) = 1.43$$

En el segundo caso suponemos que las cargas demandadas tienen un factor de potencia menor que 1.

Entonces se tiene:

CARGA N°	P_D (kW)	F_p	Q_D (kVAR)
1	7.2	0.890	3.680
2	7.2	0.750	6.349
3	7.2	0.830	4.830
4	7.2	0.930	2.845
5	7.2	0.799	5.418
6	7.2	0.881	3.886
7	7.2	0.750	6.349
8	7.2	0.980	1.462

FUENTE: Elaboración propia.

Caídas de tensión con F_p – crítico

Tramo	F_p	SD (kVA)		I (A)	ΔV (V)	V_i (V)	SL(kVA)
0-1	0.833	57.80	34.80	306.67(-31.05°)	17.54	205.17 (2.52°)	5.378 (-62.1°)
1-2	0.771	50.60	31.10	289.51 (-34.05°)	16.56	192.13 (5.46°)	4.794 (-68.12°)
2-3	0.844	21.60	13.10	131.47 (-25.66)	7.52	185.74 (6.66°)	0.988 (-51.52°)
3-4	0.860	14.40	8.30	89.38 (23.18°)	5.11	181.32 (7.46°)	0.456 (-46.36°)
4-5	0.792	7.20	5.40	49.71 (-29.50°)	2.84	179.06 (8.01°)	0.141 (-59.0°)
2-6	0.872	21.60	11.70	127.78 (-22.9°)	7.30	185.73 (6.53°)	0.932 (-45.84°)
6-7	0.873	14.40	7.80	88.19 (-21.93°)	5.04	181.31 (7.28°)	0.444 (-43.8°)
7-8	0.979	7.20	1.50	40.52 (-4.19°)	2.31	179.03 (7.42°)	0.093 (-8.38°)

FUENTE: Elaboración propia.

PL=6.4

QL=11.4

Comparando los casos anteriores llegamos a las siguientes conclusiones:

- 1.- Cuando una S.E., opera con un $f_p = 1$, entonces las pérdidas de potencia tiene un valor que esta, determinado por la Demanda total y por el efecto Joule.
- 2.- En cambio cuando la S.E. opera con un $F_p < 1$, entonces se produce un desfase de tensiones y corrientes, debido al flujo de potencia reactiva en las redes, trayendo como consecuencia pérdidas reactivas en función a la demanda reactiva por nodo.

- 3.- El flujo excesivo de potencia reactiva en las redes, disminuye las caídas de tensión por tanto reduce en poco porcentaje las pérdidas en potencia activa, en cambio crecen las pérdidas reactivas.
- 4.- El mejoramiento del fp en las redes, como hemos visto reduce las pérdidas reactivas, más no las activas entonces hablando en términos de potencia aparente se reduce notablemente.

Criterio de selección óptima

Para efectuar la selección óptima de banco de condensadores, es necesario realizar un diagnóstico específico de la S.E. (subestaciones), que requieren ser analizados y tomar medidas de reducción.

Dentro de los principales datos que se requiere, para ser el análisis de mejoramiento de F.P. tenemos:

- 1.- Tener en forma precisa el diagrama unifilar de la S.E. (vanos, N° de usuarios por nodo, sección de los conductores, etc.)
- 2.- Datos de factor de potencia por circuito y por S.E.
- 3.- Las potencias demandadas por usuario en horas pico y su factor de potencia correspondiente.
- 4.- La resistencia del conductor en (ohm /km), registrado de mediciones actuales.
- 5.- Datos de demanda máxima en horas punta por circuito y por S.E. con sus correspondientes factores de carga y factores de coincidencia.

G.- Aumento del nivel de tensión en bornes del transformador

Análisis de un período regular de uso de una instalación, se observa de acuerdo a un diagnóstico, que el % de pérdidas en los conductores aumenta notablemente, trayendo como consecuencia caídas de tensión críticas y pérdidas económicas para la

empresa. Entonces, una medida, provechosa y rápida para solucionar en parte este problema es aumentar el nivel de tensión a través de la regulación del TAP, del transformador o transformadores de la S.E.

Principio de Análisis

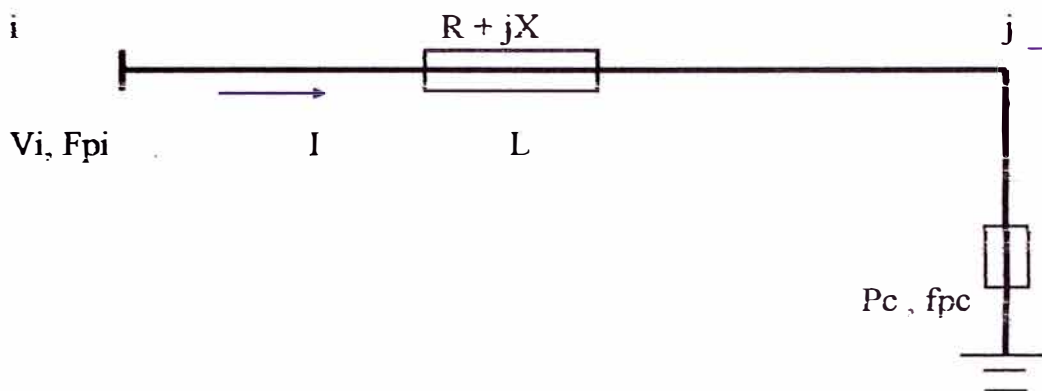


Figura 13: Circuito equivalente

$$I = \frac{P_C}{\sqrt{3}xV_i \times \cos \phi} \quad (\text{A}) \quad (\text{Corriente en alimentador})$$

$$P_L = \frac{P_C^2}{\sqrt{3}xV_i \times \cos \phi} (R + jX)L \quad (\text{W}) \quad (\text{Pérdida de Potencia en la Línea})$$

