

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL
CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
DEL SISTEMA URBANO DE LA EMPRESA DELAPAZ**

Proyecto de grado para optar el grado académico de Ingeniero Eléctrico

Por: Univ. Yovana Quispe Quispe

Tutor: Ing. Christian Jesús Márquez Hurtado

LA PAZ – BOLIVIA

Diciembre, 2020



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto de Grado:

**METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL CÁLCULO
DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL
SISTEMA URBANO DE LA EMPRESA DELAPAZ**

Presentado por: Univ. Yovana Quispe Quispe

Para optar el grado académico de Ingeniero Eléctrico

Nota numeral:

Nota literal:

Ha sido aprobado como:

Msc. Ing. Rodmy Miranda Ordoñez
Director de Carrera de Ingeniería Eléctrica

Tutor:

Ing. Christian Jesús Márquez Hurtado

Tribunal:

Ing. Rómulo F. Encinas Laguna

Ing. Máximo Ovaldo Torrez Huanacu

Ing. Marco Antonio Mamani Choque

Fecha: 23 de diciembre de 2020

Dedicatoria.

A mis padres:

Alejandro Quispe Morales

Antonia Quispe Nina

Agradecimientos.

Mi agradecimiento a Dios, por el regalo maravilloso de la vida por guiar mis pasos a donde fuera, a un gran ejemplo de vida mis padres que son mi fuente de inspiración, a mis hermanas por el gran apoyo que me brindan en cada etapa de mi vida, a los maravillosos de mis sobrinos que son parte de mis alegrías, y a cada persona, amig@s y compañer@s que contribuyeron y me impulsan a ser mejor cada día.

Extender mi agradecimiento a la empresa distribuidora DELAPAZ S.A., al Dpto. de Planificación, Control de Inversiones y Gis, y al Dpto. de Medición y Control de Pérdidas por la confianza, de permitirme realizar este trabajo y facilitarme datos y herramientas con las cuales se logró culminar el presente proyecto de grado y de manera especial a mi tutor Ing. Christian Márquez Hurtado por todo su apoyo, paciencia y enseñanzas fundamentales para la elaboración de este trabajo.

Finalmente debo agradecer a la institución que se encargó de mi formación académica a cada uno de los docentes que se esforzó por transmitir sus conocimientos y experiencias, con el claro objetivo de formar profesionales capaces de desenvolverse en el área laboral del sector eléctrico, en especial a los docentes tribunales quienes invirtieron parte de su tiempo en estudiar el conjunto del trabajo de proyecto de grado y que además tuvieron la disponibilidad de aportar con ideas para finalmente presentar un buen trabajo que sea de aporte a la sociedad.

Resumen

Las diferentes transformaciones físicas en una red de distribución eléctrica producen pérdidas eléctricas en forma de disipación de calor que es el efecto Joule, así también errores administrativos y principalmente robo y fraude de energía aportan al total de las pérdidas eléctricas, este problema también repercute en las utilidades de la empresa, es por eso que las empresas distribuidoras de electricidad deben llevar un control y estimación de pérdidas eléctricas para determinar el índice de pérdidas eléctricas, que debe estar dentro de los parámetros establecidos por instituciones del sector eléctrico, mediante el presente proyecto se busca determinar el índice de pérdidas de la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ, específicamente para el área urbana de la red, el periodo de estudio consta de doce meses a partir de julio 2017.

El estudio se desarrolla mediante métodos determinísticos (simulación) y estadísticos, con el objeto de determinar las pérdidas de energía eléctrica por nivel de tensión y disgregadas por zonas geográficas, esto permitirá determinar la causa principal de las pérdidas eléctricas. Las variables que se tomaron en cuenta para el balance de energía son por nivel de tensión, en media tensión: Pérdidas en líneas MT, en baja tensión: Pérdidas en transformadores de distribución MT/BT, líneas BT, acometidas y medidores, todas las variables anteriormente mencionadas corresponden a pérdidas técnicas, conociendo estos datos y además de la compra y venta de energía se determinara las pérdidas no técnicas que son principalmente a causa de robo y fraude de energía por parte de los usuarios.

Los resultados de procesar una gran cantidad de información y a partir de la metodología trazada demostraron que las pérdidas de energía eléctrica en la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ, son 1,17% por encima del valor máximo admisible, por lo que es necesario acometer programas de reducción de pérdidas eléctricas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE I: CONTENIDO	i
ÍNDICE II: CUADROS	v
ÍNDICE III: TABLAS	vi
ÍNDICE IV: GRÁFICOS	vii
ÍNDICE V: FIGURAS	viii
ÍNDICE VI: ANEXOS	ix

ÍNDICE I: CONTENIDO

1. CAPÍTULO I:	
FUNDAMENTOS GENERALES	3
1.1. ANTECEDENTES	3
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	5
1.3.1. ESPACIAL	5
1.3.2. TEMPORAL.....	5
1.3.3. LEGAL	6
1.4. OBJETIVO DEL PROYECTO	6
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	6
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
1.5. JUSTIFICACIÓN	7
1.6. ALCANCE DEL PROYECTO DE GRADO	8
2. CAPÍTULO II:	
MARCO TEÓRICO	9
2.1. DEFINICIONES BÁSICAS	9
2.2. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	12
2.2.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN URBANO DELAPAZ.....	13
2.2.1.1. REGLAMENTO DE LA LEY DE ELECTRICIDAD Y CONSIGNAS DE DELAPAZ.....	15
2.2.1.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE DELAPAZ.....	17
2.3. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	18
2.3.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA ELÉCTRICA.....	18
2.3.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	19
2.4. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	20
2.4.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	21
2.4.1.1. PÉRDIDAS EN LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS.....	22

2.4.1.2.	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	23
2.4.1.2.1.	PÉRDIDAS EN EL COBRE DEL BOBINADO	24
2.4.1.2.2.	PÉRDIDAS EN EL HIERRO	25
2.4.1.3.	PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN	26
2.4.1.4.	PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS	27
2.4.1.5.	PÉRDIDAS EN ALUBRADO PÚBLICO	27
2.4.2.	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS O COMERCIALES	29
2.5.	NIVELES DE REFERENCIA	31
2.6.	RELACIÓN ENTRE EL FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PÉRDIDA	32
2.7.	PROGRAMA DE SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA	35
2.7.1.	ANÁLISIS FLUJO DE CARGA.....	36
2.7.1.1.	FLUJO DE CARGA MEDIANTE EL MÉTODO “CAÍDA DE TENSIÓN”	37
3.	CAPÍTULO III:	
	MARCO METODOLÓGICO	38
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO.....	38
3.1.1.	METODOLOGÍA ACTUAL DE DELAPAZ PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	41
3.1.1.1.	CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	41
3.1.1.1.1.	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN ALTA TENSIÓN	42
3.1.1.1.2.	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MEDIA TENSIÓN.....	42
3.1.1.1.3.	PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN	42
3.1.1.1.4.	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	42
3.1.1.2.	BALANCE DE ENERGÍA ACUMULADO.....	42
3.2.	IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE ESTUDIO	43
3.3.	ANÁLISIS DE BASE DE DATOS	43
3.3.1.	BASE DE DATOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN CYMDIST	44
3.3.1.1.	BASE DE DATOS PARA CARGAS.....	44
3.3.1.2.	BASE DE DATOS DE LA RED	45
3.3.1.3.	BASE DE DATOS DE EQUIPOS	45
3.3.1.3.1.	PÉRDIDAS EN VACÍO DE TRANSFORMADORES MT/BT	46
3.3.1.4.	VERIFICACIÓN DE BASE DE DATOS	56
3.3.2.	ENERGÍA ENTREGADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	57
3.3.3.	CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE CLIENTES	57
3.3.3.1.	SIMULTANEIDAD DE LECTURAS	58
3.3.4.	CONSUMO DE ENERGÍA INTERNO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	61
3.3.5.	CURVA DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT ...	61
3.3.6.	REGISTRO DE CARGA MENSUAL – SISTEMA SCADA	62
3.3.7.	PLANILLA ESTADO DE CARGA	62
3.4.	BALANCE ENERGÉTICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	62
3.4.1.	PÉRDIDAS TÉCNICAS MEDIA TENSIÓN.....	62

3.4.2.	PÉRDIDAS TÉCNICAS BAJA TENSIÓN	63
3.4.3.	ENERGÍA DISPONIBLE	63
3.4.4.	ENERGÍA FACTURADA.....	63
3.4.5.	BALANCE DE ENERGÍA	64
3.5.	MODELOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN CYMDIST	65
3.5.1.	MODELADO DE LA RED PRIMARIA EN CYMDIST	65
3.5.1.1.	VALIDACIÓN DEL MODELO.....	67
3.5.2.	MODELADO DE LA RED SECUNDARIA EN CYMDIST	72
3.5.2.1.	VALIDACIÓN DEL MODELO.....	75
3.6.	PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	75
3.6.1.	PÉRDIDAS EN LÍNEAS MT	75
3.6.1.1.	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS MT	75
3.6.1.2.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS MT.....	77
3.6.2.	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT	78
3.6.2.1.	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT	78
3.6.2.2.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES MT/BT	78
3.6.3.	PÉRDIDAS EN LÍNEAS BT	79
3.6.3.1.	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS BT	79
3.6.3.2.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS BT	81
3.6.4.	PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS	81
3.6.5.	PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO	84
3.6.6.	PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN	84
3.7.	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	85
4.	CAPÍTULO IV:	
	APLICACIÓN CASO REAL	88
4.1.	EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	88
4.1.1.	DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.....	88
4.2.	DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	88
4.3.	DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	89
4.3.1.	DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED	89
4.3.2.	DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA	92
4.3.3.	DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN MEDIA TENSIÓN	96
4.3.3.1.	PÉRDIDAS EN LINEAS MT	96
4.3.3.1.1.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	98
4.3.4.	DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN BAJA TENSIÓN	102
4.3.4.1.	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT	102
4.3.4.1.1.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	103
4.3.4.2.	PÉRDIDAS EN LÍNEAS BT	106
4.3.4.2.1.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	108
4.3.4.3.	PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS	113
4.3.4.4.	PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN	114

4.4. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	115
4.5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	116
4.5.1. BALANCE GLOBAL DE ENERGÍA POR SUBESTACIONES.....	116
4.5.2. BALANCE GLOBAL DE ENERGIA POR ZONAS GEOGRÁFICAS.....	118
4.6. BALANCE DE ENERGÍA DEL SISTEMA	120
4.6.1. BALANCE DE ENERGÍA MENSUAL	120
4.6.2. BALANCE DE ENERGÍA ACUMULATIVO ANUAL.....	133
4.7. CONTRASTACIÓN CON REGISTROS DELAPAZ	134
5. CAPÍTULO V:	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
5.1. CONCLUSIÓN GENERAL	137
5.2. CONCLUSIONES CUALITATIVAS	137
5.3. CONCLUSIONES CUANTITATIVAS	139
5.4. RECOMENDACIONES.....	140
6. CAPÍTULO VI:	
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y ANEXOS.....	142
6.1. BIBLIOGRAFÍA.....	142
6.2. ANEXOS.....	144

ÍNDICE II: CUADROS

<i>Cuadro 2.1.</i> Niveles de calidad	15
<i>Cuadro 2.2.</i> Límites de Caída de Tensión Calidad 1 y 2.....	15
<i>Cuadro 2.3.</i> Límites de Caída de Tensión en condición normal AT y MT	15
<i>Cuadro 2.4.</i> Límites de Caída de Tensión en condición normal BT	16
<i>Cuadro 2.5.</i> Límites de Factores de Potencia (FP).....	16
<i>Cuadro 2.6.</i> Estado de Carga de Transformadores y Líneas de operación normal	16
<i>Cuadro 2.7.</i> Sobrecarga de Transformadores y Líneas en estado de emergencia	16
<i>Cuadro 2.8.</i> Máximo desequilibrio de Tensión Permitido	17
<i>Cuadro 2.9.</i> Disgregación de pérdidas de energía por subsistema.....	31
<i>Cuadro 2.10.</i> Pérdidas de potencia y energía DELAPAZ.....	32
<i>Cuadro 3.1.</i> Participación por categoría tarifaria, gestión 2018.....	40
<i>Cuadro 3.2.</i> Número total de consumidores - DELAPAZ	41
<i>Cuadro 3.3.</i> Balance de energía anual acumulado a noviembre 2009	43
<i>Cuadro 3.4.</i> Transformadores de 5 a 50 kVA, AT $\leq 17,5$ kV y BT $\leq 1,0$ kV.....	47
<i>Cuadro 3.5.</i> Transformadores de 15 a 630 kVA AT $\leq 17,5$ kV y BT $\leq 1,0$ kV	49
<i>Cuadro 3.6.</i> Pérdidas en Transformación según la RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000	51
<i>Cuadro 3.7.</i> Pérdidas en [W/kg] a diferentes flujos en Tesla.....	54
<i>Cuadro 3.8.</i> Código de Áreas por ciudad	58
<i>Cuadro 3.9.</i> Nivel de confianza.....	74
<i>Cuadro 4.1.</i> Códigos de centros de transformación MT/BT	106
<i>Cuadro 4.2.</i> Balance general del mes de julio 2017	121
<i>Cuadro 4.3.</i> Balance general del mes de agosto 2017.....	122
<i>Cuadro 4.4.</i> Balance general del mes de septiembre 2017.....	123
<i>Cuadro 4.5.</i> Balance general del mes de octubre 2017	124
<i>Cuadro 4.6.</i> Balance general del mes de noviembre 2017	125
<i>Cuadro 4.7.</i> Balance general del mes de diciembre 2017	126
<i>Cuadro 4.8.</i> Balance general del mes de enero 2018	127
<i>Cuadro 4.9.</i> Balance general del mes de febrero 2018.....	128
<i>Cuadro 4.10.</i> Balance general del mes de marzo 2018	129
<i>Cuadro 4.11.</i> Balance general del mes de abril 2018.....	130
<i>Cuadro 4.12.</i> Balance general del mes de mayo 2018	131
<i>Cuadro 4.13.</i> Balance general del mes de junio 2018	132
<i>Cuadro 4.14.</i> Balance de energía acumulativo anual	133

ÍNDICE III: TABLAS

<i>Tabla 3.1.</i> Subestación por zona geográfica y nivel de tensión	39
<i>Tabla 3.2.</i> Códigos de alimentadores MT, pertenecientes al sistema urbano de DELAPAZ ...	39
<i>Tabla 3.3.</i> Pérdidas en el Hierro del Transformador [W].....	52
<i>Tabla 4.1.</i> Pérdidas de energía en líneas MT	98
<i>Tabla 4.2.</i> Pérdidas de energía en transformadores MT/BT.....	103
<i>Tabla 4.3.</i> Pérdidas de energía en circuitos BT	107
<i>Tabla 4.4.</i> Pérdida de energía según tipo de conexionado del transformador (Muestra).....	108
<i>Tabla 4.5.</i> Pérdidas de energía por tipo de conexionado del transformador (Sistema).....	109
<i>Tabla 4.6.</i> Pérdidas mensuales de energía en Circuitos BT	110
<i>Tabla 4.7.</i> Pérdidas de potencia en acometidas	113
<i>Tabla 4.8.</i> Pérdidas de energía en acometidas.....	114
<i>Tabla 4.9.</i> Pérdidas de potencia y energía en medidores.....	115
<i>Tabla 4.10.</i> Pérdidas no técnicas	116
<i>Tabla 4.11.</i> Balance global de energía a nivel de subestación	118
<i>Tabla 4.12.</i> Pérdidas de energía acumulativo anual por zona geográfica	120

ÍNDICE IV: GRÁFICOS

<i>Gráfico 3.1.</i> Pérdidas en Vacío del transformador Monofásico a 60 Hz [NTP 370.400]	48
<i>Gráfico 4.1.</i> Energía entregada a la red [kWh] – Subestaciones (julio – diciembre 2017)	90
<i>Gráfico 4.2.</i> Energía entregada a la red [kWh] – Subestaciones (enero – junio 2018)	90
<i>Gráfico 4.3.</i> Energía entregada a la red [kWh] – Zona geográfica (julio - diciembre 2017)	91
<i>Gráfico 4.4.</i> Energía entregada a la red [kWh] – Zona geográfica (enero – junio 2018).....	91
<i>Gráfico 4.5.</i> Energía facturada a la red [kWh] – Subestaciones (julio – diciembre 2017).....	94
<i>Gráfico 4.6.</i> Energía facturada a la red [kWh] – Subestaciones (enero – junio 2018).....	94
<i>Gráfico 4.7.</i> Energía facturada a la red [kWh] – Zona geográfica (julio - diciembre 2018).....	95
<i>Gráfico 4.8.</i> Energía facturada a la red [kWh] – Zona geográfica (enero – junio 2018)	95
<i>Gráfico 4.9.</i> Gráfico de dispersión en relación a pérdidas de energía en líneas MT	101
<i>Gráfico 4.10.</i> Gráfico de dispersión en relación a pérdidas de energía en líneas MT	105
<i>Gráfico 4.11.</i> Pérdidas en conductores BT a partir de una fuente trifásica	111
<i>Gráfico 4.12.</i> Pérdidas en conductores BT a partir de una fuente monofásica	111
<i>Gráfico 4.13:</i> Pérdidas en conductores BT a partir de un banco de transformadores	112
<i>Gráfico 4.14.</i> Pérdidas en conductores BT de acuerdo al tipo de conexionado	112
<i>Gráfico 4.15.</i> Pérdidas de energía a nivel de subestaciones (julio – diciembre 2017).....	117
<i>Gráfico 4.16.</i> Pérdidas de energía a nivel de subestaciones (enero – junio 2018)	117
<i>Gráfico 4.17.</i> Pérdidas de energía por zona geográfica (julio – diciembre 2017).....	119
<i>Gráfico 4.18.</i> Pérdidas de energía por zona geográfica (enero - junio 2017).....	119
<i>Gráfico 4.19.</i> Registro compra y venta de energía – DELAPAZ.....	134
<i>Gráfico 4.20.</i> Resultados Balance Global	135
<i>Gráfico 4.21.</i> Comparación de compra de energía.....	136

ÍNDICE V: FIGURAS

<i>Figura 2.1.</i> Niveles de Tensión AT, MT y BT en DELAPAZ.....	14
<i>Figura 2.2.</i> Clasificación Pérdidas Eléctricas Técnicas y No Técnicas	21
<i>Figura 2.3.</i> Clasificación de Pérdidas Eléctricas Fijas y Variables.....	22
<i>Figura 2.4.</i> Pérdidas de potencia de un transformador de 60 kVA	24
<i>Figura 2.5.</i> Esquema del transformador en vacío	25
<i>Figura 2.6.</i> Relación entre FC y FP.....	33
<i>Figura 2.7.</i> Análisis de Redes de Distribución.....	35
<i>Figura 2.8.</i> Interfaz CYMDIST.....	36
<i>Figura 2.9.</i> Parámetros de análisis de Flujo de Carga.....	37
<i>Figura 3.1.</i> Zonas Geográficas de La Paz, El Alto y Viacha Pueblo	38
<i>Figura 3.2.</i> Pérdidas en Vacío del Transformador Trifásico a 60 Hz [NTP 370.400]	50
<i>Figura 3.3.</i> Pérdidas en Vacío del Transformador Trifásico a 50 Hz	53
<i>Figura 3.4.</i> Pérdidas en vacío de transformadores monofásicos en 50 y 60 Hz	55
<i>Figura 3.5.</i> Configuración de la red de distribución MT (DELAPAZ)	56
<i>Figura 3.6.</i> Facturación sin ajuste de energía.....	60
<i>Figura 3.7.</i> Facturación ajustada de consumo de energía	60
<i>Figura 3.8.</i> Período de estudio	66
<i>Figura 3.9.</i> Configuración topológica – JUNIO 2018.....	67
<i>Figura 3.10.</i> Puestos de transformación C15090	72
<i>Figura 3.11.</i> Flujograma, Pérdidas de potencia en transformadores MT/BT y líneas MT	76
<i>Figura 3.12.</i> Flujograma Pérdidas de potencia en conductores BT	80
<i>Figura 3.13.</i> Flujograma Balance de energía	87

ÍNDICE VI: ANEXOS

ANEXO 6-A: Histórico de pérdidas de energía en Bolivia	144
ANEXO 6-B: Estructura de la base de datos para CymDist.....	145
ANEXO 6-C: Pérdidas en transformadores MT/BT - Monofásicos	149
ANEXO 6-D: Planilla “Estado de Carga”	150
ANEXO 6-E: Modelado de la red secundaria en CymDist	153
ANEXO 6-F: Conexión de transformadores MT/BT - DELAPAZ.....	155
ANEXO 6-G: Energía entregada a la red	156
ANEXO 6-H: Energía facturada.....	158
ANEXO 6-I: Pérdidas de potencia y energía en alimentadores MT y transformadores de distribución MT/BT.....	160
ANEXO 6-J: Demanda máxima de transformadores de distribución MT/BT	190
ANEXO 6-K: Pérdidas circuitos BT	193
ANEXO 6-L: Pérdidas en Acometidas.....	195
ANEXO 6-M: Pérdidas en medidores	196
ANEXO 6-N: Balance de energía por subestaciones (julio 2017 – junio 2018)	196
ANEXO 6-O: Balance de energía por zonas geográficas (julio 2017 – junio 2018)	202
ANEXO 6-P: Balance de energía acumulativo anual – Zona Geográfica.....	206
ANEXO 6-Q: Balance de energía acumulativo anual – Subestaciones	207
ANEXO 6-R: Pérdidas totales en Transformadores de Potencia	207
ANEXO 6-S: Especificación técnica de transformadores de distribución.....	208
ANEXO 6-T: Pérdidas de potencia a diferente inducción en Tesla	210
ANEXO 6-U: Diagrama de cajas y bigotes	211

INTRODUCCIÓN

En un sistema de suministro de energía eléctrica existen tres importantes segmentos de mercado, generación, transporte y finalmente su distribución hacia los centros de consumo, el tránsito de energía eléctrica de inicio (producción) a fin (comercialización) está conectado físicamente, por lo que el flujo de electrones recorre grandes distancias; entonces cada uno de los segmentos presentan pérdidas eléctricas, y de acuerdo a referencias bibliográficas en generación y transporte las pérdidas resultan pequeñas en balance con las pérdidas que se tiene en distribución. Las pérdidas de energía en redes de distribución distinguen dos tipos de pérdidas la primera por la naturaleza de los componentes de la red, es donde se observa la disipación de calor debida a fenómenos físicos y electromagnéticos, la segunda por causas administrativas, hurto y fraude, estos dos tipos de pérdidas también son denominadas pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas respectivamente. El índice de pérdidas eléctricas en distribución, representa el grado de eficiencia que se aplica en procedimientos administrativos y así también en el proceso planificación y diseño de la red de distribución, y por último el grado de desarrollo de una sociedad.

Las pérdidas de energía son determinadas mediante el balance de la energía total suministrada al sistema de distribución y la energía total facturada a los usuarios, la diferencia son las pérdidas eléctricas, el desarrollo para la determinación de pérdidas de energía eléctrica es complejo debido a una gran cantidad de información que interviene en el estudio, en consecuencia, es necesario distinguir e identificar las variables más relevantes, además el análisis dependerá de la configuración topológica de la red y de la información disponible del sistema que se quiere estudiar; la metodología planteada debe ser clara, objetiva y fundamentada según las características particulares del sistema, para obtener resultados que revelen el estado del índice de pérdidas eléctricas.

Un estudio dirigido a pérdidas de energía en distribución básicamente es desarrollado con el fin de obtener un diagnóstico de pérdidas de energía, en función a los resultados se obtiene el grado de eficiencia del sistema en su conjunto, con este resultado no es posible identificar zonas o áreas con mayores niveles de pérdidas, por lo expuesto la Organización Latinoamericana de Energía recomienda: “El balance global debe complementarse con balances por subsistema con el fin de localizar las pérdidas según zonas geográficas o por niveles de tensión”.

Un estudio íntegro de pérdidas eléctricas inicia desde la planta de generación, hasta los centros de consumo, sin embargo por su importancia, el presente estudio va dirigido a determinar pérdidas eléctricas en distribución, diferenciado por niveles de tensión, pérdidas en media y baja tensión; puntualmente en baja tensión es donde se tiene los mayores niveles de pérdidas no técnicas, debido al gran número de clientes con diferentes comportamientos de consumo, entre estos se puede distinguir usuarios que incurren al hurto y/o fraude, para su propio beneficio, por lo expuesto anteriormente se pone en consideración un diseño metodológico para la determinación de pérdidas de energía eléctrica del sistema de distribución urbano de la empresa Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. - DELAPAZ

Para su mejor comprensión el presente trabajo ha sido dividido en cinco capítulos, dentro del capítulo 1 se tiene la descripción del problema identificado, además de los objetivos, alcance, justificación del proyecto que van en relación del planteamiento del problema a tratar, además la elección del periodo de estudio.

En el capítulo 2 se tiene los fundamentos teóricos dentro de un marco teórico, donde se describen los conceptos básicos de pérdidas eléctricas, variables a tomar en cuenta en un balance de energía, además de referencias de instituciones del sector eléctrico respecto a niveles permisibles de pérdidas eléctricas.

Dentro del capítulo 3 se expone en detalle el diseño de la metodología planteada de acuerdo a las características particulares del sistema en estudio, tomando en cuenta todos los alimentadores primarios y secundarios del sistema de distribución, el punto de partida es la identificación de variables del balance de energía seguida del tratamiento y validación de la base de datos, continuando con la metodología se plantea emplear herramientas de simulación como CymDist.

El capítulo 4, es la aplicación a un caso real de la metodología propuesta en el capítulo anterior, para el sistema de distribución urbano de la empresa DELAPAZ, para el periodo de tiempo establecido en el primer capítulo, los resultados muestran índices de pérdidas que se distinguen por nivel de tensión, y de un balance global se obtienen los índices de pérdidas por zonas geográficas.

Finalmente, en el capítulo 5, posteriormente al análisis de los resultados obtenidos, se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

Capítulo I: Fundamentos Generales

1.1. ANTECEDENTES

En cualquier proceso o sistema de transformación físico se obtienen pérdidas, en una red de distribución las pérdidas existen como condición, de esta manera se ve la necesidad de acometer un programa en empresas distribuidoras de energía y firmas de ingeniería que las asesoren, revisen y actualicen los criterios de planeamiento y diseño de las redes de distribución y en particular de la selección económica de conductores, nivel de pérdida y cargabilidad económica de transformadores de distribución, de estos tres puntos importantes a considerarse, el proyecto se enfoca particularmente al estudio de nivel de pérdida en redes de distribución primaria y secundaria; para el desarrollo de este estudio será necesario procesar una gran cantidad de información técnica y comercial que describe el comportamiento de la red de distribución de un periodo de tiempo determinado. A nivel mundial este problema representa pérdidas no solo eléctricas sino también pérdidas económicas a empresas distribuidoras de electricidad, según la conclusión principal del informe del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), La electricidad perdida es un problema generalizado, y representa costos financieros para el sector eléctrico entre US\$ 11 y US\$ 17 mil millones en 2012, lo que implica una inversión financiera adicional para las empresas generadoras, transportadoras y distribuidoras de electricidad. De acuerdo a estudios realizados por la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE, demuestra que con una reducción de pérdidas de 0,5% anual durante la próxima década (1990-2000), sería posible reducir la capacidad adicional de potencia eléctrica necesaria para la región en más de 9000 MW representando un 6,5% de la capacidad instalada hasta el año 2000 [1].

En la Región de América Latina y el Caribe, los países que presentan más pérdidas son: Republica dominicana con un 34% y Haití que alcanza un 56%, en lo que refiere a pérdidas eléctricas, medidas para un año, a diferencia del 19% en promedio para la región, sin embargo, la referencia a nivel internacional indica que las pérdidas eléctricas no deben sobrepasar el 8% de la energía entregada a la red. En países desarrollados las pérdidas eléctricas están alrededor de 6%, estas pérdidas corresponden a pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas mantienen un nivel cercano a 0%, estos niveles de pérdidas son debidas a la implementación de nuevas tecnologías que permiten una mejor cuantificación y control de pérdidas de energía [2].

Las pérdidas de energía en distribución en Bolivia, según datos del Banco Mundial el porcentaje máximo que se registro fue de 30,19% en la década de los años 70, los próximos años este valor fue en descenso llegando a un promedio de 10,78%. En el caso particular de la empresa distribuidora DELAPAZ dentro de los últimos 9 años el porcentaje promedio de pérdidas eléctricas corresponde a 10,98% este valor se encuentra por encima del valor de referencia establecido por organizaciones internacionales del sector eléctrico (Ver Anexo 6-A), para la gestión 2018 se observa una reducción en el índice de pérdidas de energía eléctrica en contraste con la gestión anterior, esta reducción es el resultado de la ejecución del “Plan de reducción de pérdidas” ejecutado por la empresa distribuidora. Estos datos son un antecedente para iniciar el desarrollo del proyecto, sin embargo, es importante señalar que cada sistema de distribución muestra un comportamiento singular, en aspectos como ser: nivel de tensión, frecuencia del sistema, configuración topológica de la red de distribución, medio ambiente, cada uno de estos aspectos son importantes para plantear una metodología que permita cuantificar los índices de pérdidas de energía eléctrica.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un sistema eléctrico comprende desde la planta de generación, transmisión, y distribución a lo largo de esta cadena se observa que el mayor porcentaje de pérdidas y caída de tensión eléctrica corresponde a distribución, esto debido a que se encuentra con una gran cantidad de elementos interconectados entre sí, cada uno de estos elementos presentan características y funciones propias y como en todo sistema es inevitable que presente pérdidas eléctricas dentro de las cuales están las pérdidas técnicas que se atribuye a la naturaleza de los componentes, ya sea por calentamiento en conductores eléctricos y en núcleos ferromagnéticos, así también las pérdidas no técnicas que surgen por diferentes acciones de robo y fraude por parte de los usuarios; por tanto el problema de pérdidas eléctricas en distribución es un tema de interés en planificación, diseño y comercialización.

Generalmente estudios dirigidos a pérdidas de energía eléctrica en redes de distribución se realizan con el objetivo de determinar el índice de pérdidas de energía eléctrica que representa entre 8 a 10%¹ de la energía entregada al sistema, entonces el índice de pérdidas será un

¹ Fuente: Pérdidas de energía en la distribución - OLADE

indicador de rendimiento del sistema de distribución; para obtener los mejores resultados una solución es dividir un sistema de distribución en subsistemas esto permitirá identificar áreas o zonas que representen mayores niveles de pérdidas para el sistema de estudio.

En la actualidad la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ cuenta con una metodología de cálculo de pérdidas por nivel de tensión que engloba a todo el sistema de distribución, para realizar esta tarea se debe procesar una base de datos significativa que en muchos casos no se encuentra disponible, de los resultados obtenidos, no es posible realizar un análisis de pérdidas por zonas geográficas², las pérdidas técnicas en acometidas, medidores y líneas en baja tensión porcentualmente representan un solo valor, los índices de pérdidas son valores globales que indican el rendimiento de la red de distribución.

Pregunta de investigación:

¿Cómo optimizar la determinación del índice de pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución urbana de la empresa DELAPAZ, que permita cuantificar valores de pérdidas técnicas y no técnicas por nivel de tensión, y además que facilite la identificación de pérdidas eléctricas por zonas geográficas, de un período de 12 meses, en función a la base de datos técnicos y comerciales?

1.3. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1. ESPACIAL

El área de estudio comprende zonas urbanas de las ciudades de La Paz, El Alto y Viacha (Zonas eléctricas), para este estudio se consideró una subdivisión de estas ciudades en zonas geográficas las mismas que serán denominadas para el presente estudio como: La Paz Norte, La Paz Centro, La Paz Sur, El Alto Norte, El Alto Centro, El Alto Sur y Viacha pueblo.

1.3.2. TEMPORAL

El periodo de estudio se realizó para 12 meses, contemplado a partir del mes de julio 2017 a junio 2018.

² Actualmente la red de distribución del sistema urbano está dividida en siete zonas geográficas que comprenden La Paz Norte, La Paz Centro, La Paz Sur, El Alto Norte, El Alto Centro, El Alto Sur y Viacha Pueblo

1.3.3. LEGAL

El presente estudio se realizó en el marco legal de normas y leyes para el sector eléctrico establecido por la Ley de electricidad y la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

1.4. OBJETIVO DEL PROYECTO

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología que permita determinar las pérdidas de energía eléctrica en redes de distribución primarias y secundarias e identificar zonas geográficas con mayores niveles de pérdidas de la red de distribución urbana (Sistema Mayor), de la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ, para un periodo de doce meses; mediante cálculos, análisis de modelos matemáticos y programas de simulación de flujos de carga, que obedecen a características particulares de la red de distribución en estudio, a fin de realizar un diagnóstico sobre el estado del índice de pérdida en la red de distribución.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Identificar las variables que intervienen en el balance energético de los sistemas de distribución en MT y BT.
- ✓ Recopilar información técnica y comercial de las variables a ser consideradas para la determinación de pérdidas de energía en la red de distribución de media y baja tensión.
- ✓ Plantear una metodología de cálculo de pérdidas de energía eléctrica, de acuerdo a las características del sistema de distribución, utilizando modelos matemáticos y programas de simulación de flujo de carga, para un periodo de estudio de doce meses.
- ✓ Obtener las pérdidas de potencia eléctrica, mediante programa de simulación de flujos de carga - CYMDIST, previo modelado de la configuración de la red de distribución MT (Sistema Mayor) y líneas BT, este último mediante muestreo.
- ✓ Calcular pérdidas de energía y porcentajes de pérdidas totales de energía, empleando la metodología planteada en el presente proyecto, disgregando los resultados por zonas geográficas.
- ✓ Determinar las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución en estudio, a partir del balance energético mensual y acumulativo anual del sistema.

1.5. JUSTIFICACIÓN

Del total de pérdidas eléctricas en generación, transmisión y distribución, asumiendo un caso ideal un poco más del 50% corresponde a pérdidas técnicas en distribución [3], las causas de estas pérdidas resultan de diversas causas orientadas a la configuración topología de una red eléctrica de distribución y características propias del sistema, por lo que se requiere que el estudio sea muy específico y objetivo.

El objetivo en común de empresas distribuidoras es minimizar las pérdidas financieras, lo que implica controlar y reducir los índices de pérdidas de energía eléctrica, para este fin las empresas realizan estudios sobre pérdidas eléctricas, en función a este estudio se evalúan que los índices de pérdidas eléctricas estén dentro de los límites aceptables establecidos por instituciones y organizaciones, nacionales e internacionales afines al sector eléctrico.

Los índices de pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas, para una empresa distribuidora son datos de gran relevancia en especial para las áreas de planificación y comercialización, además de ser un indicador de eficiencia de la empresa, por esta razón es importante llevar una estimación y control de pérdidas periódicas, para posteriormente proponer planes de reducción de pérdidas que implica acciones a corto, mediano y largo plazo.

Realizar un estudio de control de pérdidas conlleva procesar una gran cantidad de información técnica y comercial, esta base de datos en ocasiones no se encuentra disponible, o en su defecto se encuentra incompleta para el periodo de estudio, otro aspecto a considerar es la falta de simultaneidad de lecturas, por la gran cantidad de usuarios que se encuentran conectados a la red no es posible encontrar registros simultáneos de lecturas en un mismo periodo de tiempo, por lo que representa una dificultad en el desarrollo del estudio.

Dada esta situación se observa la importancia de realizar estudios sobre el control de pérdidas eléctricas en las empresas distribuidoras de energía eléctrica, siendo que las pérdidas eléctricas, repercuten en las utilidades netas de la empresa encargada de la distribución de energía. El proyecto podrá ser aplicado para estimar los estados de niveles de pérdidas en un sistema de distribución de media y baja tensión.

1.6. ALCANCE DEL PROYECTO DE GRADO

El Proyecto se dirige al desarrollo de una metodología que permita determinar las pérdidas eléctricas en el Sistema Urbano (Mayor) para la etapa de planificación, la metodología que plantea el presente proyecto se realiza considerando datos reales de la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ, para dicha metodología se propone realizar el análisis de pérdidas en la red de media y baja tensión. Para el desarrollo en media tensión se consideran las pérdidas en alimentadores de la red primaria, en baja tensión se recurrirá al análisis de pérdidas en transformadores de distribución, líneas de baja tensión, acometidas y medidores.

Para el desarrollo de la metodología se proyecta hacer uso de un software de simulación de flujos de carga CYMDIST donde se integra datos de demandas del sistema urbano de la empresa distribuidora DELAPAZ, el análisis de flujo de carga se realiza para sistemas de distribución radial, además se utilizarán herramientas estadísticas que contribuyan al desarrollo de la metodología.

El presente estudio no contempla como una variable de análisis, las pérdidas de energía por efecto de armónicos en la red, tampoco se analiza el factor de envejecimiento en los diferentes elementos instalados en la red de distribución.

Capítulo II: Marco Teórico

2.1. DEFINICIONES BÁSICAS

- **Concesión**

Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad³ a nombre del Estado Boliviano, otorga a una persona colectiva con el derecho de ejercer la actividad de servicio público de Distribución, o de ejercer en los Sistemas Aislados, en forma integrada a las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, en todos los casos, la concesión de servicio público se otorgará por un plazo máximo de cuarenta años.

- **Distribución**

Es la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados y/o Consumidores No Regulados mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias. Para efectos de la presente ley, la actividad de Distribución constituye servicio público.

- **Potencia Eléctrica**

La potencia eléctrica es la relación de transferencia de energía por unidad de tiempo; es decir la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado, se define como la velocidad a la cual se suministra energía en los circuitos eléctricos, la unidad es el Watt (W) que se representa un suministro de energía de un joule por segundo (J/S).

- **Alimentador MT**

Es un elemento primario capaz de transportar energía eléctrica mediante conductores físicos de gran capacidad, el alimentador parte de la subestación de distribución a puestos de transformación MT/BT.

- **Circuito BT**

Es un elemento secundario capaz de transportar energía eléctrica mediante conductores físicos, el alimentador secundario parte de puestos de transformación MT/BT hasta las acometidas y equipos de medición de los usuarios en baja tensión.

³ Actualmente la Superintendencia de Electricidad es denominada como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

- **Curva de Carga**

La carga en un sistema de potencia, representa la demanda eléctrica acumulada de todos los clientes que son atendidos por un sistema de distribución. Con algunas excepciones, la carga puede variar de hora en hora de día en día y de estación en estación. Diagramas de carga en función del tiempo son llamados curvas de carga.

Típicamente el valor de más interés en planificación es el pico anual de carga, la máxima demanda registrada en todo el año, este pico es importante porque es la máxima cantidad de potencia que debe ser entregado, y así de esta manera definir cualquier otro directamente o indirectamente, la capacidad que requiere para su sistema. [4]

- **Demanda Eléctrica**

La demanda eléctrica de un sistema es la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda. Los intervalos de demanda son típicamente en lapsos de minutos, que permiten construir perfiles de carga diarios.

- **Demanda Máxima No Coincidental**

Demanda máxima individual de un período y sostenida durante 15 minutos de manera ininterrumpida.

- **Demanda Máxima Coincidental**

Es la demanda ocurrida en el momento en el que se registra la máxima demanda de un sistema.

- **Continuidad**

Es el suministro ininterrumpido de servicio de energía a los usuarios, de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.

- **Calidad**

Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía suministrada a los usuarios de acuerdo con normas y reglamentos aplicables.

- **Factor de Carga**

El factor de carga es “La relación de la demanda promedio en un período de tiempo sobre la máxima demanda registrada en ese período” [4]. El valor promedio es justo la energía total

utilizada durante el período total de medición, dividido por el número de horas del período. El promedio de la carga es entonces dividido por la máxima demanda de tal forma que el factor de carga obtenido es:

$$FC = \frac{D_{Prom}}{D_{max}} \quad (2.1)$$

$$FC = \frac{D_{Prom} * T}{D_{max} * T} = \frac{E_{promedio}}{D_{max} * T} \quad (2.2)$$

Dónde:

D_{Prom} : Demanda promedio [kW]

D_{max} : Demanda máxima [kW]

T : Período de tiempo [h]

FC : Factor de carga (Este factor de carga es menor o igual a 1)

- **Factor de pérdida**

El factor de pérdidas se define en la curva de pérdidas como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en calor en un intervalo de tiempo especificado [3].

$$FP = \frac{P_{PP}}{P_{PM}} \quad (2.3)$$

Dónde:

P_{PP} : Pérdidas de potencia promedio [kW]

P_{PM} : Pérdidas de potencia a la hora pico [kW]

FP : Factor de pérdidas

En general el factor de pérdidas no puede ser determinado directamente del factor de carga, sin embargo, Buller y Woodrow desarrollaron una fórmula aproximada para relacionar el factor de pérdidas con el factor de carga, como sigue a continuación:

$$FP = C * FC + (1 - C) * FC^2 \quad (2.4)$$

Dónde:

C : Coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas

- **Categoría Consumidor No Regulado**

Es aquel que tiene una demanda de potencia igual o mayor a un cierto mínimo y que está en condiciones de contratar, en forma independiente el abastecimiento directo de electricidad con el Generador o Distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo será fijado por la Superintendencia de Electricidad de acuerdo a la evolución del mercado.