Si aumentamos la tensión a V_i' :

$$P_L' = \frac{P_C^2}{\sqrt{3}xV_i'} (R + jX)L \quad (\text{W}) \quad (\text{Pérdidas de Potencia después de la acción realizada})$$

$$\Delta P_L = P_L - P_L' = Lx \frac{P_C^2}{\sqrt{3}xV_i \times \cos \phi} (R + jX) - Lx \frac{P_C^2}{\sqrt{3}xV_i' \times \cos \phi} (R + jX)$$

$$\Delta P_L = \frac{P_C^2 x L x (R + jX)}{3x \cos^2 \phi} - \left[\frac{1}{V_i^2} - \frac{1}{V_i'^2} \right] = \frac{P_C^2 (R + jX) x L}{3x \cos^2 \phi} \left[\frac{V_i'^2 - V_i^2}{V_i^2 x V_i'^2} \right] \quad \text{Reducción de las}$$

pérdidas

$$\Delta P_L = \frac{P_C^3 \times L \times R \times F_V}{3 \times \cos^2 \phi_1} \quad (\text{Reducción de Pérdidas en Función a la Potencia Demandada})$$

Donde:

ΔP_L : Reducción de pérdidas de potencia en (W)

P_C : Potencia demandada en (kW)

$\cos \phi_1$: Factor de potencia del alimentador

R : Resistencia de línea (ohm/km)

F_V : Factor de reducción

L : Longitud de línea (km)

V_i : Tensión de salida antes de la acción (kV)

V_i' : Tensión de salida después de la acción (kV)

Ejemplo. Si:

$R = 2.720 \text{ ohm/km}$.

$L = 350 \text{ m}$, $\cos \phi = 0.9$, $V_i = 220 \text{ V}$.

$V_i' = 230 \text{ V}$.

Valores de reducción de pérdidas en función de $D_{\text{máx}}$.

P_C (kW)	ΔPL (kW)
10	0.068
20	0.274
30	0.617
40	1.096
50	1.713
60	2.468
70	3.399
80	4.387
90	5.553
100	6.855

Criterios técnicos para optar por el aumento de nivel de tensión

- 1) Tener como referencia el período de uso de la instalación y cuando este es corto se debe tomar decisiones de acuerdo al nivel de aumento de las pérdidas en ese período.
- 2) Se debe de tomar en cuenta también la demanda de potencia por alimentador, ya que cuando éste es bajo el aumento de nivel de tensión es ideal y beneficioso, en cambio cuando la demanda es alta, el aumento de la tensión tiene un indicador mayor que 1, pero con un beneficio neto relativamente bajo.
- 3) Cuando la instalación tiene un período de uso medio (mitad de su vida útil), es factible el aumento del nivel de tensión, pero se debe tomar también en cuenta la vida útil de la acción realizada.
- 4) En muchos casos el desbalance crítico de cargas con sus correspondientes aumento del nivel de tensión puede traer inconvenientes y reducción de la mejora de la calidad del servicio al usuario, por lo que se recomienda realizar un análisis de caídas de tensión por fases.
- 5) Se debe también tomar en cuenta el período de uso del transformador de distribución y evitar sobre pérdidas en los devanados y el núcleo con el aumento del nivel de tensión.

H. Disminución de las caídas de tensión utilizando autoelevadores.

La utilización de autoelevadores, es un medio muy práctico para disminuir las caídas de tensión en puntos críticos de una red de distribución secundaria más no así de lo que son reducción de pérdidas como lo vamos a demostrar en los análisis que a continuación realizamos.

Como los casos anteriores para demostrar lo anteriormente dicho nos basaremos en un análisis técnico - económico por tanto tenemos:

Principio de análisis

El circuito equivalente práctico de un autoelevador 1 ϕ es:

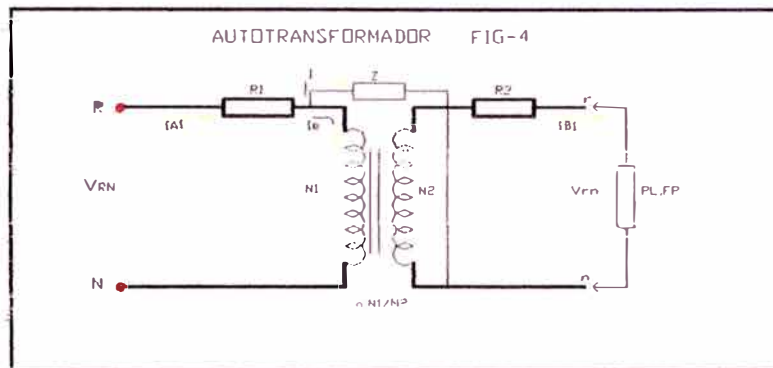


Figura 14: Circuito equivalente autoelevador

Donde:

VRN : Tensión eficaz de alimentación

R1,R2 : Resistencia de los conductores.

Z : Impedancia auxiliar de compensación.

PL,Fp : Datos de la carga demandada.

IA,IB : Corrientes en el primario y secundario del autoelevador.

N1,N2 : No. de espiras en el primario y secundario.

Según: $IB_1 = \frac{P \times 10 \times 3}{\sqrt{3} \times V_{RN} \times F_p}$; $\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_m}{V_{RN}}$ (A).

$$I_e = IB_1 \times \frac{N_1}{N_2}$$

$$I = \frac{V_{RN} - R_1 \times I_1}{Z} \Rightarrow Z = \frac{V_{RN} - R_1 \times I_1}{I} \quad (\Omega)$$

Aquí

V_{RN} \Rightarrow Tensión crítica en el nodo J antes de instalar el autoelevador.

V_m \Rightarrow es la tensión elevada en el nodo J

Procedimiento de selección y ubicación óptima en la red

Para efectuar la selección y ubicación óptima de los elevadores, es necesario también realizar un Diagnóstico por subestación, bien detallado.

Dentro de los pasos a seguir para conseguir una disminución de las caídas de tensión y mejorar de alguna forma la calidad de servicio hacia los usuarios tenemos:

1. Tener el diagrama unifilar digitado en computadora con todas sus características técnicas de funcionamiento.
2. Realizar la medición de la resistencia de los conductores que forman parte del circuito de la subestación para determinar resistencias equivalentes promedios.
3. Efectuar las mediciones de verificación del estado de las tensiones de nodos de cola de los circuitos.
4. Realizar un análisis de caídas de tensión, con los datos obtenidos y determinar los puntos óptimos de instalación de los autoelevadores.
5. Es posible también de acuerdo a criterios prácticos, instalar directamente los autoelevadores sin previo análisis de caídas de tensión, solamente utilizando el método de los iones de cola.

Esta medida tiene pero una desventaja y es que es posible colocar un autoelevador en la red que va a funcionar con un $F_u \geq 1$

Alternativas para la reducción de pérdidas comerciales

Cualquier programa, de reducción de pérdidas no técnicas, considerado como alternativo, tendrá mejores resultados en función de los montos invertidos. Los

programas a ejecutarse pueden ser correctivos y/o preventivos, de ejecución constante o temporales, también integrales (con objetivos ambiciosos). Definitivamente la mejor alternativa, es la de ejecutar un programa integral para reducir las pérdidas a los mínimos aceptables y paralela y posteriormente a éste, desarrollar programas de control exhaustivo y permanente.

La disponibilidad de recursos financieros es escasa, por lo que se deberá priorizar acciones optimizando los recursos.

Aspectos importantes a considerar para la reducción de pérdidas comerciales

Consideramos los siguientes aspectos:

- Conocimiento de la situación actual de las pérdidas de la organización de la empresa en cuanto al registro de consumo, facturación y recaudo, y de los responsables directos e indirectos de los niveles de pérdidas.
- Desarrollar planteamientos de mejora de mecanismos administrativos para la ejecución dinámica de los programas a elaborarse.
- Utilización de técnica moderna y experiencias de otros lugares en este campo.
- Actualización del padrón de usuarios y elaboración de una base de datos especializada.
- La elaboración de programas de ejecución constante de revisión técnica de los usuarios.
- La elaboración de programas para situaciones críticas y de ejecución temporal.
- Conocimiento de las causales de las pérdidas y sus soluciones para encaminar acciones en este sentido.
- La planificación coordinada para la reducción y control de pérdidas.

Alternativas específicas para reducir las causas de las pérdidas comerciales

Estas alternativas están orientadas a eliminar las causas de las pérdidas comerciales que se producen en los distintos procesos de suministro de la energía.

En forma general podríamos decir en primer lugar, que la empresa debería mejorar su organización y eliminar drásticamente cualquier tipo de corrupción, en segundo lugar eliminar cualquier posibilidad de acceso del usuario a la red (antes del respectivo contador de energía). Estas dos primeras acciones están orientadas a evitar el fraude y el encubrimiento. Finalmente, como tercera medida, se deberían realizar acciones de inspección y supervisión constantes, puesto que de esta única manera se estará garantizando un buen resultado de las acciones anteriores.

A continuación, realizamos el planteamiento de acciones orientadas a eliminar cada una de las causas de las distintas etapas del suministro de energía:

PNT 1: Acometidas clandestinas

- Crear mecanismos de administración para agilizar las actividades de normalización de usuarios ilegales e irregulares y sus respectivas sanciones.
- Buscar soluciones económico-sociales para usuarios de zonas urbano marginales y rurales. Puesto que en estas zonas se produce el mayor porcentaje de estas pérdidas. Una política especial en este sentido es importante, debido al número de usuarios y a la energía que estos demandan.
- Realizar el corte inmediato de cualquier conexión clandestina, dejar constancia del delito y si es posible realiza la denuncia de las instalaciones correspondientes.
- Establecer un padrón de usuarios irregulares sorprendidos en este delito, así como de los usuarios sin identificación. Estas acciones permitirán inspecciones puntuales en el futuro priorizando acciones y optimizando recursos.

PNT 2: Acometida sin medidor.