- **Consumidor Regulado**

Es aquel, ubicado en el área de concesión de un Distribuidor y necesariamente abastecido por éste.

- **Compra de energía**

Para este estudio se denomina compra de energía, aquella energía entregada a la red desde la salida de subestaciones de transformación AT/MT.

- **Venta de energía**

Para el presente estudio se denomina venta de energía a la energía facturada a los clientes en media y baja tensión.

La clasificación de los consumidores es de acuerdo a la actividad en la que utiliza la electricidad.

- **Número Índice**

Es una medida estadística que muestra los cambios es una variable o un grupo de variables relacionadas con respecto al tiempo.

- **Estadística**

Es una rama de las matemáticas que se encarga de reunir, organizar y analizar datos.

2.2. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Una red de distribución de energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, no obstante, para llegar a esta etapa atraviesa por los procesos de generación, transmisión y subtransmisión, en los cuales se transporta energía eléctrica a grandes distancias del centro de generación hacia los hogares, empresas en barrios y ciudades enteras.

Las redes de distribución se distinguen particularmente por las siguientes características:

- Topologías radiales
- Múltiples conexiones (Trifásicas, Bifásicas y Trifásicas)
- Cargas de distinta naturaleza
- Mayores niveles de pérdidas y caídas de tensión
- Gran cantidad de usuarios conectados a la red

Una característica fundamental del sistema de distribución, a diferencia del sistema de generación, transmisión y subtransmisión, consiste en que está constituido por un gran número de elementos que manejan bloques de carga pequeños, hasta el extremo de los servicios residenciales, en donde las demandas no suelen ser mayores de unos pocos kVA. En realidad, puede concebirse al sistema de distribución como una de las ramificaciones finales de un árbol, por tanto, más numerosas y de menor tamaño [5].

El sistema de distribución es importante porque a causa de la ramificación del sistema, el kilometraje de líneas de distribución, el número de subestaciones y transformadores de distribución, las pérdidas de energía eléctrica son mucho mayores a diferencia de las etapas de generación y generación.

2.2.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN URBANO DELAPAZ

DELAPAZ, es una de las distribuidoras de electricidad con mayor número de consumidores en Bolivia, dentro de este sistema se distingue tres niveles de tensión, alta, media y baja tensión (Ver Figura 2.1), cada nivel está conformado por diferentes elementos entre los principales se puede señalar los siguientes:

- Alta Tensión: Autotransformadores AT/AT, Líneas AT y elementos AT.
- Media Tensión: Transformadores AT/MT y Líneas MT.
- Baja Tensión: Transformadores MT/BT, Líneas BT, acometidas y medidores.

La red de distribución en estudio parte desde una subestación de transformación AT/MT, continuando por alimentadores de distribución primaria, con tensiones de servicio en 6,9 kV y 12 kV, hasta llegar a puestos de transformación MT/BT de diferentes tipos de conexionado, a partir de este punto se tiene la red de baja tensión con niveles de tensión en: 230 V, 230/115 V, y 230/400, hasta llegar a cada uno de los puntos de acometida y equipos de medición, durante

todo este recorrido se observa que cada equipo o elemento instalado en el sistema de distribución, cumple con las normativas establecidas, en sus diferentes reglamentos aprobados por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

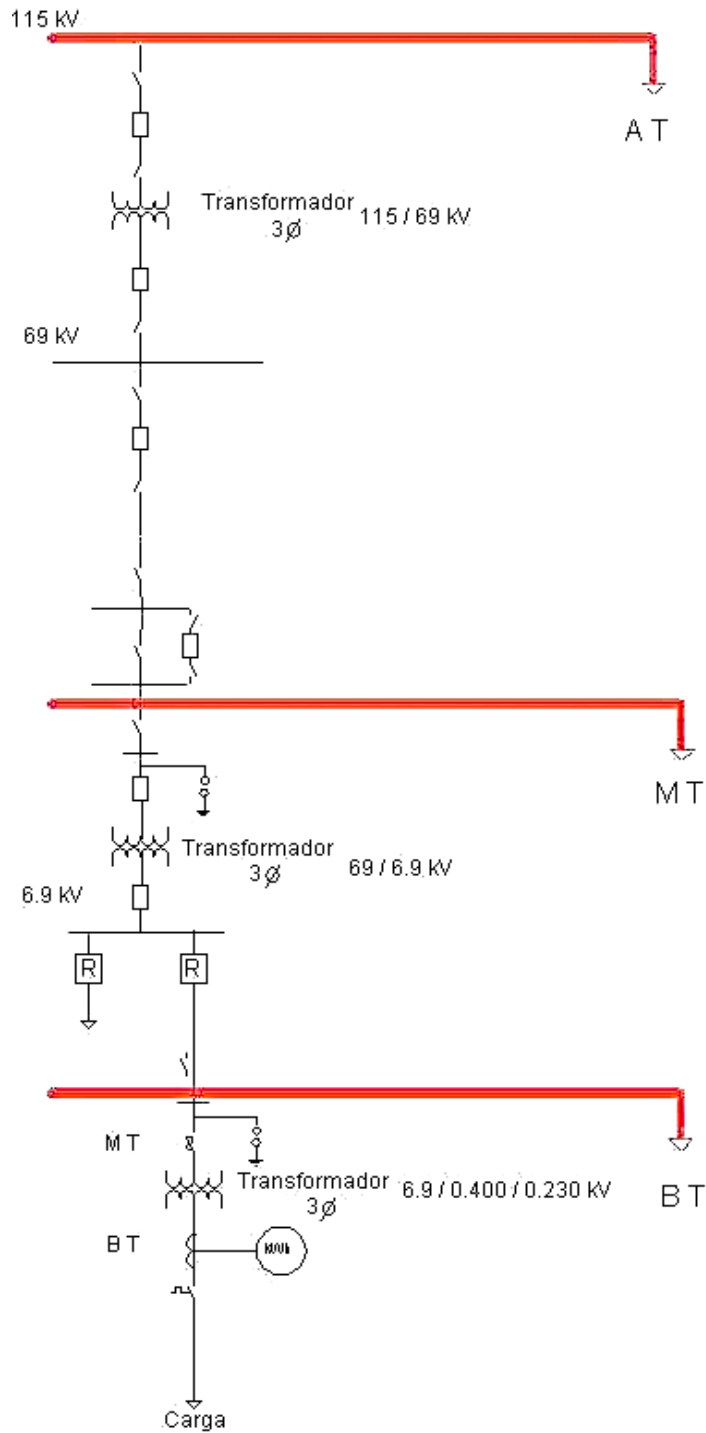


Figura 2.1. Niveles de Tensión AT, MT y BT en DELAPAZ
Fuente: DELAPAZ

2.2.1.1. REGLAMENTO DE LA LEY DE ELECTRICIDAD Y CONSIGNAS DE DELAPAZ

Para el análisis y diseño de una red eléctrica, se debe dar cumplimiento a las normas y reglamentos de las instituciones correspondientes al sector eléctrico, a continuación, se presentan parte de los reglamentos de la Ley de Electricidad, y consignas de la empresa distribuidora DELAPAZ, referidos al sistema de distribución.

- NIVELES DE CALIDAD

El Reglamento de la Ley de Electricidad contempla dos niveles de calidad.

Cuadro 2.1. Niveles de calidad

Nivel de Calidad	Número de consumidores
Calidad 1	Mayor o igual a 10.000
Calidad 2	Menor a 10.000

Fuente: Reglamento de la Ley de Electricidad

- LÍMITES DE CAÍDA DE TENSIÓN

En los Cuadros 2.2 y 2.3 se muestran límites de caída de tensión establecidas por el Reglamento de la Ley de Electricidad y consignas de DELAPAZ respectivamente.

Cuadro 2.2. Límites de Caída de Tensión Calidad 1 y 2

Descripción	Alta Tensión	Media Tensión	Baja Tensión
Calidad 1	+5%.....-5%	+7,5%.....-7,5%	+5%.....-10%
Calidad 2		+9%.....-9%	+6%.....-12%

Fuente: Reglamento de la Ley de Electricidad

Cuadro 2.3. Límites de Caída de Tensión en condición normal AT y MT

Descripción	Alta Tensión	Media Tensión
Calidad 1	+5%.....-5%	+5%.....-4,44%

Fuente: Consigna DELAPAZ – Metodología Plan Director

Cuadro 2.4. Límites de Caída de Tensión en condición normal BT

Baja Tensión			
Descripción	400 Voltios	230 Voltios	115 Voltios
Calidad 1	+5%.....-10%	+5%.....-10%	+5%.....-10%

Fuente: Consigna DELAPAZ – Metodología Plan Director

- **LÍMITES DE FACTORES DE POTENCIA**

Dentro del reglamento de la Ley de electricidad se presentan los límites de factores de potencia, por nivel de tensión.

Cuadro 2.5. Límites de Factores de Potencia (FP)

Descripción	Horas de valle	Horas de punta
AT, MT, BT	0,90	0,95

Fuente: Reglamento de la Ley de Electricidad

- **ESTADO DE CARGA DE TRANSFORMADORES Y LÍNEAS**

Para DELAPAZ, los estados de carga en transformadores y líneas en estado normal se muestran en el Cuadro 2.6, en estado de emergencia en el Cuadro 2.7.

Cuadro 2.6. Estado de Carga de Transformadores y Líneas de operación normal

Descripción	Estados de Carga (%)
Transformadores de Potencia y Distribución	50.....70
Líneas de Alta y Media Tensión	50.....70

Fuente: Consigna DELAPAZ – Metodología Plan Director

Cuadro 2.7. Sobrecarga de Transformadores y Líneas en estado de emergencia

Descripción	Estados de Carga (%)
Transformadores de Potencia	120
Transformadores de Distribución	140
Líneas Aéreas de AT	130
Líneas Subterráneas de AT	90
Líneas Aéreas de MT	110
Líneas Subterráneas MT	100

Fuente: Consigna DELAPAZ – Metodología Plan Director

- MÁXIMO DESEQUILIBRIO DE TENSIÓN PERMITIDO

Dentro del reglamento de la Ley de electricidad se presentan los máximos desequilibrio de tensión permitido, para calidad 1 y calidad 2.

Cuadro 2.8. Máximo desequilibrio de Tensión Permitido

Descripción	Calidad 1	Calidad 2
Máximo desequilibrio de fases	3 %	3 %

Fuente: Reglamento de la Ley de Electricidad

**Nota:* Consigna DELAPAZ - Calidad 1 menor igual a 2%

Estos indicadores son exigidos por la ley de Electricidad referidos a la calidad mínima de servicio técnico, de esta manera las empresas distribuidoras de electricidad eviten sanciones, ante el incumplimiento de la norma. La configuración topológica de una red de distribución, no es fija, dentro de un período de tiempo surgen cambios por diferentes causas principalmente por mantenimiento y accidentes en elementos de la red, pese a estos factores se debe cumplir con las exigencias de calidad, flexibilidad y continuidad, además de controles periódicos de índices de pérdidas eléctricas.

2.2.1.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE DELAPAZ

Actualmente la empresa distribuidora de electricidad de La Paz – DELAPAZ, realiza el estudio de pérdidas eléctricas por nivel de tensión, Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión, el estudio se realiza en función al balance energético, logrando como resultado un índice de pérdidas eléctricas globales y por niveles de tensión.

Uno de los objetivos principales que tiene DELAPAZ, es la reducción de pérdidas de potencia y energía, para este fin se incluye acciones específicas relativas a [6]:

- Procesos administrativos de sanción a clientes y no clientes infractores
- Revisión e inspección de instalación a clientes
- Revisión de puntos de compra y venta de energía
- Control y gestión de Alumbrado Público
- Cuantificación de pérdidas técnicas y no técnicas
- Reemplazo de medidores con defecto u obsoletos

Dentro de las alternativas que presentan para lograr un mejoramiento en la red de distribución son las siguientes:

- Elevación de tensión primaria
- Adición de nuevas subestaciones en nuevos centros de carga
- Recableado de tramos por conductor de mayor sección
- Instalación de capacitores
- Reconfiguración de la red MT
- Construcción de nuevos alimentadores
- Instalaciones de Apoyo N-1

2.3. PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Las pérdidas eléctricas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas, las cuales están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas. Es importante analizar no solamente las pérdidas de energía eléctrica, también es relevante analizar las pérdidas de potencia durante el periodo pico.

Las pérdidas de un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia, y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas distribuidoras de energía eléctrica; las pérdidas de energía es el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas generadoras (o puntos de compra de energía en bloque), hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución; las pérdidas de potencia es el costo marginal de inversión de capital, requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema. La disminución de pérdidas eléctricas se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y una menor utilización de energía primaria.

2.3.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA ELÉCTRICA

Dentro de un sistema eléctrico, debido a diferentes causas que se manifiestan principalmente por calor disipado, que se producen en todo instante de tiempo, mientras el sistema se encuentre energizado, las pérdidas de potencia a lo largo de un periodo de tiempo son las denominadas pérdidas de energía.

En el caso específico de conductores y devanados de transformadores, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que, para calcular las pérdidas de energía en un periodo de tiempo dado, es necesario multiplicar las pérdidas de potencia por el número de horas del período de estudio y por el factor de pérdidas, que es la relación entre el valor medio y el valor pico de la curva de carga, si se conoce la curva de carga en circuitos primarios y secundarios es posible estimar el factor de pérdidas a partir del factor de carga, mediante fórmulas empíricas.

2.3.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un sistema de distribución cumple con la función de suministrar energía eléctrica a los usuarios, este sistema se conforma de diferentes componentes físicos, el desempeño de los mismos se halla limitado por la forma constructiva y por el material del que fue diseñada, por estas características no es posible que el rendimiento de estos elementos sea del 100%, por lo que siempre se producen pérdidas. Conceptualmente las pérdidas de energía se obtienen del resultado de integrar las pérdidas de potencia en un periodo determinado, según la Ecuación:

$$E_p = \int_0^T P_p dt = \int_0^T I^2 R dt \quad (2.5)$$

Dónde:

E_p : Pérdidas de energía [J]

P_p : Pérdidas de potencia [W]

I : Corriente eficaz [A]

R : Resistencia involucrada en las pérdidas [Ω]

T : Tiempo [s]

En la Literatura técnica se recomienda que el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica debe ser inferior al 10% y que es deseable que sea aun inferior, del orden de un 6 a 8%, sin embargo, es importante señalar que el nivel óptimo de pérdidas es particular para cada sistema y depende de las características propias del sistema eléctrico además de los costos y beneficios que deriven en la reducción de pérdidas de energía [2]. En los sistemas de distribución las pérdidas de energía eléctrica se cuantifican mediante un balance energético que relaciona la energía disponible o de ingreso al sistema con la energía facturada al usuario final.

$$E_{P\acute{e}rdidas} = E_{Disponible} - E_{Facturada} \quad (2.6)$$

Para la determinaci3n del porcentaje de p3rdidas de energ3a se determinar3 mediante la siguiente relaci3n:

$$\%E_{P\acute{e}rdidas} = \frac{E_{Disponible} - E_{Facturada}}{E_{Disponible}} \quad (2.7)$$

$$\%E_{P\acute{e}rdidas} = \frac{E_{P\acute{e}rdidas}}{E_{Disponible}} \quad (2.8)$$

D3nde:

$\%E_{P\acute{e}rdidas}$: Porcentaje de p3rdidas de energ3a el3ctrica [%]

$E_{P\acute{e}rdidas}$: Total p3rdidas de energ3a el3ctrica [kWh]

$E_{Disponible}$: Total energ3a disponible en el sistema [kWh]

$E_{Facturada}$: Total de energ3a consumida [kWh]

2.4. CLASIFICACI3N DE P3RDIDAS EL3CTRICAS

Las p3rdidas el3ctricas son com3nmente clasificadas en p3rdidas t3cnicas y no t3cnicas, alternativamente las p3rdidas el3ctricas se pueden clasificar en:

P3rdidas por transporte:

- En circuitos de distribuci3n primaria
- En circuitos de distribuci3n secundaria

P3rdidas por transformaci3n:

- En subtransmisi3n / distribuci3n
- En transformadores de distribuci3n

P3rdidas seg3n la causa que las origina:

- P3rdidas por efecto corona
- P3rdidas por efecto Joule
- P3rdidas por corrientes parasitas
- P3rdidas por Hist3resis

Dentro del contexto de los sistemas de distribución las pérdidas eléctricas hacen referencia aquella energía que no puede facturar o cuantificar directamente, estas pérdidas de energía se clasifican en:

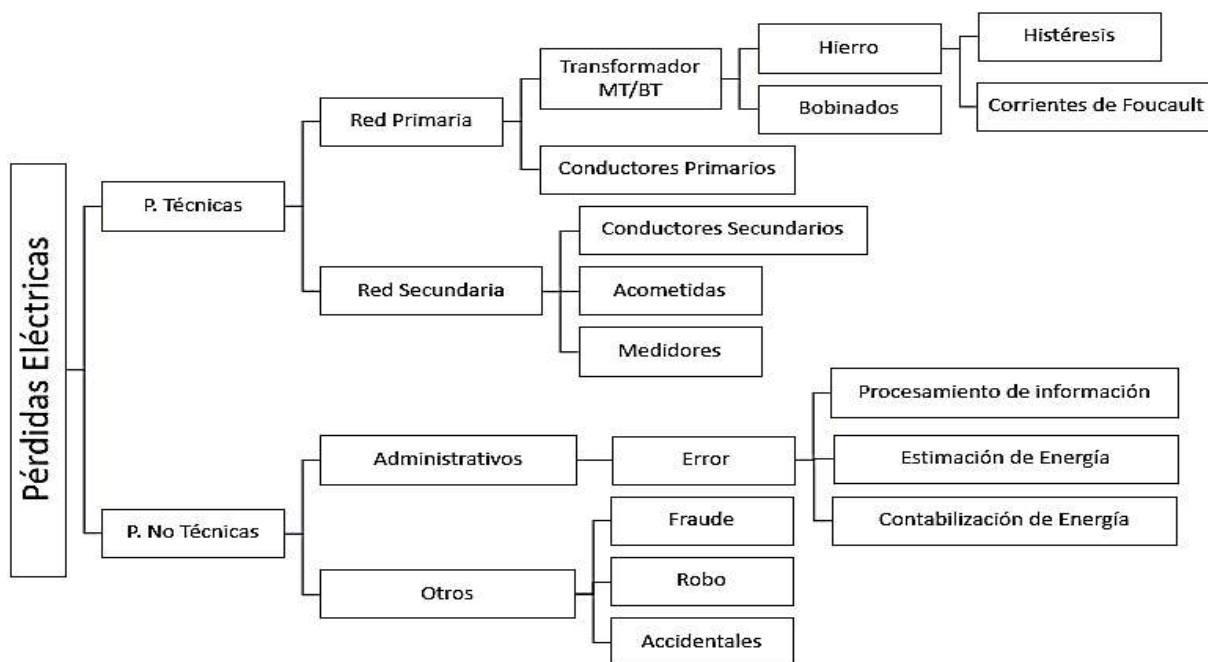


Figura 2.2. Clasificación Pérdidas Eléctricas Técnicas y No Técnicas

Fuente: Elaboración Propia

2.4.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas contemplan aquella energía que se disipa calor y no puede ser aprovechada para el consumo, este tipo de pérdidas pueden disminuir a niveles técnicamente aceptables, pero no es posible eliminarlos en su totalidad, debido a las características físicas y magnetizantes de los conductores, transformadores, entre otros elementos que la componen, cada uno de estos elementos aporta un pequeño porcentaje de pérdidas eléctricas.

Así también las pérdidas técnicas se pueden clasificar por pérdidas técnicas fijas y pérdidas técnicas variables, se atribuye pérdidas eléctricas fijas aquellas que dependen de las características de los equipos instalados en la red y no dependen directamente de la carga, estas pérdidas son debidas al ciclo de Histéresis del material del núcleo ferromagnético de los transformadores de distribución y a las corrientes parásitas, por otro lado las pérdidas eléctricas variables dependen de la magnitud de la carga, representada por el componente resistivo de la impedancia de los conductores y el componente resistivo de la impedancia de los devanados del transformador de distribución.

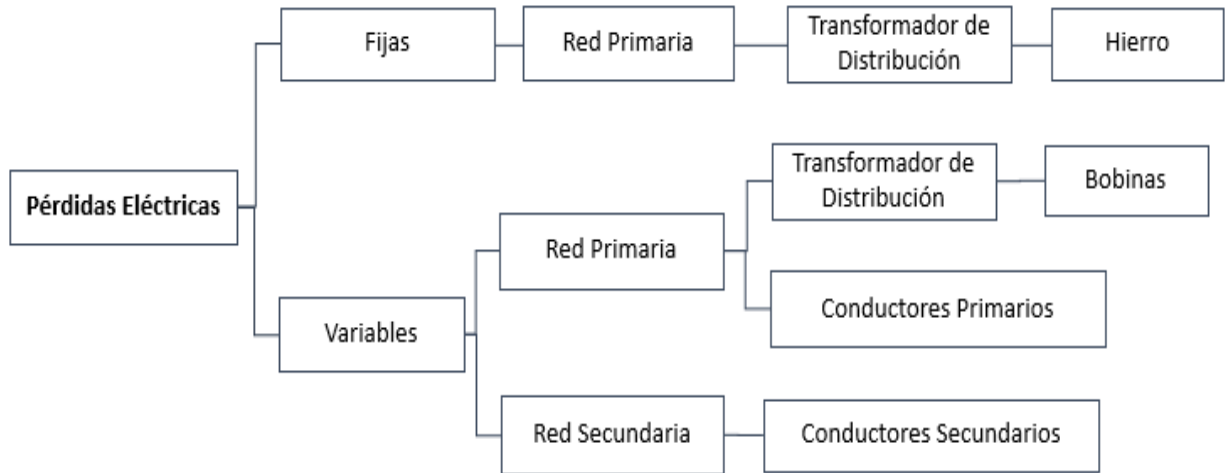


Figura 2.3. Clasificación de Pérdidas Eléctricas Fijas y Variables
Fuente: Elaboración Propia

Pérdidas técnicas fijas:

- Pérdidas debido al ciclo de histéresis de un transformador
- Pérdidas por corrientes parasitas

Pérdidas técnicas variables:

- Pérdidas en los devanados de los transformadores
- Pérdidas en conductores eléctricos
 - Conductores primarios
 - Conductores secundarios

2.4.1.1. PÉRDIDAS EN LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS

A lo largo de las redes de distribución la energía es transportada por líneas aéreas o subterráneas; la composición química de estos conductores es aluminio o cobre, por las características de los mismos, a medida que incrementa la temperatura se tiene un incremento en la resistencia eléctrica, esta crece en una proporción del 40% con un incremento de 0 a 100°C. El incremento de temperatura se da por razones naturales, al pasar la corriente por el conductor pero también puede influenciar el clima. [7]

El calor producido en un conductor por el paso de la corriente se relaciona por el “**Efecto Joule**” la cantidad de calor producida (Q) por conductor en un tiempo (t), por el paso de una corriente

eléctrica constante, es proporcional al cuadrado de la intensidad (I) de la corriente por la resistencia(R) del conductor”

$$Q = R \times I^2 \times t \quad (2.9)$$

Dónde:

Q: Cantidad de calor [J]

R: Resistencia del conductor [Ω]

I: Intensidad de la corriente [A]

t: tiempo [s]

Un bajo factor de potencia puede aumentar la corriente en los conductores, lo que incrementa las pérdidas, como estas pérdidas son dependientes de la corriente que fluye en los conductores, se las conoce como pérdidas en el cobre o pérdidas variables y pueden representar dos tercios de pérdidas técnicas. [7]. Las pérdidas de potencia, se puede obtener de la potencia disipada en calor en la resistencia usando la fórmula:

$$P = R \times I^2 \quad (2.10)$$

Dónde:

P: Potencia disipada [W]

R: Resistencia del conductor [Ω]

I: Intensidad de la corriente [A]

2.4.1.2. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para transportar la energía a grandes distancias, de forma económica, se utilizan transformadores que incrementan el nivel de tensión, esto disminuye la corriente que fluye, de esta forma se reducen las pérdidas en líneas aéreas y subterráneas.

Las pérdidas de potencia y consecuentemente de energía en los transformadores dependen de la vida útil de los materiales que componen esta máquina, cobre, hierro y aislamiento, comúnmente se dividen en pérdidas en el hierro y en el cobre; a continuación, se presenta las características particulares para un transformador de distribución de 60 kVA.

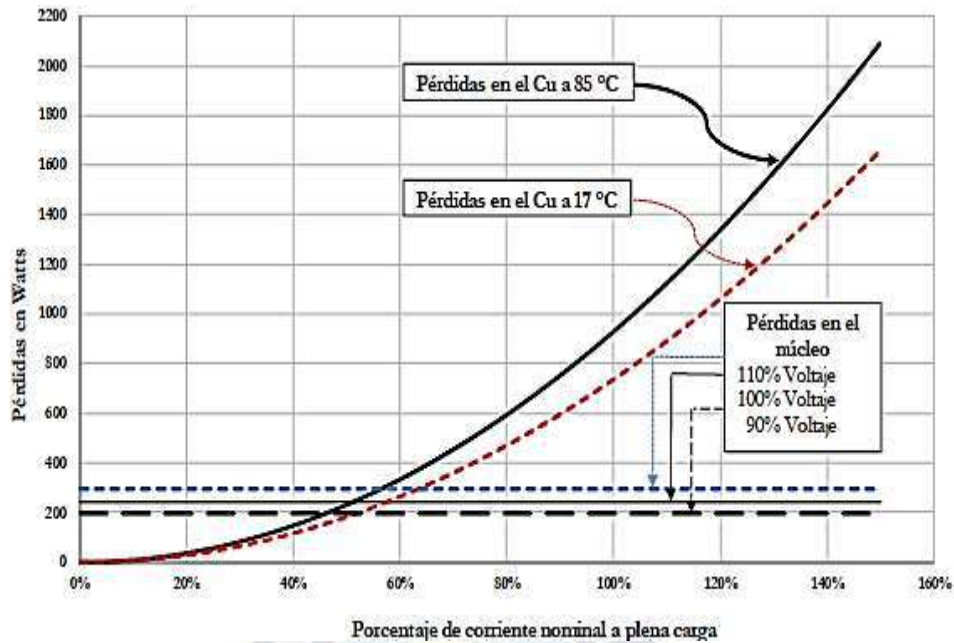


Figura 2.4. Pérdidas de potencia de un transformador de 60 kVA

Fuente: J.C. Maldonado & P.M. Cando, “Determinación de pérdidas de energía en transformadores de distribución”

De la Figura 2.4 se observa que las pérdidas en el hierro (pérdidas en el núcleo) permanecen constantes en función a la carga del transformador, ocurre lo contrario cuando el nivel de tensión varia, entonces las pérdidas en el hierro se incrementan ligeramente; las pérdidas de cobre tienen un comportamiento exponencial que varía en función a la naturaleza de la carga.

2.4.1.2.1. PÉRDIDAS EN EL COBRE DEL BOBINADO

Los transformadores de distribución utilizados para atender a los consumidores conectados al sistema de distribución pueden tener una eficiencia cercana al 99% a plena carga. En algunos casos las pérdidas en el cobre a plena carga pueden ser casi el doble que las pérdidas en el núcleo, [8].

Estas pérdidas son causadas por efecto Joule debido al paso de la corriente por los arrollamientos del transformador, estas pérdidas dependen directamente del nivel de carga del transformador, por lo que las pérdidas de potencia son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente por la resistencia del conductor, y son denominadas pérdidas variables. En un transformador funcionando en vacío presenta las siguientes características, la intensidad en el secundario es nula ($I_2 = 0$), la intensidad de corriente que circula por el primario es muy pequeña, por lo tanto las pérdidas de potencia son insignificantes en el cobre del bobinado del transformador.

2.4.1.2.2. PÉRDIDAS EN EL HIERRO

Las pérdidas de potencia en el hierro también denominadas pérdidas en vacío, se componen de pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas en el hierro, que se ven afectadas por la frecuencia y voltaje. Las pérdidas en el hierro son aproximadamente constantes en vacío y a plena carga cuando se alimenta cargas lineales, aunque estas son pequeñas comparadas con la potencia de salida del transformador, generalmente menor que 1% [9].

Las pérdidas de potencia en el hierro (P_{Fe}), en un transformador se producen por las corrientes de Foucault (P_F) y por el fenómeno de Histéresis (P_H). Para reducir este tipo de pérdidas es necesario que los núcleos que están bajo un flujo variable no sean macizos; además deberán estar contruidos con chapas magnéticas de espesores mínimos [9].

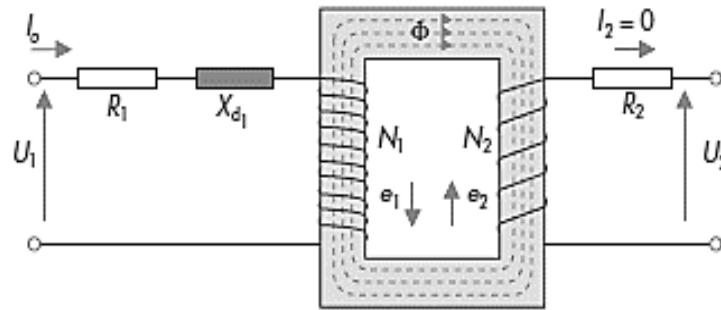


Figura 2.5. Esquema del transformador en vacío

Fuente: www.mheducation.es

Las corrientes de **Foucault** se producen en cualquier material conductor cuando se encuentra sometido a una variación del flujo magnético, así también dependerán del material del que esté construido el núcleo magnético, de acuerdo a la siguiente relación:

$$P_F = \frac{2.2 * f^2 * B_{max}^2 * \Delta^2}{10^{11}} \quad (2.11)$$

Dónde:

P_F : Pérdidas por corriente de Foucault [W/kg]

f : Frecuencia [Hz]

B_{max} : Inducción Máxima [Gauss]

Δ : Espesor de la chapa magnética [mm]

La **Histéresis magnética** es el fenómeno que se produce cuando la imantación de los materiales ferromagnéticos no solo depende del valor del flujo, sino también de los estados magnéticos anteriores. En el caso de los transformadores, al someter el material magnético a un flujo variable se produce una imantación que se mantiene al cesar el flujo variable, lo que provoca una pérdida de energía que se justifica en forma de calor.

La potencia pérdida por histéresis depende esencialmente del tipo de material; también puede depender de la frecuencia, pero como la frecuencia en una misma zona o país siempre es la misma, la inducción magnética dependerá del tipo de chapa. A través de la fórmula de Steinmetz. El coeficiente de chapa oscila entre 0,0015 y 0,003 aunque baja hasta 0,007 en hierro de muy buena calidad.

$$P_H = K_h * f * B_{max}^n \quad (2.12)$$

Dónde:

P_H : Pérdidas por histéresis [W/kg]

K_h : Coeficiente de material

f : Frecuencia [Hz]

B_{max} : Inducción máxima [Tesla]

n : 1.6 para $B < 1$ Tesla (10^4 Gauss), 2 para $B > 1$ Tesla (10^4 Gauss)

Por tanto, las pérdidas en el hierro o núcleo del transformador se determinan mediante la siguiente relación:

$$P_{Fe} = P_F + P_H \quad (2.13)$$

Dónde:

P_{Fe} : Pérdidas en vacío de transformador [W/kg]

2.4.1.3. PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

En Baja Tensión (BT) los equipos utilizados para la medición de energía consumida por los clientes, son equipos que consumen una pequeña cantidad de energía para su funcionamiento, la cual es mínima, una red de distribución cuenta con miles de medidores entre ciclométricos, de reloj y electrónicos, que en su conjunto representa aproximadamente de 2 a 3 % del total de pérdidas técnicas [7].

Para el cálculo de dichos consumos se realiza las siguientes consideraciones:

- Se supone que los contadores son de características similares que los consumos de potencia y por lo tanto las pérdidas son iguales para los diferentes medidores.
- Se asume que las pérdidas en los medidores no dependen de la demanda, es decir, son constantes e iguales a las pérdidas producidas a la demanda media.
- Se distingue la incidencia de contadores monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Para realizar un estudio más específico referido a pérdidas en medidores de energía, es necesario realizar un análisis más en detalle de factores que afectan al correcto funcionamiento de este equipo de medición como ser: la humedad, polvo, a los cuales se suma el envejecimiento por el deterioro físico de la vida útil del contador.

2.4.1.4. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS

Las metodologías establecen una acometida estándar para realizar cálculos, pues sería un trabajo dificultoso consideran todos los tipos de acometidas. Para el cálculo de las pérdidas en acometidas es necesario considerar:

- Número de clientes
- Tipo de acometida (monofásica, bifásica, trifásica)
- Longitud media de acometidas
- Calibre medio de acometidas

Las pérdidas en acometidas son en general despreciables en los estudios de pérdidas, su inclusión dentro del balance de energía depende de la cantidad de muestra, en ocasiones las pérdidas en acometidas son incluidas en porcentajes de pérdidas técnicas de circuitos secundarios.

2.4.1.5. PÉRDIDAS EN ALUBRADO PÚBLICO

Específicamente de manera concreta se realizó el análisis de pérdidas en alumbrado público (circuitos de alumbrado público y circuitos de señalización entre otros especiales), por considerarse un cliente con características singulares, el consumo de energía por alumbrado público es contabilizado mediante medidores instalados en toda el área urbana de cada municipio, sin embargo, no todos los circuitos de alumbrado público cuentan con medidores

asociados, motivo por el cual la empresa estima valores de consumo de energía mediante la cuantificación de luminarias tomando en cuenta las siguientes hipótesis:

- Tipo de Luminarias. (Fluorescentes, Vapor de Mercurio, Vapor de Sodio)
- Potencias efectivas.
- Horas de facturación por mes (De acuerdo a las estaciones del año)
- Se puede estimar la curva de carga, analizando las horas promedio de encendido y apagado de las lámparas de alumbrado público.
- Durante un período de estudio, el número de lámparas se considera constante.
- Se supone que el funcionamiento de las lámparas es independientemente del día del mes y de la semana, lo que implica que las curvas de carga de las lámparas son idénticas para todos los días.

En función a estas variables se determina el consumo total de energía en alumbrado público mensualmente que la empresa factura al municipio. Por otro lado el municipio recauda fondos de cada usuario por el uso de alumbrado público mediante una tasa de alumbrado público variante en función al consumo de energía de cada cliente, del total la recaudación monetaria el municipio recibe el mayor porcentaje, este monto permite realizar la instalación de nuevas luminarias en ambientes públicos, así también realizar mantenimiento al sistema de alumbrado público del municipio, un porcentaje menor del total de la recaudación corresponde a la empresa distribuidora en favor de los servicios de recaudación por el uso de alumbrado público.

Las estimaciones de consumo de energía en el alumbrado público son solo una aproximación al valor real, es por ese motivo que la empresa realiza semanalmente relevamiento a los circuitos de alumbrado público verificando que las estimaciones que se realizan sean las correctas, en estos relevamientos se encuentra casos de luminarias que se encuentran encendidas durante el día, el número de luminarias es mayor al número de luminarias que se tiene registrado, estos casos son tomados en cuenta para una posterior estimación de consumo de energía, otro caso que se puede considerar es el hurto de energía eléctrica, al no contar con equipos de medición existe la facilidad para cualquier usuario en conectarse de manera ilícita a circuitos del alumbrado público, por estos motivos se considera que las pérdidas de alumbrado público en el balance general corresponden a pérdidas no técnicas.

2.4.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS O COMERCIALES

Las pérdidas no técnicas también denominadas pérdidas comerciales o pérdidas negras, es común encontrarla en circuitos de baja tensión, en puntos de suministro de energía, donde no se consideran factores técnicos de la red de distribución, algunos motivos que componen las pérdidas no técnicas son:

- Fraude por parte del suscriptor
- Simultaneidad de lecturas
- Usuarios no suscriptores
- Errores de lectura
- Robo de energía
- Estimaciones de Energía Consumida por Falta de Lectura o Imposibilidad de Realizarla
- Errores administrativos

En general las pérdidas no técnicas resultan de factores administrativos de control y a factores sociales internos y externos a la empresa, a continuación, se exponen cada uno de factores principales que influye en el porcentaje de pérdidas no técnicas.

- a) Los **usuarios no suscriptores**, son todas aquellas conexiones clandestinas que se encuentran instaladas en la red sin ningún permiso por parte de empresa encargada de este suministro, esta situación es facilitada por las condiciones de cercanía que tiene el usuario con la red eléctrica, así también este caso se presenta en situaciones de usuarios que sufrieron corte de energía por falta de pago y recurren a este tipo de faltas para conectarse de nuevo a la red.
- b) **Errores en la estimación del consumo**, en muchos casos se presenta la situación que el medidor de energía eléctrica se encuentra dentro de los domicilios, por esta situación se hace necesario estimar el consumo de energía para el período de medición, tomando en cuenta solo registros anteriores. En el caso de los municipios se realizan estimaciones de los consumos de semáforos y alumbrado público, en función de la cantidad de luminarias instaladas en diferentes vías públicas, por el gran número de luminarias instaladas en el municipio no es posible realizar un relevamiento a todo el sistema de alumbrado público, y verificar que la estimación de energía sea la correcta, por lo que se asume que existe un porcentaje de energía no contabilizada.

- c) **Fraude o Hurto** de energía eléctrica comprende los casos donde el usuario altera los equipos de medición de esta forma el usuario factura por debajo del consumo real, las prácticas más comunes de los usuarios son: conexiones y alteraciones de las instalaciones previas al medidor, el cambio de polaridad en las entradas del medidor, las alteraciones de las características eléctricas y/o mecánicas del medidor, conexiones ilegales o directas, la perforación de acometidas o bypass, el frenado de disco, implementación de cortocircuitadores en los terminales de salida de los transformadores de corriente, entre otros.
- d) El **período de toma de lecturas** no es simultáneo debido a la gran cantidad de clientes que se tiene, por lo tanto, el registro se realiza en diferentes periodos de tiempo para cada usuario, otro aspecto de análisis es debido a la precisión de los equipos de medición, un medidor electrónico es mucho más preciso en la medición que un medidor electromecánico.
- e) Las pérdidas debidas a la **gestión administrativa** son por lectura y facturación equivocada en relación al consumo de los usuarios, error en el montaje y conexión de los equipos de medición, también comprende errores de procesamiento de información.

Para cuantificar las pérdidas comerciales se considera como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo, según la siguiente Ecuación:

$$E_{Total} = E_{Facturada} + E_{Pérdidas} \quad (2.14)$$

$$E_{Pérdidas} = E_{Total} - E_{Facturada} \quad (2.15)$$

$$E_{Pérdidas} = E_{Pérdidas\ Técnicas} + E_{Pérdidas\ No\ Técnicas} \quad (2.16)$$

$$E_{Pérdidas\ No\ Técnicas} = E_{Total} - E_{Facturada} - E_{Pérdidas\ Técnicas} \quad (2.17)$$

Dónde:

$E_{Pérdida\ No\ Técnicas}$: Pérdidas No Técnicas [kWh]

$E_{Pérdidas\ Técnicas}$: Pérdidas Técnicas [kWh]

E_{Total} : Energía total entregada a la red [kWh]

Un balance de energía es un indicador que indirectamente representa la eficiencia del sistema por lo que se puede plantear la siguiente Ecuación:

$$Eficiencia[\%] = 100[\%] - p\acute{e}rdidas[\%] \quad (2.18)$$

2.5. NIVELES DE REFERENCIA

Los niveles de referencia permiten realizar un diagnóstico del objeto de estudio, existen diversas instituciones que se encargan de establecer niveles de referencia para el sector eléctrico referidas a niveles de pérdidas recomendables, a nivel Latinoamérica se tiene la Organización Latinoamericana de energía – OLADE, Comisión de Integración energética regional – CIER, en nuestro país se encuentra la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear – AETN, encargada de hacer cumplir la diferentes normativas establecidas para todo el país.

El control y estimación de niveles de pérdidas eléctricas permite implementar medidas y acciones a fin de reducir a niveles aceptables de pérdidas de energía según la Comisión De Integración Energética Regional, los niveles de pérdidas, no deben ser superiores del 10 a 12% de la energía entregada a la red, de las cuales 7 a 9% debería corresponder a Pérdidas Técnicas, y del 3 a 5 % corresponden a Pérdidas No Técnicas.

Según la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), lo niveles de pérdidas de energía eléctrica máxima en términos porcentuales son los siguientes:

Cuadro 2.9. Disgregación de pérdidas de energía por subsistema

Pérdidas de energía en:	Valores óptimo deseable (%)
Subtransmisión	2,5
Transformación AT/MT	0,65
Circuitos Primarios	0,9
Transformadores MT/BT	1,45
Circuitos Secundarios	2
Equipos de Medición	0,5
Total	8,0

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional - CIER

La Organización Latinoamericana de Energía, indica que el porcentaje óptimo de pérdidas es el óptimo económico, resultado del balance entre el beneficio de minimizar pérdidas y el costo

asociado con la reducción de las mismas, además indica que cada valor (porcentaje de pérdidas) es particular para cada sistema, sin embargo, ante la posibilidad de no contar con estudios y análisis para cada sistema en particular, es aplicable el siguiente indicador:

Porcentaje de Pérdidas excesivo > 10%

Porcentaje de Pérdidas deseable = 6% a 8%

Internamente cada sistema de distribución cuenta con referencias en cuanto a los límites porcentuales de pérdidas de potencia y energía; según estudios anteriormente realizados, la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ ha visto por conveniente definir los límites porcentuales de pérdidas por niveles de tensión y elementos eléctricos. Dentro del reglamento de la Ley de Electricidad no tiene definido porcentajes de pérdidas, sin embargo, obliga a mantener ciertos niveles de pérdidas a distribuidores en vista que la estructura de tarifas es también función de las pérdidas por niveles de tensión.

Cuadro 2.10. Pérdidas de potencia y energía DELAPAZ

Descripción	Pérdidas de Potencia (%)	Pérdidas de Energía (%)
Transformadores AT/AT, AT/MT	0,71.....1,02	0,45.....0,65
Líneas AT	0,57.....0,81	0,35.....0,50
Líneas MT	1,84.....2,30	1,20.....1,50
Transformadores MT/BT	2,30.....3,07	1,50.....2,00
Línea BT + Acom. + Equipo Med	3,84.....4,61	2,50.....3,00
Pérdida No Técnica	4,61.....5,38	3,00.....3,50
Total Pérdidas	13,87.....17,19	9,00.....11,15

Fuente: Metodología para la elaboración del plan director – DELAPAZ

2.6. RELACIÓN ENTRE EL FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PÉRDIDA

El factor de pérdidas es la relación de pérdidas de potencia promedio a las pérdidas de potencia pico de la carga durante un período especificado de tiempo.

$$FP = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia en el pico de la carga}} \quad (2.19)$$

Dónde:

FP: Factor de pérdidas

La Ecuación 2.19, es aplicable para pérdidas en líneas y transformadores en el cobre, cuando las pérdidas en el hierro son constantes por lo que FP es función de FC.

No es posible establecer el factor de pérdidas (FP) en función al factor de carga (FC) debido a que el factor de pérdidas está en función del tiempo. Sin embargo, los autores Buller y Woodrow desarrollaron una fórmula aproximada para relacionar el factor de pérdidas con el factor de carga, mediante la siguiente Ecuación matemática [3]:

$$FP = C * FC + (1 - C) * FC^2 \quad (2.20)$$

Siendo “C” el coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas. Las expresiones más comúnmente empleadas para el cálculo del factor de pérdidas son [3]:

Europea $FP = 0.3 * FC + 0.7 * FC^2$ (2.21)

Americana $FP = 0.4 * FC + 0.6 * FC^2$ (2.22)

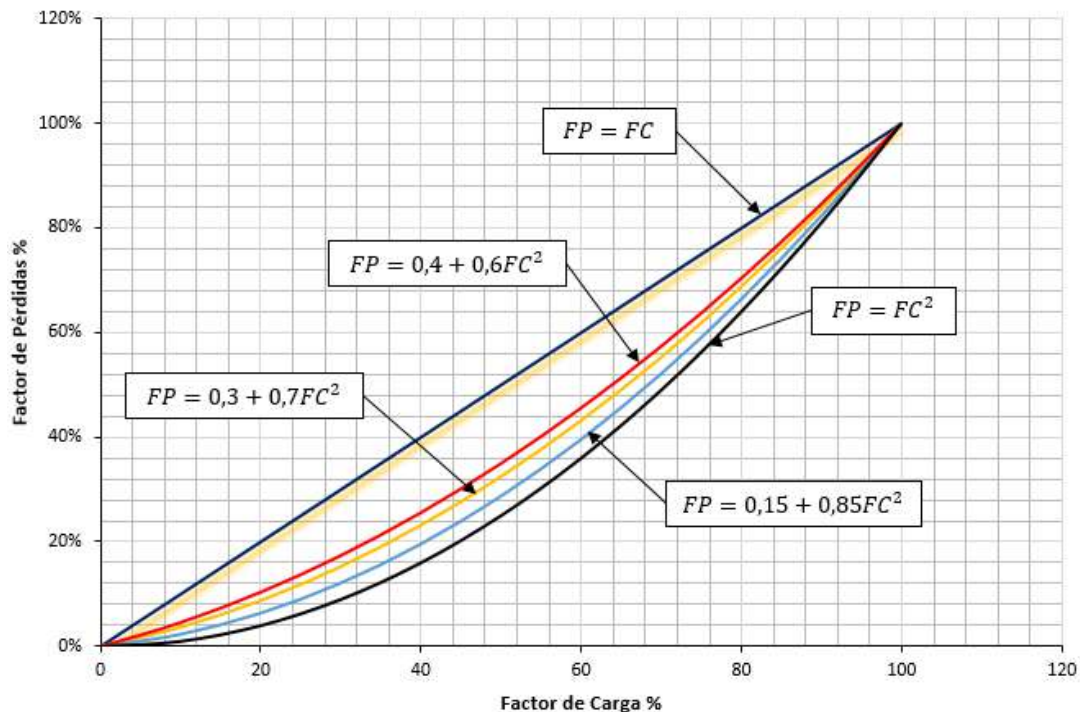


Figura 2.6. Relación entre FC y FP
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 2.6, se puede observar cinco curvas diferentes, en el primer caso FC=FP donde la carga pico es cero, las siguientes tres curvas corresponden a variaciones de la constante “C” de

la Ecuación 2.21, 2.22 y 2.25, la última curva es el resultado de una curva de carga donde la duración de carga pico es muy corta y por lo tanto el factor de pérdidas es igual a FC^2 . En general el factor de pérdidas esta entre:

$$FC^2 < FP < FC \quad (2.23)$$

Las pérdidas porcentuales en el cobre según la RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000 donde establece que las pérdidas porcentuales de energía en el cobre del transformador se calculan con la siguiente relación:

$$P_{e\ cu}(\%) = \frac{P_{pcu} * fp}{S * FP * FC} \quad (2.24)$$

Dónde:

$P_{e\ cu}(\%)$: Pérdidas porcentuales de energía en el cobre del transformador [%]

P_{pcu} : Pérdida máxima de potencia en el cobre del transformador obtenida del protocolo de ensayo [kW]

FC : Factor de carga (De la instalación)

fp : Factor de potencia (Promedio de las instalaciones)

S : Capacidad nominal del transformador [kVA]

En consecuencia, el factor de pérdidas en función al factor de carga para el transformador es:

$$FP = 0,15 * FC + 0,85 * FC^2 \quad (2.25)$$

Dónde:

FP : Factor de pérdidas

FC : Factor de carga

La RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000 también establece una relación matemática que permite determinar el factor de pérdidas en función al factor de carga, en líneas de media tensión MT, al igual que en transformadores de distribución MT/BT, se aplicara el factor de pérdidas según la Ecuación. 2.25.

2.7. PROGRAMA DE SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA

Una de las herramientas muy útil para realizar diferentes análisis en redes de distribución es el programa CYMDIST de la compañía CYME International T&D, diseñada para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y escenarios.

El programa CYMDIST permite modelar redes de distribución, monofásicas, bifásicas y trifásicas ya sean equilibrados o desequilibrados e independientes de la configuración de la red, una vez modelada la red se pueden realizar los siguientes análisis:

- Flujo de Carga
- Análisis de Cortocircuito
- Análisis de Flujo de Falla
- Crecimiento de Carga
- Configuración Óptima
- Distribución de Carga
- Análisis de Restablecimiento de Energía

Adicionalmente el programa dispone varios modelos de reportes para todo tipo de análisis mencionados anteriormente, el cual se puede visualizar tanto en la interfaz CymDist o en su defecto exportar a otro programa como por ejemplo Excel.

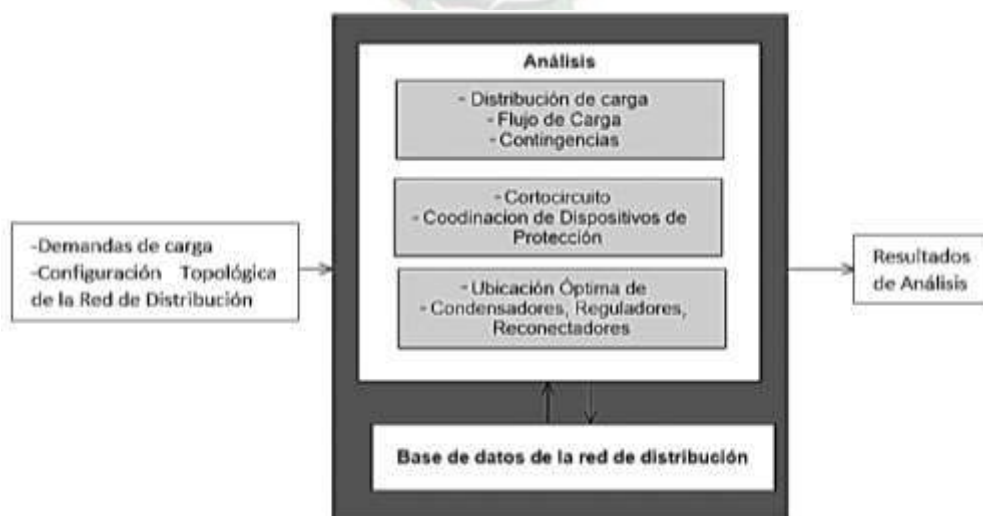


Figura 2.7. Análisis de Redes de Distribución

Fuente: Elaboración Propia

2.7.1. ANÁLISIS FLUJO DE CARGA

El análisis de flujo de carga tiene por objeto analizar el desempeño en régimen permanente del sistema de distribución, para distintos escenarios que se puedan presentar en una red, esta herramienta de análisis es muy útil para la etapa de planificación, diseño y operación.

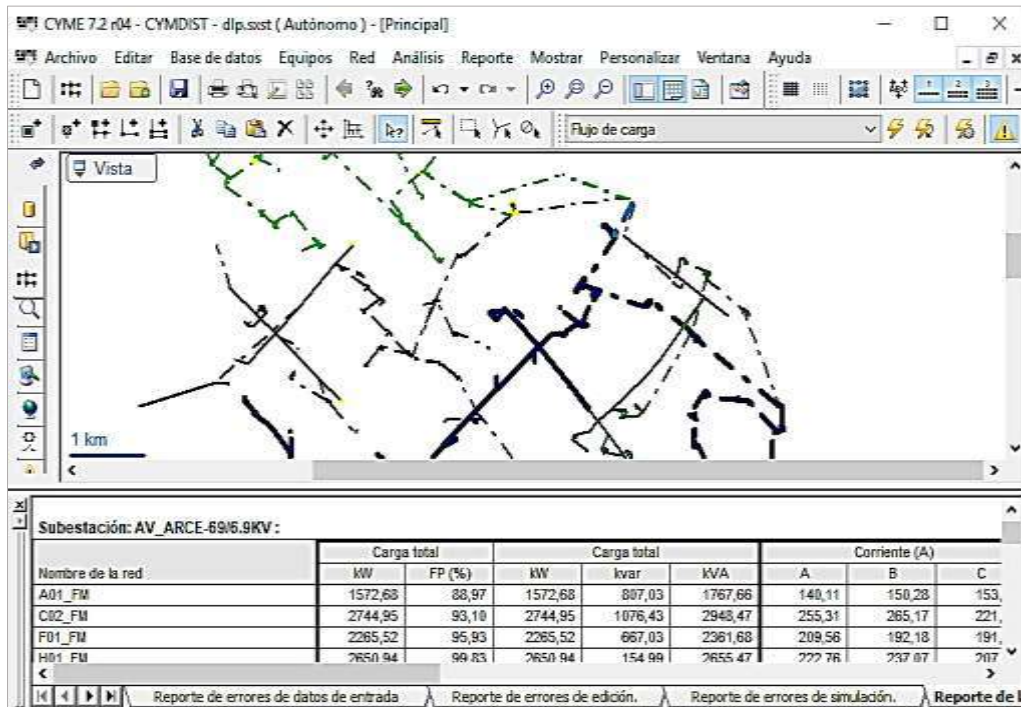


Figura 2.8. Interfaz CYMDIST
Fuente: Programa CYME 7.2 Rev 0.4

Los análisis de flujos de carga se ejecutan periódicamente para identificar problemas de sobrecargas, sobretensión o subtensión como consecuencia del crecimiento de la carga o cuando ocurre algún cambio en la configuración topológica de la red, en la etapa de planificación permite simular distintos escenarios en estado normal o contingencia ante una demanda estimada. Por lo general la configuración topológica de un sistema de distribución es radial, en este sentido el flujo de potencia se inicia en un nodo (subestación distribuidora), distribuyéndose a todos los puntos de consumo.

Datos de Entrada para correr un flujo de carga:

- El consumo de potencia de todas las cargas.
- La producción de energía en cada generador.

Resultados del Flujo de Carga

- La amplitud de la tensión y el ángulo de fase en cada carga.
- Potencia activa, reactiva y aparente que fluye a través de cada transformador y tramo de la red.
- Pérdidas de potencia de líneas y transformadores de distribución.

2.7.1.1. FLUJO DE CARGA MEDIANTE EL MÉTODO “CAÍDA DE TENSIÓN”

En método caída de tensión realiza un flujo de carga de un alimentador de distribución radial haciendo uso de una técnica iterativa, para redes radiales y ligeramente malladas, el algoritmo calcula tensiones de fase (VA, VB y VC), flujos de potencia y corrientes incluyendo la corriente neutra, en cada tramo en 10 o menos iteraciones, existen resultados cuando ninguna tensión de los tramos de la red seleccionada cambia de una iteración a la siguiente de más de la tolerancia de cálculo; la tolerancia de cálculo usada por defecto es de 0.1%. Sin embargo, en ciertos casos es posible que el cálculo no converja a una solución debido a datos erróneos como una impedancia demasiado elevada o una configuración peculiar de la red.

Las diferentes topologías de las redes de distribución requieren, realizar estudios en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, ya sean equilibrados o desequilibrados e independientemente de la configuración de la red.

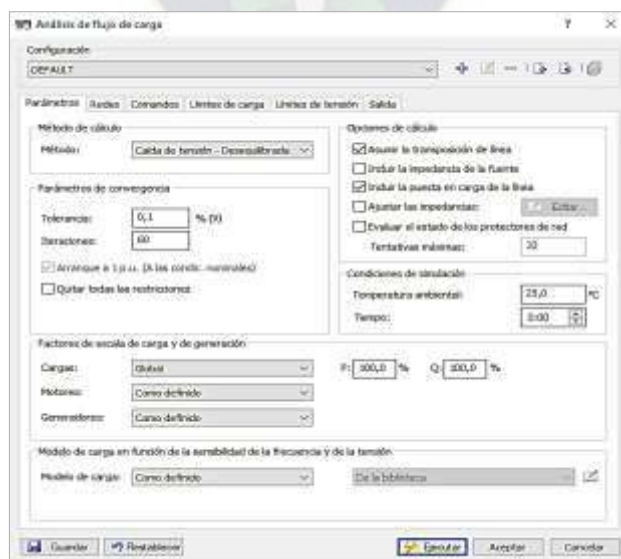


Figura 2.9. Parámetros de análisis de Flujo de Carga

Fuente: Programa CYME

Capítulo III: Marco Metodológico

3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO

El sistema de distribución en estudio, contempla el área urbana de DELAPAZ (Sistema Mayor), las zonas eléctricas que se contemplan son: La Paz, El Alto y Viacha Pueblo a su vez estas se encuentran subdivididas en:

- La Paz Sur (**LPS**)
- La Paz Centro (**LPC**)
- La Paz Norte (**LPN**)
- El Alto Sur (**EAS**)
- El Alto Centro (**EAC**)
- El Alto Norte (**EAN**)
- Viacha Pueblo (**VIP**)

Durante el período de estudio el sistema de distribución urbano de DELAPAZ, se encuentra constituida por 18 subestaciones distribuidoras (AT/MT), y 121 alimentadores con tensiones de servicio de 6.9 kV y 12 kV.



Figura 3.1. Zonas Geográficas de La Paz, El Alto y Viacha Pueblo

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.1. Subestación por zona geográfica y nivel de tensión

Zona Geográfica	Cód.	Subestación	Nivel de Tensión
LPS	B1	BOLOGNIA	6,9 kV
	C5	COTA COTA	6,9 kV
LPC	A2	AVENIDA ARCE	6,9 kV
	T2	TEMBLADERANI	6,9 kV
	R2	ROSASSANI	6,9 kV
	P2	PAMPAHASI	6,9 kV
LPN	C2	CATACORA	6,9 kV
	C3	CHALLAPAMPA	6,9 kV
	C4	CHUQUIAGUILLO	6,9 kV
	M3	MUNAYPATA	6,9 kV
	P1	PLANTA ACHACHICALA	6,9 kV
EAS	C6	COSMOS	12 kV
	K2	KENKO	6,9 kV - 12 kV
EAC	E1	EL ALTO	6,9 kV
	T1	TARAPACA	6,9 kV
EAN	R1	RIO SECO	12 kV
	A1	ALTO ACHACHICALA	12 kV
VIP	V1	VIACHA PUEBLO	6,9 kV

Fuente: Adaptación Propia

Tabla 3.2. Códigos de alimentadores MT, pertenecientes al sistema urbano de DELAPAZ

S/E	No de Alimentadores											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
BOLOGNIA	P08	B02	S05	I06	O01	K02	B04	C01				
COTA COTA	U01	S03	K03	A02	M05	C04	M08	C15				
AVENIDA ARCE	F01	M04	M02	P02	A01	C02	S08	H01				
TEMBLADERANI	T05	C11	L01	J01	P09	B03						
ROSASSANI	P04	L02	S10	O02	A08	A04	C07					
PAMPAHASI	M10	S15	V12	C12	S14							
CATACORA	B01	A06	P10	S09	T02	D01	T04	V09				
CHALLAPAMPA	V13	S01	C03	C06	P01	C13	N01	L03	M01	T01		
CHUQUIAGUILLO	F60	M20	P12	L75	J80	U10						
MUNAYPATA	S13	G02	C05	G01	S04	T03						
PLANTA ACHACHICALA	I04	I03	I02	I01								
COSMOS	L05	S12	C08	L04	C80	C60	P11					
KENKO	E23	Y01	V11	S06	C16	H70	M03	A19	S07	T06	D02	A19
EL ALTO	A09	V04	V02	C10	V01	A10						
TARAPACA	C50	P05	A07	V03	V10	S11						
RIO SECO	V07	H02	B05	B06	V08	V05	L06					
ALTO ACHACHICALA	C14	M07										
VIACHA PUEBLO	F10	P06	S16	C09	V96							

Fuente: Adaptación Propia

Las salidas de alimentadores MT, pertenecientes al sistema urbano DELAPAZ, se utilizan calibres de 300 kcmil Cu, 150 mm² Cu y 240 mm² Cu.

Las configuraciones del conexionado de transformadores de distribución monofásicos, trifásicos y bancos son los siguientes:

- ✓ 1 Monofásico
- ✓ 1 Trifásico
- ✓ 2 Monofásicos – Delta Abierto
- ✓ 2 Monofásicos – Estrella Incompleta
- ✓ 2 Monofásicos – Paralelo
- ✓ 3 Monofásicos – Delta Abierto
- ✓ 3 Monofásicos - Delta
- ✓ 3 Monofásicos - Estrella

Del total de número de transformadores de distribución instalados en la red de distribución, se estima que el 80,2% pertenece a propiedad de DELAPAZ, y el restante corresponde a propiedad de particulares [10].

Para el final del período de estudio se estima cerca de 136.628.547 kWh de consumo de energía mensual a junio 2018, solo para el sistema de distribución urbano de DELAPAZ. En la siguiente tabla se puede observar algunos indicadores de porcentaje de participación de las diferentes categorías, del número total de consumidores, además del crecimiento del número de suministro en media y baja tensión.

Cuadro 3.1. Participación por categoría tarifaria, gestión 2018

Participación 2018 [%]	
Domiciliaria	90,37%
General	8,93%
Industrial	0,50%
Minera	0,01%
Empresa de distribución	0,00%
Alumbrado público	0,01%
SOBOCE S.A.	0,00%
Seguridad ciudadana	0,14%

Fuente: Memoria DELAPAZ 2018

Cuadro 3.2. Número total de consumidores - DELAPAZ

Gestión	Número de clientes
2010	447.209
2011	468.289
2012	493.821
2013	618.641
2014	709.290
2015	740.066
2016	772.089
2017	823.912
2018	853.357

Fuente: Memoria DELAPAZ 2018

3.1.1. METODOLOGÍA ACTUAL DE DELAPAZ PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Actualmente la empresa distribuidora de electricidad DELAPAZ cuenta con una metodología que permite determinar un valor global de pérdidas de distribución.

La metodología actual permite la determinación de pérdidas de potencia eléctrica que se calculan mediante paquetes especializados de flujos de carga, para posteriormente calcular las pérdidas de energía utilizando factores de carga y factores de pérdidas de cada elemento de la red por nivel de tensión [11].

3.1.1.1. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía se clasifican por: pérdidas técnicas y no técnicas, adicionalmente las pérdidas son disgregadas por niveles de tensión:

- En Alta Tensión, corresponde las pérdidas en 115 kV y 69 kV y en autotransformadores.
- En Media Tensión, corresponde a pérdidas en transformadores AT/MT y líneas MT.
- En Baja Tensión, corresponde a pérdidas en transformadores MT/BT, líneas BT, equipos de medición y acometidas.

Para la determinación de pérdidas de potencia en Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión se recurre a programas especializados en flujos de carga.

3.1.1.1.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN ALTA TENSIÓN

Inicialmente las pérdidas de potencia son el resultado de realizar flujos de potencia, posteriormente se calculan las pérdidas de energía en cada elemento de la red de Alta tensión mediante el factor de carga y factor de pérdida obtenidas de cada elemento en función a la curva de carga de cada elemento para el día de demanda máxima.

3.1.1.1.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MEDIA TENSIÓN

En Media Tensión la determinación de pérdidas de potencia se obtiene mediante flujos de potencia para todos los alimentadores MT, al igual que en alta tensión el factor de pérdida y el factor de carga se obtiene de la curva de carga de cada alimentador para el día de la máxima demanda, con este factor se determinarán las pérdidas de energía en transformadores AT/BT y líneas de media tensión.

3.1.1.1.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN

Para la determinación de las pérdidas técnicas de potencia en Baja Tensión se utiliza un programa especializado de flujos de carga. El cálculo de pérdidas se realiza para una muestra de 5% del total de circuitos existentes en Baja Tensión, mediante la técnica de Clustering, así mismo se calculan las pérdidas de energía en Baja Tensión con factores de carga y factores de pérdida obtenidas de la curva de carga para cada centro de transformación de distribución MT/BT, los datos son correspondientes para el día de la máxima demanda medida para un período de siete días.

3.1.1.1.4. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas son el resultado de la diferencia de las pérdidas totales acumuladas y las pérdidas técnicas totales.

3.1.1.2. BALANCE DE ENERGÍA ACUMULADO

El balance de energía se realiza para un periodo de 12 meses, el balance de energía es acumulativo, obtenido del balance de los últimos doce meses. El total de compra de energía es obtenida a partir de los nodos de retiro, como resultado se obtiene el total de compra de energía en MWh, acumulado para los últimos 12 meses, y en consecuencia el total de pérdidas en subtransmisión y distribución, estos valores son representativos para todo el sistema de

distribución de DELAPAZ. La metodología actual de la empresa incluye para sus cálculos de pérdidas el consumo interno de la empresa. En la siguiente tabla se muestran resultados del cálculo de pérdidas por nivel de tensión, para la gestión 2009.

Cuadro 3.3. Balance de energía anual acumulado a noviembre 2009

DESCRIPCIÓN	MWH	%
Pérdidas en autoxfos AT/AT	961	0,07
Pérdidas en líneas AT	3.095	0,24
Pérdidas en xfos AT/MT	2.653	0,20
Pérdidas en líneas MT	13.180	1,02
Pérdidas en xfos MT/BT	14.575	1,12
Pérdidas en líneas BT, acometidas y medidores BT	32.283	2,49
Pérdidas no técnicas	73.434	5,66
Total Pérdidas	140.180	10,80

Fuente: Metodología de cálculo de pérdidas técnicas de energía por nivel de tensión – DELAPAZ

3.2. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE ESTUDIO

En el presente apartado se determina las variables que intervienen en las pérdidas de una red de distribución:

- a) **Las variables de estudio en Media Tensión son:**
 - Pérdidas en las Líneas Primarias MT

- b) **Las variables de estudio en Baja Tensión son:**
 - Pérdidas en Transformadores de Distribución MT/BT
 - Pérdidas en Líneas Secundarias BT
 - Pérdidas en Equipos de Medición
 - Pérdidas en Acometidas

3.3. ANÁLISIS DE BASE DE DATOS

Un conjunto de datos pertenecientes a un mismo contexto y almacenados para su posterior uso es denominado base de datos, actualmente la mayoría de las bases de datos se encuentran en formato digital, de esta manera es posible acceder de forma rápida a la base de información que se requiera analizar.

La información técnica y comercial actualizada de la que se puede disponer para este estudio, permite describir de una mejor manera la red de distribución, es una fuente esencial para el desarrollo del trabajo.

La base de datos describe la red de distribución, muestra parámetros técnicos asociados a la configuración de la red de distribución del sistema urbano de DELAPAZ, además del comportamiento de la demanda (curva de carga); para el presente estudio se tomó en cuenta la base de datos entre el período de julio 2017 a junio 2018.

La base de datos se encuentra conforme a:

- Disponibilidad y confiabilidad de los datos técnicos y comerciales a nivel de subestación.
- Conocimiento del “Plan de producción mensual”.
- Nivel de pérdidas eléctricas histórico.
- Consideraciones sobre el histórico de reconfiguraciones de la red.

3.3.1. BASE DE DATOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN CYMDIST

Para obtener una representación de la configuración topológica de la red de distribución en CymDist y a partir de ello correr flujos de carga, es necesario importar tres archivos LOAD, NET y EQUIPO, para conformar una red de distribución en MT, y de la misma forma para circuitos BT, las extensiones admitidas por este programa son: CYME ASCII, CYME XML y mdb.

3.3.1.1. BASE DE DATOS PARA CARGAS

La base de datos de la carga (LOAD), describe características técnicas de la carga como ser:

- Conexión (Delta, estrella)
- Estado de Conexión (on, off)
- ID del tramo de línea
- Tipo de líneas (aéreas/subterráneas)

3.3.1.2. BASE DE DATOS DE LA RED

En esta base de datos de la red (NET) podemos encontrar características referidas a la ubicación georreferenciada de los diferentes elementos físicos, además de datos técnicos de los diferentes elementos de la red, a continuación, se describen algunos de los datos:

- Tensión
- Nivel de cortocircuito
- Demanda de la red
- Corriente nominal
- Nodos, tramos monofásicos, trifásicos
- Estados de conexión

3.3.1.3. BASE DE DATOS DE EQUIPOS

La base de datos de equipos es un archivo donde encontramos todas las características técnicas de cada uno de los elementos de la red, algunas indicadas a continuación:

- Tensión nominal del sistema
- Configuración del transformador
- Estado de conexión
- Tipo de línea
- Potencia nominal
- Conmutación
- Corriente nominal
- Impedancias equivalentes

La base de datos es muy amplia, puesto que comprende todas las características técnicas de los diferentes elementos de la red, además presenta características del posicionamiento espacial definido en un sistema de coordenadas de cada uno de los elementos de la red, por este motivo es conveniente verificar que la base de datos contenga parámetros inequívocos, para posteriormente ser reflejados en los resultados finales (Ver Anexo 6-B).

3.3.1.3.1. PÉRDIDAS EN VACÍO DE TRANSFORMADORES MT/BT

De manera particular se analizó la “BASE DE DATOS EQUIPO”, puntualmente dentro de las características técnicas del transformador de distribución, y más específicamente en el campo de pérdidas en vacío, se designaron nuevos valores, los cuales serán desarrollados en este apartado. Es necesario realizar este análisis por el gran número de transformadores de distribución que se encuentran instalados en la red.

De acuerdo al marco teórico las pérdidas fijas en un transformador de distribución son las pérdidas en vacío también denominadas pérdidas en el hierro, las mismas están en función de pérdidas por corriente de Foucault y por Histéresis las cuales se ven expresadas en la Ecuación 2.11 y 2.12, de estas dos expresiones se concluye lo siguiente:

$$P_F = f(B_{max}, \Delta, f)$$

$$P_H = f(K_h, B_{max}, n, f)$$

De ambas funciones se observa que las pérdidas en vacío dependen directamente de la frecuencia de la red, del material del núcleo, espesor de la chapa magnética y dimensiones del transformador. Otro aspecto de análisis, se observa en la Figura 2.4, ante una variación en el nivel de tensión lleva consigo una variación del valor constante de las pérdidas en vacío del transformador, si el nivel de tensión (V) llega al 110% del valor nominal; las pérdidas en vacío también tienden a un ligero incremento, por lo tanto, las pérdidas en vacío quedan en función de:

$$P_{Fe} = f(B_{max}, \Delta, f, K_h, n, V)$$

Dónde:

f : Frecuencia [Hz]

Δ : Espesor de la chapa magnética [mm]

K_h : Coeficiente de Cada Material

f : Frecuencia [Hz]

V : Voltaje [V]

B_{max} : Inducción máxima [Tesla]

Este análisis muestra las variables de estudio a considerar para la determinación de pérdidas en vacío en transformadores de distribución, sin embargo, no es posible contar con toda la información correspondiente para poder desarrollar este método, por el gran número de transformadores instalados en la red, de esta manera se resolvió por otra alternativa de solución, que permita determinar las pérdidas en vacío de transformadores; entonces se recurrió a normativas y especificaciones establecidas por instituciones del sector eléctrico de la región.

Mediante la Norma Técnica Peruana NTP 370.400 2013 “*TRANSFORMADORES. Transformadores de distribución monofásicos y trifásicos auto refrigerados, sumergidos en líquido aislante. Corriente en vacío, pérdidas y tensión de cortocircuito*” (2013-12-26, 1ra Edición), es posible determinar las pérdidas en vacío de transformadores de distribución, esta normativa es aplicable para transformadores de distribución monofásicas y trifásicos a frecuencia industrial de 60 Hz, bajo el siguiente campo de aplicación [12]:

Se aplica a transformadores monofásicos de distribución:

- a) Desde 5 a 50 kVA, con tensión en AT menor o igual a 17,5 kV y con tensión en BT menor o igual a 1,0 kV.
- b) Desde 5 a 50 kVA, con tensión en AT mayor a 17,5 kV y menor o igual a 36 kV y con tensión en BT menor igual a 1,0 kV.

Para transformadores monofásicos de distribución se tiene:

Cuadro 3.4. Transformadores de 5 a 50 kVA, AT \leq 17,5 kV y BT \leq 1,0 kV

Potencia del transformador [kVA]	Pérdidas en vacío [W]	Pérdidas con carga [W]	Corriente de vacío [%] de I_n
5	49	142	2,95
10	68	211	2,60
15	86	278	2,40
20	103	342	2,25
25	120	410	2,10
37,5	165	608	2,05
50	199	776	1,95

Fuente: NTP-370.400

A partir del Cuadro 3.4, se tiene las siguientes expresiones:

$$\text{Pérdidas en vacío: } P_0(60 \text{ Hz}) = -0,0109 * (P_N)^2 + 3,9645 * (P_N) + 29,061 \quad (3.1)$$

$$\text{Pérdidas con carga: } P_c(60 \text{ Hz}) = 0,0165 * (P_N)^2 + 13,302 * (P_N) + 74,036 \quad (3.2)$$

$$\text{Corriente en vacío: } I_0(60 \text{ Hz}) = -0,442 * I_n * (P_N) + 3,6146 \quad (3.3)$$

Dónde:

I_n : Corriente Nominal del Transformador [A]

P_N : Potencia Nominal del Transformador [kVA]

$P_0(60 \text{ Hz})$: Pérdidas en vacío a 60 Hz [kW]

$P_c(60 \text{ Hz})$: pérdidas con carga a 60 Hz [kW]

$I_0(60 \text{ Hz})$: Corriente en vacío a 60 Hz [A]

Gráficamente se tiene:

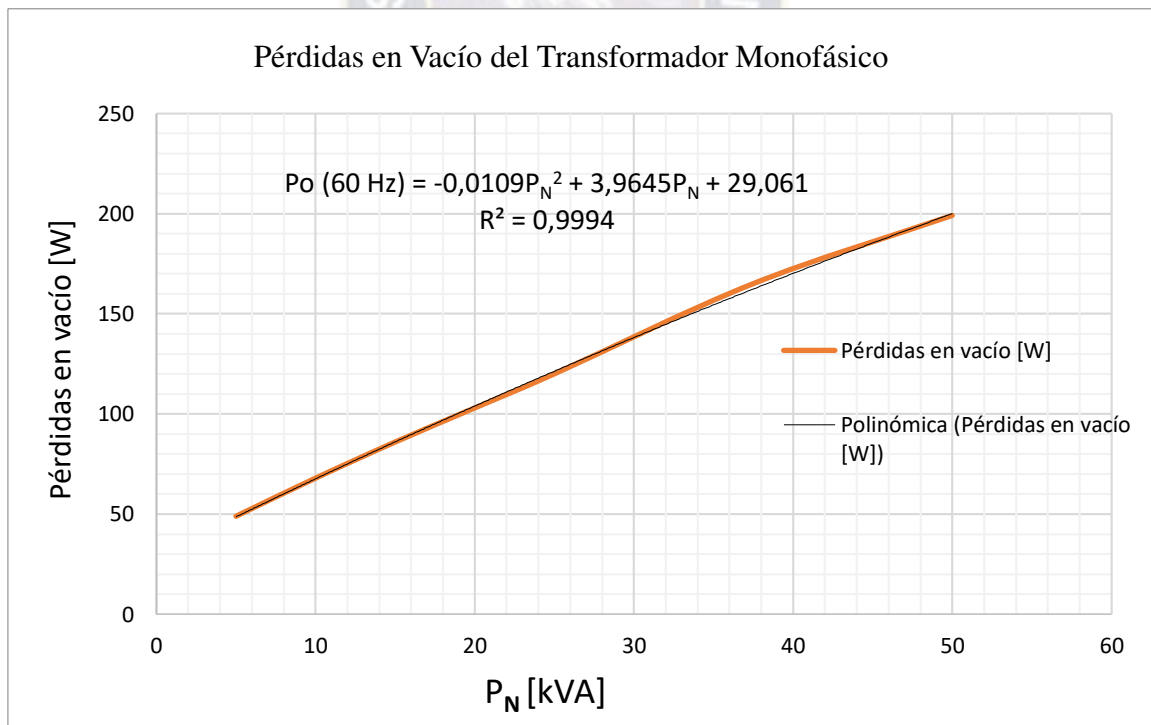


Gráfico 3.1. Pérdidas en Vacío del transformador Monofásico a 60 Hz [NTP 370.400]

Fuente: Elaboración Propia

Se aplica a transformadores trifásicos de distribución, de simple y doble relación de transformación.

- a) Desde 15 a 630 kVA, con tensión en AT menor o igual a 17,5 kV y con tensión en BT menor o igual a 1,0 kV.
- b) Desde 15 a 630 kVA, con tensión en AT mayor a 17,5 kV y menor o igual a 36 kV y con tensión en BT menor igual a 1,0 kV.

Para transformadores trifásicos de distribución se tiene:

Cuadro 3.5. Transformadores de 15 a 630 kVA AT ≤ 17,5 kV y BT ≤ 1,0 kV

Potencia del transformador [KVA]	Pérdidas en vacío [W]	Pérdidas con carga [W]	Corriente de vacío de In [%]
15	106	451	4,60
25	146	595	4,26
37,5	188	866	3,91
50	232	1.120	3,57
75	300	1.521	3,11
100	374	1.920	2,99
125	442	2.239	2,76
160	537	2.775	2,53
200	606	3.375	2,30
250	734	3.804	2,30
315	837	4.533	2,19
400	968	5.550	1,84
500	1.179	6.540	1,61
630	1.411	8.136	1,15

Fuente: NTP-370.400

A partir del Cuadro 3.5, se tiene las siguientes expresiones:

$$\text{Pérdidas en vacío: } P_0(60 \text{ Hz}) = 15,457 * (P_N)^{0,6952} \quad (3.4)$$

$$\text{Pérdidas con carga: } P_c(60 \text{ Hz}) = -0,0048 * (P_N)^2 + 15,147 * (P_N) + 350,77 \quad (3.5)$$

$$\text{Corriente en vacío: } I_0(60 \text{ Hz}) = -0,875 * I_n * (P_N) + 7,0132 \quad (3.6)$$

Gráficamente se tiene:

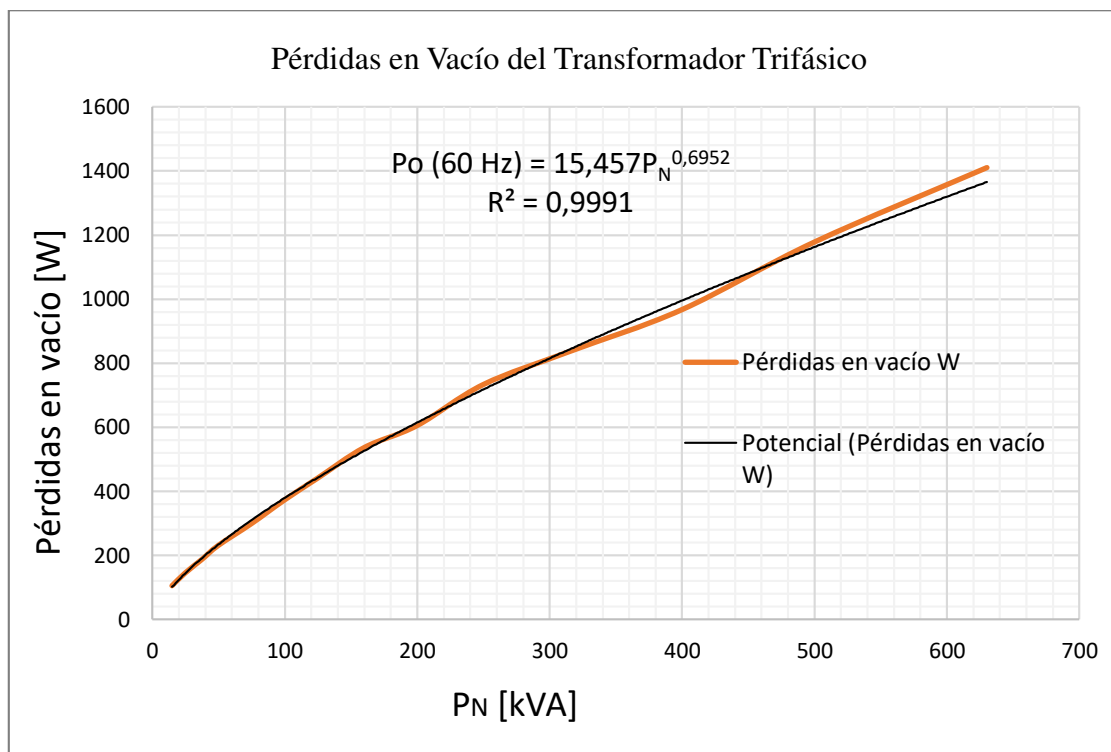


Figura 3.2. Pérdidas en Vacío del Transformador Trifásico a 60 Hz [NTP 370.400]

Fuente: Elaboración Propia

Las características de esta normativa aplican a 60 Hz de frecuencia, en nuestro país la frecuencia de corriente alterna es 50 Hz, lo que impide aplicar directamente esta normativa, a pesar de ello se determinó una relación matemática que permite relacionar estas dos diferentes frecuencias a fin de poder aplicar la normativa NTP 370.400 2013.

La RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000, vigente por A.E., plantea utilizar esta normativa cuando no se dispone del protocolo de ensayo en transformadores de distribución, para determinar las pérdidas en vacío en valores físicos y porcentuales (Ver Cuadro 3.6), estos valores son válidos para transformadores monofásicos y trifásicos entre 5 y 2.500 kVA de potencia del transformador, a diferencia de la norma NTP N° 370/400, que establece un comportamiento diferente en transformadores monofásicos y trifásicos, en este sentido se plantea encontrar una relación con esta última norma, a fin de determinar una función matemática que permita determinar las pérdidas de vacío de transformadores monofásicos y trifásicos, para una frecuencia de corriente alterna en 50 Hz.

Cuadro 3.6. Pérdidas en Transformación según la RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000

Potencia del Transformador [kVA]	Pérdidas en el Hierro (P_{Fe}) [kWh/mes]	Pérdidas en el cobre (P_{Cu}) [%]
5	27	2,6
10	45	2,2
15	62	2,0
20	77	1,9
25	91	1,8
30	104	1,7
38	124	1,6
50	154	1,5
60	177	1,4
75	210	1,4
100	261	1,3
113	285	1,2
125	309	1,2
150	355	1,1
160	374	1,1
175	400	1,1
200	443	1,1
225	485	1,0
250	525	1,0
300	603	1,0
400	751	0,9
500	890	0,9
630	1.062	0,8
750	1.212	0,8
1.000	1.510	0,7
1.250	1.789	0,7
1.500	2.056	0,7
2.000	2.560	0,7
2.500	3.034	0,7

Fuente: RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000

Procedimiento de cálculo de pérdidas en transformadores a partir del protocolo de ensayo del transformador según RESOLUCIÓN SSDE N° 038/2000:

- Las pérdidas mensuales de energía en el hierro del transformador se calcularán a partir:

$$P_{Fe}(kWh) = P_{Fe} * 730 \quad (3.7)$$

Dónde:

P_{Fe} : Pérdidas de potencia en vacío obtenida del protocolo de ensayo [kW]

$P_{Fe}(kWh)$: Pérdidas de energía en vacío [kWh]

Empleando la Ecuación 3.7 se obtiene la siguiente tabla donde se tiene las pérdidas de potencia en vatios en función a la potencia en kVA del transformador.

Tabla 3.3. Pérdidas en el Hierro del Transformador [W]

Potencia del Transformador [kVA]	Pérdidas en el Hierro (P_{fe}) [W]
5	37
10	62
15	85
20	105
25	125
30	142
38	170
50	211
60	242
75	288
100	358
113	390
125	423
150	486
160	512
175	548
200	607
225	664
250	719
300	826
400	1029

Potencia del Transformador [kVA]	Pérdidas en el Hierro (P_{fe}) [W]
500	1219
630	1455
750	1660
1000	2068
1250	2451
1500	2816
2000	3507
2500	4156

Fuente: Elaboración Propia

En función de la Tabla 3.3, se tiene la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas en vacío: } P_0(50 \text{ Hz}) = 10,744 * (P_N)^{0,7613} \quad (3.8)$$

Gráficamente:

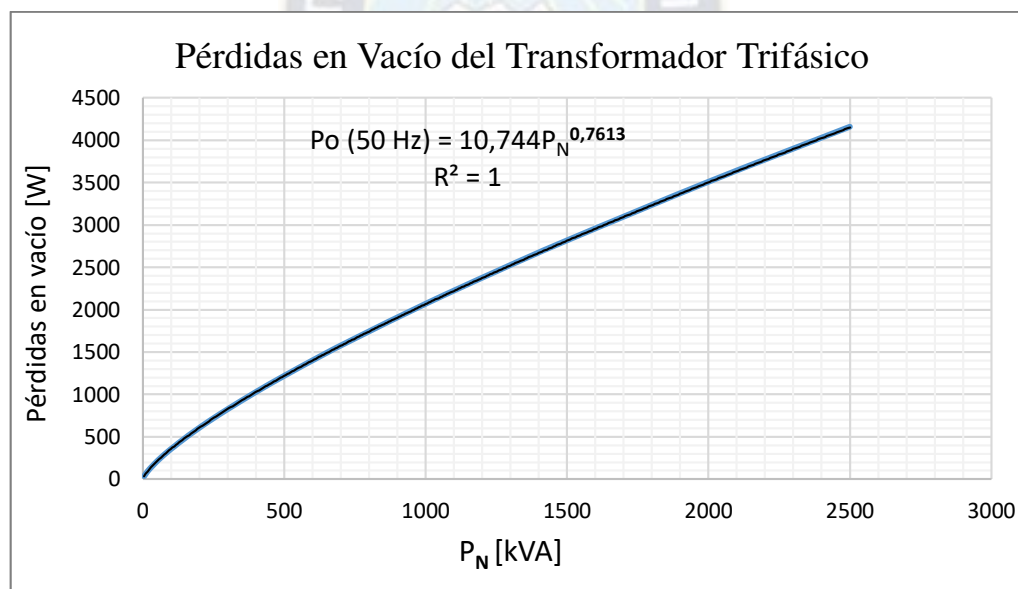


Figura 3.3. Pérdidas en Vacío del Transformador Trifásico a 50 Hz

Fuente: Elaboración Propia

Por las características de la Ecuación 3.8 se considera aplicable para transformadores trifásicos, a partir de esta función es posible determinar una relación de la siguiente forma:

$$\frac{P_o(50 \text{ Hz})}{P_o(60 \text{ Hz})}$$

Mediante las Ecuaciones 3.4 y 3.8 se tiene la siguiente relación matemática:

$$\frac{P_0(50 \text{ Hz})}{P_0(60 \text{ Hz})} = \frac{10,744 * (P_N)^{0,7613}}{15,457 * (P_N)^{0,6952}} \quad (3.9)$$

Dónde:

P_N : Potencia nominal del transformador de distribución [kVA]

A partir de la Ecuación 3.9, se obtuvo el siguiente resultado:

$$P_0(50 \text{ Hz}) = 0,5359 * P_0(60 \text{ Hz})^{1,0951} \quad (3.10)$$

De este resultado se puede concluir que las pérdidas a una frecuencia de 50 Hz serán menores en comparación a las pérdidas a una frecuencia de 60 Hz, esta conclusión se puede sustentar por la IEEE en su artículo “*Core Loss Characteristics Analysis of Power Transformer Under Different Frequencies Excitation*”, donde presenta un estudio sobre el comportamiento de las pérdidas en vacío de transformadores, aplicando diferentes flujos en Tesla, el resultado muestra un incremento de las pérdidas en vacío del transformador proporcional al incremento de la frecuencia en Hz, esta versión se ve reflejada en el siguiente cuadro:

Cuadro 3.7. Pérdidas en [W/kg] a diferentes flujos en Tesla

B [Tesla]	Core Loss [W/kg]					
	50 Hz	60 Hz	100 Hz	150 Hz	200 Hz	250 Hz
1,0	0,371	0,488	1,071	2,028	3,198	4,516
1,1	0,449	0,587	1,288	2,436	3,831	5,421
1,2	0,528	0,695	1,525	2,880	4,522	6,401
1,3	0,614	0,813	1,784	3,360	5,273	7,449
1,4	0,715	0,944	2,077	3,893	6,076	8,582
1,5	0,822	1,089	2,385	4,467	6,954	9,852
1,6	0,946	1,239	2,704	5,100	6,985	11,186
1,7	1,095	1,426	3,091	5,734	7,920	12,692
1,8	1,299	1,683	3,574	6,621	8,979	14,613
1,9	1,533	1,985	4,209	7,724	10,285	17,006
2,0	1,819	2,371	5,031	9,189	11,985	20,170

Fuente: IEEE “*Core Loss Characteristics Analysis of Power Transformer Under Different Frequencies Excitation*”

En resumen, para determinar las pérdidas en vacío de transformadores trifásicos de distribución a 50 Hz se consideró la RESOLUCIÓN N° 340/2000, donde las pérdidas en vacío están en función de la potencia del transformador mediante la siguiente expresión matemática:

$$P_0(50 \text{ Hz}) = 10,744 * P_N^{0,7613} \quad (3.11)$$

De la Ecuación 3.10 y 3.11 es posible determinar una relación matemática que permita determinar las pérdidas en vacío de transformadores monofásicos de distribución a una frecuencia de 50 Hz. El resultado que se obtuvo fue el siguiente:

$$P_0(50 \text{ Hz}) = -0,0052 * P_N^2 + 3,4014 * P_N + 20,857 \quad (3.12)$$

Gráficamente se puede representar:

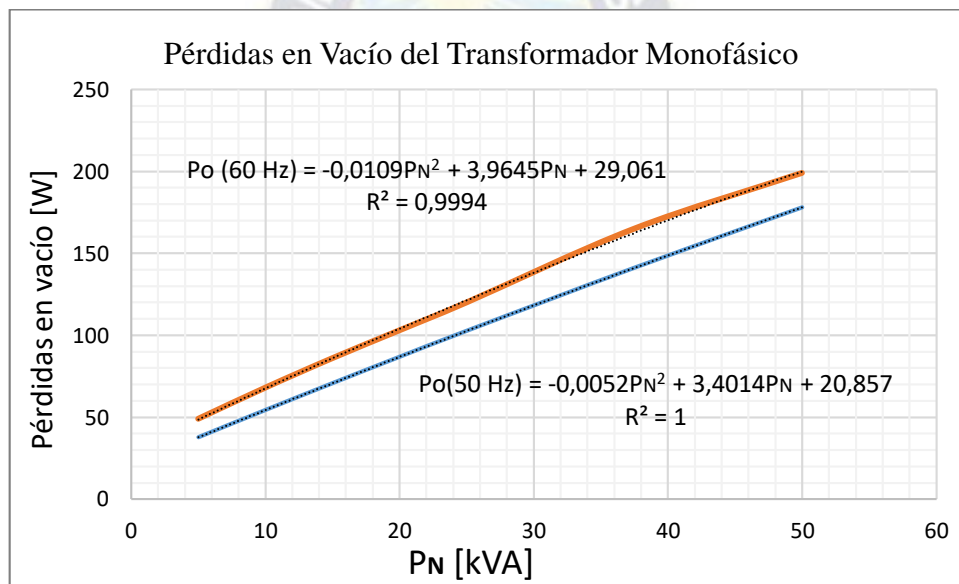


Figura 3.4. Pérdidas en vacío de transformadores monofásicos en 50 y 60 Hz

Fuente: Elaboración propia

Los nuevos valores de pérdidas en vacío de transformadores de distribución son presentados en Anexo 6-C, donde se detalla la potencia nominal del transformador y en función a este valor se muestran los nuevos valores, mismos que serán incluidos dentro de la “BASE DE DATOS DE EQUIPO”.

3.3.1.4. VERIFICACIÓN DE BASE DE DATOS

Durante el desarrollo del proyecto se observó que la base de datos de la red no concordaba con la base de datos de equipos en el campo de conexionado de los transformadores, por lo que fue necesario modificar la base de datos de quipos en función a la base de datos de la red, obteniendo concordancia entre ambas bases de datos.

De la base de datos se verifica principalmente factores como, la tensión nominal de la base de datos equipos, de la base de datos red, potencias nominales de transformadores y de forma específica los conexionados de los transformadores de distribución, tramos superpuestos, además se verifico que existiera concordancia entre la base de datos de la NET, LOAD y EQUIPO.

Una vez depurada la base de datos se importó al programa CymDist, en formato CYME ASCII, con el fin de obtener una representación gráfica donde es posible visualizar, longitudes, distancias, direcciones, fases, calibres, potencias nominales, entre otros, la verificación se realiza para modelar la red en media tensión y circuitos BT.

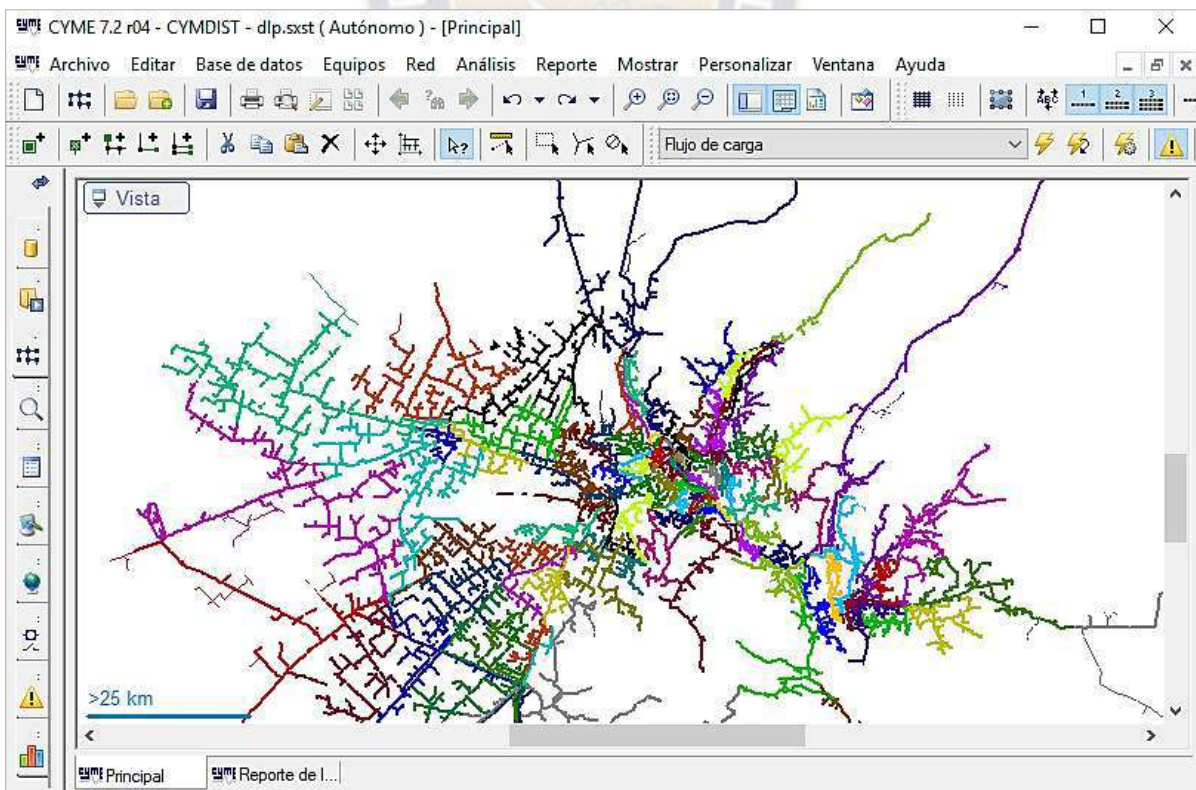


Figura 3.5. Configuración de la red de distribución MT (DELAPAZ)

Fuente: Interfaz gráfica CYME

3.3.2. ENERGÍA ENTREGADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El balance de energía para el presente proyecto se contempla a partir de la salida de alimentadores MT, por este motivo la energía entregada a la red es aquella energía registrada a la salida de subestaciones, la planilla donde se encuentra esta información es denominada “*compra de energía por subestaciones_XX*”, donde “XX” corresponde al mes de estudio.

En planillas “*compra de energía por subestaciones_XX*”, es donde se tiene la información referente a la energía retirada en cada subestación perteneciente al área urbana del sistema de DELAPAZ, los equipos de medición son instalados aguas abajo del transformador de potencia instalada en la subestación, este equipo está instalado durante todo el mes de referencia, los registros son descargados a un computador portátil y procesados para ser presentadas en las planillas electrónicas.

3.3.3. CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL DE CLIENTES

Es una base de datos donde contiene información de registros de consumo de energía mensual de clientes, mediante esta planilla en Excel se puede observar datos como:

- Usuario
- Consumo mensual de energía de clientes
- Consumo promedio de energía de clientes
- Categoría (Residencial, Comercial, Industrial, etc.)
- Período de consumo
- Fecha anterior de lectura de índice del medidor
- Fecha actual de lectura de índice del medidor
- Subestación
- Alimentador
- Área
- Remesa
- Ruta

Esta planilla para términos de estudio se denomina “*pérdidas_XX*”, donde XX representa el mes del que la planilla corresponde, por ejemplo, para el mes de junio corresponde “*pérdidas_06*”.

Para la determinación de energía mensual de clientes es necesario conocer el código de las áreas de las ciudades de La Paz, El Alto y Viacha.

Cuadro 3.8. Código de Áreas por ciudad

Ciudad	Código
La Paz	1
El Alto	2
Viacha	101

Fuente: Metodología del plan director DELAPAZ

Mediante esta selección de datos por código de áreas, se tendrá la facilidad de determinar el consumo de energía por subestación y esta a su vez agrupar por zonas geográficas, sin embargo, es necesario realizar un ajuste de simultaneidad de lecturas de cada uno de los clientes.

3.3.3.1. SIMULTANEIDAD DE LECTURAS

Un análisis relevante en el presente estudio de pérdidas es la simultaneidad de lectura en contadores de energía, tanto en alimentadores como en puntos de suministro, para realizar un balance de energía es necesario que los períodos de lectura sean iguales entre la energía ingresa al sistema y la energía que se consume, sin embargo, esta situación no es posible por el gran número de clientes que se encuentran conectados a la red, y no es viable realizar una medición simultánea a todos los puntos de suministro, por este motivo se aplica la metodología de simultaneidad de lectura para el período del balance de energía.

Mensualmente los clientes reciben una factura del consumo de energía, este consumo corresponde a la diferencia de índices de la lectura anterior y lectura actual, el periodo de facturación comienza por los primeros días del mes y termina cerca del 25 de cada mes, por lo que no existe una lectura simultánea, un recurso con el que se cuenta para realizar la facturación a las ciudades de La Paz, El Alto y Viacha es el Plan de Producción Mensual, donde se tiene una estructura de facturación por número de remesa y ruta, a continuación se detalla el procedimiento para la facturación:

- El proceso de lectura da inicio con la “*Habilitación de Remesa para lectura de medidores*”, la remesa 1 comienza a ser habilitada por los primeros días del mes, todas las demás remesas son habilitadas consecutivamente hasta llegar a las últimas remesas,

aproximadamente hasta el 25 de cada mes concluye la habilitación de todas las remesas pertenecientes a las ciudades de La Paz, El Alto y Viacha.

- Un paso siguiente es la “*Fecha de facturación inmediata y lectura de postergados y oficina*”, es la fecha para realizar la facturación a los puntos de suministro, donde el personal delegado se encarga de trasladarse a estos puntos y realizar las mediciones y facturaciones correspondientes. La fecha de facturación se realiza en días hábiles de la semana, en caso que la fecha de medición coincida en días feriados o fines de semana, esta fecha es postergada para el siguiente primer día hábil.

Para realizar un ajuste del consumo de energía es necesario conocer:

- Fecha y hora de lectura anterior y actual
- Consumo de energía mensual

A continuación, se presenta un ejemplo de facturación de un cliente BT:

Datos del cliente (Mes de facturación Agosto):

- ✓ Energía consumida: 80 kWh
- ✓ Fecha de lectura anterior: 12-jul-18 / 11:00:00
- ✓ Fecha de lectura actual: 13-ago-18 / 12:01:00

Para la determinación de la potencia media se tiene la siguiente expresión:

$$P_{med} = \frac{\text{Energía consumida en un mes}}{\text{Período de facturación}} \quad (3.13)$$

$$P_{med} = \frac{80 [kWh]}{769,98 [h]} = 0,104 [kW]$$

Una vez obtenida la potencia media es posible encontrar la energía facturada ajustada para el período de estudio.

$$E_{Facturada\ ajustada} = P_{med} * \text{Período de facturación ajustada} \quad (3.14)$$

$$E_{Facturada\ ajustada} = 0,104 [kW] * 744 [h] = 77,38 [kWh]$$

Del ejemplo anterior se tiene la siguiente representación gráfica para realizar un ajuste al consumo de energía.

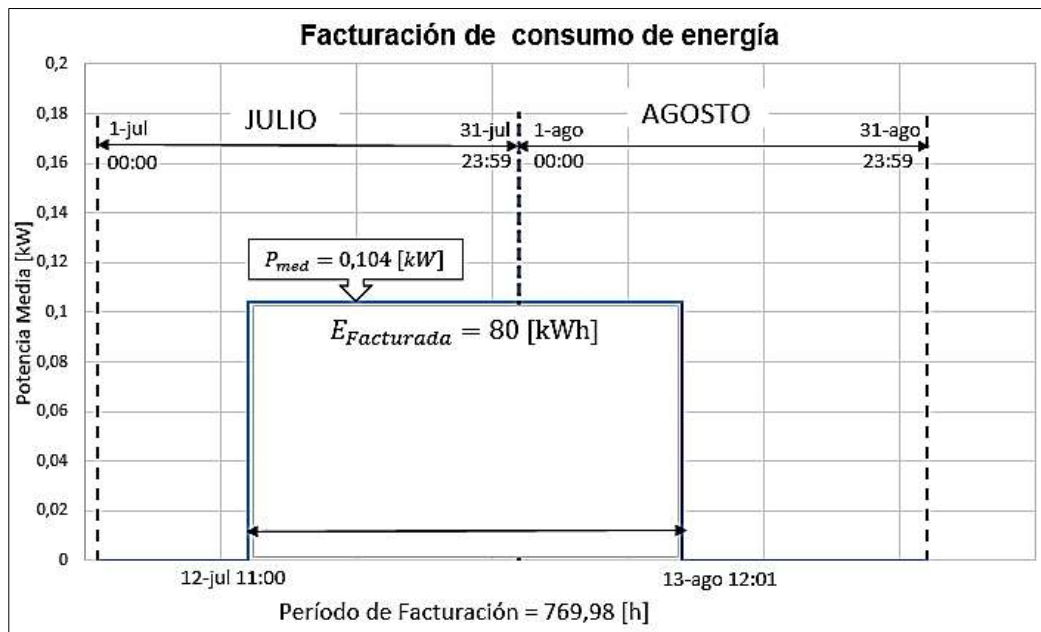


Figura 3.6. Facturación sin ajuste de energía
Fuente: Cuantificación de pérdidas no técnicas [13]

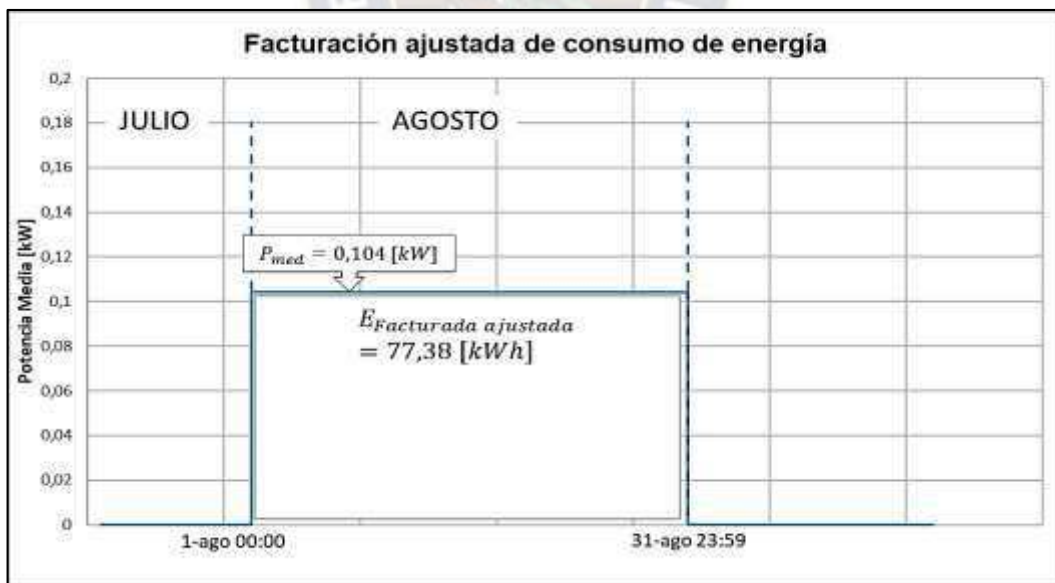


Figura 3.7. Facturación ajustada de consumo de energía
Fuente: Cuantificación de pérdidas no técnicas [13]

Realizando el mismo ajuste para un periodo de un año, el consumo de energía del anterior mes es compensado por el siguiente mes.

El consumo total de energía para un período de tiempo T, en clientes es:

$$E_{Facturada} = \sum_{i=0}^{i=T} E_{Facturada\ ajustada_i} \quad (3.15)$$

Dónde:

$E_{Facturada\ ajustada}$: Energía facturada ajustada [kWh]

3.3.4. CONSUMO DE ENERGÍA INTERNO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

El consumo de energía interno de la empresa distribuidora de electricidad corresponde a un porcentaje menor del total del consumo de energía del sistema de distribución, sin embargo, este valor es significativo para la determinación de pérdidas, esta información es registrada y controlada por la empresa distribuidora, para fines del proyecto las planillas que contienen esta información tienen el denominativo “*consumo interno_XX*”, donde “XX” corresponde al mes registro del consumo de energía por parte de la empresa, por ejemplo “*consumo interno_06*”, contiene información sobre el consumo interno de la empresa para el mes de junio, los registros mensuales que podemos encontrar en estas planillas son:

- a) Consumo Interno de Subestaciones
- b) Consumo Interno de Oficinas, Garajes, Sucursales y Almacenes.

3.3.5. CURVA DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT

Los transformadores de distribución cuentan con equipos de medición instalados en el lado de Baja Tensión, por lo cual es posible contar con un registro de la demanda de energía de la carga aguas abajo del transformador, esta situación no se replica para todos los casos, por el costo económico que implicaría; a pesar de ello la empresa distribuidora, instala equipos de medición con memoria de masa de un tamaño adecuado para el lapso de una semana, en otros casos por un mes, las zonas donde se instalan estos equipos son zonas estratégicas designadas por el personal de DELAPAZ, mediante estos registros en planillas de Excel “Curva de carga del transformador de distribución MT/BT” se obtiene la siguiente información:

- Demanda máxima (mensual, semanal)
- Demanda promedio
- Energía consumida

3.3.6. REGISTRO DE CARGA MENSUAL – SISTEMA SCADA

Mediante el Sistema SCADA es posible tener registros del comportamiento de la demanda de los alimentadores MT, por un período de integración de cinco minutos, mediante este registro mensual se puede observar el comportamiento de la curva de carga, esta información es administrada por la empresa distribuidora de electricidad.

Los registros muestran información del comportamiento de la demanda en cada alimentador, donde se podrá distinguir las demandas máximas registradas mensualmente e indirectamente se podrá determinar la demanda promedio perteneciente a cada alimentador asociadas a un alimentador, esta información es relevante para determinar el factor de carga y factor de pérdidas para cada alimentador, en estado normal.

3.3.7. PLANILLA ESTADO DE CARGA

Dentro de esta planilla se tiene el histórico de alimentadores como de subestaciones, donde es apreciable el comportamiento de los diferentes alimentadores en referencia a la máxima demanda de cada alimentador en media tensión. (Ver Anexo 6-D)

3.4. BALANCE ENERGÉTICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

A partir de la identificación de variables en el apartado 3.2. *Identificación de Variables de Estudio*, se determinó el balance energético, para determinar las pérdidas en una red de distribución.

3.4.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS MEDIA TENSIÓN

Las pérdidas en media tensión o pérdidas en alimentadores primarios de la red primaria, proviene de las pérdidas en conductores de media tensión según los niveles de tensión para el sistema de distribución en estudio.

$$E_{Pérdidas/MT} = E_{Pérdidas/Red Primaria} \quad (3.16)$$

$$E_{Pérdidas/MT} = E_{Pérdidas/Conductores MT} \quad (3.17)$$

Dónde:

$E_{Pérdidas/MT}$: Pérdidas en Media Tensión [kWh]

$E_{Pérdidas/Red\ Primaria}$: Pérdidas en la red de distribución primaria [kWh]

$E_{Pérdidas/Conductores\ MT}$: Pérdidas en conductores primarios MT [kWh]

3.4.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS BAJA TENSIÓN

Resulta de la suma de las pérdidas en transformadores de distribución, conductores secundarios, medidores y acometidas y se calcula mediante las siguientes expresiones:

$$E_{Pérdidas/BT} = E_{Pérdidas/Red\ Secundaria} \quad (3.18)$$

$$E_{Pérdidas/BT} = E_{Pérdidas/XFO} + E_{Pérdidas/Conductores\ BT} + E_{Pérdidas/Medidores} + E_{Pérdidas/Acometidas} \quad (3.19)$$

Dónde:

$E_{Pérdidas/BT}$: Pérdidas en Baja Tensión [kWh]

$E_{Pérdidas/Red\ Secundaria}$: Pérdidas en redes de distribución secundaria [kWh]

$E_{Pérdidas/Conductores\ BT}$: Pérdidas en conductores secundarios BT [kWh]

$E_{Pérdidas/Medidores}$: Pérdidas en equipos de medición [kWh]

$E_{Pérdidas/Acometidas}$: Pérdidas en acometidas [kWh]

$E_{Pérdidas/XFO}$: Pérdidas en transformadores de distribución MT/BT[kWh]

3.4.3. ENERGÍA DISPONIBLE

Corresponde a la energía total de alimentadores a nivel subestación para el período de estudio.

$$E_{Disponible} = E_{Total} \quad (3.20)$$

Dónde:

$E_{Disponible}$: Energía total disponible en alimentadores a nivel subestación [kWh]

3.4.4. ENERGÍA FACTURADA

Resultado de sumar la energía consumida en clientes conectados a la red, además del consumo interno de la empresa distribuidora.

$$E_{Facturada} = E_{CC} + E_{CIDLP} \quad (3.21)$$

Dónde:

$E_{Facturada}$: Energía total consumida a nivel subestación [kWh]

E_{CC} : Energía total facturada a clientes [kWh]

E_{CIDLP} : Energía consumo interno de Instalaciones de la empresa distribuidora[kWh]

3.4.5. BALANCE DE ENERGÍA

El balance de energía es el equilibrio entre la energía disponible en la red y la energía consumida, en un intervalo de tiempo determinado, este balance de energía tiene por objetivo disgregar los índices de pérdidas por zonas geográficas, a partir de este balance se analiza cómo se distribuye la energía, muestra un balance energético desde las salidas de los alimentadores hasta el consumo final; donde se incluyen consumos propios, mediante este balance se tiene un control periódico de las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución. Las variables conocidas para este balance son: la energía disponible a la salida del alimentador de la red y el consumo facturado de la red de distribución en estudio, las variables incógnitas, pérdidas técnicas que por sus características es posible determinar mediante flujos de carga en un programa especializado, y las pérdidas no técnicas, su determinación resulta más compleja porque consideramos una gran variedad de aspectos asociados a la categoría del cliente, zona geográfica, periodo de lectura, por lo que resulta más practico determinar por diferencia entre la energía total disponible en la red y la energía consumida.

El balance de energía tiene como objetivo cuantificar el total de pérdidas del sistema de distribución, el modelo de balance de energía está dado por la Ecuación 2.16.

$$E_{Pérdidas} = E_{Pérdidas\ Técnicas} + E_{Pérdidas\ No\ Técnicas}$$

Dónde:

$E_{Pérdidas}$: Pérdidas Totales [kWh]

$E_{Pérdidas\ Técnicas}$: Pérdidas Técnicas [kWh]

$E_{Pérdidas\ No\ Técnicas}$: Pérdidas No Técnicas [kWh]

Las pérdidas técnicas se obtienen de niveles de tensión en media y baja tensión, y se calculan mediante la siguiente Ecuación:

$$E_{Pérdidas\ Técnicas} = E_{Pérdidas/MT} + E_{Pérdidas/BT} \quad (3.22)$$

Las pérdidas no técnicas resultan de la diferencia de la energía disponible en la red y la energía consumida más las pérdidas técnicas, que se obtienen mediante:

$$E_{Pérdidas\ No\ Técnicas} = E_{Disponible} - E_{Facturada} - E_{Pérdidas/MT} - E_{Pérdidas/BT} \quad (3.23)$$

El balance de energía, necesariamente cuenta con una cuantiosa información, que será procesada a fin cumplir los objetivos planteados inicialmente.

3.5. MODELOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN CYMDIST

Para el desarrollo de esta metodología se dividen en dos apartados, la primera parte se determina las pérdidas de energía en Media Tensión, una segunda parte se determina las pérdidas de energía en Baja tensión, de acuerdo al balance de energía del punto 3.4.5. *Balance de Energía*.

Para determinar el período de estudio adecuado inicialmente se puso en consideración de este análisis; la demanda máxima del sistema representando el peor de los escenarios de la red, de acuerdo al historial de demandas, la máxima demanda del sistema se registró el 12 de junio de 2018, otro de los aspectos que se tomó en cuenta está referida a los cambios en las configuraciones topológicas de la red, se buscó un período de estudio donde no se presenten cambios significativos en la configuración topológica de la red, en consecuencia se determinó que el período adecuado para realizar este estudio está entre julio 2017 y junio 2018.

3.5.1. MODELADO DE LA RED PRIMARIA EN CYMDIST

CYME permite modelar la red de la manera más real posible, de acuerdo a las características particulares del sistema de distribución en estudio, para este fin se cuenta con una base de datos que contempla una base de datos referidos a:

- Carga (LOAD)
- Equipos (EQUIPO)
- Red (NET)

Previamente a cargar la base de datos correspondientes a la red de distribución primaria al programa CymDist es necesario validar esta información. A pesar de que la base de datos fue depurada inicialmente es probable encontrar errores de configuración como: conexionado, líneas sobrepuestas, cuellos de botella, etc., que son corregidas dentro de la interfaz CymDist, algunas de los ajustes que se verificaron son:

- Ubicación de banco de capacitores
- Ubicación de reguladores
- Líneas sobrepuestas
- Tramos desconectados
- Tensión nominal del sistema
- Número de subestaciones
- Número de alimentadores
- Interconexión entre alimentadores

Una vez obtenida la configuración topológica de la red de distribución primaria de la Figura 3.9, se procedió a modelar la red de la manera más real posible representando inicialmente la configuración topológica de la red correspondiente al mes de junio 2018, a partir de este punto se modelo una red representativa para el mes anterior mayo, para este fin es necesario aproximar la configuración de la red primaria para un instante de tiempo, de manera que las demandas máximas no coincidentales de cada alimentador coincidan con el registro histórico mensual de planillas, el proceso es repetitivo en retroceso hasta llegar a modelar la red de julio 2017.

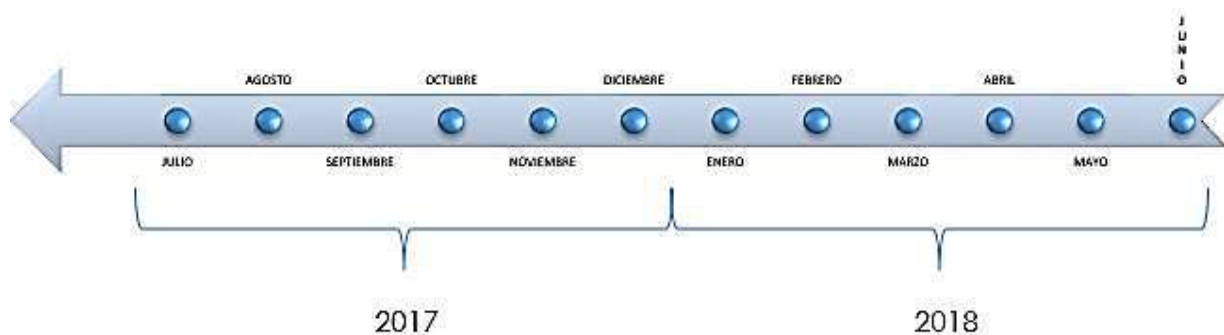


Figura 3.8. Período de estudio
Fuente: Elaboración propia

3.5.1.1. VALIDACIÓN DEL MODELO

A continuación, se detalla las consideraciones que se tomaron en cuenta para modelar y validar la red primaria para todos los meses de estudio.

RED PRIMARIA / JUNIO - 2018:

- La Subestación Alto Achachicala no se encuentra en actividad, por lo que los alimentadores C14 y M07 se encuentran fuera de servicio, el número total de alimentadores que se encuentran conectados a la red urbana de La Paz, El Alto y Viacha son 119 alimentadores en servicio de 121 alimentadores en total.
- La subestación de Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia para alimentar a seis alimentadores, sin embargo, solo se tiene un transformador de potencia en actividad, que distribuye su carga a seis alimentadores.
- El alimentador D02 perteneciente a la subestación de Kenko, regresa a servicio, por lo que la subestación cuenta con 12 alimentadores distribuidos en la zona sur de la ciudad de El Alto.

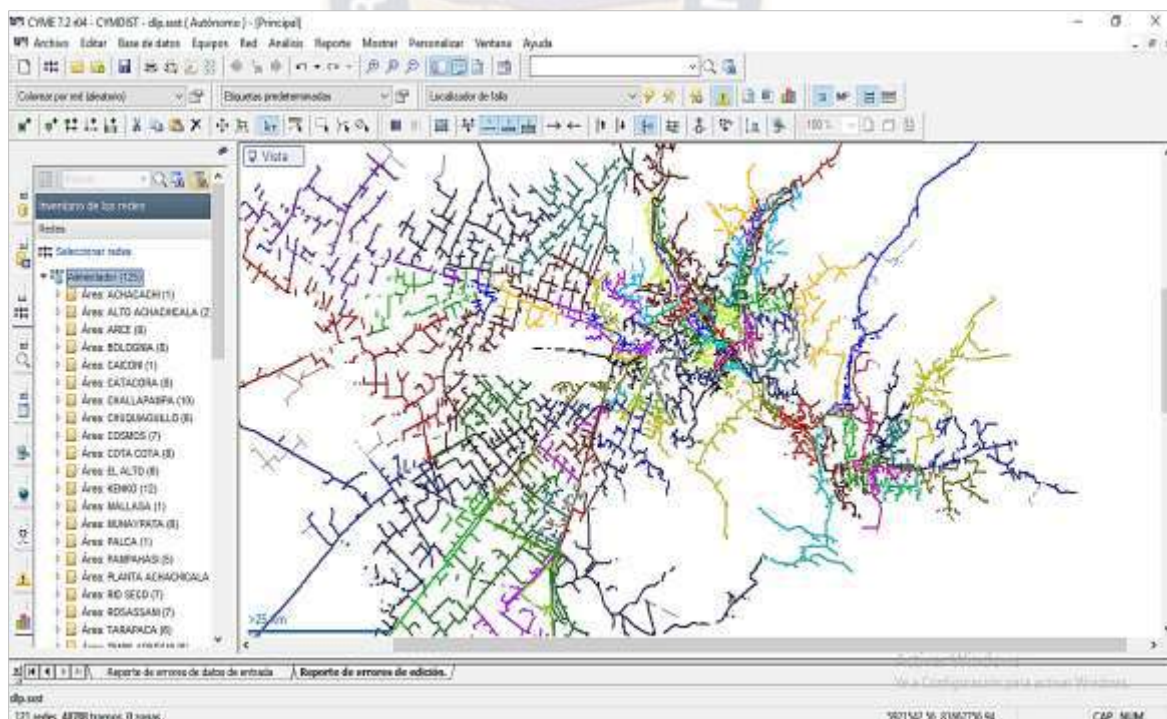


Figura 3.9. Configuración topológica – JUNIO 2018

Fuente: DELAPAZ - Interfaz gráfica CYME

Una vez representada la red de la manera más real posible, se realizó flujos de carga a fin de obtener las pérdidas en transformadores (pérdidas fijas y variables) y conductores MT (pérdidas variables), siguiendo el flujograma de la Figura 3.11, donde las variables de entrada son las demandas máximas no coincidentales por alimentador, información obtenida del registro de carga mensual.

RED PRIMARIA / MAYO - 2018:

- La subestación de Munaypata cuenta con un solo transformador de potencia que distribuye su carga a seis alimentadores.
- La subestación Alto Achachicala cuenta con un solo transformador de potencia para dos alimentadores M07 y C14, en media tensión, para el mes de mayo, la subestación se encuentra fuera de servicio por indisponibilidad del único transformador de potencia.
- La subestación Kenko cuenta con 12 alimentadores de los cuales solo 11 alimentadores se encuentran en servicio, el alimentador D02 para el mes de mayo se encuentra fuera de servicio.
- Se registra la instalación de una nueva salida (alimentador) de la subestación Cosmos, el nuevo alimentador tiene el código P11.
- En total para el mes se cuenta con 121 alimentadores en media tensión, de los cuales 3 están fuera de servicio por lo cual para el mes de mayo se tiene 118 alimentadores en total.