- Agilizar la obtención de bloques de contadores de energía a precios y condiciones accesibles por los usuarios.
- Realizar su conexión inmediata.
- Eliminar sistemáticamente este tipo de conexiones y prohibir su realización a todo nivel.

PNT 3: Ausencia de identificación

- Debe ser suspendido el suministro hasta que se regularice su situación.
- Identificar a los responsables que encubrieron dicha falta y cuya negligencia permitió esta pérdida.

PNT 4: Medidas inexactas

- La empresa debe normalizar los tipos y características de contadores a usarse. De esta manera se evitarán los defectuosos e inadaptados.
- Realizar labores de calibración e identificación de contadores.
- Realizar retiro de contadores con irregularidades, realizar su normalización o sustitución si fuera necesario, en el tiempo más corto posible para evitar el consumo en conexión directa.
- Realizar los respectivos resellados y remachados del medidor de la cajatoma respectivamente.
- Efectuar los recuperos correspondientes, dejar constancia del delito y elaborar un padrón con los usuarios con responsabilidad en este acto.
- Realizar seguimiento constante y dejar constancia de estas acciones.
- Verificar la autenticidad de los datos de placa del contador.

PNT 5: Lectura inexacta

- Los errores accidentales son mínimos y además los registros son acumulativos, lo que corregiría el error el siguiente mes.
- Los errores sistemáticos (consideración errónea de dígitos enteros y decimales) eliminarse luego del diagnóstico.
- Efectuar toma de lecturas simultáneas (por parte del personal de la empresa) a la de los tomadores de lectura de terceros, y comparar los resultados para verificar su veracidad. Estas medidas reducirán la corrupción de estos.

PNT 6: Estimación errónea

- Cualquier tipo de estimación del consumo o del monto facturado, nos conducirá a subestimación, puesto que toda conexión directa, estimula el sobre consumo. Lo que nos indica que este tipo de prácticas deben ser desterrados. Siendo el contador de energía el único medio efectivo, éste deberá instalarse en estos casos.

PNT 7: Datos del cliente erróneos

- Realizar al saneamiento de datos de clientes, actualizando los datos que informe el usuario bajo Declaración Jurada (simplificación administrativa) y con los recogidos en el diagnóstico.
- Crear mecanismos administrativos que agilicen la actualización de datos del cliente.

PNT 8: Datos de cálculo erróneos

- Establecer con precisión la forma de aplicación de las tarifas y las fechas precisas de su vigencia y su publicación oportuna.

PNT 9: Irregularidad de la facturación

- Establecimiento preciso de las fechas, tanto de registro de consumo (facturación) como de facturación y entrega de facturas. De tal modo que las lecturas registran el consumo exacto de un mes y el cliente tenga el tiempo necesario para hacer efectivo su consumo de energía.

PNT 10: Irregularidad de la distribución de facturas

- Corregir los circuitos de distribución defectuosos y facilitar los procedimientos de obtención de facturas duplicadas, para que se efectivicen los pagos.
- Informar al público en general cuando se termina la entrega de facturas de modo que el usuario tenga el tiempo para obtener un duplicado, en caso de no habersele entregado el original.

PNT 11: Defecto de pago

- Crear mecanismos para utilizar cobros coactivos a usuarios desaparecidos, además de políticas especiales para clientes insolventes.
- Difundir cuales son centros autorizados y garantizados que realizan los cobros para evitar realizar estos pagos en lugares no correspondientes y ser sorprendidos.

PNT 12: Retraso excesivo de los pagos

- Descentralizar los centros de recaudo y brindar todas las facilidades para su efectivización.
- Realizar las notificaciones de impago oportunamente.
- Crear políticas que estimulen el pago oportuno y adelantado. Así como la regularización de clientes con pagos atrasados.

Alternativas para la deducción de las pérdidas en usuarios mayores

Los usuarios importantes por la cantidad y tipo de energía que demandan requieren de un tratamiento especial. Por la misma situación todas las actividades desarrolladas en este sentido son necesarias y no alternativas.

El aspecto de la identificación, medición y facturación son las fuentes más frecuentes de pérdidas por lo que las acciones deben realizarse en estos campos.

Identificación:

- Determinar cuales del total de usuarios comunes tienen un suministro con características de usuarios mayores (inadecuada tarifación).
- Realizar seguimiento a usuarios con potencias instaladas aparentemente importantes.
- Mediante análisis de balances de energía detectar hurtos de energía.

Medición:

- Diagnosticar la totalidad de usuarios mayores para definir el consumo del tipo de energía, activa o reactiva, y los hábitos de uso, en punta y fuera de punta.
- En función del aspecto anterior planificar la compra de los equipos de medición multifunción electrónicos para venderles con facilidades de pago a los usuarios.
- Desarrollar períodos de toma de lecturas que permitan establecer el comportamiento de su consumo a través del tiempo y la realización de los balances de energía por subestaciones y por circuitos en forma conjunta con los usuarios comunes.

Facturación:

Actualización constante de los datos del cliente, integración planificada de nuevos usuarios mayores, para mantener los circuitos de la facturación y evitar confusiones al producirse morosidad.

Planificar los calendarios de facturación y de distribución de facturas.

Aplicación correcta de los pliegos tarifarios.