RED PRIMARIA / ABRIL - 2018:

- La subestación Alto Achachicala cuenta con un transformador de potencia para dos alimentadores M07 y C14, en media tensión, para el mes de abril, la subestación se encuentra fuera de servicio por indisponibilidad del único transformador de potencia, que alimenta a la zona norte de la ciudad de El Alto.
- La subestación Kenko cuenta con 12 alimentadores de los cuales solo 11 alimentadores se encuentran en servicio, el alimentador D02 para el mes de abril se encuentra fuera de servicio.
- En total para el mes se cuenta con 120 alimentadores en media tensión de los cuales 3 están fuera de servicio por lo cual para el mes de abril se tiene 117 alimentadores en total.

RED PRIMARIA / MARZO - 2018:

- La subestación Alto Achachicala cuenta con un transformador de potencia para dos alimentadores M07 y C14, en media tensión, para el mes de marzo, la subestación se encuentra fuera de servicio por indisponibilidad del único transformador de potencia, que alimenta a la zona norte de la ciudad de El Alto.
- La subestación Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia de los cuales solo un transformador se encuentra en servicio, para una carga de seis alimentadores.
- La subestación Kenko cuenta con 12 alimentadores de los cuales solo 11 alimentadores se encuentran en servicio, el alimentador D02 para el mes de marzo se encuentra fuera de servicio.
- En total para el mes se cuenta con 120 alimentadores en media tensión de los cuales 3 están fuera de servicio por lo cual para el mes de abril se tiene 117 alimentadores en total.

RED PRIMARIA / FEBRERO - 2018:

- Al igual que en el mes de marzo 2018 la configuración mantiene la misma configuración topológica, por lo que en el mes de febrero se tiene 117 alimentadores que alimenta la red de distribución urbana y tres alimentadores se encuentran fuera de servicio.
- La subestación Alto Achachicala se encuentra igualmente fuera de servicio.

RED PRIMARIA / ENERO - 2018:

- Dos alimentadores de la subestación Alto Achachicala se encuentran fuera de servicio.
- La subestación Munaypata solo cuenta con un transformador de potencia de 10 MVA en servicio, para 6 alimentadores.
- El alimentador D02, perteneciente a la subestación Kenko, se encuentra fuera de servicio.
- En el mes de enero la configuración de la red primaria cuenta con 120 alimentadores en media tensión, de los cuales solo 117 se encuentran en servicio.

RED PRIMARIA / DICIEMBRE - 2017:

- Los dos alimentadores pertenecientes a la subestación Alto Achachicala, se encuentran fuera de servicio.

-
- El alimentador D02 se encuentra fuera de servicio, por lo que la subestación Kenko cuenta con 11 alimentadores.
 - La subestación Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia, para este mes solo se encuentra disponible un transformador de potencia, un segundo transformador de potencia se encuentra fuera de servicio por mantenimiento.
 - La configuración de la red topológica cuenta con 120 alimentadores instalados en la red, solamente 117 alimentadores se encuentran en servicio.

RED PRIMARIA / NOVIEMBRE - 2017:

- La subestación de Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia, para el mes de noviembre, ambos transformadores de potencia distribuyen su carga en seis alimentadores.
- La subestación Alto Achachicala cuenta con un solo transformador de potencia para dos alimentadores M07 y C14, en media tensión, para el mes de mayo, la subestación se encuentra fuera de servicio por indisponibilidad del único transformador de potencia.
- El alimentador D02, se encuentra fuera de servicio, este alimentador pertenece a la subestación Kenko.
- A partir de este mes entra al sistema un nuevo alimentador E23, este nuevo alimentador es uno de los alimentadores de la subestación Kenko, por lo cual esta subestación cuenta con 12 alimentadores.
- En total para el mes se cuenta con 120 alimentadores en media tensión, de los cuales 3 están fuera de servicio por lo cual para el mes de mayo se tiene 117 alimentadores en total.

RED PRIMARIA / OCTUBRE - 2017:

- La subestación Alto Achachicala, se encuentra fuera de servicio.
- El Alimentador D02, siendo uno de los alimentadores pertenecientes a la subestación Kenko se encuentra fuera de servicio.
- La subestación de Munaypata cuenta con dos transformadores cada uno, de potencia de 10 MVA, durante este mes ambos transformadores se encuentran en servicio.
- En total el sistema de distribución para este mes cuenta con 119 alimentadores en media tensión, de los cuales 3 están fuera de servicio.

RED PRIMARIA / SEPTIEMBRE - 2017:

- Para el mes de septiembre de 2017, la subestación Alto Achachicala se encuentra fuera de servicio.
- El alimentador D02 salió fuera de servicio por lo que en total la subestación Kenko cuenta con 10 alimentadores en servicio.
- La subestación Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia instalados dentro de la subestación, sin embargo, solo uno se encuentra en servicio.
- Son en total 116 alimentadores distribuidos dentro del sistema de distribución urbano que se encuentran en servicio de 119 alimentadores en total.

RED PRIMARIA / AGOSTO - 2017:

- Durante este mes se observa que la subestación Alto Achachicala, aún se encuentra fuera de servicio, transfiriendo su carga a la subestación de Rio Seco, por encontrarse a un mismo nivel de tensión.
- La subestación Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia instalados dentro de la subestación, sin embargo, solo uno se encuentra en servicio.
- En julio 2017 el alimentador S06, se encuentra en funcionamiento por lo que, para el mes de agosto 2017, la subestación Kenko distribuye su carga a 11 alimentadores.
- En todo el sistema de distribución se tiene 117 alimentadores en servicio de 119 que son en total.

RED PRIMARIA / JULIO - 2017:

- La subestación de Alto Achachicala cuenta con dos alimentadores M07 y C14, a partir del mes de mayo 2017 estos dos alimentadores se encuentran fuera de servicio.
- La subestación Kenko cuenta con 11 alimentadores, de los cuales el alimentador S06 se encuentra temporalmente fuera de servicio para este mes.
- La subestación Munaypata cuenta con dos transformadores de potencia instalados dentro de la subestación, sin embargo, solo uno se encuentra en servicio.
- En general el número de alimentadores en servicio el sistema de distribución primaria cuenta con 116 alimentadores en servicio.

3.5.2. MODELADO DE LA RED SECUNDARIA EN CYMDIST

Se considera un circuito de la red secundaria aguas abajo del puesto de transformación MT/BT hasta las acometidas de clientes, dentro del sistema de estudio se tiene puestos monofásicos, trifásicos y banco de transformadores.

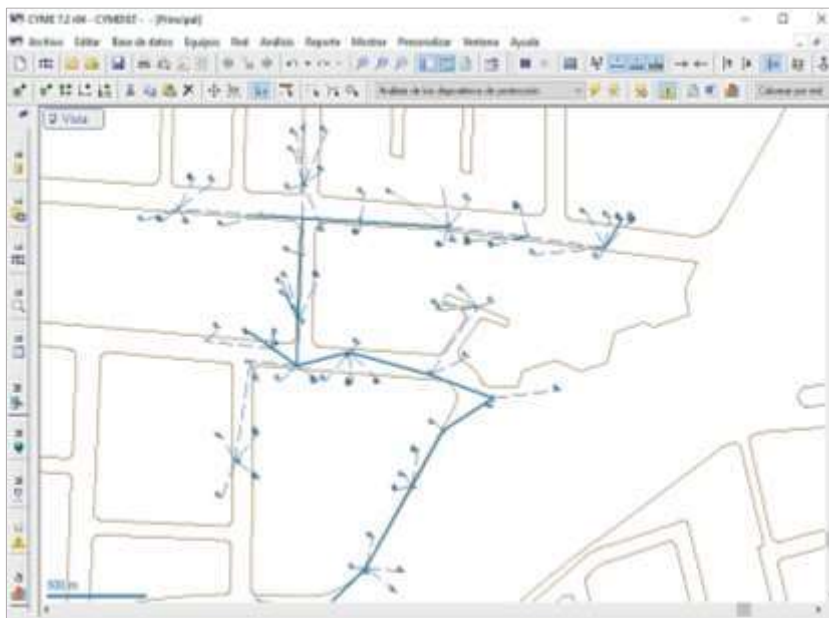


Figura 3.10. Puestos de transformación C15090

Fuente: DELAPAZ - Interfaz gráfica CYME

Al igual que en el modelado de la red primaria el programa CYME permite modelar la red de la manera más real posible de acuerdo a las características particulares del sistema, para este fin se cuenta con una base de datos que contempla una base de datos referidos a:

- Carga (LOAD)
- Equipos (EQUIPO)
- Red (NET)

Al cargar la base de datos disponible al programa CymDist es posible encontrar errores de configuración como conexión del transformador de distribución, conductores sobrepuestos, circuitos cerrados, entre otros, para minimizar estos errores se limita la red secundaria hasta un nodo antes de la acometida del usuario, formando una sola carga en cada nodo antes de la acometida (Ver Anexo 6-E), que son modificadas dentro de la interfaz CymDist algunos casos específicos que se identificaron al modelar la red secundaria son:

- Líneas sobrepuestas
- Tramos desconectados
- Cargas desconectadas
- Conexión de transformadores de distribución
- Número de transformador
- Interconexión entre transformador y fuente

La red de distribución secundaria, cuenta con 5.386 transformadores de distribución MT/BT instalados en la red, cada transformador representa un circuito BT, un estudio completo demandaría modelar 5.386 circuitos, recopilar información técnica y comercial para un período de doce meses, para alcanzar este objetivo se tendría la necesidad de instalar equipos de medición en la totalidad de transformadores de distribución con características que permitan obtener información de la curva de carga, instalar estos equipos implica una inversión económica, es por eso que en la actualidad se recurre herramientas estadísticas, que permiten tomar una muestra representativa para el sistema. De acuerdo con las características del sistema se calculará el tamaño de la muestra en función a la base de datos disponibles en el sistema.

➤ CÁLCULO TAMAÑO DE MUESTRA FINITA

En estadística para el cálculo de tamaño de muestra cuando el universo es finito, es decir contable y la variable de tipo de categoría, primero se debe conocer “N” (Número total de casos esperados). Si la población finita, es decir conocemos el total de la población y deseásemos saber del total tendremos que estudiar la fórmula siguiente:

$$n = \frac{N * Z_{\alpha}^2 * p * q}{d^2 * (N - 1) + Z_{\alpha}^2 * p * q} \quad (3.24)$$

Dónde:

n: Tamaño de muestra buscado

N: Tamaño de la población o universo

Z: Parámetro estadístico que depende el nivel de confianza

d: Precisión

p: Probabilidad de que ocurra el evento estudiado

q: (1-q), Probabilidad de que no ocurra el evento estudiado

Para diferentes niveles de confianza se tiene Z_{α}

Cuadro 3.9. Nivel de confianza

Nivel de Confianza [%]	Z_{α}
99,70	3,00
99,00	2,58
98,00	2,33
96,00	2,05
95,00	1,96
90,00	1,65
80,00	1,28
70,00	1,03
68,75	1,01
60,00	0,84
50,00	0,67
40,00	0,62
30,00	0,38
20,00	0,25

Fuente: Medidas y Errores, Alvarez Huayta

La mayor ventaja de un muestreo aleatorio simple es la sencillez del cálculo de medias y varianzas y además de fácil comprensión, existen diversos procedimientos para extraer una muestra aleatoria, realizando un sorteo y sacar uno a uno tantos como lo indique el tamaño de la muestra, o disponer de la información disponible de la población.

Para el caso práctico se tiene:

- Un parámetro estadístico de $Z= 1,01$ con un nivel de confianza de 68,75%.
- Las probabilidades de p y q son valores desconocidos por lo tanto se considera 50% en ambos casos.
- La precisión es de 5%
- El tamaño de la población es el número total de transformadores de distribución instalados en la red de distribución.

En función a las características planteadas el tamaño de la muestra buscada representativa para el total de la población es 100 circuitos BT, la muestra representativa del número total de transformadores es aleatoria en función a la base de datos disponibles en la red de distribución.

3.5.2.1. VALIDACIÓN DEL MODELO

La red de baja tensión obtenida a partir de la base de datos de DELAPAZ, en formato ASCII, no es posible realizar directamente un flujo de carga, por el desequilibrio de carga que se tiene en la configuración de los circuitos de baja tensión, por lo que es necesario representar, modelar un circuito con cargas monofásicas por una carga puntual trifásica, con el objetivo de obtener una red trifásica de forma equilibrada, de esta manera la corriente de cada una de las fases sea el mismo, en lo posible desfasado 120 grados. Mediante el programa CymDist, es posible observar la configuración de la red secundaria, desde la conexión de transformadores de distribución, las mismas se encuentran establecidas por la empresa (Ver Anexo 6-F), la disposición de los conductores hasta los puntos de acometidas, para la validación del modelo de la red secundaria sigue los límites de calidad establecidos por la empresa expuestos en el punto *2.2.1.1. Reglamento de la ley de Electricidad y Consignas de DELAPAZ.*

3.6. PÉRDIDAS TÉCNICAS

3.6.1. PÉRDIDAS EN LÍNEAS MT

3.6.1.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS MT

Para determinar las pérdidas en conductores MT, se requirió emplear un software de simulación de flujo de carga, el programa designado para este estudio es CYMDIST, que cuenta con características adecuadas para este estudio, las características de este programa se detallan en el marco teórico.

Inicialmente se determinaron las pérdidas de potencia eléctrica en líneas MT, para este fin se realiza el modelado de la red de media tensión representativa para la demanda máxima no coincidental para el periodo de estudio. El proceso que se plantea es el siguiente:

- Obtener un diagrama unifilar de la red primaria, que incluye los siguientes elementos interconectados en la red.
 - Nodos y tramos del circuito
 - Fases por tramo
 - Nodos de transformadores de distribución MT/BT
 - Tipo de conductor y calibre en cada tramo
 - Presencia de reguladores de tensión y condensadores

- Obtener y determinar la demanda máxima y promedio, a partir de la curva de carga de cada alimentador.
- La demanda que ingresa al sistema se distribuye a lo largo de cada alimentador para posteriormente correr flujos de potencia para toda la red utilizando el programa CymDist, y generar reportes de flujo de carga en planillas Excel.

El flujograma para la determinación de pérdidas en líneas MT y transformadores de distribución MT/BT en la interfaz CYMDIST es la siguiente:

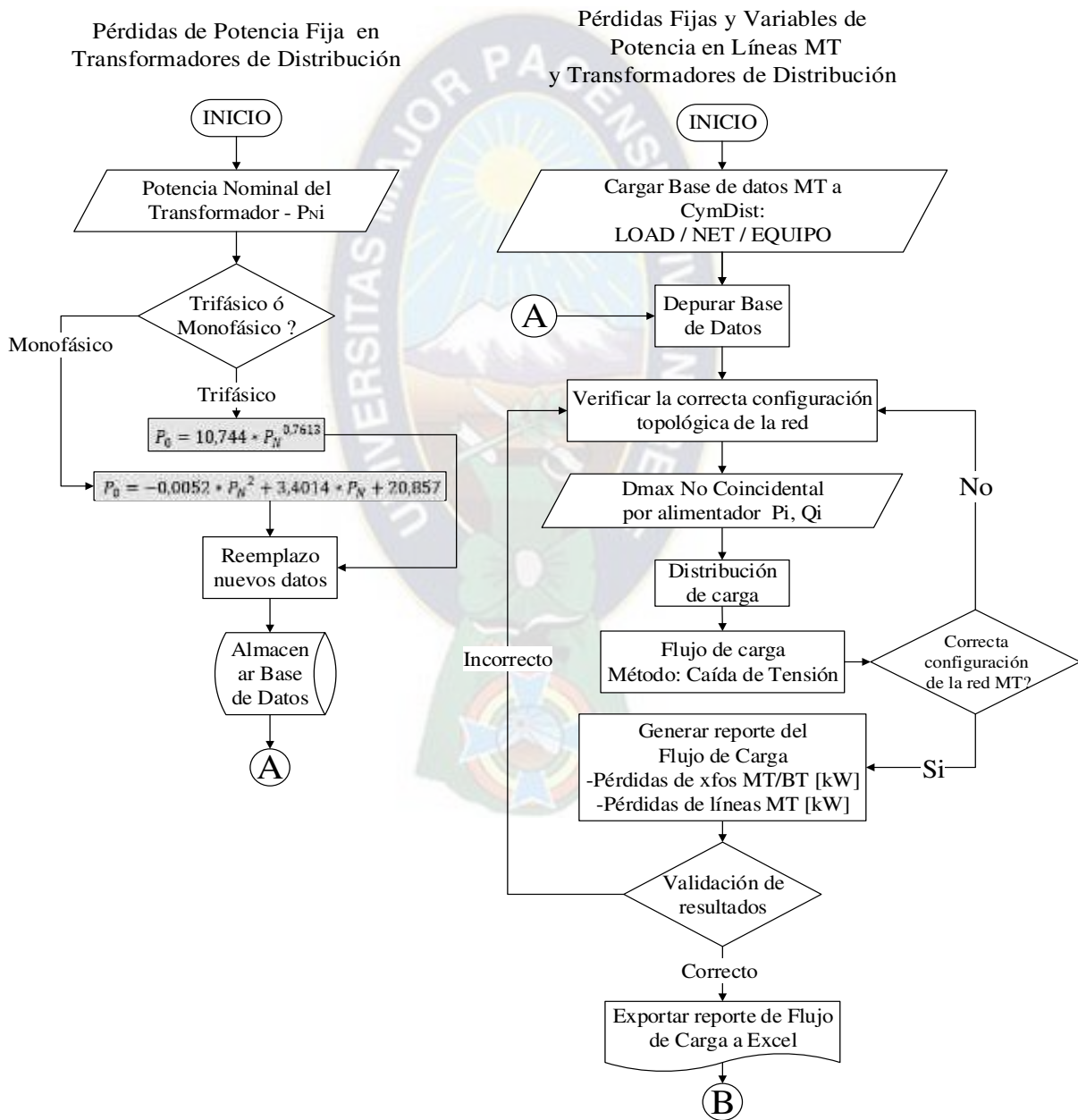


Figura 3.11. Flujograma, Pérdidas de potencia en transformadores MT/BT y líneas MT
Fuente: Elaboración propia

Mediante los reportes de flujo de carga se obtiene las pérdidas de potencia en todos los alimentadores MT en servicio de la red de distribución en estudio. El proceso del flujograma requiere actualizar la base de datos en función a los cambios de la configuración topológica.

3.6.1.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS MT

A) DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA

Para determinar las pérdidas de energía es necesario conocer el factor de carga de cada alimentador, del marco teórico se sabe que el factor de carga es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un período de tiempo:

$$FC = \frac{D_{prom}}{D_{max}} \quad (3.25)$$

Dónde:

FC : Factor de carga

D_{prom} : Demanda promedio [kW]

D_{max} : Demanda máxima [kW]

La demanda promedio de cada alimentador es obtenida a partir de los registros de carga mensual, donde se tiene registros de potencia de cada alimentador, con la ayuda de una macro se determinó la demanda promedio y la demanda máxima de todos los alimentadores que se encuentran conectados a la red, a excepción de algunos alimentadores que no se encuentran integrados al sistema SCADA, para estos casos se recurre a planillas de Estado de Carga, donde se encuentran el historial de los valores de máxima demanda de cada uno de los alimentadores de media tensión.

B) DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PÉRDIDAS

El factor de carga permite aproximar el factor de pérdidas mediante la Ecuación 2.25, que se encuentra sustentada por una resolución vigente de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

Se estimó el factor de pérdidas para cada alimentador, este valor se encontró en función al factor de carga de cada uno de los alimentadores de la red de distribución primaria.

C) DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Para determinar las pérdidas de energía en MT se aplicará la siguiente Ecuación:

$$E_{Pérdidas/MT} = P_{Pérdidas/MT} * FP * N \quad (3.26)$$

Dónde:

$E_{Pérdidas/MT}$: Pérdidas de Energía [kWh]

$P_{Pérdidas/MT}$: Pérdidas de Potencia [kW]

FP : Factor de Pérdidas

N : Período de estudio [h]

Nota: $N = 720$ (30 días), $N = 744$ (31 días) y $N = 672$ (28 días)

Aplicando la Ecuación 3.26 es posible determinar las pérdidas de energía en cada uno de los alimentadores, donde las pérdidas de potencia son obtenidas por flujo de carga, mediante un programa especializado, el período de estudio dependerá del intervalo de tiempo de estudio, ya sea mensual o anual, expresado en horas.

3.6.2. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT

3.6.2.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES MT/BT

La configuración de la red de MT está conformada por diferentes componentes eléctricos como ser: conductores, transformadores de distribución, reguladores, banco de condensadores, elementos de protección, entre otros, que influyen en el estudio en la determinación de pérdidas.

Las pérdidas variables en transformadores de distribución MT/BT, producidas en las bobinas del transformador por el efecto Joule, este tipo de pérdidas dependen del comportamiento de la carga, por este motivo es necesario calcular las pérdidas variables en transformadores de distribución; mediante el reporte de flujo de carga de la red primaria de distribución se obtiene las pérdidas totales en transformadores de distribución, que incluyen pérdidas fijas y variables; el desarrollo en detalle se expone en el flujograma de la *Figura 3.11*.

3.6.2.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES MT/BT

Para cuantificar las pérdidas de energía se tiene la siguiente expresión:

$$E_{Pérdidas/xfo} = P_{Pérdidas/xfo} * FP * N \quad (3.27)$$

Dónde:

$E_{Pérdidas/xf0}$: Pérdidas de Energía en Transformadores MT/BT [kWh]

$P_{Pérdidas/xf0}$: Pérdidas de Potencia en Transformadores MT/BT [kW]

FP : Factor de Pérdidas

N : Período de estudio [h]

Nota: $N = 720$ (30 días), $N = 744$ (31 días) y $N = 672$ (28 días)

De igual forma que en líneas MT, el factor de pérdidas sigue los mismos lineamientos del reglamento de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, por lo que la expresión de la Ecuación 2.25 y 3.25 es aplicable en este apartado, en síntesis, la metodología para la determinación de pérdidas de energía en líneas MT es homólogo para transformadores de distribución.

3.6.3. PÉRDIDAS EN LÍNEAS BT

Las líneas en baja tensión comprenden circuitos BT distribuidos en la red secundaria de transformación, al igual que en el caso de pérdidas en líneas MT, es necesario inicialmente realizar un flujo de carga mediante el cual se obtendrán valores de pérdidas de potencia y a continuación con relaciones de factor de carga y factor de pérdidas, determinar las pérdidas de energía, en el caso de la red de distribución secundaria del sistema en estudio cuenta con cerca de 5.386 transformadores distribuidos (a junio 2018) en toda el área urbana del sistema mayor de DELAPAZ, por la cantidad de transformadores instalados, resulta práctico tomar una muestra representativa del número total de transformadores, en función de la base de datos disponibles de la red.

3.6.3.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS BT

Las pérdidas de potencia son determinados a partir de correr flujos de carga en un programa especializado CymDist, mediante el cual es posible determinar las pérdidas de potencia de cada circuito de la red secundaria. Para evaluar las pérdidas de potencia, se utiliza la siguiente secuencia de pasos para cada circuito secundario seleccionado:

- Obtener un diagrama unifilar de todos los circuitos secundarios en el cual se incluyen principalmente parámetros eléctricos como: número de fases, calibre de los conductores, coordenadas de los nodos del circuito, número de postes y ubicación.

- Obtener la curva de carga del circuito secundario, para cada circuito, que es igual a la curva de carga del transformador de distribución respectivo.
- De acuerdo a la disponibilidad de datos obtenidos de circuitos en baja tensión se procede a modelar la red de baja tensión en un programa especializado, cuyo principal objetivo es determinar un porcentaje de pérdidas técnicas en conductores BT.
- Para ubicar los puntos de demanda que ingresan en el flujo de potencia de circuitos secundarios, se requiere distribuir la carga a lo largo de cada circuito.
- Para la corrida de flujos de potencia se utiliza el programa CymDist. Los transformadores de distribución simulan las fuentes de cada circuito secundario y las cargas distribuidas en los postes simulan cargas reales.

El flujograma para la determinación de pérdidas en líneas BT en la interfaz CYMDIST es:

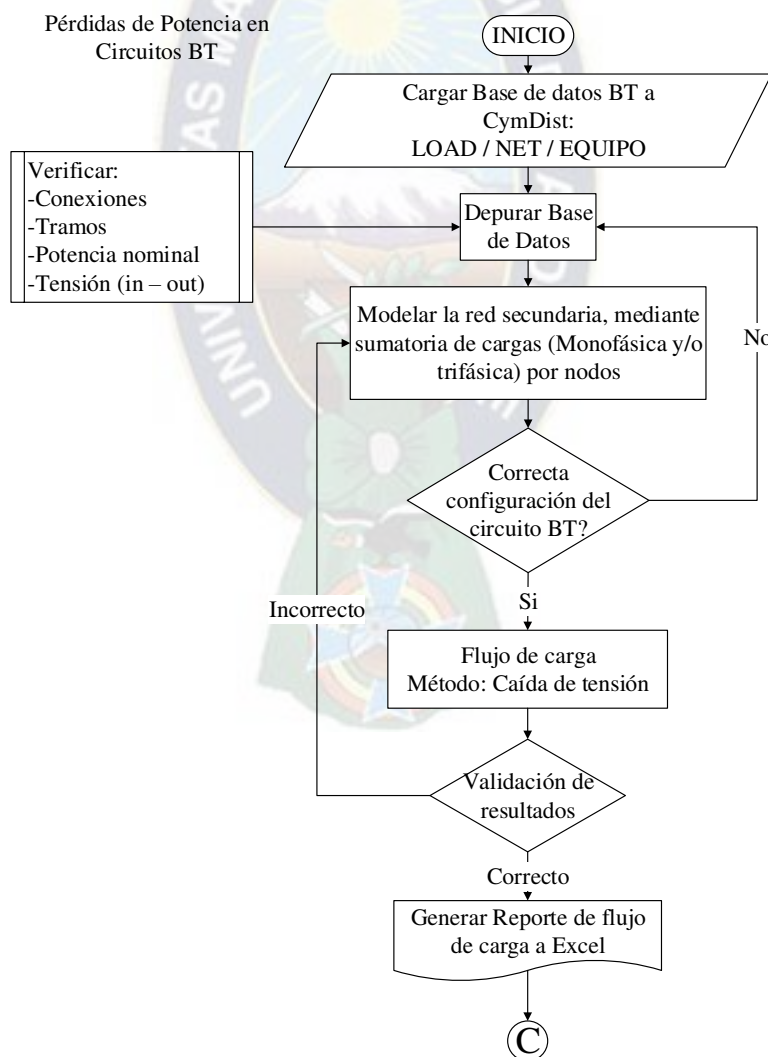


Figura 3.12. Flujograma Pérdidas de potencia en conductores BT

Fuente: Elaboración propia

3.6.3.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS BT

A) DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PÉRDIDAS

El factor de carga de cada circuito de baja tensión se obtiene a partir de la curva de carga del transformador de distribución MT/BT, donde se extraen datos de la demanda promedio y demanda máxima para el período de medición, en este sentido la Ecuación 3.25 del mismo modo es aplicable en este apartado. El factor de pérdidas en un circuito de baja tensión se calcula mediante la Ecuación 2.25, donde el coeficiente variable es determinado mediante aproximaciones establecidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

B) DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Para cuantificar las pérdidas de energía en líneas BT, es necesario tener como datos de entrada las pérdidas de potencia, el factor de pérdidas del circuito en baja tensión y el período de estudio, la misma situación ocurría en el caso para la determinación de pérdidas de energía en líneas MT, en este sentido la metodología planteada en el punto 3.6.1.2. *Pérdidas de energía en líneas MT* es aplicable también en este punto homologando de la siguiente forma:

$$E_{Pérdidas/BT} = P_{Pérdidas/BT} * FP * N \quad (3.28)$$

Dónde:

$E_{Pérdidas/BT}$: Pérdidas de Energía BT [kWh]

$P_{Pérdidas/BT}$: Pérdidas de Potencia BT [kW]

FP : Factor de Pérdidas

N : Período de estudio [h]

Nota: $N = 720$ (30 días), $N = 744$ (31 días) y $N = 672$ (28 días)

3.6.4. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS

El cálculo de pérdidas en acometidas se realiza por medio de la siguiente aproximación:

- En circuitos residenciales, el diseño de circuitos y acometidas sigue las normas de la empresa distribuidora de DELAPAZ. Las longitudes de las acometidas tienen

aproximadamente una distribución normal alrededor de una media, que corresponde a la distancia promediada.

- Se determina el tipo de conductor que usualmente se coloca en las acometidas para los usuarios típicos del alimentador. La resistencia de ese conductor se la denomina R_{ac} .
- De la base de datos se calcula la demanda promedio de todos los usuarios. La corriente que circula por los conductores de acometida es calculada de la siguiente forma:

$$I = \frac{P}{Vn * \cos \varphi}$$

Dónde:

I : Magnitud de la corriente media por el usuario [A]

P : Potencia media por el usuario [W]

Vn : Voltaje Nominal del consumidor [V]

$\cos \varphi$: Factor de potencia promedio

Realizando un análisis para las características del sistema se tiene el siguiente desarrollo donde las pérdidas totales en acometidas para el sistema en baja tensión vienen representadas en la siguiente Ecuación:

$$P_{Pérdidas/Acometidas} = P_{Pérdidas/Acometidas\ 1\varphi} + P_{Pérdidas/Acometidas\ 2\varphi} + P_{Pérdidas/Acometidas\ 3\varphi} \quad (3.29)$$

En relación a pérdidas en acometidas monofásicas, por efecto joule es el resultado del producto de la resistencia del conductor de la acometida monofásica y el cuadrado de la corriente promedio.

$$P_{Pérdidas/Acometidas\ 1\varphi} = I_{med\ monofasica}^2 * R_{monofasicas} \quad (3.30)$$

De manera similar para acometidas correspondientes a bifásicas y trifásicas se tiene:

$$P_{Pérdidas/Acometidas\ 2\varphi} = I_{med\ bifasica}^2 * R_{bifasicas} \quad (3.31)$$

$$P_{Pérdidas/Acometidas\ 3\varphi} = I_{med\ trifasica}^2 * R_{trifasicas} \quad (3.32)$$

En consecuencia, la corriente media monofásica, bifásica y trifásica se determinan en función de la energía consumida promedio.

$$I_{med\ monofasica} = \frac{Energía\ Promedio\ Monofasica}{V * \cos\phi * T} \quad (3.33)$$

$$R_{monofasicas} = r * 2 * l \quad (3.34)$$

$$I_{med\ bifasica} = \frac{Energía\ Promedio\ Bifasica}{2 * V * \cos\phi * T} \quad (3.35)$$

$$R_{bifasicas} = r * 2 * l \quad (3.36)$$

$$I_{med\ trifasica} = \frac{Energía\ Promedio\ Trifasica}{\sqrt{3} * V * \cos\phi * T} \quad (3.37)$$

$$R_{trifasicas} = r * 3 * l \quad (3.38)$$

Dónde:

$P_{Pérdidas/Acometidas}$: Pérdidas en acometidas del sistema [kW]

$P_{Pérdidas/Acometidas\ 1\phi}$: Pérdidas en acometidas monofásicas [kW]

$P_{Pérdidas/Acometidas\ 2\phi}$: Pérdidas en acometidas bifásicas [kW]

$P_{Pérdidas/Acometidas\ 3\phi}$: Pérdidas en acometidas trifásicas [kW]

$I_{med\ monofasica}$: Corriente promedio en acometidas monofásicas [A]

$I_{med\ bifasica}$: Corriente promedio en acometidas monofásicas [A]

$I_{med\ trifasica}$: Corriente promedio en acometidas monofásicas [A]

$R_{monofasicas}$: Resistencia del conductor (acometida monofásica) [Ω]

$R_{bifasicas}$: Resistencia del conductor (acometida monofásica) [Ω]

$R_{trifasicas}$: Resistencia del conductor (acometida monofásica) [Ω]

l : Longitud del conductor [m]

r : Resistencia unitaria del conductor [Ω/m]

$\cos\phi$: Factor de potencia

La determinación de pérdidas de energía en acometidas corresponde a la siguiente expresión:

$$E_{Pérdidas/Acometida} = P_{Pérdidas/Acometidas} * T \quad (3.39)$$

Dónde:

$E_{Pérdidas/Acometida}$: Pérdidas de energía en acometidas [kWh]

T : Periodo de estudio [h]

3.6.5. PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO

Las pérdidas en alumbrado público se refieren a aquellas pérdidas de energía que no pueden ser cuantificadas por un error en la estimación de consumo de energía por alumbrado público. Las pérdidas de alumbrado público corresponden a parte de las pérdidas no técnicas, por error de estimación de consumo de energía en alumbrado público, por lo que la metodología asume este valor dentro de las pérdidas no técnicas.

3.6.6. PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

Las pérdidas de potencia en los medidores se calculan considerando una pérdida constante de 1,2 vatios [13], para cada medidor. Una Ecuación matemática sencilla que permite determinar las pérdidas por equipos de medición en función de la incidencia de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos es la siguiente:

$$P_{Pérdidas/Medidores} = \frac{1,2 * N_m * (J_1 + 2 * J_2 + 3 * J_3)}{1000} \quad (3.40)$$

$$J_1 + J_2 + J_3 = 1$$

Dónde:

$P_{Pérdidas/Medidores}$: Pérdidas en medidores BT [kW]

N_m : Número total de medidores

J_1 : Incidencia de medidores monofásicos

J_2 : Incidencia de medidores Bifásicos

J_3 : Incidencia de medidores trifásicos

Adicionalmente se tiene la Ecuación 3.41, donde se contempla la incidencia de medidores monofásicos 2 hilos, 3 hilos, además de la incidencia de medidores trifásicos, del número total de equipos de medición.

$$P_{Pérdidas/Medidores} = \frac{1,2 * N_m * (m_1 + 2 * m_2 + 2 * m_3)}{1000} \quad (3.41)$$

$$m_1 + m_2 + m_3 = 1$$

Dónde:

$P_{Pérdidas/Medidores}$: Pérdidas en medidores BT [kW]

N_m : Número total de medidores

m_1 : Incidencia de medidores monofásicos 2 hilos

m_2 : Incidencia de medidores monofásicos 3 hilos

m_3 : Incidencia de medidores trifásicos

Para la determinación de pérdidas de energía se tiene la siguiente expresión:

$$E_{Pérdidas/Medidores} = P_{Pérdidas/Medidores} * T \quad (3.42)$$

Dónde:

$P_{Pérdidas/Medidores}$: Pérdidas de potencia en medidores [kW]

$E_{Pérdidas/Medidores}$: Pérdidas de energía en medidores [kWh]

T : Período de tiempo considerado [h]

3.7. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas son función de muchos factores como se expuso en el punto 2.4.2. *Pérdidas no técnicas o comerciales*, a pesar de los innumerables factores que intervienen en su cálculo es posible plantear una metodología que permita determinar las pérdidas no técnicas, mediante la herramienta de la estadística. Para la discriminación se utiliza un muestreo estratificado a nivel de usuarios, a partir del cual se fundamenta la inferencia sobre los parámetros de la población.

El objetivo del proceso de estimación de pérdidas no técnicas es el lograr la discriminación total de las pérdidas en el registro de energía, para completar la última fase del balance energético

del sistema. Al final del proceso se pretende mostrar un cuadro en el que aparezcan los siguientes datos [2]:

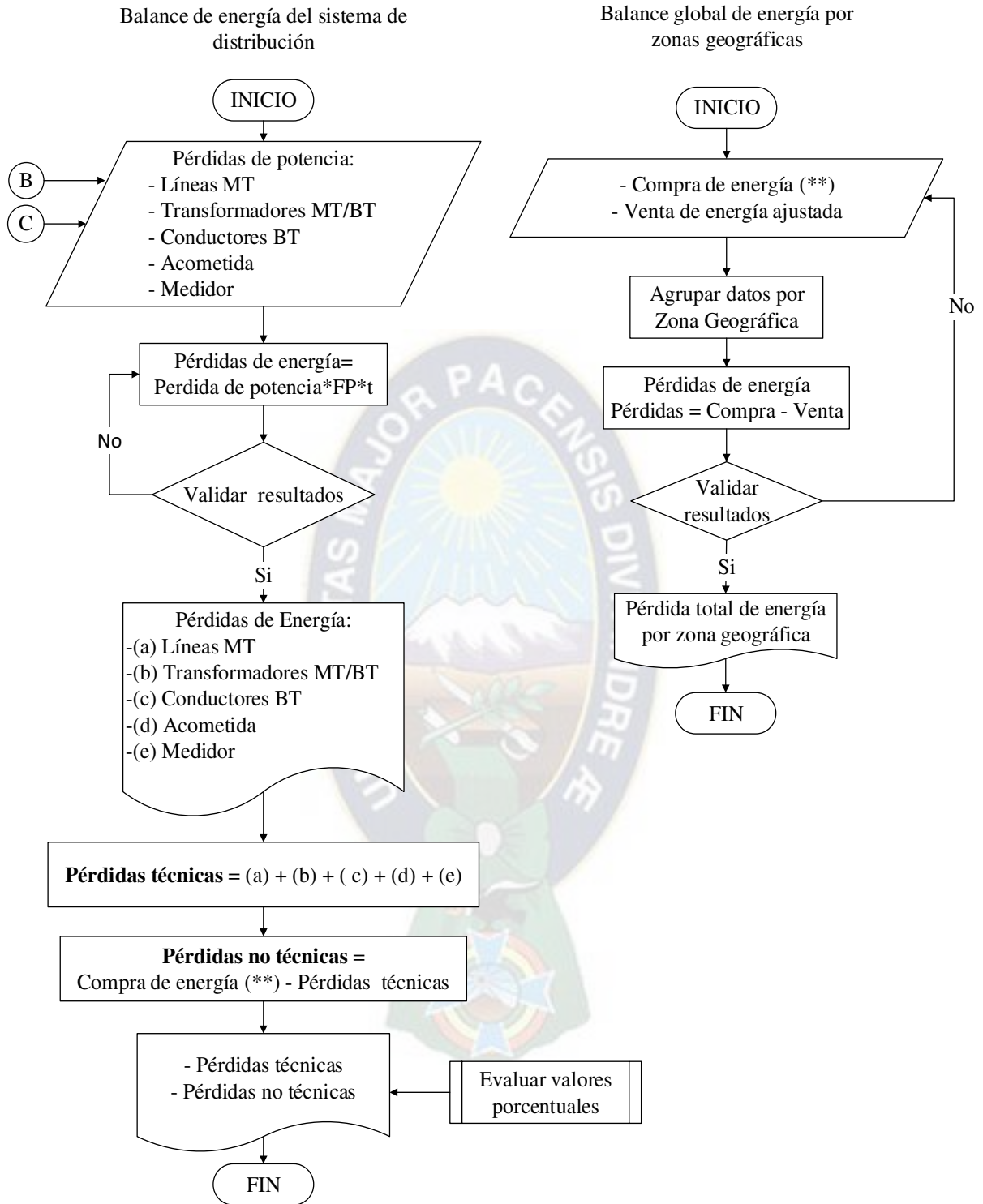
- Número de usuarios fraudulentos, tipo de fraude y monto total de fraude, es decir monto de pérdidas negras por fraude.
- Número de usuarios no suscriptores colgados a la red y monto de energía consumida, es decir monto de pérdidas negras por usuarios no suscriptores.
- Monto de pérdidas negras por error en los procesos de registros.
- El total de pérdidas negras del sistema en estudio.

Esta metodología es planteada por el autor Carlos Santiago Grijalva Silva en su tesis, Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución al Sistema “Quito” donde menciona que este estudio considera únicamente las causas que producen pérdidas negras en el registro de los consumos, es decir: fraude, usuarios no suscriptores y error de registro.

El estudio es viable si se cuenta con una base de datos representativa para el área de estudio, historial de registros de consumidores que infringieron las normas, recurriendo a conexiones ilegales, actualmente la empresa inspecciona diferentes zonas del sistema urbano, por medio de esta actividad se logra identificar casos de fraude, conexiones ilegales, entre otros. El sistema de distribución es uno de los más grandes del país, por lo que no se llega a realizar una inspección a todos los sectores del área de distribución.

Esta metodología es válida siempre y cuando se cuente con un registro de todos los requerimientos para su aplicación. En función de la información disponible el presente estudio opta por no realizar un estudio estadístico para la determinación de pérdidas no técnicas, la forma de evaluación de este parámetro es mediante una diferencia de energía disponible menos las pérdidas técnicas planteada en la Ecuación 2.17.

En general la metodología que se plantea, se encuentra conforme a la información disponible además de tomar en cuenta las particularidades del sistema de distribución en estudio; inicialmente se realiza un balance global de energía para determinar índices de pérdidas por zonas geográficas paralelamente se tiene un balance de energía del sistema de distribución para un determinado período de tiempo, para una mejor comprensión del conjunto del procedimiento se plantea el siguiente flujograma:



Nota: (**) Energía entregada al sistema de distribución urbana de DELAPAZ

Figura 3.13. Flujograma Balance de energía
Fuente: Elaboración propia

Capítulo IV: Aplicación Caso Real

4.1. EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

La evaluación de pérdidas eléctricas, es la etapa más importante del estudio donde se evaluará el índice de pérdidas de energía eléctrica de la red de distribución eléctrica urbana de DELAPAZ, los resultados son obtenidos a partir del desarrollo de la metodología planteada en el capítulo tres, donde se exponen algunas de las particularidades de la red de distribución; los métodos empleados en este estudio son determinísticos (simulación) y estadísticos.

4.1.1. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El área de estudio Sistema de distribución urbana de DELAPAZ, contempla los municipios de la ciudad de La Paz, El Alto y Viacha Pueblo, para un período de estudio de 12 meses que inicia en julio 2017, la selección del área y período de estudio se realizó considerando la disponibilidad de información según sugiere la metodología. Para este período y área de estudio el sistema de distribución, se estima 18 subestaciones, 121 alimentadores en media tensión, 5.386 transformadores de distribución (propiedad de DELAPAZ) y 599.560 usuarios conectados.

La metodología plantea realizar flujos de carga en redes de distribución primaria para la determinación de pérdidas de energía en líneas de media tensión y transformadores de distribución; la red secundaria por el gran número de circuitos en BT, se aplican herramientas estadísticas (muestreo) y simulaciones de flujo de carga para determinar las pérdidas en líneas de baja tensión, y por último las pérdidas en acometidas y medidores son el resultado de procedimientos estadísticos.

4.2. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Para realizar un balance de energía es necesario conocer la energía que ingresa al sistema (energía disponible), como también la energía facturada, a partir de estas dos variables es posible determinar las pérdidas de energía total del sistema, sin tomar en cuenta las causas de las pérdidas de energía de los diferentes componentes de la red, esta descripción es reflejada mediante la Ecuación 2.6.

$$E_{Pérdidas} = E_{Disponible} - E_{Facturada}$$

El balance de energía es válido para un periodo de estudio, ya sea este anual, mensual, semanal o diaria, por lo que la energía disponible y la energía facturada corresponden al mismo periodo de estudio. Para el estudio se realizará un balance mensual y anual acumulativo. Con un balance de energía global, no es posible conocer las causas de las pérdidas de energía, entre las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, por lo que la metodología plantea determinar pérdidas de energía en los principales elementos de la red.

4.3. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

4.3.1. DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED

La determinación de la energía entregada a la red (energía disponible) se realizó mediante instrumentos de medición a nivel de subestaciones más específicamente en salidas de subestaciones, las mediciones son registradas mensualmente, con la finalidad de realizar balances mensuales y acumulativos anuales. A partir de una curva de carga, se obtiene la energía eléctrica entregada a la red, para un determinado período de tiempo dependiendo de la capacidad de almacenamiento del equipo de medición instalado y de la planificación de períodos de medición, estos registros son procesados y almacenados mensualmente.

Cada una de las planillas es información procesada y validada por la empresa, estas planillas son resueltas a partir de curvas de cargas, obtenidas de la descarga de memoria en masa de equipos de medición instalados a la salida de cada subestación, las planillas que se tomaron en consideración para este estudio son las siguientes:

- Compra de energía por subestaciones_07
- Compra de energía por subestaciones_08
- Compra de energía por subestaciones_09
- Compra de energía por subestaciones_10
- Compra de energía por subestaciones_11
- Compra de energía por subestaciones_12
- Compra de energía por subestaciones_01
- Compra de energía por subestaciones_02
- Compra de energía por subestaciones_03

- Compra de energía por subestaciones_04
- Compra de energía por subestaciones_05
- Compra de energía por subestaciones_06

A partir de las planillas de compra de energía por subestaciones se tiene la energía entregada a la red (Ver Anexo 6-G), a nivel de subestaciones y zonas geográficas. El siguiente gráfico muestra la energía entregada a la red asociada a una subestación:

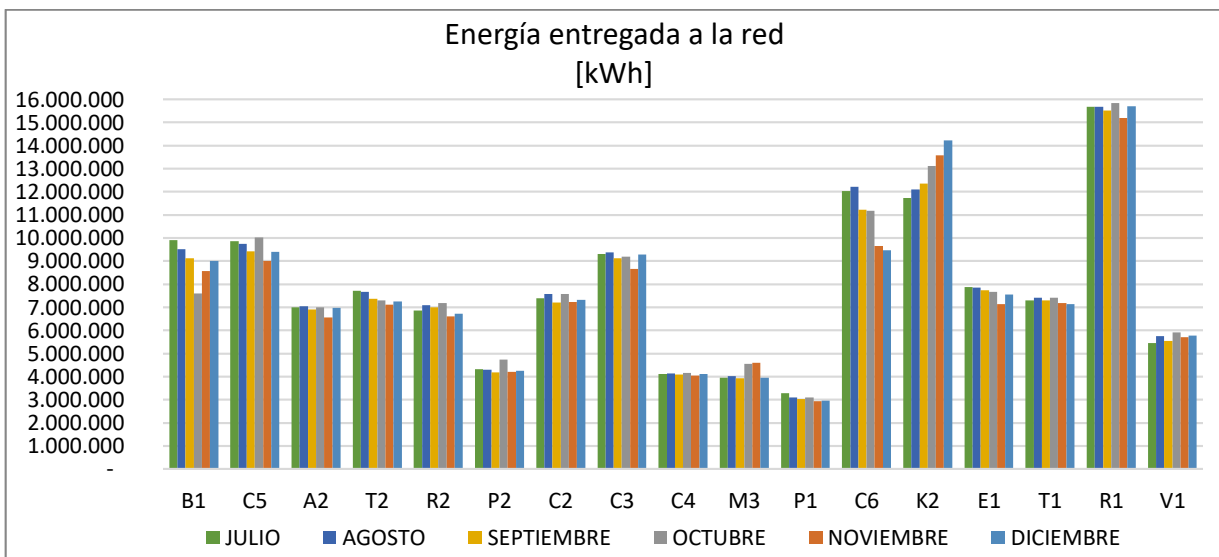


Gráfico 4.1. Energía entregada a la red [kWh] – Subestaciones (julio – diciembre 2017)

Fuente: Planillas de compra de energía – DELAPAZ

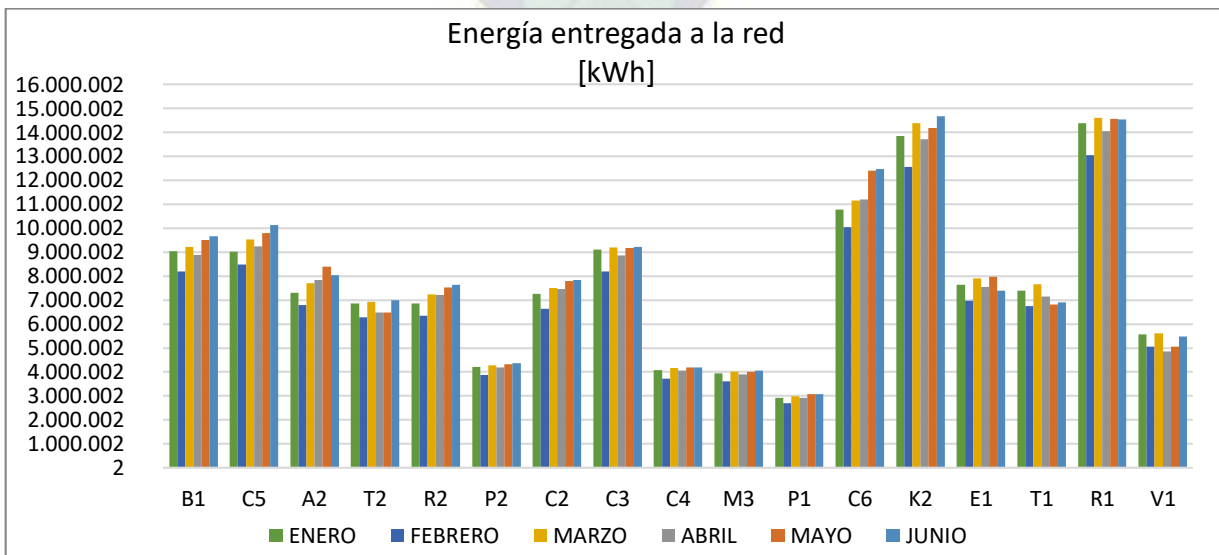


Gráfico 4.2. Energía entregada a la red [kWh] – Subestaciones (enero – junio 2018)

Fuente: Planillas de compra de energía – DELAPAZ

La energía entregada a la red asociadas a una zona geográfica, mediante un gráfico de columnas:

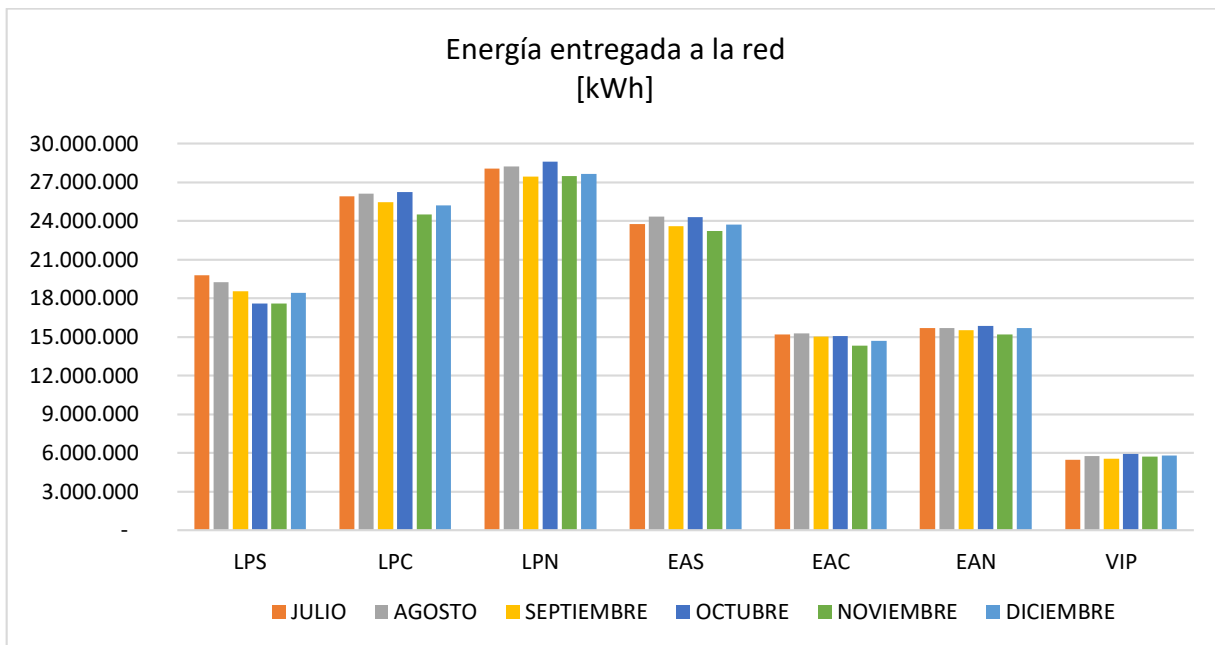


Gráfico 4.3. Energía entregada a la red [kWh] – Zona geográfica (julio - diciembre 2017)

Fuente: Planillas de compra de energía – DELAPAZ

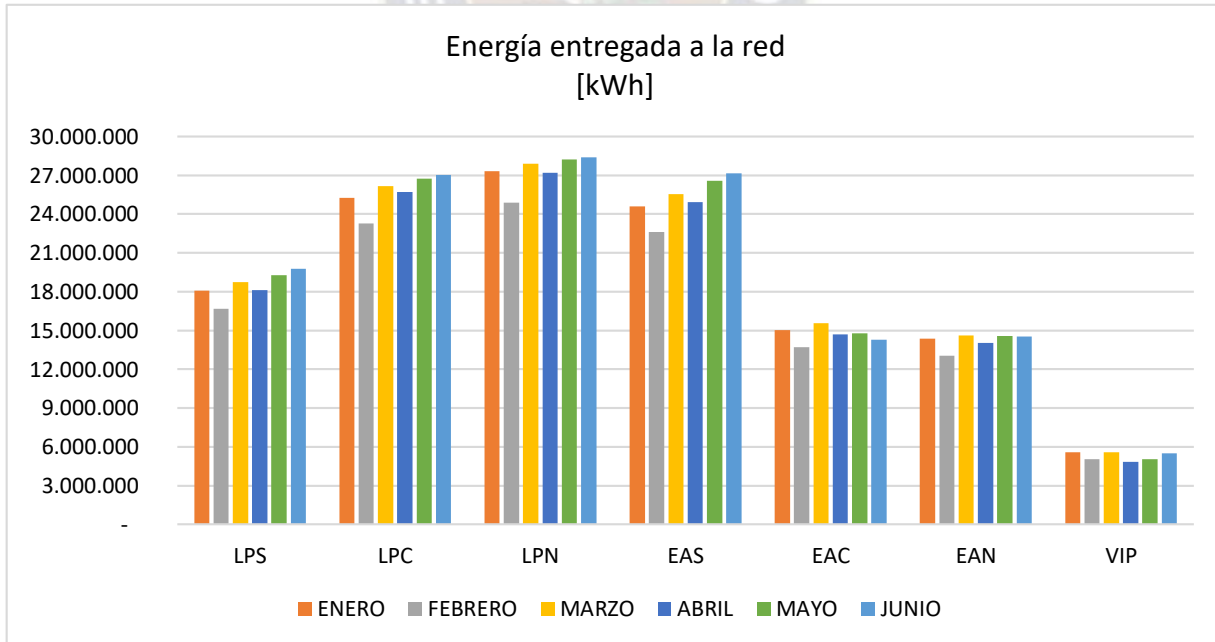


Gráfico 4.4. Energía entregada a la red [kWh] – Zona geográfica (enero – junio 2018)

Fuente: Planillas de compra de energía – DELAPAZ

La energía entregada a la red a nivel de zonas geográficas es obtenida a partir de la asociación de cada subestación a una zona geográfica, detallada en Anexo 6-G, incisos b) y d).

Mediante los gráficos se puede observar el comportamiento de la energía entregada a la red por el periodo de 12 meses asociadas a nivel de subestaciones y zonas geográficas, donde se identifica aquellas subestaciones y zonas que demandan mayor energía eléctrica, a nivel de subestaciones R1, K2 y C6 y a nivel de zonas geográficas LPN, LPC y EAS.

Otro aspecto que se puede observar de estos gráficos es la variación que existe entre los diferentes periodos de medición, esta variación resulta principalmente de las modificaciones que se realizan en la configuración topológica de la red, debido a diferentes trabajos de mantenimiento y/o construcciones que se realizan en una red de distribución, adicionalmente la demanda de energía eléctrica varía en función a la estación del año.

4.3.2. DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA

La energía vendida o registrada está dada por parte de los consumos de energía eléctrica de todos los usuarios conectados a un alimentador perteneciente al sistema urbano del sistema en estudio, además se incluye el consumo interno de la empresa, para posteriormente agrupar este valor a nivel de subestaciones y a continuación por zonas geográficas. Para obtener los registros se procedió de la siguiente manera:

Mediante la planilla “*pérdidas_XX*” se obtiene un registro de la energía consumida por cada usuario, por el período aproximado de un mes, para los intereses de este estudio toma en consideración los siguientes campos:

- Consumo mensual de energía de cada usuario factura cada mes.
- Asociación del número de usuario al alimentador al cual se encuentra conectado.
- Asociación del número de usuario de la subestación a la cual se encuentra conectada.
- Período de consumo.
- Área, remesa y ruta.

Por el número de clientes conectados a la red, la planilla contiene una gran cantidad de datos, en algunos casos el cliente no está asociado a ningún alimentador, ni subestación, sin embargo, mediante el código de área, remesa y ruta es posible asociar a la subestación que corresponde

de esta manera se consigue el consumo total de clientes asociados a una subestación; los períodos de energía de cada uno de los usuarios es diferente uno del otro, esta situación se da por el gran número de usuarios conectados a la red, por lo que es necesario realizar un cálculo previo donde se realice un ajuste de la energía que consume cada usuario para el periodo que se realiza el balance de energía, por lo que es necesario aplicar el método de la simultaneidad de lecturas, este procedimiento fue descrito en el capítulo tres, donde se describe en detalle el método, en función a las características de las planillas:

- Pérdidas_07
- Pérdidas_08
- Pérdidas_09
- Pérdidas_10
- Pérdidas_11
- Pérdidas_12
- Pérdidas_01
- Pérdidas_02
- Pérdidas_03
- Pérdidas_04
- Pérdidas_05
- Pérdidas_06

En cuanto al consumo de energía por alumbrado público se tiene como valor el consumo total de energía por municipio, este consumo es determinado en función del número de luminarias instalados en cada municipio y de acuerdo a la estación del año, se determinan las horas de encendido y por consiguiente se estima la energía consumida por ese sector, este valor es dividido a todas las subestaciones por el grado de incidencia del consumo de energía eléctrica de los mismos. El consumo estimado del alumbrado público por municipio se encuentra dentro de las planillas de “*pérdidas_XX*”

Además del consumo de energía eléctrica en clientes conectados a la red y del alumbrado público, está el consumo por parte de la empresa distribuidora de electricidad, aunque este valor no es grande, es importante considerar este factor porque caso contrario este valor se adicionaría a las pérdidas no técnicas, por lo que se determinó el consumo interno por subestaciones mediante las planillas de consumo interno para el período de estudio:

- Consumo interno_07
- Consumo interno_08
- Consumo interno_09
- Consumo interno_10
- Consumo interno_11
- Consumo interno_12
- Consumo interno_01
- Consumo interno_02
- Consumo interno_03
- Consumo interno_04
- Consumo interno_05
- Consumo interno_06

A continuación, se presenta una gráfica de columnas de la energía facturada a nivel de subestaciones y a nivel de zonas geográficas, incluyendo el consumo interno de la empresa:

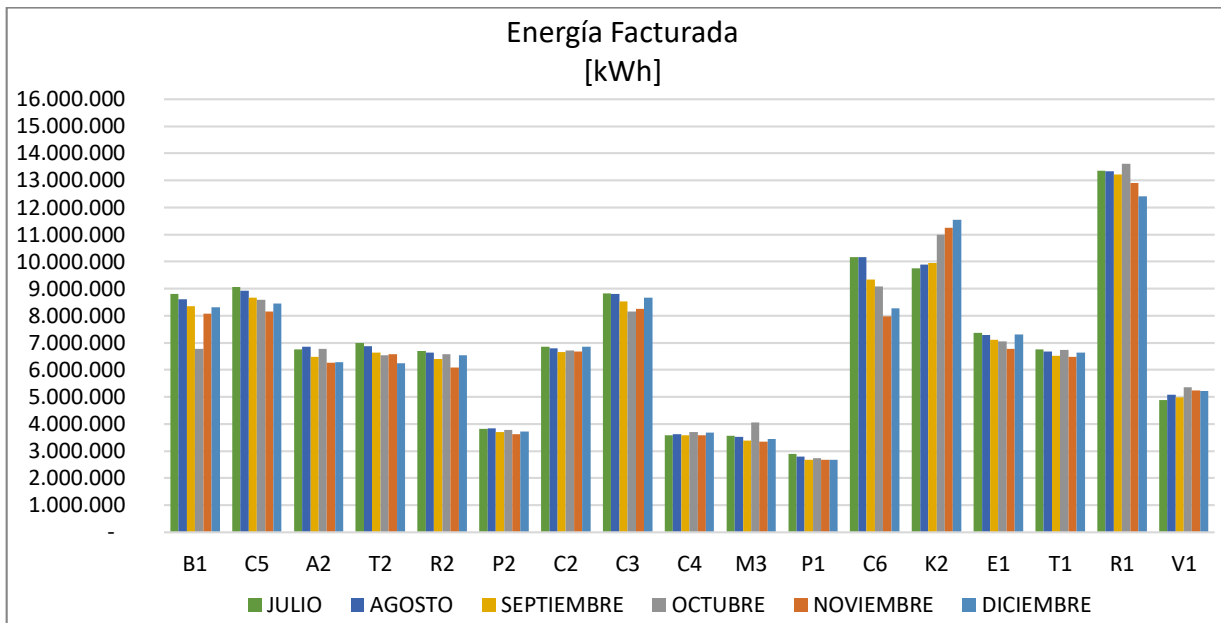


Gráfico 4.5. Energía facturada a la red [kWh] – Subestaciones (julio – diciembre 2017)

Fuente: Planillas de venta de energía – DELAPAZ

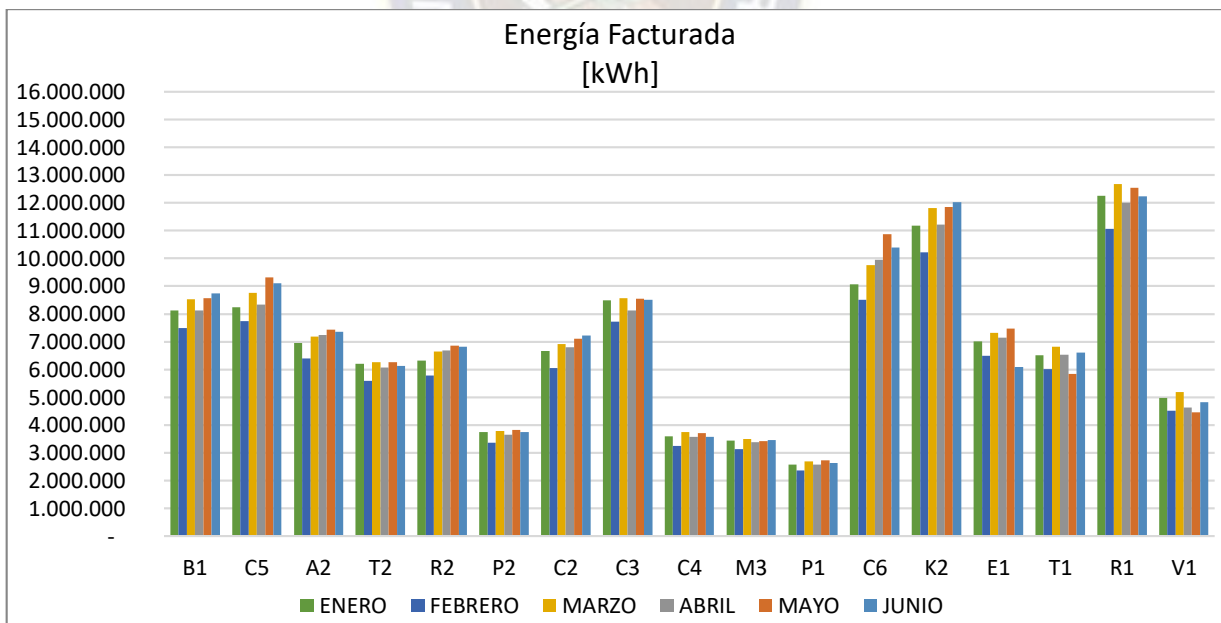


Gráfico 4.6. Energía facturada a la red [kWh] – Subestaciones (enero – junio 2018)

Fuente: Planillas de venta de energía – DELAPAZ

La energía consumida en la red asociadas a una zona geográfica, mediante un gráfico de columnas:

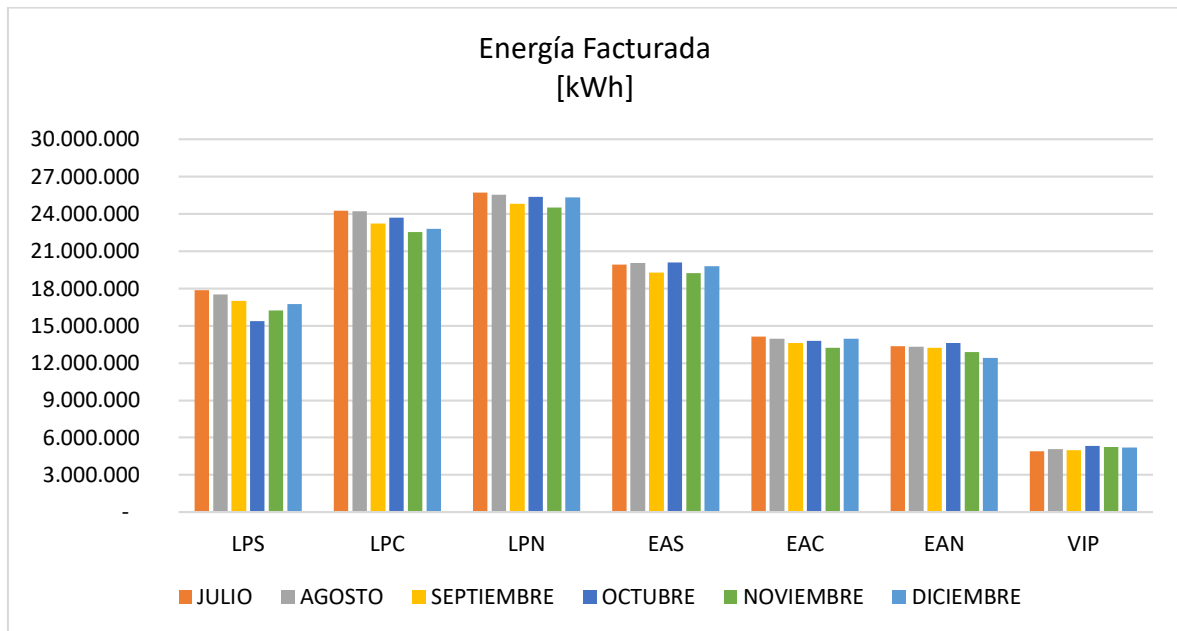


Gráfico 4.7. Energía facturada a la red [kWh] – Zona geográfica (julio - diciembre 2018)

Fuente: Planillas de venta de energía – DELAPAZ

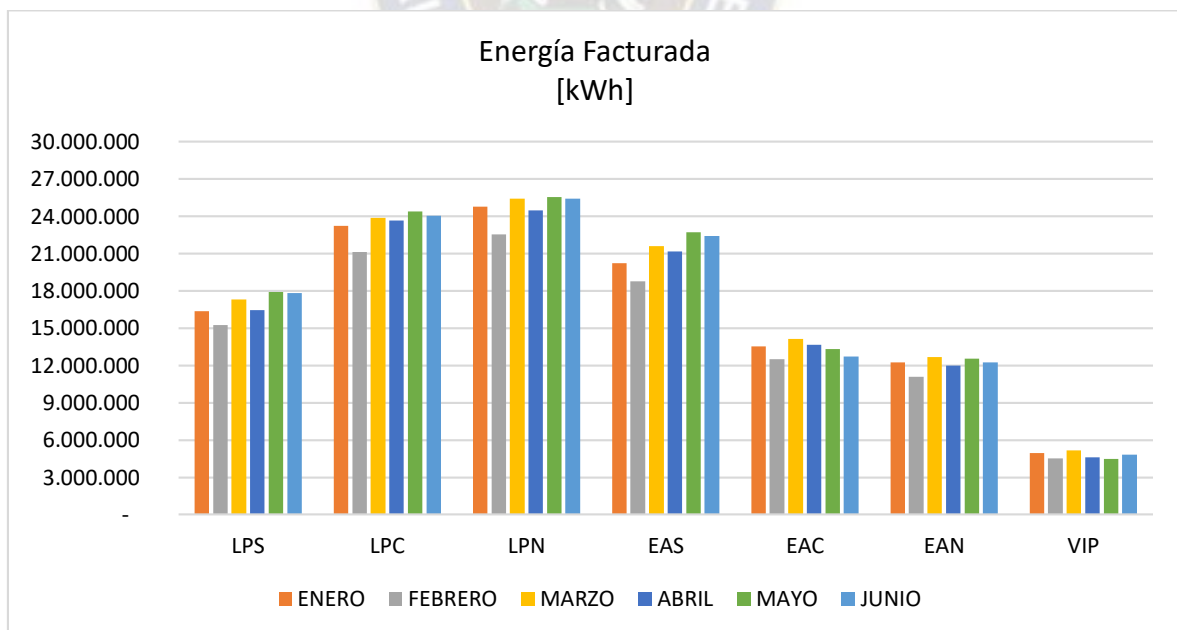


Gráfico 4.8. Energía facturada a la red [kWh] – Zona geográfica (enero – junio 2018)

Fuente: Planillas de venta de energía – DELAPAZ

Mediante los gráficos se observa el comportamiento en cuanto al consumo de energía eléctrica, a nivel de zonas geográficas y a nivel de subestaciones, de los resultados es posible notar que las subestaciones con mayor consumo de energía son las subestaciones de Kenko, Cosmos de la zona sur, y Rio Seco de la zona norte de la ciudad de El Alto; así también por zonas geográficas LPN, seguida de LPC y EAS son las zonas que facturan mayor energía eléctrica, en contraste con los resultados de la energía entregada a la red, gráficamente se observa un comportamiento análogo.

Los resultados numéricos son presentados en el Anexo 6-H, donde se tiene registro del total de la energía cuantificada correspondiente al consumo de energía por subestaciones, además del consumo interno de la empresa.

4.3.3. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN MEDIA TENSIÓN

A partir de correr flujos de carga en redes de distribución primaria se obtiene las pérdidas de potencia en líneas MT y transformadores MT/BT, los factores de carga y pérdidas son determinadas de la curva de carga de cada alimentador MT de la red de distribución urbana de DELAPAZ, y las pérdidas de energía son el producto de las pérdidas de potencia y el factor de pérdidas en un período de tiempo.

4.3.3.1. PÉRDIDAS EN LINEAS MT

De acuerdo con la metodología se plantea obtener información técnica eléctrica de la configuración de la red de distribución primaria, los datos en formato son cargados al programa CymDist, que permite correr flujos de carga al conjunto de la red, obteniendo resultados de pérdidas de potencia por alimentador en media tensión.

A partir de la curva de carga y de planillas de estado de carga se obtendrá las demandas máximas mensuales de cada alimentador de la red, estos son los datos de entrada para correr un flujo de carga en el programa CymDist.

Inicialmente se modela la red de media tensión para la demanda máxima no coincidental del mes de junio 2018, mes del inicio del período de estudio, a partir de este modelo se prosigue a representar un modelo para el mes anterior en función de la demanda máxima no coincidental, el proceso es iterativo hasta concluir con el mes de julio 2017.

Al modelar la red de media tensión no se pretende realizar una representación real y exacta del instante de tiempo que se presentó el pico de carga, la finalidad de modelar la red primaria en un programa especializado es obtener una representación próxima que refleje el instante de la máxima demanda de cada alimentador MT. Las pérdidas de potencia en media tensión corresponden a pérdidas de potencia en alimentadores MT, que son obtenidos a partir de correr flujos de carga, para el instante de la demanda máxima no coincidental mensual de cada alimentador.

Los resultados de correr flujos de carga para el período de estudio se muestran en el Anexo 6-I, donde se obtiene las pérdidas de potencia de cada alimentador para la demanda máxima no coincidental.

Las pérdidas de energía en redes de distribución primaria se determinan inicialmente a partir de la Ecuación 3.25 donde se determinó el factor de carga para cada alimentador MT, en función de la demanda promedio y la demanda máxima, datos obtenidos de la curva de carga. El factor de pérdidas es obtenido de acuerdo a la Ecuación 2.25; la determinación del factor de carga y del factor de pérdidas son determinados individualmente para cada alimentador MT.

Las pérdidas de energía a nivel de alimentadores fueron cuantificadas en función de las pérdidas de potencia en cada alimentador MT en servicio del sistema de distribución, es decir la integral de la curva de pérdidas de potencia horaria, las pérdidas de energía se cuantifican mediante la Ecuación 3.26, esta expresión permite determinar las pérdidas de energía en líneas MT, de cada uno de los alimentadores de la red de distribución, para un período mensual y acumulativo anual por medio de la cual se observará el comportamiento mes a mes de las pérdidas de energía en alimentadores de la red primaria.

Los reportes de flujo de carga entregan valores de pérdidas de potencia de cada alimentador, la sumatoria a muestra a nivel de subestación; las pérdidas de energía pueden ser cuantificadas en tres niveles a nivel de alimentadores MT, a nivel de subestaciones y en general para el sistema de distribución, de acuerdo a la metodología las pérdidas de energía en líneas MT son cuantificadas en general para todo el sistema de la red de distribución urbana de DELAPAZ.

A continuación, se muestran resultados de las pérdidas de energía en líneas MT mensuales para todo el sistema de distribución, y porcentajes de pérdidas con respecto a la energía total que ingresa al sistema de distribución eléctrica.

Tabla 4.1. Pérdidas de energía en líneas MT

MES	Energía entregada a la red [kWh]	Pérdidas de energía en líneas MT [kWh]	Porcentaje de pérdidas en líneas MT [%]
Julio	133.856.783	1.617.577	1,21%
Agosto	134.603.891	1.647.531	1,22%
Septiembre	131.132.143	1.540.611	1,17%
octubre	133.549.087	1.514.835	1,13%
noviembre	128.037.711	1.521.124	1,19%
diciembre	131.154.538	1.639.289	1,25%
enero	130.174.646	1.481.797	1,14%
febrero	119.225.310	1.379.439	1,16%
marzo	134.090.917	1.563.425	1,17%
abril	129.547.035	1.494.924	1,15%
mayo	135.178.743	1.580.902	1,17%
junio	136.628.547	1.589.264	1,16%

Fuente: Elaboración propia

4.3.3.1.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

En función al conjunto de resultados obtenidos, es posible determinar una función cuadrática que permita determinar las pérdidas de energía en líneas MT en función de la energía entregada a la red a nivel de subestaciones, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se realizó un análisis del comportamiento de cada una de las subestaciones.
- Se observa la relación que existen entre diferentes variables particularmente entre las pérdidas de energía y la energía que ingresa al circuito de baja tensión.
- Es posible encontrar datos atípicos dentro de estas planillas, por lo que se recurre a la aplicación del método de cajas y bigotes (Ver Anexo 6-V), mediante este método se eliminaron datos que no corresponden al comportamiento común de estas variables.

Las pérdidas eléctricas siguen el comportamiento de una función cuadrática por el origen de los materiales de los conductores de electricidad, en consecuencia, las funciones halladas con un mayor grado de determinación corresponden a una función cuadrática:

A2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_A2} = -7E - 10 * E_{Total_A2}^2 + 0,0185 * E_{Total_A2} - 65262 \quad (4.1)$$

$$R^2 = 0,9842$$

B1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_B1} = -9E - 09 * E_{Total_B1}^2 + 0,1761 * E_{Total_B1} - 729734 \quad (4.2)$$

$$R^2 = 0,9613$$

C2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C2} = -2E - 10 * E_{Total_C2}^2 + 0,0134 * E_{Total_C2} - 34243 \quad (4.3)$$

$$R^2 = 0,8923$$

C3:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C3} = 6E - 09 * E_{Total_C3}^2 + 0,0952 * E_{Total_C3} - 440220 \quad (4.4)$$

$$R^2 = 0,9603$$

C4:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C4} = 6E - 09 * E_{Total_C4}^2 + 0,0544 * E_{Total_C4} - 81247 \quad (4.5)$$

$$R^2 = 0,8007$$

C5:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C5} = 2E - 08 * E_{Total_C5}^2 - 0,3006 * E_{Total_C5} + 1E + 06 \quad (4.6)$$

$$R^2 = 0,9299$$

C6:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C5} = 6E - 10 * E_{Total_C5}^2 - 0,0025 * E_{Total_C5} + 93774 \quad (4.7)$$

$$R^2 = 0,9551$$

E1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_E1} = -7E - 10 * E_{Total_E1}^2 + 0,0185 * E_{Total_E1} - 65262 \quad (4.8)$$

$$R^2 = 0,9842$$

K2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_K2} = -2E - 09 * E_{Total_K2}^2 + 0,0607 * E_{Total_K2} - 327796 \quad (4.9)$$

$$R^2 = 0,9842$$

M3:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_M3} = 7E - 09 * E_{Total_M3}^2 - 0,0417 * E_{Total_M3} + 85842 \quad (4.10)$$

$$R^2 = 0,9011$$

P1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_P1} = -4E - 09 * E_{Total_P1}^2 + 0,0504 * E_{Total_P1} - 82662 \quad (4.11)$$

$$R^2 = 0,9744$$

P2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_P2} = 5E - 09 * E_{Total_P2}^2 - 0,0402 * E_{Total_P2} + 104163 \quad (4.12)$$

$$R^2 = 0,8847$$

R1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_R1} = 2E - 09 * E_{Total_R1}^2 - 0,0359 * E_{Total_R1} + 393002 \quad (4.13)$$

$$R^2 = 0,9089$$

R2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_R2} = 2E - 09 * E_{Total_R2}^2 + 0,0016 * E_{Total_R2} - 63712 \quad (4.14)$$

$$R^2 = 0,9436$$

T1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{T1}} = 1E - 08 * E_{Total_{T1}}^2 - 0,1757 * E_{Total_{T1}} + 613470 \quad (4.15)$$

$$R^2 = 0,8152$$

T2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{T2}} = 4E - 09 * E_{Total_{T2}}^2 - 0,0472 * E_{Total_{T2}} + 187068 \quad (4.16)$$

$$R^2 = 0,8767$$

V1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{V1}} = -4E - 09 * E_{Total_{V1}}^2 + 0,0964 * E_{Total_{V1}} - 264750 \quad (4.17)$$

$$R^2 = 0,9043$$

Las funciones cuadráticas planteadas representan el mejor ajuste, con el objetivo de obtener un grado de determinación alto entre las variables de estudio, a continuación, se muestra gráficamente el grado de determinación, además del comportamiento de las pérdidas de energía MT de las distintas subestaciones del sistema de distribución.

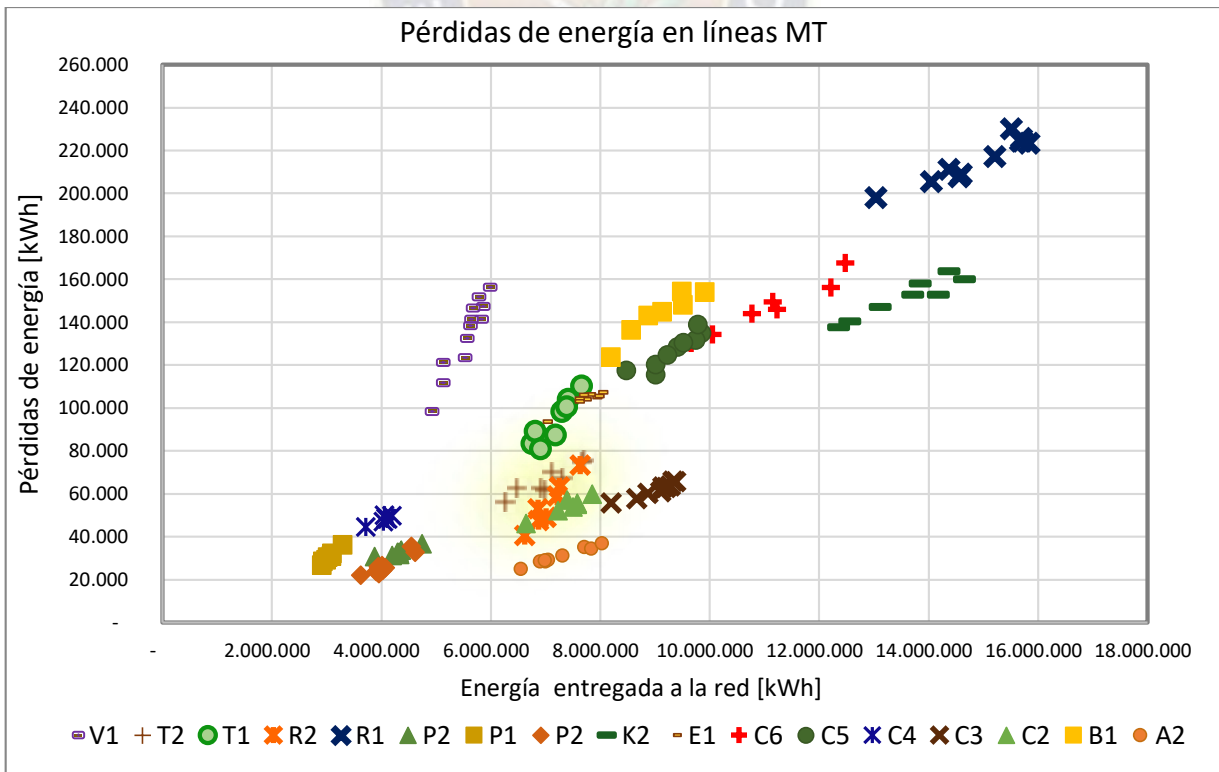


Gráfico 4.9. Gráfico de dispersión en relación a pérdidas de energía en líneas MT

Fuente: Elaboración propia

Este último gráfico muestra el comportamiento de las pérdidas de energía en función de la energía entregada a la red, claramente se observa el comportamiento de cada subestación en diferentes instantes de tiempo, donde cada subestación presenta un comportamiento independiente en relación a otra subestación.