Estos aspectos junto con el de suministrar y cobrar, se combinan y están interrelacionados, lo que implica un tratamiento coordinado y planificado de cualquier decisión tomada.

CONCLUSIONES

- 1.- Los valores aceptables de pérdidas, para un país en vías de desarrollo es 12%, el cual esta conformado por: 10 % pérdidas técnicas.
02 % pérdidas no técnicas.
- 2.- Las pérdidas técnicas generales calculadas en sus diversos componentes para la radial en cuestión son las siguientes:

Pérdidas de potencia con relación a la demanda máxima:	10.74 %
Distribuido en: pérdidas redes primarias:	8.22 %
Pérdidas en subestaciones:	2.52 %
Pérdidas de energía con relación al total distribuido:	7.53 %
Distribuido en: Pérdidas redes primarias:	5.60 %
Pérdidas en subestaciones:	1.93 %
- 3.- Las pérdidas no técnicas están compuestas de pérdidas comerciales y pérdidas financieras.

- 4.- Las componentes que predominan en las pérdidas no técnicas son los errores de medición, las falsas lecturas, clandestinaje en alto porcentaje y facturaciones incorrectas.
- 5.- Las causas que originan las pérdidas no técnicas son:
 - Acometidas clandestinas.
 - Acometidas sin medidor.
 - Errores de facturación.
 - Medidores en mal estado
 - Lecturas inexactas.
 - Estimaciones o promedios de consumos erróneos.
 - Desfases en la facturación.
 - Incorrecta distribución de facturas.
 - Defecto de pago.
 - Retrazo excesivo en los pagos.

De acuerdo a los factores que intervienen en las pérdidas totales deberá tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

- 6.- Uso de metodología adecuada según las características de las redes en estudio.
- 7.- Desarrollar un programa de normalización de elementos.
- 8.- Elaborar una base de datos con los elementos y la configuración actual del sistema con las respectivas medidas de las características de los elementos y de sus magnitudes físicas.
- 9.- Utilizar los indicadores económicos para determinar la prioridad de los programas.

Alternativas para reducción de pérdidas:

- 10.- *Variando el nivel de tensión* a un nivel adecuado, ya que debe considerarse que si se incrementa demasiado disminuye el factor de potencia, por lo que esta alternativa no es muy ventajosa.
- 11.- *Cambio del sistema de distribución secundaria* en el caso de instalaciones antiguas, por un sistema mixto: convencional y sistema autoportado.
- 12.- *Balace de cargas*, para lo cual deberá contarse con un adecuado diagrama unifilar de cada subestación, determinar el número de cargas, efectuar mediciones de corrientes en los alimentadores de cada subestación, calcular los factores de potencia, medir asimismo las corrientes en los primeros tramos de cada subestación para determinar en forma más precisa el desbalance de cada circuito.
- 13.- *Mejoramiento del factor de potencia*, permite reducir las pérdidas reactivas en las redes al aumentar la capacidad en dichas redes.

ANEXOS

ANEXO A

PROGRAMA GENERAL PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Introducción

Al margen de los recursos financieros y económicos, el éxito en la reducción de las pérdidas depende en gran medida de la planificación y elaboración de un programa integral que contemple todos los aspectos relacionados con las pérdidas ya sea directa o indirectamente.

El tratamiento de las pérdidas toma distintas características en función de los niveles de pérdidas actuales, las características de las distintas zonas y el uso que se le da a la electricidad por lo que en todo momento cada decisión tomada debe estar acompañada de un sustento técnico económico.

Todas las acciones y programas deben engranarse perfectamente y sucederse de acuerdo a lo planificado, eliminando sistemáticamente las deficiencias que impidan el desarrollo programado del plan.

El problema de las pérdidas atañe a toda la empresa, puesto que el fin que persigue toda empresa es obtener mayor rentabilidad, por lo que las acciones planificadas deben ser coordinadas y adecuadas de manera que no se produzcan

interferencias y en todo momento se orienten las acciones hacia la operación óptima del sistema y por consiguiente hacia la reducción de las pérdidas.

Nuestro plan consiste en dos programas de acción:

1.- Programa de acciones generales.

- Acciones preventivas
- Acciones permanentes
- Acciones operativas
- Acciones complementarias

2.- Programa de acciones específicas.

Reducción de Pérdidas Comerciales

Reducción de Pérdidas Técnicas

Plan general para la reducción de pérdidas

Introducción

Este programa tiene la finalidad de conseguir la meta de las pérdidas estándares en un sistema de distribución, lo que se debe lograr en un plazo de 5 años, siempre y cuando se realice el cumplimiento riguroso del Plan General para la Reducción de Pérdidas.

El Plan General para la Reducción de Pérdidas ha sido elaborado teniendo en cuenta las experiencias de la Empresa Concesionaria de Distribución y la evaluación técnico-económica de las diversas alternativas, indicándose su prioridad y el momento de mejor rendimiento para su aplicación.

Objetivo

Reducir las pérdidas al nivel óptimo aceptable.

Problemática

- Identificación de las pérdidas
- Orientación óptima de los recursos a la mejor alternativa

Meta

Nivel óptimo de pérdidas 8 – 9 %.

El Plan está constituido por dos programas:

- Programa de acciones generales
- Programa de acciones específicas

1.- Programa de acciones generales.