4.3.4. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN BAJA TENSIÓN

4.3.4.1. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT

Las pérdidas en transformadores de distribución MT/BT se determinó a partir de flujos de carga en CymDist, la metodología plantea cuantificar las pérdidas en transformadores de distribución MT/BT, como parte de la cuantificación de las pérdidas en baja tensión.

Inicialmente las pérdidas de potencia se determinaron de manera conjunta con las pérdidas en líneas de media tensión, sin embargo, para fines de presentación se desarrolla en diferentes acápites. Los reportes de flujos de carga muestran resultados de pérdidas de potencia en transformadores de distribución, en función a este resultado y la determinación de los factores de pérdidas por alimentadores se determinarán las pérdidas de energía en transformadores, asociados a nivel de subestaciones.

Las pérdidas de potencia al igual que en líneas MT se obtiene del reporte de flujo de carga, las simulaciones son representativas para la demanda máxima mensual y es denominada:

$$P_{Pérdidas/XFO}$$

Los factores de carga se determinaron de la curva de carga, y el factor de pérdida se determinó en función de la siguiente expresión, donde el factor “C” responde la normativa establecida por la AETN:

$$FP = C * FC + (1 - C) * FC^2$$

Una vez obtenida todos los datos necesarios se determinó las pérdidas de energía en transformadores de distribución asociados a nivel de subestaciones, para fines de estudio los resultados son presentados en general para todo el sistema y serán denominados de la siguiente forma:

$$E_{Pérdidas/XFO} = P_{Pérdidas/XFO} * FP * N$$

A continuación, se presenta una tabla resumen de las pérdidas de energía en transformadores de distribución:

Tabla 4.2. Pérdidas de energía en transformadores MT/BT

MES	Energía entregada a la red [kWh]	Pérdidas de energía en Transformadores MT [kWh]	Porcentaje de pérdidas en transformadores MT [%]
Julio	133.856.783	1.867.462	1,40%
Agosto	134.603.891	1.913.390	1,42%
Septiembre	131.132.143	1.788.528	1,36%
octubre	133.549.087	1.863.351	1,40%
noviembre	128.037.711	1.777.182	1,39%
diciembre	131.154.538	1.841.941	1,40%
enero	130.174.646	1.732.203	1,33%
febrero	119.225.310	1.493.061	1,25%
marzo	134.090.917	1.903.281	1,42%
abril	129.547.035	1.724.677	1,33%
mayo	135.178.743	1.849.620	1,37%
junio	136.628.547	1.882.729	1,38%

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de los flujos de carga se muestran en el Anexo 6-I, donde se tienen valores de pérdidas de energía en transformadores de distribución MT/BT.

4.3.4.1.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

De acuerdo a los resultados obtenidos, se busca algún grado de determinación que permita encontrar las pérdidas de energía en transformadores de distribución MT/BT en función de la energía entregada a nivel de subestaciones, se tomaron en cuenta las mismas consideraciones planteadas en el punto 4.3.3.1.1 *Análisis estadístico*, de igual manera el comportamiento corresponde a funciones cuadráticas. A continuación, se presentan las funciones cuadráticas a nivel de subestaciones.

A2:

$$E_{Pérdidas/MT_A2} = -5E - 09 * E_{Total_A2}^2 + 0,0765 * E_{Total_A2} - 232583 \quad (4.18)$$

$$R^2 = 0,9018$$

B1:

$$E_{Pérdidas/MT_B1} = -3E - 09 * E_{Total_B1}^2 + 0,0577 * E_{Total_B1} - 197384 \quad (4.19)$$

$$R^2 = 0,9511$$

C2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C2} = -1E - 08 * E_{Total_C2}^2 + 0,1765 * E_{Total_C2} - 599015 \quad (4.20)$$

$$R^2 = 0,9070$$

C3:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C3} = 6E - 09 * E_{Total_C3}^2 - 0,0855 * E_{Total_C3} + 423876 \quad (4.21)$$

$$R^2 = 0,9726$$

C4:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C4} = 3E - 08 * E_{Total_C4}^2 - 0,2534 * E_{Total_C4} + 523430 \quad (4.22)$$

$$R^2 = 0,9342$$

C5:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C5} = -6E - 09 * E_{Total_C5}^2 + 0,1238 * E_{Total_C5} - 482940 \quad (4.23)$$

$$R^2 = 0,9592$$

C6:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_C5} = -4E - 08 * E_{Total_C5}^2 + 0,9305 * E_{Total_C5} - 5E + 06 \quad (4.24)$$

$$R^2 = 0,9530$$

E1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_E1} = -2E - 08 * E_{Total_E1}^2 + 0,2741 * E_{Total_E1} - 951450 \quad (4.25)$$

$$R^2 = 0,9122$$

K2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_K2} = -3E - 09 * E_{Total_K2}^2 + 0,1141 * E_{Total_K2} - 724654 \quad (4.26)$$

$$R^2 = 0,9533$$

M3:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_M3} = 2E - 08 * E_{Total_M3}^2 - 0,1759 * E_{Total_M3} + 364972 \quad (4.27)$$

$$R^2 = 0,9522$$

P1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_P1} = -3E - 08 * E_{Total_P1}^2 + 0,2037 * E_{Total_P1} - 319517 \quad (4.28)$$

$$R^2 = 0,9277$$

P2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_P2} = -5E - 09 * E_{Total_P2}^2 + 0,0517 * E_{Total_P2} - 66132 \quad (4.29)$$

$$R^2 = 0,9593$$

R1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_R1} = -5E - 09 * E_{Total_R1}^2 + 0,1789 * E_{Total_R1} - 1E + 06 \quad (4.30)$$

$$R^2 = 0,9084$$

R2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{R2}} = 5E - 09 * E_{Total_{R2}}^2 - 0,0582 * E_{Total_{R2}} + 234029 \quad (4.31)$$

$$R^2 = 0,9042$$

T1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{T1}} = -3E - 08 * E_{Total_{T1}}^2 + 0,4464 * E_{Total_{T1}} - 2E + 06 \quad (4.32)$$

$$R^2 = 0,9028$$

T2:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{T2}} = 4E - 10 * E_{Total_{T2}}^2 - 0,0072 * E_{Total_{T2}} + 36660 \quad (4.33)$$

$$R^2 = 0,807$$

V1:

$$E_{P\acute{e}rdidas/MT_{V1}} = 2E - 09 * E_{Total_{V1}}^2 - 0,0169 * E_{Total_{V1}} + 85348 \quad (4.34)$$

$$R^2 = 0,8728$$

Gráficamente se tiene lo siguiente, donde se observa las pérdidas en transformadores de distribución agrupadas por subestaciones.

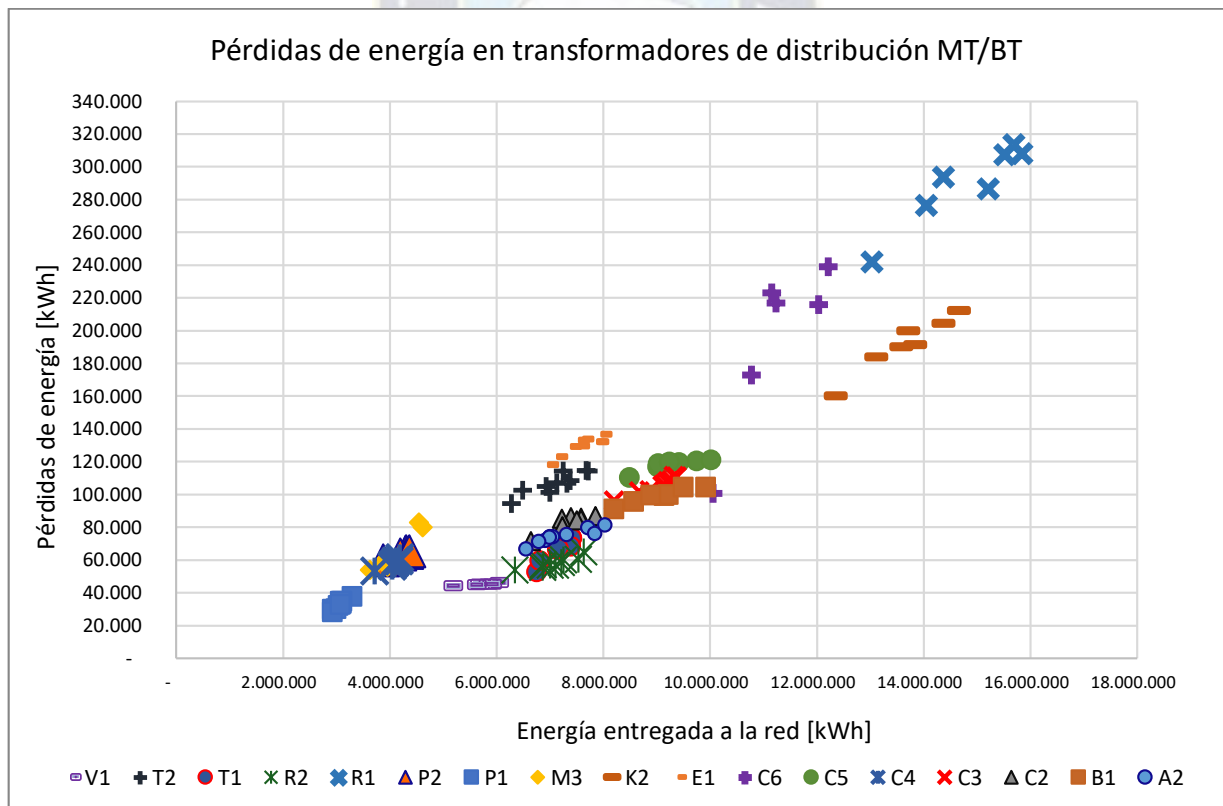


Gráfico 4.10. Gráfico de dispersión en relación a pérdidas de energía en líneas MT

Fuente: Elaboración propia

4.3.4.2. PÉRDIDAS EN LÍNEAS BT

Para obtener las pérdidas técnicas en circuitos secundarios se procedió de forma idéntica a la determinación de circuitos primarios con la diferencia de que, en este caso, el análisis corresponde a circuitos en baja tensión, lo que implica correr varios flujos de carga, por el gran número de circuitos en BT, instalados en la red.

Inicialmente se obtuvieron datos como ser: el diagrama unifilar de todos los circuitos secundarios y curvas de carga del circuito secundario, a partir de esta información es posible determinar la demanda máxima y la demanda promedio, factor de potencia, factor de carga factor de pérdidas en función a la disponibilidad de datos; con esta información se corrió flujos de carga en CymDist. La información que se ingresó al programa de simulación para correr flujos de carga son:

- Diagrama unifilar
- Curva de carga del circuito secundario
- Consumo de energía por cada circuito, igual a la suma de los consumos de sus usuarios durante el período de estudio.

De acuerdo a las características de la red de distribución se determinó aplicar un muestreo que se describe en el punto 3.5.2 *Modelado de la red secundaria en CymDist*, donde se establece el número de circuitos necesarios para determinar el nivel de las pérdidas en líneas BT, en consecuencia, se presenta la siguiente tabla donde se tiene los códigos de los centros de transformación MT/BT, que se procedió a modelar en el programa CymDist.

Cuadro 4.1. Códigos de centros de transformación MT/BT

A02337	B03065	C02170	C13110	F01005	L02465	M10100	S03070	S14175	U10045
A02515	B05135	C02190	C13150	F10275	L04325	P02230	S04245	S16055	V08405
A04163	B05150	C02205	C13172	H01030	L04490	P02305	S05140	T02090	V10109
A04240	B06200	C03025	C13220	I01375	L06045	P04012	S05145	T04315	V13220
A06005	B06458	C04585	C16155	I02105	M01025	P04295	S05347	T05025	Y01485
A07315	C01070	C05030	C16200	I06333	M04087	P08285	S05377	T05081	Y01975
A08032	C01106	C06090	C16220	J01103	M05095	P09208	S08135	T05086	H01025
A09255	C01111	C10120	C80070	L01270	M05117	P09275	S08180	T05300	N01187
A18105	C01130	C11075	D02335	L01375	M08478	P11090	S10027	T06070	V05260
B02048	C01180	C13105	E23025	L02260	M08480	P12025	S11025	U01290	V13045

Fuente: Elaboración propia

En el Anexo 6-J, se encuentran valores de potencia máxima, potencia promedio, factor de carga y factor de pérdidas de cada circuito de baja tensión, datos para correr flujos de carga; los datos de entrada al programa de simulación son las potencias activas y reactivas. Al correr flujos de carga se obtuvieron las pérdidas de potencia en conductores BT de cada circuito secundario, esta variable es denominada:

$$P_{Pérdidas/Conductores\ BT}$$

El factor de carga se determina de la curva de carga del centro de transformación, el reemplazo de este valor en la Ecuación 2.25, permite determinar el factor de pérdidas; para la cuantificación de pérdidas de energía en conductores BT, se tiene la siguiente expresión:

$$E_{Pérdidas/BT} = P_{Pérdidas/BT} * FP * N$$

Las pérdidas de energía son cuantificadas individualmente para cada circuito en baja tensión, la siguiente tabla muestra un extracto del Anexo 6-K, donde se tiene el código del circuito y las pérdidas de energía en circuitos BT.

Tabla 4.3. Pérdidas de energía en circuitos BT

CÓDIGO CENTRO MT/BT	Pérdidas [kWh]
A02337	16,2
A02515	65,1
A04163	33,8
A04240	85,3
A06005	733,6
A07315	544,0
A08032	261,0
A09255	1564,0
A18105	119,1
B02048	400,4
B03065	2615,4
B05135	655,4
B05150	722,3
B06200	45,2
B06458	65,4

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 4.3, se observa los diferentes valores de pérdidas de energía, que varían en función del tipo de conexión del transformador, longitud del circuito y estado de carga del transformador.

Idealmente para determinar las pérdidas de energía en conductores de la red secundaria se realizan flujos de carga en la totalidad de los circuitos, lo que conlleva a modelar toda la red secundaria en un programa especializado, lo cual implicaría a su vez tiempo e inversión económica, es por este motivo que emplear herramientas matemáticas, reduce la cantidad de circuitos a modelar, por lo que del conjunto de resultados obtenidos se analizan posibles relaciones que existen entre las diferentes variables.

4.3.4.2.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Del tamaño de la muestra se diferencian centros de transformación con conexiones monofásicas 1F-2H, trifásicas 3F-3H, trifásicas 3F-4H y bancos de 3F-3H, a partir de estos datos se optó por agrupar estos resultados según la instalación, distinguiendo tres grupos:

- Trifásicos
- Monofásicos
- Bancos de transformadores

A partir del muestreo se determinó el porcentaje de participación de la muestra en función del número de unidades de transformadores agrupados según el tipo de instalación, de los reportes de flujo de carga se obtuvo las pérdidas de energía en conductores BT aguas abajo de un centro de transformación, a continuación, se presenta una tabla resumen de la descripción:

Tabla 4.4. Pérdida de energía según tipo de conexionado del transformador (Muestra)

Centro de Transformación	Porcentaje de Participación (Muestra)	Nº Unidades de transformadores	Pérdidas Totales [kWh] (Muestra)
TRIFÁSICO	48%	48	9.224
BANCO	36%	36	31.527
MONOFÁSICO	16%	16	3.818
Total	100%	100	44.569

Fuente: Elaboración propia

Las pérdidas de energía de un circuito BT, es asociada según el tipo de conexión del centro de transformación, el mayor porcentaje de participación en transformadores de distribución corresponde a conexiones trifásicas seguida por conexiones de banco de transformadores.

Mediante una extrapolación se determina las pérdidas de energía en conductores BT para el sistema, para lo cual se requiere el porcentaje de participación según el tipo de conexión referente al sistema de distribución en estudio.

Con una inferencia y con la participación individual de cada grupo se tiene la siguiente tabla donde se tiene valores de pérdidas en circuitos BT, para el sistema de distribución en estudio:

Tabla 4.5. Pérdidas de energía por tipo de conexión del transformador (Sistema)

Centro de Transformación	Porcentaje de Participación (Sistema)	N° Unidades de transformadores	Pérdidas Totales [kWh] (Sistema)
TRIFÁSICO	37,60%	2 025	389.143
BANCO	39,88%	2 148	1.881.107
MONOFÁSICO	22,52%	1 213	289.439
Total	100%	5 386	2.559.689

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de pérdidas en conductores BT, según el tipo de conexión del transformador se determina mediante la siguiente expresión:

$$\%E_{Pérdidas/BT} = \frac{E_{Pérdidas/BT}}{E_{Disponible}} \quad (4.35)$$

Dónde:

$\%E_{Pérdidas/BT}$: Porcentaje de pérdidas de energía en conductores BT [%]

$E_{Pérdidas/BT}$: Pérdidas de energía en conductores BT [kWh]

$E_{Disponible}$: Energía entregada a la red de distribución [kWh]

Las pérdidas de energía en BT, en un valor porcentual con respecto a la energía entregada de la red de distribución, estos resultados son válidos para realizar un balance de energía mensual y anual acumulativo, por lo que en la siguiente tabla se muestra el comportamiento del porcentaje de pérdidas en conductores BT mensual por el periodo de 12 meses.

Tabla 4.6. Pérdidas mensuales de energía en Circuitos BT

MES	ENERGÍA	PORCENTAJE
Julio	133.856.783	1,91%
Agosto	134.603.891	1,90%
Septiembre	131.132.143	1,95%
octubre	133.549.087	1,92%
noviembre	128.037.711	2,00%
diciembre	131.154.538	1,95%
enero	130.174.646	1,97%
febrero	119.225.310	2,15%
marzo	134.090.917	1,91%
abril	129.547.035	1,98%
mayo	135.178.743	1,89%
junio	136.628.547	1,87%

Fuente: Elaboración propia

De la metodología para determinar las pérdidas de energía en conductores BT de la red secundaria, se procesa una gran cantidad de información técnica y comercial, sin embargo, el tiempo no es suficiente modelar en su conjunto toda la red secundaria, por lo que se busca encontrar alguna relación que permita inferir las pérdidas de energía de la red secundaria, en función a la disponibilidad de datos.

Un modelo matemático, traduce una situación del mundo real a la matemática, expresa situaciones de la vida real al lenguaje matemático, por consiguiente, de la información y resultados obtenidos, se realiza una selección y evaluación de modelos que involucren patrones y regularidades que generalicen mediante un lenguaje matemático.

De la evaluación se tiene la siguiente relación; pérdidas de potencia en conductores BT según el tipo de conexionado del transformador de distribución y la demanda máxima, siguen un patrón de correlación entre ambas variables, en este caso se agrupan por transformadores monofásicos, trifásicos y bancos de transformadores, el objetivo es conocer las pérdidas en conductores BT en función de la demanda máxima registrada durante el período de medición, a continuación se presentan gráficamente las relaciones que existen entre ambas variables para cada tipo de conexionado del centro de transformación.

En función al tamaño de la muestra, la mejor manera de establecer una sola curva que represente la tendencia general de los datos, es a partir de una función cuadrática, a continuación, se muestra el mejor ajuste.

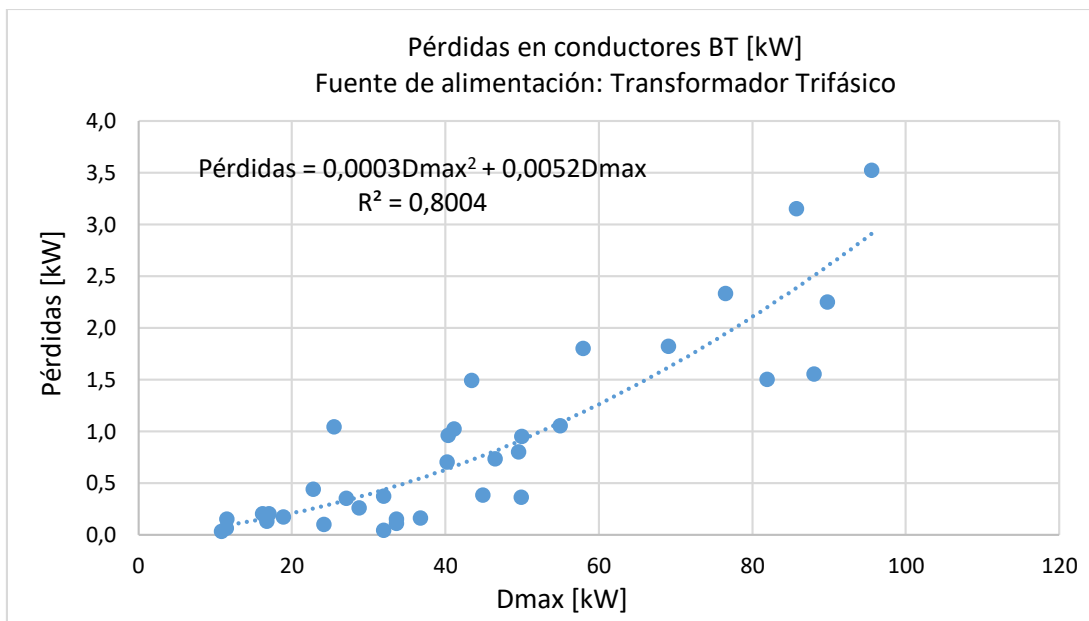


Gráfico 4.11. Pérdidas en conductores BT a partir de una fuente trifásica

Fuente: Elaboración propia

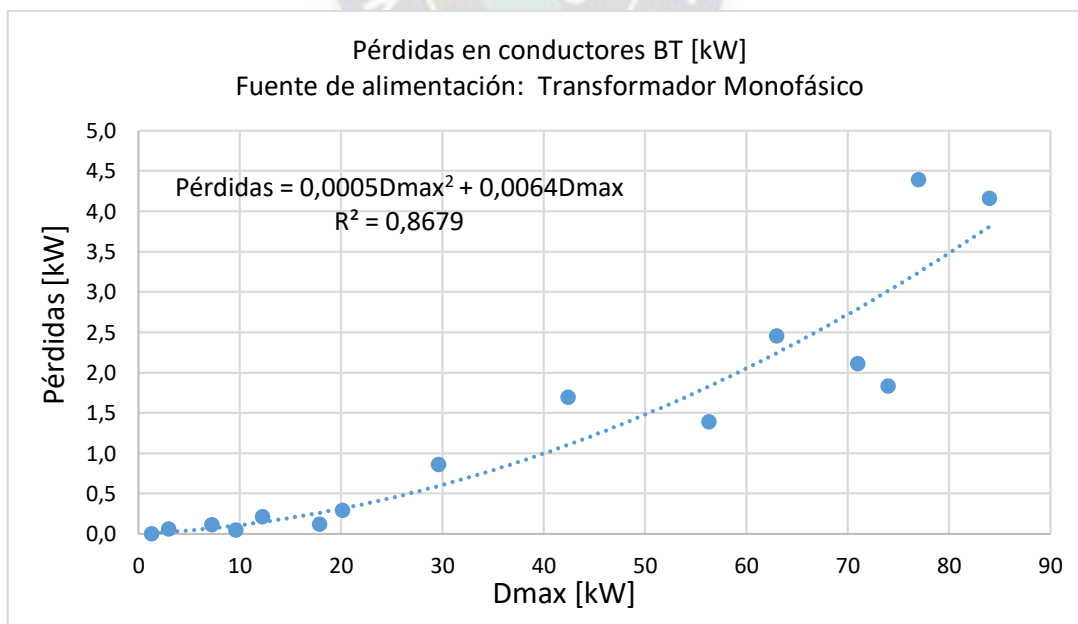


Gráfico 4.12. Pérdidas en conductores BT a partir de una fuente monofásica

Fuente: Elaboración propia

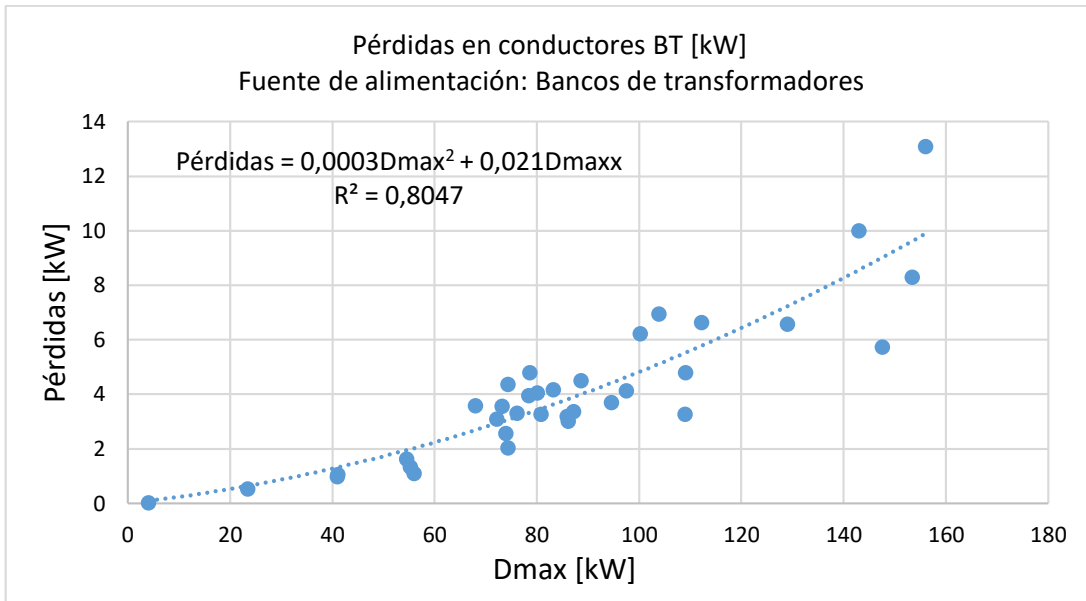


Gráfico 4.13: Pérdidas en conductores BT a partir de un banco de transformadores

Fuente: Elaboración propia

Mediante los gráficos es posible observar la relación que existe entre la demanda y las pérdidas de potencia, a partir de un transformador, agrupadas según el tipo de conexión, en todos los casos el grado de determinación es mayor a 0,8 por lo que se asumiría una curva característica representativa para cada caso en particular.

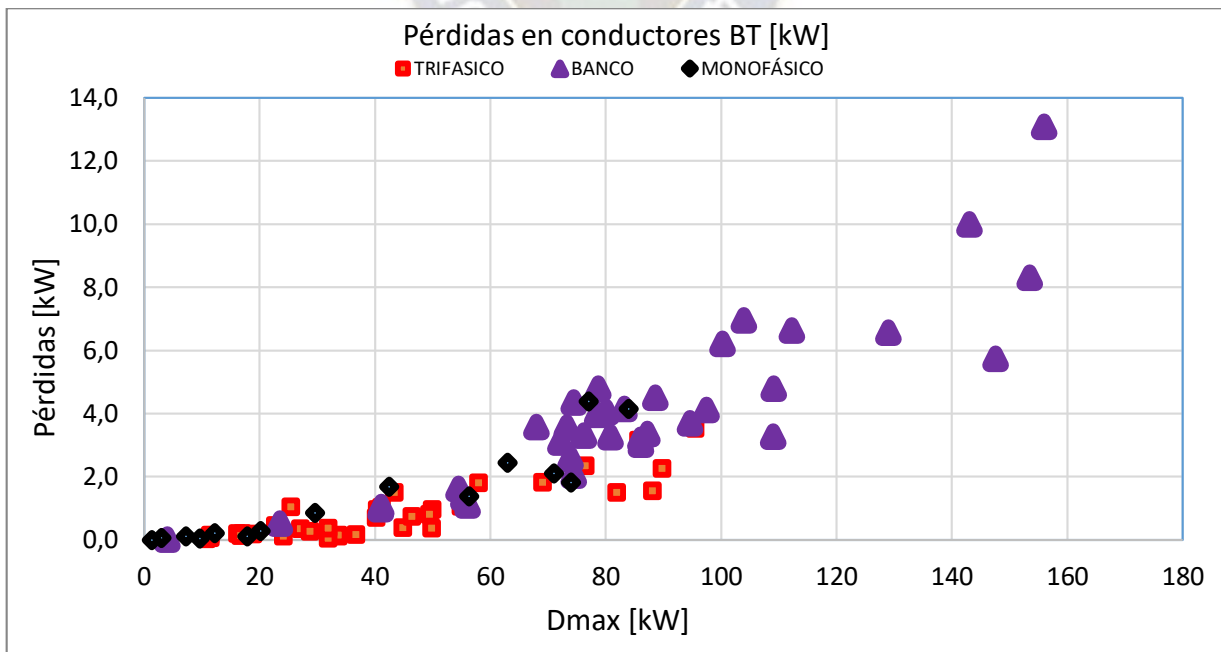


Gráfico 4.14. Pérdidas en conductores BT de acuerdo al tipo de conexionado

Fuente: Elaboración propia

4.3.4.3. PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS

Las pérdidas en acometidas se determinarán de acuerdo a la metodología planteada a partir de la Ecuación 3.30 y 3.32, donde es necesario conocer el número de usuarios con conexiones monofásicas y conexiones trifásicas, asumiendo una longitud promedio del conductor de 25 [m].

$$I_{med\ monofasica} = \frac{Energía\ Promedio\ Monofasica}{V * \cos\phi * T}$$

$$I_{med\ trifasica} = \frac{Energía\ Promedio\ Trifasica}{\sqrt{3} * V * \cos\phi * T}$$

Entonces las pérdidas de potencia en acometidas:

$$P_{Acometidas\ BT\ monofasicas} = I_{med\ monofasica}^2 * R_{monofasicas}$$

$$P_{Acometidas\ BT\ Trifasicas} = I_{med\ trifasica}^2 * R_{trifasicas}$$

∴ Las pérdidas totales de potencia activa en acometidas:

Tabla 4.7. Pérdidas de potencia en acometidas

Mes	Pérdidas en acometidas promedio [kW]	
	Monofásica	Trifásica
julio	147	268
agosto	144	272
septiembre	144	276
octubre	137	282
noviembre	135	269
diciembre	133	291
enero	132	241
febrero	136	249
marzo	137	269
abril	141	262
mayo	142	261
junio	149	267

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las pérdidas de energía en acometidas se determina en función de la siguiente expresión:

$$E_{Perd\ Acometida\ BT} = P_{Acometidas\ BT} * T$$

A continuación, se presenta una tabla resumen del comportamiento mensual de pérdidas de energía en acometidas del sistema de estudio.

Tabla 4.8. Pérdidas de energía en acometidas

Mes	Pérdidas de energía en acometidas [kWh]	Pérdidas en acometidas [%]
julio	309.053	0,23%
agosto	309.191	0,23%
septiembre	302.936	0,23%
octubre	311.758	0,23%
noviembre	290.852	0,23%
diciembre	315.221	0,24%
enero	277.233	0,21%
febrero	258.868	0,22%
marzo	302.388	0,23%
abril	289.834	0,22%
mayo	300.173	0,22%
junio	299.434	0,22%

Fuente: Elaboración propia

4.3.4.4. PÉRDIDAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN

Las pérdidas técnicas en contadores se refieren al consumo interno del contador. Algunos estudios estiman que el consumo de energía del contador es de 58 [kW], durante sus 15 años de vida útil [14]. Las pérdidas en contadores se determinarán de acuerdo a la metodología planteada a partir de la Ecuación 3.41, donde es necesario conocer la incidencia de medidores monofásicos y trifásicos, además del número total de medidores instalados en el sistema de estudio, la expresión que describe estas características se muestra a continuación:

$$P_{medidores} = \frac{1,2 * N_m * (m_1 + 2 * m_2 + 3 * m_3)}{1000}$$

La incidencia de participación de medidores monofásicos del número total de medidores corresponde a 97,95%, dentro de este porcentaje el 51,73% pertenece a medidores monofásicos 2 hilos, y el 46,22% corresponde a medidores monofásicos de 3 hilos, el restante 2,05% corresponde a la participación de medidores trifásicos del total de medidores del sistema de estudio.

Los resultados de pérdidas de energía, se presentan en la siguiente tabla resumen:

Tabla 4.9. Pérdidas de potencia y energía en medidores

Mes	Pérdidas de Potencia [kW]	Pérdidas de energía [kWh]	Pérdidas en medidores [%]
julio	1.059	787.586	0,59%
agosto	1.062	790.385	0,59%
septiembre	1.066	767.238	0,59%
octubre	1.069	795.144	0,60%
noviembre	1.072	772.074	0,60%
diciembre	1.075	799.938	0,61%
enero	1.078	802.318	0,62%
febrero	1.080	725.620	0,61%
marzo	1.082	804.882	0,60%
abril	1.085	780.957	0,60%
mayo	1.089	809.873	0,60%
junio	1.089	784.143	0,57%

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de pérdidas de energía es la relación de las pérdidas de energía en relación al total de la energía entregada al sistema de la red de distribución, de los resultados mensuales se observa una variación entre un límite inferior de 0,57% y como límite superior de 0,62%.

4.4. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

En este apartado se muestra la determinación de las pérdidas no técnicas, a partir de la metodología expuesta en el capítulo anterior.

Las pérdidas no técnicas totales se evalúan mediante la siguiente ecuación:

$$E_{Pérdidas\ No\ Técnicas} = E_{Total} - E_{Facturada} - E_{Pérdidas\ Técnicas}$$

Donde las pérdidas técnicas es el conjunto de pérdidas en conductores MT, transformadores MT/BT, conductores BT, acometidas y medidores.

Tabla 4.10. Pérdidas no técnicas

MES	Total pérdidas técnicas [kWh]	Total pérdidas no técnicas [kWh]	Pérdidas técnicas [%]	Pérdidas no técnicas [%]	Pérdidas totales [%]
julio	7.138.342	6.579.715	5,33%	4,92%	10,25%
agosto	7.217.970	7.707.526	5,36%	5,73%	11,09%
septiembre	6.956.390	7.993.265	5,30%	6,10%	11,40%
octubre	7.049.231	9.265.597	5,28%	6,94%	12,22%
noviembre	6.921.986	7.224.721	5,41%	5,64%	11,05%
diciembre	7.153.902	7.732.685	5,45%	5,90%	11,35%
enero	6.857.992	7.992.377	5,27%	6,14%	11,41%
febrero	6.420.332	7.066.139	5,38%	5,93%	11,31%
marzo	7.135.113	6.817.694	5,33%	5,08%	10,41%
abril	6.855.423	6.613.798	5,29%	5,11%	10,40%
mayo	7.095.446	7.249.436	5,25%	5,36%	10,61%
junio	7.110.524	10.081.016	5,20%	7,38%	12,58%

Fuente: Elaboración propia

En la segunda y tercera columna se tiene el total de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, en las siguientes columnas se tiene valores porcentuales de pérdidas técnicas y no técnicas en relación al total de pérdidas, y la última columna corresponde al porcentaje de pérdidas totales en referencia de la energía entregada al sistema.

4.5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

4.5.1. BALANCE GLOBAL DE ENERGÍA POR SUBESTACIONES

El balance global de energía a nivel de subestación sigue la siguiente expresión:

$$E_{Pérdidas} = E_{Total} - E_{Facturada}$$

La energía total corresponde a la energía entregada a la red a nivel de subestaciones, así también la energía facturada es disgregada al mismo nivel, los resultados del balance se presentan en el Anexo 6-N, y gráficamente se tiene:

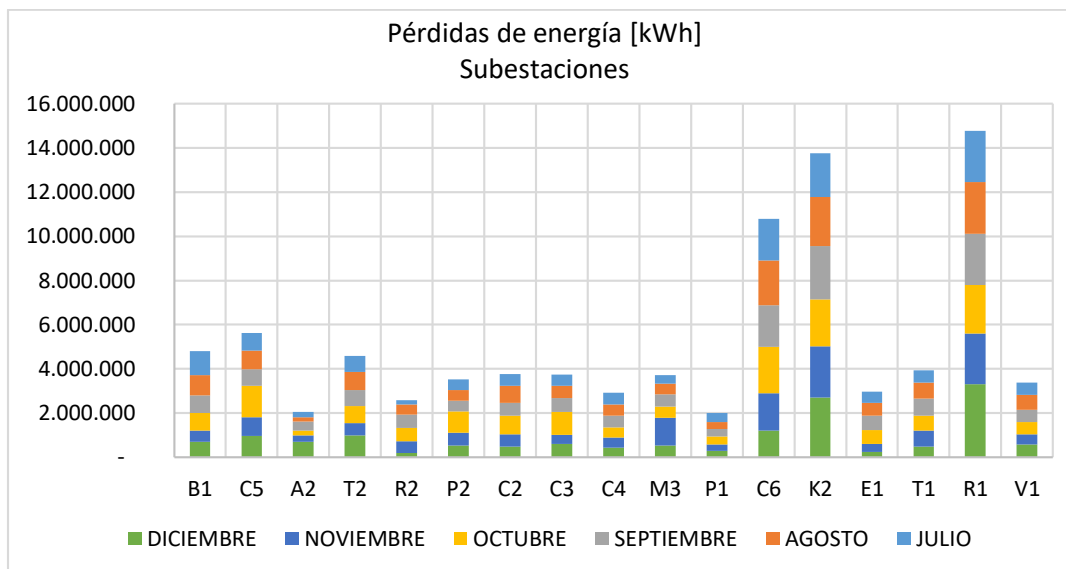


Gráfico 4.15. Pérdidas de energía a nivel de subestaciones (julio – diciembre 2017)

Fuente: Elaboración propia

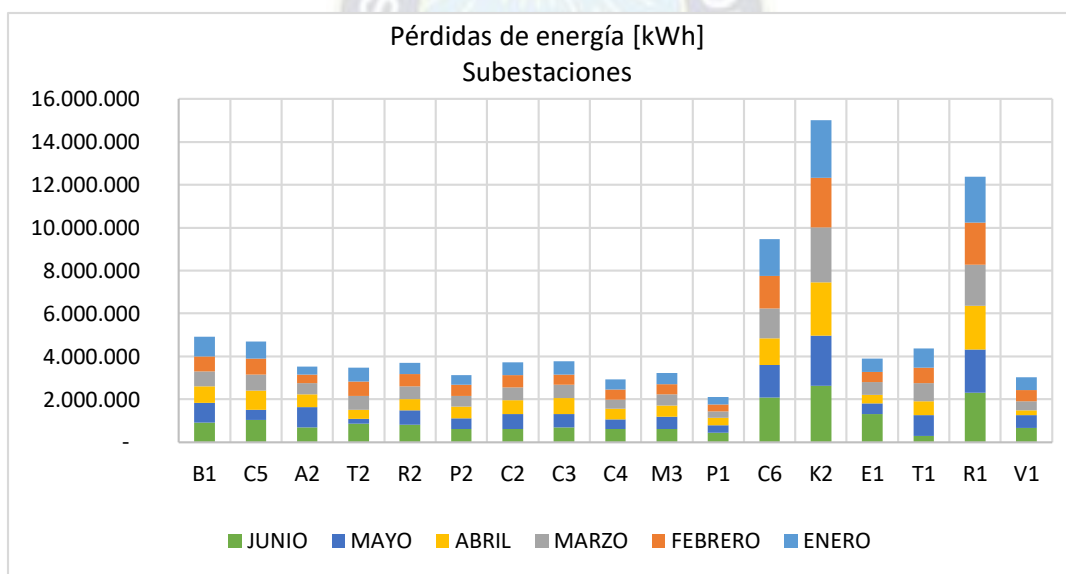


Gráfico 4.16. Pérdidas de energía a nivel de subestaciones (enero – junio 2018)

Fuente: Elaboración propia

Mediante este balance se determina el comportamiento de las pérdidas de energía independiente para cada subestación. De acuerdo a esta tabla la subestación que representa el menor índice de pérdidas es A2, perteneciente al municipio de la ciudad de La Paz, de igual forma los mayores índices de pérdidas de energía corresponden a K2, R1 y C6 subestaciones instaladas en el municipio de El Alto.

Gráficamente se observa el comportamiento histórico y acumulativo de las pérdidas por subestaciones, donde los mayores niveles de pérdidas se presentan en las subestaciones de R1, K2 y C6, en relación con la energía entregada a la red y la energía facturada, se observa el mismo comportamiento, siendo estas tres las subestaciones que demandan mayor consumo de energía eléctrica.