Contiene las acciones previas necesarias y de entorno importantes a las acciones a ejecutarse directamente. Consta de cuatro planes de Acción:

A. Plan de Acción Preventivo.

Objetivo

Evitar la instalación de suministros y todo tipo de acciones que fomenten la propagación de las pérdidas

Problemática

- Desacuerdo en la normalización de materiales y equipos
- Atención inoportuna del cliente
- Desconocimiento de clientes aptos para recibir suministro nuevo

Meta

Todo suministro nuevo e intervenido a partir de la puesta en marcha del Plan General.

Acciones

- Constituir comisión conformado por la Oficina Control de Pérdidas, Oficina de Normas y Asesoría Legal para definir el material y equipo y la forma de emplearlo, y establecer mecanismos que detecten usuarios con intenciones de fraude y evadir pago de deuda.
- Establecer Directivas con los resultados

B. Plan de Acción Permanente.

Objetivo

Mantener el Diagnóstico, Análisis y Evaluación de las pérdidas actualizadas.

Problemática

- Falta de antecedentes y estudios requeridos para la toma de decisiones

Meta

Todo el sistema

Acciones

- Mantener coordinación permanente con los sistemas informatizados de las distintas áreas.
- Identificación puntos críticos del sistema, tanto de pérdidas técnicas como de comerciales.
- Elaborar los balances de energía del sistema por subestaciones de distribución y circuitos.
- Determinar los materiales y equipos requeridos para el mejor cumplimiento del objetivo.

C. Plan de Acción Operativo.

Objetivo

Mantener el sistema en condiciones óptimas de funcionamiento

Problemática

- Servicio y atención inadecuados al requerimiento del cliente
- Condiciones descuidadas, peligrosas e incómodas de las instalaciones

Meta

- Todo el sistema

Acciones

- Mantener coordinación con área de mantenimiento y operaciones para el establecimiento de la situación actual y solución.
- Implementar subestaciones para su operación segura (identificar Alta y Baja, Nro. Circuitos, Tableros, Secuencia de fases, Directorios con los recorridos de los circuitos, otros)
- Eliminar riesgos de operación en zonas críticas
- Establecer Directiva que evite se vuelva a esta situación

D.- Acciones Complementarias.

Objetivo

Implementar herramientas de apoyo

Problemática

- Falta de antecedentes y estadísticas de parámetros del sistema y de usuarios
- Existencia de improvisación y lentitud en los procesos

Meta

- Elaborar bases de datos y establecer nuevos procesos

Acciones

- Coordinar con la Oficina de Informática para elaborar los programas de almacenamiento de datos, actualizar información y elaborar estadísticas.
- Comparar comisión con áreas involucradas para el establecimiento de los procesos
- Crear directiva que norme el accionar de los trabajos para el cumplimiento del objetivo

E.- Acciones Eventuales.

Objetivo

Solución de problemas críticos con urgencia

Problemática

- Diversas situaciones críticas (clandestinaje masivo, redes provisionales con niveles de pérdidas altas, requerimiento de diagnóstico urgente, otros)

Meta

Solución del problema en cuestión

Acción

- Diversas (de acuerdo al problema)

2.- Programa de acciones específicos.

Reducción de pérdidas técnicas

A. Mejoramiento del factor de potencia en sistemas de distribución.

Meta

Valores del factor de potencia iguales o mayores a 0.9

Acciones

- Identificar subestaciones y usuarios con valores bajos del factor de potencia.

- Realizar estudios de factibilidad de instalación de bancos de condensadores en puntos estratégicos de la red.
- Implementar medición de energía reactiva en usuarios con estas características de consumo y fomentar el mejoramiento de su bajos factor de potencia

Procedimiento

- Utilizar equipos analizadores de redes en subestaciones que alimenten a usuarios con carga reactiva (hornos, motores de inducción y otros).
- Analizar datos registrados y verificar si la facturación correspondiente al consumo de energía reactiva.
- Plantear mejoramiento del factor de potencia o facturación por el consumo de energía reactiva.
- Instalar banco de condensadores en puntos estratégicos

B. Mejoramiento del desbalance de cargas.

Meta

Operara el sistema como mínimo en un rango de +/- 10 % de desbalance

Acciones

- Evaluar resultados de tomas de carga en horas punta por alimentador general y circuitos (% de desbalance).
- Plantear balanceo de cargas puntual y/o preventivo

Procedimiento

- Aprovechar todo tipo de trabajo de conexión y reconexión para balancear fases utilizando pinzas amperimétricas para identificar las fases correctas.
- Realizar el balanceo:
Puntual: en situaciones críticas realizar el balanceo de fases específicamente.

Preventivo: con las fases identificadas con sus respectivas cargas evitar conexiones a fases cargadas y realizar reconexiones a fases descargadas

C. Aumento del nivel de tensión en bornes del transformador.

Meta

Normalizar la tensión de salida en todos los transformadores en el valor máximo aceptable

Acciones

- Evaluar rango de fluctuaciones del nivel de tensión
- Regular la posición de los taps en el transformador

D. Reubicación y/o cambio de transformadores de distribución .

Meta

Operación de transformadores en su punto de carga óptimo

Acciones

- Evaluar parámetros de operación de los transformadores, máxima demanda, factor de utilización y otros, así como los de la subestación, longitud de circuitos, tensiones de cola (la evaluación debe realizarse en una zona con características comunes)

Procedimiento

- Realizar cambio y/o reubicación y redistribución de carga de acuerdo a estudio de zona específica con parámetros determinados de densidad de carga, conductores óptimos, radio óptimo de subestaciones.

E. Optimización del Alumbrado Público.

Meta

Facturar total consumo por alumbrado público

Acciones

- Evaluar % de alumbrado público facturado e identificar localidades con % de alumbrado público no facturado.
- Eliminar lámparas de bajo rendimiento y reducir niveles de iluminación excesivos a los requeridos.
- Ajustar número de horas de encendido de luminarias

Procedimiento

- Utilizando los medidores de alumbrado público de las subestaciones e instrumentos de medición de la luminancia determinar la situación por localidad y plantear la solución.

F. Remodelación Integral del Sistema de Distribución.

Meta

Sustitución de redes antiguas por nuevas y operación óptima de sistemas

Acciones

- Determinación de antigüedad de redes y pérdidas técnicas y globales.
- Identificación de circuitos largos, caída de tensión altos, invasión de circuitos en radios óptimos de otras subestaciones.

Procedimiento

- Utilizar resultados de diagnóstico de características del sistema
- Realizar estudios de renovación integral

G. Cambio del nivel de tensión del sistema de distribución.

Meta

Realizar distribución en niveles de tensión mayores a 220 voltios

Acciones

- Realizar estudios sustentatorios de la ventaja del empleo de los niveles de tensión mayores.
- Normalizar estos niveles de tensión para los nuevos proyectos y para los proyectos de renovación de redes

Procedimiento

- Realizar estudios y planificar el mejor nivel de tensión a emplearse en el futuro.
- Elaborar cronograma de cambio a este nuevo sistema

Reducción de pérdidas comerciales

A. Eliminación de suministros a pensión fija.

Meta

Eliminar pensión fija al 100 %

Acciones

- Identificar y notificar la necesidad del empleo del contador de energía

Procedimiento

- Determinar cantidad de usuarios a pensión fija, elaborar el presupuesto, ejecutar instalación del contador y realizar cobro fraccionado vía facturación

B. Contratación de Medidores.

Meta

Contrastar y calibrar 100% de medidores cada 2 años

Acciones

- Realizar estudio d planificación para la realización de contrastación periódica de medidores.

- Contratación de medidores en campo y retiro de los descalibrados a los laboratorios para su corrección

Procedimiento

- Priorizar contratación en zonas con mayores niveles de pérdidas.
- Implementación de contrastadores portátiles, de carga ficticia y demás materiales de acuerdo a planificación del número de usuarios a contrastar.

C. Reducción del Clandestinidad y Conexiones Ilegales Temporales.

Meta

Abastecer requerimientos de suministros nuevos y mantener la identificación permanente de usuarios clandestinos e ilegales.

Acciones

- Elaborar bases de datos con usuarios con suministros anulados por deuda y con antecedentes de ilegales.
- Tratamiento de bases de datos para identificar consumos ceros y mínimos y realizar seguimientos y contrastación de su facturación con su potencia instalada.
- Realizar operativos nocturnos en días feriados, sábados y domingos en zonas con redes provisionales y de fácil acceso a las conexiones directas

Procedimiento

- Identificación posibles usuarios fraudulentos y clandestinos
- Realizar seguimiento e intervenir suministro
- Realizar el recupero respectivo y denuncia en la fiscalía en caso de fraude
- Registrar en bases de datos y programar su inspección periódica

D. Saneamiento de Acometidas.**Meta**

Normalización de materiales y de las condiciones de suministro

Acciones

- Diagnóstico de zonas de trabajo
- Establecer situación y elaborar presupuesto
- Ejecutar trabajo de saneamiento

Procedimiento

- Diagnóstico de situación actual por zonas
- Establecer requerimientos de materiales y de personal
- Ejecutar trabajos por zonas sin dejar usuarios no saneados

ANEXO B
DICCIONARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

AMPERE o AMPERIO (A): Unidad que mide la intensidad de una corriente eléctrica. Representa la cantidad de electrones que circulan en un conductor en un segundo.

CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO: Se mide basándose en dos parámetros:

- 1- Cantidad de interrupciones (cortes x cliente x año).
- 2- Tiempo medio de interrupción del servicio (horas x cliente x año).

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL: Debe tener en cuenta los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de los reclamos del usuario.

CD: Centro de Distribución: Instalación a la cual llegan alimentadores de energía eléctrica y salen distribuidores, ambos en media tensión.

CENTRALES ELÉCTRICAS: Instalaciones donde se realiza la transformación de cualquier tipo de energía en energía eléctrica.

CIRCUITO: Trayecto o ruta de una corriente eléctrica formado por conductores, que transporta energía eléctrica entre fuentes (centrales eléctricas) y cargas (consumidores).

CONDUCTOR: Material que opone mínima resistencia ante una corriente eléctrica.
Cable.

CORRIENTE: Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperes (A).

CT: Centro de Transformación. Por ejemplo: aquellos que rebajan media tensión (33/13,2kV) a baja tensión (380/220 voltios).

CUADRO TARIFARIO: Fija el valor unitario del cargo que se utilizan en la facturación del servicio eléctrico.

DISTRIBUIDOR: Quién dentro de la zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

DISYUNTOR DIFERENCIAL: Aparato que sirve para desconectar automáticamente el paso de la corriente eléctrica ante la mínima pérdida de energía a tierra que pueda producirse por algún desperfecto de la instalación. Se utiliza para la protección de personas.

ENERGIA: Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo.

ENERGÍA ELÉCTRICA: Es la producida por un generador cuando gira en un campo electromagnético. El generador produce una energía que es igual a la potencia (W) multiplicada por el tiempo de funcionamiento. La energía eléctrica se mide en vatios por hora (Wh); 1.000 Wh=1 kWh. (un kilowatio).

E.T.: Estación Transformadora. Instalación eléctrica donde se rebaja la tensión; puede ser de 500 a 220 kV, de 220 a 132 kV o de 132 a 33 ó 13,2 kV.

GENERACIÓN: Producción de energía eléctrica. Ver: Centrales Eléctricas

GENERADOR: Titular de una central eléctrica o concesionario de servicios de generación que coloca su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución.

GW: Gigawatt= 1 millón de watts ó 1.000 kW.

GRANDES USUARIOS: Quienes contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor.

kV: Kilovoltio = 1.000 voltios

kVA: Kilo Volt Ampere. Es la potencia aparente.

kW: Kilowatt: unidad equivalente a 1.000 watts.

kWh: Kilowatt-hora. Unidad de energía utilizada para registrar los consumos. Ver: Energía eléctrica.

LAT: Línea de Alta Tensión.

LBT: Línea de Baja Tensión (mayoritariamente corresponden a las de distribución domiciliaria), de 380/220 voltios.

LMT: Línea de Media Tensión (cuya tensión puede ser de 33 ó 13,2,10 kV).

MW: Megawatt o megavatio: unidad de consumo de energía equivalente a un millón de vatios: 1.000 kW.

NODO(Nudo): Punto determinado donde convergen redes de transporte de energía eléctrica.

PEAJE: Canon que se cobra por el uso de redes para el transporte y/o distribución de energía eléctrica.

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS: Es la energía consumida en el sistema, la cual no es facturada, excluyendo las pérdidas técnicas. Pueden ser por fraude, errores o anomalías de medición, clientes autoconectados o con servicio directo.

PÉRDIDAS TÉCNICAS: Es la energía consumida por los equipos propios de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

POTENCIA: Es la capacidad de producir o demandar energía por unidad de tiempo. Se mide en vatios (W); $1.000 \text{ W} = 1 \text{ kW}$.

POTENCIA INSTALADA: Es la capacidad de la instalación eléctrica.

PRODUCTO TÉCNICO: Nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión y armónicas).

RESISTENCIA: Cualidad de un material de oponerse al paso de una corriente eléctrica.

SERVICIO TÉCNICO: Involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA: Instalación eléctrica donde se rebaja la tensión en un nivel inferior al de las estaciones transformadoras. Puede ser de 33/13,2 kV, 33/0, 400/0,23 kV, 13,2/0, 400/0,231 kV.

TARIFA: Es el precio que los usuarios deben pagar por el servicio público de distribución de energía eléctrica.

TARIFA MEDIA: Es el precio promedio por kWh consumido, en un determinado período de tiempo.

TARIFA ÓPTIMA: Es la menor tarifa media que un usuario puede obtener, atento a las características de su actividad.

TASA DE ALUMBRADO PÚBLICO: Tributo municipal que se cobra por el servicio de alumbrado público.

TENSIÓN: Es la capacidad para hacer circular la corriente por un conductor. Se la llama comúnmente voltaje. Se mide en voltios (V).

TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO: Ver Calidad del servicio.

TRANSFORMADOR: Máquina encargada de subir o bajar la tensión que proviene de los conductores.

TRANSMISIÓN: Sistema constituido por el conjunto de redes, cables y subestaciones transformadoras.

TRANSPORTE: Sistema de transmisión.

TRANSPORTISTA: Titular de una concesión de transporte de energía eléctrica responsable de la transmisión y transformación vinculada a ésta, desde el punto de entrega por el generador hasta el de recepción por el distribuidor o gran usuario.

VATIO: Unidad de potencia (W). Ver watt.

VOLTAJE: Es el trabajo eléctrico que se realiza para transportar una carga entre dos puntos.

VOLT o VOLTIO (V): Unidad que mide la tensión. En la industria eléctrica se usa también el kilovolt (kV) que equivale a 1.000 V.

WATT (W): Es la unidad de potencia de la energía eléctrica. También se lo denomina vatio.

BIBLIOGRAFÍA

Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas de Energía	Organización Latino Americana (OLADE)	OLADE 1990
Análisis de Sistemas de Potencia	John J. Grainger, William D. Stevenson Jr.	McGRAW-HILL 1996
Estimación de Pérdidas en los Sistemas de Subtransmisión y Distribución	Ing. Germán Cruz S.	1990
Soluciones para reducción de pérdidas técnicas en sistema de distribución.	Ing. Germán Cruz. S.	1990
Análisis Interactivo Grafico de Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria	Raúl C. Vilcahuaman Sanabria	Pontifica Universidad Católica de Chile 1993
Análisis de Sistemas de Potencia en Estado Estacionario	Pablo Hernán Corredor A	Editorial U.P.B. 1992
Network Analysis	The Norwegian Institute of Technology.	University of Trondheim. 1991