Tabla 4.11. Balance global de energía a nivel de subestación

Cód.	Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
B1	98.451.798	108.208.370	9.733.757	8,99%
C5	103.312.746	113.646.800	10.313.480	9,07%
A2	81.502.750	87.549.781	5.573.890	6,31%
T2	76.366.833	84.447.777	8.065.128	9,54%
R2	78.014.789	84.298.877	6.269.667	7,44%
P2	44.593.880	51.280.898	6.660.488	13,02%
C2	81.263.776	88.807.356	7.485.605	8,48%
C3	101.151.602	108.717.366	7.501.196	6,89%
C4	43.181.745	49.065.563	5.850.421	11,89%
M3	41.626.125	48.591.805	6.946.157	14,31%
P1	32.007.886	36.124.260	4.103.142	11,38%
C6	113.544.698	133.798.716	20.238.786	15,13%
K2	131.590.019	160.456.698	28.769.227	17,93%
E1	84.368.488	91.276.307	6.883.109	7,54%
T1	77.875.034	86.407.699	8.297.042	9,60%
R1	151.525.813	178.737.807	27.162.623	15,20%
V1	59.326.485	65.763.275	6.405.357	9,73%
Total	1.399.704.466	1.577.179.352	176.259.076	11,17%

Fuente: Elaboración propia

4.5.2. BALANCE GLOBAL DE ENERGIA POR ZONAS GEOGRÁFICAS

Para la determinación de pérdidas de energía por zonas geográficas se realizó un balance general asociando cada subestación a la zona donde se encuentre instalada. Los resultados del balance se presentan en el Anexo 6-O, y gráficamente:

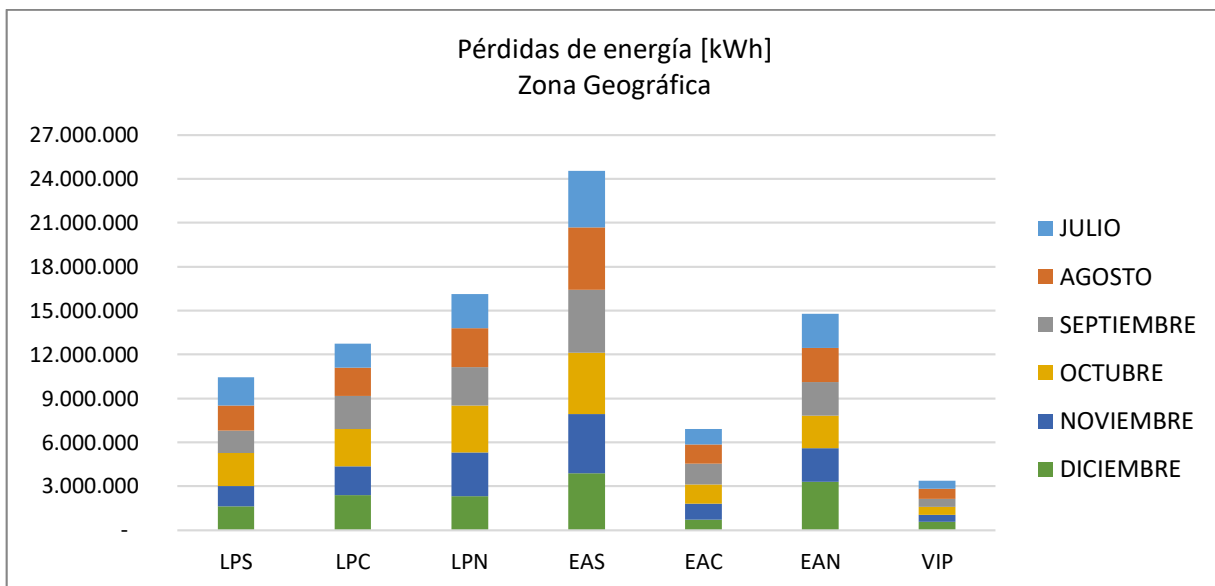


Gráfico 4.17. Pérdidas de energía por zona geográfica (julio – diciembre 2017)

Fuente: Elaboración propia

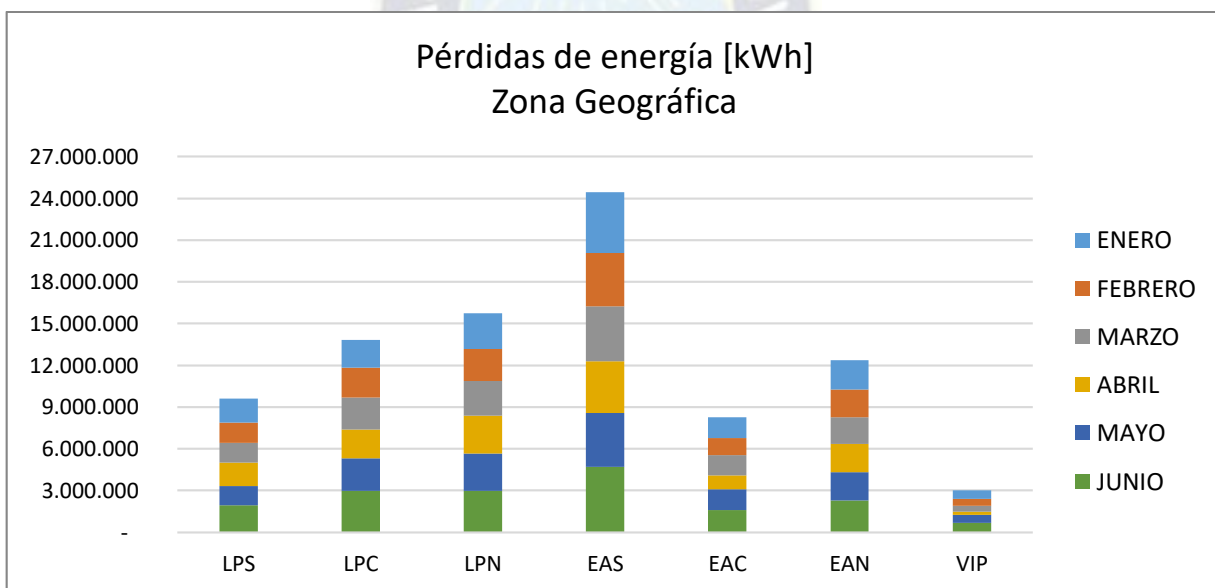


Gráfico 4.18. Pérdidas de energía por zona geográfica (enero - junio 2017)

Fuente: Elaboración propia

Los resultados a nivel de zonas geográficas son de relevancia para estudios de proyección de demanda de energía eléctrica, por lo que en el presente estudio se realiza un balance de energía general por zonas, donde la zona que representa mayor nivel de pérdida para el sistema de distribución es la zona de El Alto Sur, donde se encuentra instalada la subestación K2 y C6 que cubre la demanda de la zona.

Un balance acumulativo anual muestra un resultado conforme a la siguiente tabla:

Tabla 4.12. Pérdidas de energía acumulativo anual por zona geográfica

ZONA	Total Pérdidas MT [kWh]	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	5.950.346	43.388	201.764.544	221.855.169	20.047.237	9,03%
LPC	5.873.882	529.908	280.478.252	307.577.333	26.569.173	8,63%
LPN	6.791.491	188.693	299.231.134	331.306.349	31.886.522	9,63%
EAS	8.312.024	112.684	245.134.716	294.255.413	49.008.013	16,66%
EAC	4.765.273	260.333	162.243.522	177.684.006	15.180.151	8,54%
EAN	6.375.299	49.371	151.525.813	178.737.807	27.162.623	15,20%
VIP	2.139.828	31.433	59.326.485	65.763.275	6.405.357	9,73%

Fuente: Elaboración propia

Según estos resultados se entiende que de mayor a menor porcentaje de pérdidas corresponde a las zonas de EAS, EAN, VIP, LPN, LPS, LPC y EAC. En contrastación con la energía entregada a la red las zonas de LPN, LPC, EAS, LPS, EAN, EAC y VIP de mayor a menor demanda de energía eléctrica, en cuanto a la energía facturada se tiene el siguiente orden LPN, LPC, EAS, LPS, EAC, EAN y VIP, planteado de esta manera se puede mencionar que las subestaciones de K2, R1 y C6 son las que presentan mayores niveles de pérdidas.

En el caso de las zonas de EAS y EAN los porcentajes de pérdidas están por encima de la referencia establecida por instituciones del sector, en comparación las demás zonas que al contrario se encuentran por debajo de los valores máximos referenciales establecidos.

4.6. BALANCE DE ENERGÍA DEL SISTEMA

4.6.1. BALANCE DE ENERGÍA MENSUAL

A partir del balance de energía mensual para el sistema mayor de DELAPAZ se tiene el resumen de los resultados de pérdidas de energía donde se aprecia la distribución de las pérdidas sobre el sistema, disgregando las pérdidas según la causa y por nivel de tensión, para el periodo de estudio a partir mes de julio 2017 se tiene:

Cuadro 4.2. Balance general del mes de julio 2017

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO JULIO 2017			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	133.856.783	kWh	
Total Pérdidas Distribución	13.718.058	kWh	10,25%
Total Pérdidas MT	1.617.577	kWh	1,21%
Pérdidas en líneas MT	1.617.577	kWh	1,21%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,4%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,6%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	12.100.481	kWh	9,04%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.867.462	kWh	1,40%
Pérdidas en líneas BT	2.556.665	kWh	1,91%
Pérdidas en medidores	787.586	kWh	0,59%
Pérdidas en acometidas	309.053	kWh	0,23%
Perdidas No Técnicas	6.579.715	kWh	4,92%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de julio de 2017 el índice de pérdidas totales de energía del sistema alcanzo un índice de 10,25%, en relación a la energía comprada para el sistema de distribución urbano de DELAPAZ, este valor se encuentra próximo a 10%, que es el valor optimo deseable.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,4% y 53,6% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 4,92% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,33%, de igual manera estos porcentajes se encuentran dentro de los límites admisibles.
- En general cada una de las variables de estudio, porcentualmente están dentro de los valores referenciales por las diferentes organizaciones del sector eléctrico.

Cuadro 4.3. Balance general del mes de agosto 2017

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO AGOSTO 2017			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	134.603.891	kWh	
Total Pérdidas Distribución	14.925.496	kWh	11,09%
Total Pérdidas MT	1.647.531	kWh	1,22%
Pérdidas en líneas MT	1.647.531	kWh	1,22%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,3%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,7%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	13.277.966	kWh	9,86%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.913.390	kWh	1,42%
Pérdidas en líneas BT	2.557.474	kWh	1,90%
Pérdidas en medidores	790.385	kWh	0,59%
Pérdidas en acometidas	309.191	kWh	0,23%
Pérdidas No Técnicas	7.707.526	kWh	5,73%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de agosto de 2017 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 11,09%, en comparación al período anterior se incrementó en 0,84%, y de igual manera se observa el crecimiento de la demanda de energía en 747.108 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,3% y 53,7% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,73% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,36%, en consecuencia, las pérdidas no técnicas están por encima del valor referencial de 5%.
- En relación a la configuración topológica de la red de distribución del mes anterior no se registra cambios significativos (Ingreso de un nuevo alimentador y/o subestación).

Cuadro 4.4. Balance general del mes de septiembre 2017

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO SEPTIEMBRE 2017			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	131.132.143	kWh	
Total Pérdidas Distribución	14.949.655	kWh	11,40%
Total Pérdidas MT	1.540.611	kWh	1,17%
Pérdidas en líneas MT	1.540.611	kWh	1,17%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,3%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,7%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	13.409.044	kWh	10,23%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.788.528	kWh	1,36%
Pérdidas en líneas BT	2.557.077	kWh	1,95%
Pérdidas en medidores	767.238	kWh	0,59%
Pérdidas en acometidas	302.936	kWh	0,23%
Pérdidas No Técnicas	7.993.265	kWh	6,10%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de septiembre de 2017 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 11,40%, en comparación al período anterior se incrementó en 0,31%, y de igual manera se observa el decremento de la demanda de energía en 3.471.748 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,3% y 53,7% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 6,10% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,30%, las pérdidas no técnicas están por encima del valor referencial de 5%.
- En cuanto a las pérdidas MT, representan 1,17% del total de pérdidas, CIER recomienda que este valor este próximo a 0,9 %.

Cuadro 4.5. Balance general del mes de octubre 2017

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO OCTUBRE 2017			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	133.549.087	kWh	
Total Pérdidas Distribución	16.314.827	kWh	12,22%
Total Pérdidas MT	1.514.835	kWh	1,13%
Pérdidas en líneas MT	1.514.835	kWh	1,13%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	44,8%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	55,2%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	14.799.992	kWh	11,08%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.863.351	kWh	1,40%
Pérdidas en líneas BT	2.564.142	kWh	1,92%
Pérdidas en medidores	795.144	kWh	0,60%
Pérdidas en acometidas	311.758	kWh	0,23%
Pérdidas No Técnicas	9.265.597	kWh	6,94%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de octubre de 2017 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 12,22%, en comparación al período anterior se incrementó en 0,82%, y de igual manera se observa un incremento de la demanda de energía en 2.416.944 kWh. En cuanto a las pérdidas MT, representan 1,13% del total de pérdidas, CIER recomienda que este valor este próximo a 0,9 %.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 44,8% y 55,2% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este comportamiento se mantiene sin presentar grandes variaciones.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 6,94% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,28%, las pérdidas no técnicas porcentualmente están alejadas del valor referencial de 5%, sin embargo, este valor es subjetivo por la falta de simultaneidad de lecturas de medición.

Cuadro 4.6. Balance general del mes de noviembre 2017

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO NOVIEMBRE 2017			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	128.037.711	kWh	
Total Pérdidas Distribución	14.146.707	kWh	11,05%
Total Pérdidas MT	1.521.124	kWh	1,19%
Pérdidas en líneas MT	1.521.124	kWh	1,19%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,1%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,9%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	12.625.583	kWh	9,86%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.777.182	kWh	1,39%
Pérdidas en líneas BT	2.560.754	kWh	2,00%
Pérdidas en medidores	772.074	kWh	0,60%
Pérdidas en acometidas	290.852	kWh	0,23%
Perdidas No Técnicas	7.224.721	kWh	5,64%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de noviembre de 2017 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 11,05%, en comparación al período anterior se decremento en 1,17%, y de igual manera se observa el decremento de la demanda de energía en 5.511.376 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,1% y 53,9% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,64% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,41%, las pérdidas no técnicas porcentualmente, es superior del valor referencial de 5%.
- En cuanto a las pérdidas MT, representan 1,19% del total de pérdidas, se observa que este valor porcentual se mantiene relativamente constante.

Cuadro 4.7. Balance general del mes de diciembre 2017

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO DICIEMBRE 2017			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	131.154.538	kWh	
Total Pérdidas Distribución	14.886.587	kWh	11,35%
Total Pérdidas MT	1.639.289	kWh	1,25%
Pérdidas en líneas MT	1.639.289	kWh	1,25%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	47,1%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	52,9%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	13.247.298	kWh	10,10%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.841.941	kWh	1,40%
Pérdidas en líneas BT	2.557.513	kWh	1,95%
Pérdidas en medidores	799.938	kWh	0,61%
Pérdidas en acometidas	315.221	kWh	0,24%
Perdidas No Técnicas	7.732.685	kWh	5,90%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de diciembre de 2017 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 11,35%, en comparación al período anterior se incrementó en 0,30%, y de igual manera se observa el crecimiento de la demanda de energía en 3.116.827 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 47,1% y 52,9% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, de los valores porcentuales se observa además un ligero incremento de las pérdidas en líneas MT con respecto al mes anterior, por lo tanto y de igual manera proporcionalmente se incrementó el total de pérdidas en MT.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,90% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,45%, las pérdidas no técnicas porcentualmente, son mayores del valor referencial de 5%.

Cuadro 4.8. Balance general del mes de enero 2018

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO ENERO 2018			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	130.174.646	kWh	
Total Pérdidas Distribución	14.850.369	kWh	11,41%
Total Pérdidas MT	1.481.797	kWh	1,14%
Pérdidas en líneas MT	1.481.797	kWh	1,14%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,1%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,9%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	13.368.573	kWh	10,27%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.732.203	kWh	1,33%
Pérdidas en líneas BT	2.564.441	kWh	1,97%
Pérdidas en medidores	802.318	kWh	0,62%
Pérdidas en acometidas	277.233	kWh	0,21%
Pérdidas No Técnicas	7.992.377	kWh	6,14%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de enero 2018 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 11,41%, en comparación al período anterior se incrementó en 0,06%, y de igual manera se observa un decremento de la demanda de energía en 978.892 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,1% y 53,9% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 6,14% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,27%, las pérdidas no técnicas están por encima del valor referencial de 5%.
- En cuanto a las pérdidas MT, representan 1,14% del total de pérdidas, CIER recomienda que este valor este próximo a 0,9 %.

Cuadro 4.9. Balance general del mes de febrero 2018

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO FEBRERO 2018			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	119.225.310	kWh	
Total Pérdidas Distribución	13.486.471	kWh	11,31%
Total Pérdidas MT	1.379.439	kWh	1,16%
Pérdidas en líneas MT	1.379.439	kWh	1,16%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	48,0%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	52,0%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	12.107.033	kWh	10,15%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.493.061	kWh	1,25%
Pérdidas en líneas BT	2.563.344	kWh	2,15%
Pérdidas en medidores	725.620	kWh	0,61%
Pérdidas en acometidas	258.868	kWh	0,22%
Perdidas No Técnicas	7.066.139	kWh	5,93%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de febrero 2018 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 11,31%, en comparación al período anterior se decremento en 0,10%, y de igual manera se observa un decremento de la demanda de energía en 10.949.336 kWh, esta situación es por el número de días del periodo de estudio, siendo una de las variaciones más grandes de demanda de energía eléctrica. En cuanto a las pérdidas en líneas MT es 1,16% de la energía entregada a la red.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 48,0% y 52,0% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son relativamente mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este comportamiento se mantiene para todos los balances de energía mensuales.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,93% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,38%, las pérdidas no técnicas están por encima del valor referencial de 5%.

Cuadro 4.10. Balance general del mes de marzo 2018

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO MARZO 2018			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	134.090.917	kWh	
Total Pérdidas Distribución	13.952.807	kWh	10,41%
Total Pérdidas MT	1.563.425	kWh	1,17%
Pérdidas en líneas MT	1.563.425	kWh	1,17%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	45,1%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	54,9%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	12.389.382	kWh	9,24%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.903.281	kWh	1,42%
Pérdidas en líneas BT	2.561.137	kWh	1,91%
Pérdidas en medidores	804.882	kWh	0,60%
Pérdidas en acometidas	302.388	kWh	0,23%
Pérdidas No Técnicas	6.817.694	kWh	5,08%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de marzo 2018 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 10,41%, en comparación al período anterior se decremento en 0,90%, y de igual manera se observa un incremento de la demanda de energía en 14.865.607 kWh. Entre el periodo anterior y el actual existe una variación de la energía que ingresa al sistema, esta situación es por el número de días que tiene cada período de estudio.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 45,1% y 54,9% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,08% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,33%, las pérdidas no técnicas están por encima del valor referencial de 5%, y en este caso son menores a las pérdidas técnicas.

Cuadro 4.11. Balance general del mes de abril 2018

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO ABRIL 2018			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	129.547.035	kWh	
Total Pérdidas Distribución	13.469.220	kWh	10,40%
Total Pérdidas MT	1.494.924	kWh	1,15%
Pérdidas en líneas MT	1.494.924	kWh	1,15%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,4%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,6%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	11.974.296	kWh	9,24%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.724.677	kWh	1,33%
Pérdidas en líneas BT	2.565.031	kWh	1,98%
Pérdidas en medidores	780.957	kWh	0,60%
Pérdidas en acometidas	289.834	kWh	0,22%
Pérdidas No Técnicas	6.613.798	kWh	5,11%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de abril 2018 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 10,40%, en comparación al período anterior se decremento en 0,01%, y de igual manera se observa un decremento de la demanda de energía en 4.543.882 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,4% y 53,6% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,11% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,29%, las pérdidas no técnicas están próximas al valor referencial de 5%, y en este caso son menores a las pérdidas técnicas.
- En cuanto a las pérdidas MT, representan 1,15% del total de pérdidas, CIER recomienda que este valor este próximo a 0,9 %.

Cuadro 4.12. Balance general del mes de mayo 2018

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO MAYO 2018			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	135.178.743	kWh	
Total Pérdidas Distribución	14.344.882	kWh	10,61%
Total Pérdidas MT	1.580.902	kWh	1,17%
Pérdidas en líneas MT	1.580.902	kWh	1,17%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,1%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,9%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	12.763.980	kWh	9,44%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.849.620	kWh	1,37%
Pérdidas en líneas BT	2.554.878	kWh	1,89%
Pérdidas en medidores	809.873	kWh	0,60%
Pérdidas en acometidas	300.173	kWh	0,22%
Pérdidas No Técnicas	7.249.436	kWh	5,36%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de mayo 2018 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 10,61%, en comparación al período anterior se incrementó en 0,21%, y de igual manera se observa un crecimiento de la demanda de energía en 5.631.708 kWh.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 46,1% y 53,9% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 5,36% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,25%, las pérdidas no técnicas están próximas al valor referencial de 5%, y en este caso son menores a las pérdidas técnicas.
- En cuanto a las pérdidas MT, representan 1,17% del total de pérdidas, CIER recomienda que este valor este próximo a 0,9 %.

Cuadro 4.13. Balance general del mes de junio 2018

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO JUNIO 2018			
(Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	136.628.547	kWh	
Total Pérdidas Distribución	17.191.540	kWh	12,58%
Total Pérdidas MT	1.589.264	kWh	1,16%
Pérdidas en líneas MT	1.589.264	kWh	1,16%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	45,8%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	54,2%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	15.602.276	kWh	11,42%
Pérdidas en transformadores MT/BT	1.882.729	kWh	1,38%
Pérdidas en líneas BT	2.554.954	kWh	1,87%
Pérdidas en medidores	784.143	kWh	0,57%
Pérdidas en acometidas	299.434	kWh	0,22%
Pérdidas No Técnicas	10.081.016	kWh	7,38%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados se concluye que para el mes de junio 2018 el índice de pérdidas totales de energía del sistema es 12,58%, en comparación al período anterior se incrementó en 1,97%, y de igual manera se observa un aumento de la demanda de energía en 1.449.804 kWh. Durante este período se encuentra el mayor incremento del índice de pérdidas, junio es uno de los períodos donde se presentan los picos máximos de demanda de energía.
- Las pérdidas porcentuales en líneas MT y transformadores de distribución son 45,8% y 54,2% respectivamente, de acuerdo a estos resultados se observa que las pérdidas en transformadores son mayores en comparación a las pérdidas en líneas MT, este porcentaje se encuentra dentro de los parámetros referenciales establecidos por CIER.
- Las pérdidas no técnicas, porcentualmente representan 7,38% y por consiguiente las pérdidas técnicas son 5,20%, las pérdidas no técnicas están alejadas del valor referencial de 5%, y en este caso son mayores a las pérdidas técnicas.

4.6.2. BALANCE DE ENERGÍA ACUMULATIVO ANUAL

Del balance general de energía se tiene la siguiente tabla resumen donde se muestran los resultados finales, el balance es para todo el sistema, estos resultados se pueden verificar según la referencia de la Comisión de integración energética de la región CIER:

Cuadro 4.14. Balance de energía acumulativo anual

RESUMEN BALANCE ENERGÉTICO ANUAL ACUMULADO A JUNIO /2018 (Sistema Mayor-Área Urbana)			
<u>MEDIA TENSIÓN</u>			
Energía Comprada	1.577.179.352	kWh	
Total Pérdidas Distribución	176.236.622	kWh	11,17%
Total Pérdidas MT	18.570.717	kWh	1,18%
Pérdidas en líneas MT	18.570.717	kWh	1,18%
Porcentaje de pérdidas xfo MT/BT y líneas			
Pérdidas en Líneas MT	46,2%		
Pérdidas en transformadores MT/BT	53,8%		
<u>BAJA TENSIÓN</u>			
Total Pérdidas BT	157.665.905	kWh	10,00%
Pérdidas en transformadores MT/BT	21.637.426	kWh	1,37%
Pérdidas en líneas BT	30.717.410	kWh	1,95%
Pérdidas en medidores	9.420.158	kWh	0,60%
Pérdidas en acometidas	3.566.941	kWh	0,23%
Pérdidas No Técnicas	92.323.970	kWh	5,85%

Fuente: Elaboración propia

Observaciones:

- Los resultados de un balance anual acumulativo, muestran un resultado cercano al valor real, minimizando las dificultades de desfase de medición, en comparación de un balance de energía mensual el balance de energía acumulativo es el más representativo para el sistema de estudio.
- De los resultados obtenidos de un balance de energía anual acumulativo se observa que el índice de pérdida para el sistema en su conjunto es 11,17%, según recomendaciones de organizaciones del sector eléctrico, “mayor al 10% se considera excesivo”.
- La relación de pérdidas en transformadores MT/BT y líneas MT acumulativas son 53,8% y 46,2% respectivamente, siendo las pérdidas en transformadores mayores a las pérdidas en líneas. Las pérdidas técnicas son 5,32% y las pérdidas no técnicas son 5,85% del total de la

energía entregada a la red, CIER plantea de 3 – 5% de pérdidas no técnicas es un valor optimo, de acuerdo a los resultados se puede observar que el resultado sobrepasa este límite sin embargo no se encuentra alejado es este valor. Las pérdidas MT y pérdidas BT porcentualmente están próximas a valores referenciales establecidos por CIER y OLADE.

4.7. CONTRASTACIÓN CON REGISTROS DELAPAZ

La empresa lleva un registro anual de las pérdidas de energía en la red de distribución, en el caso particular de DELAPAZ, los registros son disgregados por sistema y subsistema:

- ✓ Sistema Mayor
- ✓ Sistema Nuevo
- ✓ Subsistema Aroma
- ✓ Sistema Norte
- ✓ Subsistema Iturralde
- ✓ Subsistema Yungas

De este listado el Sistema Mayor cuenta con el mayor número de usuarios conectados a la red, conformado por las poblaciones de La Paz, El Alto, Viacha, Achacachi, Achocalla, Palca, Rio Abajo y 16 comunidades; los registros de compra y venta de energía son resueltos mensualmente, la diferencia de estos dos valores resulta las pérdidas de energía en subtransmisión y distribución, gráficamente se tiene:

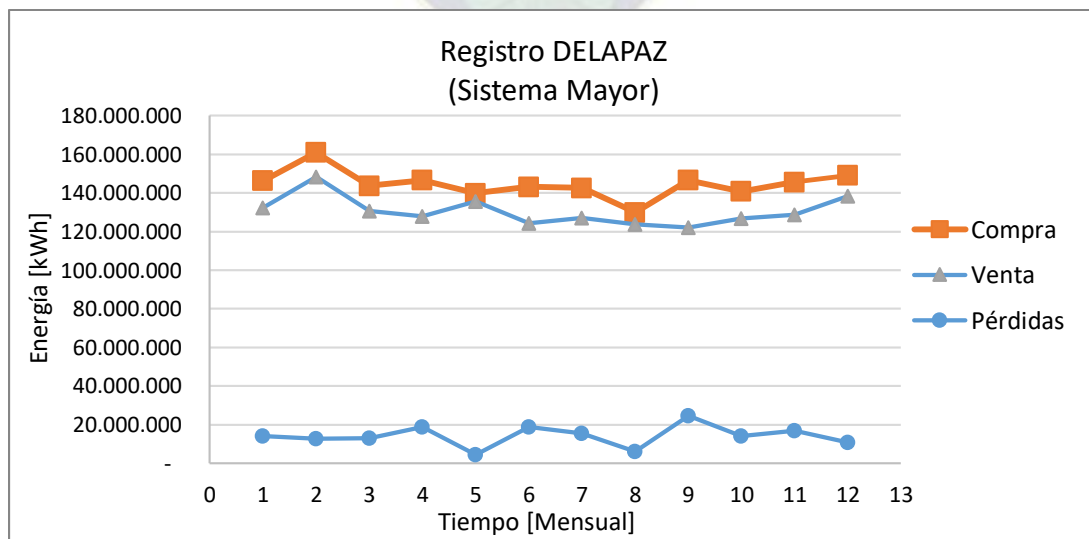


Gráfico 4.19. Registro compra y venta de energía – DELAPAZ

Fuente: DELAPAZ

Del gráfico se observa el comportamiento de la energía que se entrega al sistema como también las ventas de energía registradas del Sistema Mayor, en el caso específico de ventas de energía, en ciertos periodos de tiempo el comportamiento es proporcional al registro de compra de energía, sin embargo, no es preciso que ambos tengan el mismo comportamiento, esta situación se da por los periodos de facturación, no es posible leer el índice del medidor simultáneamente para todos los puntos de medición instalados en la red, a razón de este inconveniente, se realiza un balance global acumulativo, donde el total acumulativo anual de compra y venta de energía son 1.577.179.352 kWh y 1.400.942.730 kWh respectivamente, y finalmente el porcentaje de pérdidas de energía para el Sistema Mayor es 11.17%.

Análogamente a partir de los resultados obtenidos en el presente estudio se tiene el siguiente gráfico:

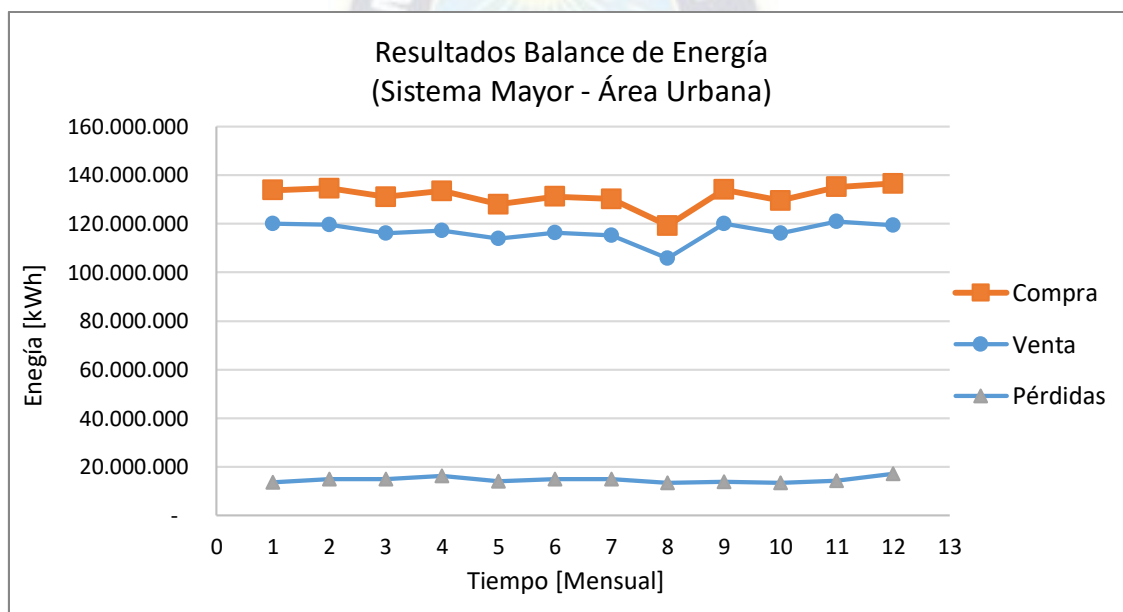


Gráfico 4.20. Resultados Balance Global

Fuente: DELAPAZ

A diferencia de un gráfico anterior los valores de compra y venta de energía son cuantificados específicamente para el área urbana que contempla los municipios de La Paz, El Alto y Viacha, por este motivo no es posible realizar directamente una comparación, no obstante, es posible advertir algunos detalles; dentro del registro de la compra y venta de energía se tiene una cierta relación que no necesariamente debe cumplirse, en el caso de pérdidas de energía relativamente se comporta de manera uniforme, resultado de un balance mensual de energía; del Sistema

Mayor el área urbana es la que tiene mayor participación, por lo que su comportamiento será predominante, esta aseveración se ve reflejada en el Gráfico 4.21, donde se observa la relación que existe entre ambos, este análisis es válido a excepción del registro del mes de agosto, sin embargo en su mayoría el comportamiento es proporcional a las compras del Sistema Mayor.

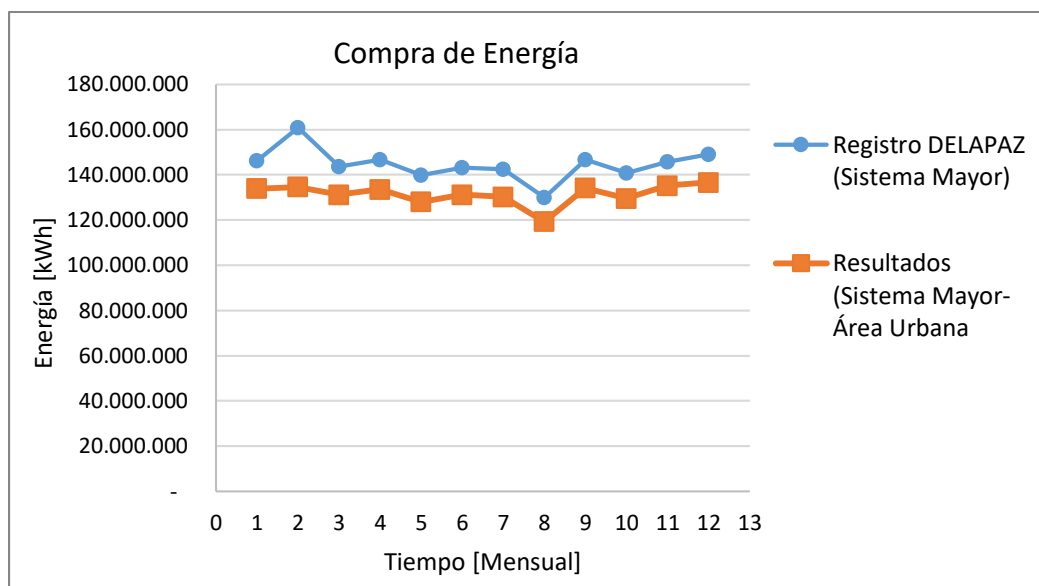


Gráfico 4.21. Comparación de compra de energía

Fuente: DELAPAZ

En general el índice de pérdidas eléctricas es una referencia de la eficiencia del sistema, así también las pérdidas representan una variable dentro del *Reglamento de precios y Tarifas* específicamente en el Capítulo IV, donde se tiene los precios máximos de distribución, y se puede analizar que: “Los costos de compras de electricidad se reflejan directamente en las tarifas base, a través de los Precios de Nodo de Energía y Potencia de Punta de los nodos que abastecen al Distribuidor, a los que se adicionara cuando sea pertinente los precios por el uso de instalaciones de transformación y transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, los precios así obtenidos se incrementaran en factores de pérdidas calculados en base a las pérdidas medias de energía y Potencia de Punta en la red de distribución”

Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones

5.1. CONCLUSIÓN GENERAL

Se planteó una metodología a partir de las características particulares de la red de distribución urbana de DELAPAZ; las pérdidas de energía a nivel de zonas geográficas se determinaron a partir de balances de energía global, de los resultados se establece las zonas que representan mayores niveles de pérdidas de energía para el sistema; mediante un balance de energía anual y mensual, se obtuvo el índice de pérdidas de energía para el sistema de distribución de estudio, la elección del período de estudio se planteó de acuerdo a la disponibilidad de datos y disposiciones de la configuración topológica de la red; los resultados finales son juzgados conforme referencias de organizaciones del sector eléctrico como CIER y OLADE. Para realizar simulaciones de flujo de carga en diferente en diferentes estados de carga se determinó utilizar CymDist que permite modelar y realizar flujos de carga en la red de MT y BT, además se contó con herramientas estadísticas que son esenciales para el desarrollo de la metodología.

5.2. CONCLUSIONES CUALITATIVAS

Un balance de energía es la diferencia entre la energía que ingresa y la energía que consume el sistema como resultado se obtiene las pérdidas de energía eléctrica que se diferencian principalmente dos tipos: pérdidas técnicas (según la causa que origina), y no técnicas (energía no facturada), a partir de estos dos principios se determinaron variables que ingresan al balance de energía en media y baja tensión.

Se recopiló información técnica como comercial en función a las variables que intervienen en el balance de energía, la información proporcionada por la empresa distribuidora fue depurada y verificada correctamente. Una de las variables más importantes de este estudio es la energía que consume cada usuario para un determinado período de tiempo, así mismo este periodo de facturación es diferente para cada usuario, por lo que se realizó un ajuste de la energía que factura mensualmente cada cliente conectado a la red, de esta manera se logró determinar el consumo de energía a un mismo período de la energía entregada a la red (energía comprada).

La metodología plantea determinar las pérdidas de energía para el área urbana de DELAPAZ, que presenta siete zonas geográficas, ciento veinte alimentadores y dieciocho subestaciones, además de presentar dos niveles de tensión de 6,9 kV y 12 kV, inicialmente se modeló líneas MT y transformadores MT/BT en un programa especializado (CymDist) donde necesariamente se invierte tiempo que dependerá del tamaño de la red de estudio, por lo que se plantean modelos matemáticos representativos, que proyecta expresar en lo posible la naturaleza y complejidad de una realidad; en el caso de pérdidas de potencia en vacío de transformadores de distribución MT/BT, se planteó un modelo a partir de una normativa extranjera y sin dejar de lado los reglamentos internos de nuestro país, estas normativas son el resultado de ensayos en laboratorios y estudios estadísticos, como resultado se obtiene las pérdidas de potencia en función de la capacidad del transformador de distribución MT/BT, válido para los niveles de tensión de la red de DELAPAZ; así también se plantean modelos matemáticos donde en función a los resultados de flujos de carga se relacionan diferentes parámetros entre sí, en alimentadores de media tensión a nivel de subestaciones se observó que existe una relación entre la energía que ingresa al sistema y la energía que se pierde para transportar la energía desde la salida de los alimentadores hasta los transformadores MT/BT, para los transformadores de distribución las pérdidas se determinan a partir de la relación que existe entre las pérdidas de energía (pérdidas fijas y variables) en función de la energía que entrega al sistema, finalmente en baja tensión las pérdidas de potencia de cada circuito son función de la demanda máxima del circuito y el tipo de conexionado de la fuente de alimentación, en cada uno de los modelos que se plantearon se presenta un gráfico de dispersión donde se puede observar que el grado de determinación es mayor al 80%, en conclusión es posible realizar modelos matemáticos que minimizan el tiempo de trabajo de modelar redes de distribución en CymDist que es la herramienta que se empleó para modelar y realizar flujos de carga necesarios para determinar pérdidas de potencia en transformadores MT/BT, líneas MT y conductores BT. El programa CymDist facilita el proceso de hallar fallas en la configuración topológica de la red y representar diferentes escenarios de la red, sin embargo, este proceso es moroso por el número de componentes de una red de distribución, por lo que se busca determinar modelos matemáticos representativos del comportamiento de la red.

Los resultados para una mejor comprensión son expresados en valores porcentuales (índice), se determinó realizar un balance global de energía para determinar pérdidas a nivel de zonas

geográficas y un balance de energía mensual donde se tiene el aporte de pérdidas eléctricas de los diferentes componentes la red por nivel de tensión, por lo que los resultados son representativos para todo el sistema, además se tiene un balance de energía acumulativo anual para el período de estudio, la aplicación de la metodología proporciona información valiosa para áreas de control y planeamiento, los resultados finales se exponen en un capítulo 4.

A partir de un balance de energía mensual y acumulativo para todo el sistema se determinaron valores de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, de los resultados obtenidos es notable que en un balance mensual las pérdidas no técnicas muestran un comportamiento que varía proporcionalmente de la energía que ingresa al sistema, sin embargo, en un balance de energía acumulativo se minimiza errores de ajuste de energía por lo que se estima un resultado cercano al valor real.

5.3. CONCLUSIONES CUANTITATIVAS

A partir de los resultados obtenidos del balance global acumulativo anual se observa que las pérdidas de energía en LPC con 8,63% es la zona que presenta menor nivel de pérdidas en contraste los mayores niveles de pérdidas se presentan en EAS y EAN con 16,66% y 15,20% respectivamente, este resultado en particular se puede argumentar lo siguiente: para el período de estudio EAS cuenta con diecinueve alimentadores en MT en 6,9 kV y 12 kV en el caso de EAN la subestación de Rio Seco es la que toma carga de la subestación Alto Achachicala que se encuentra fuera de servicio durante este periodo, en ambos casos las posibilidades de transferencia de carga entre alimentadores se reducen por encontrarse en estado de contingencia, por lo que posterior a este periodo de estudio se observó cambios en la red como cambio de nivel de tensión, construcción de nuevos tramos, además se observa la reincorporación de la subestación Alto Achachicala y la instalación de una nueva subestación en EAN; en resumen de las siete zonas geográficas los índices de pérdidas son menores a 10% a excepción de EAN y EAC. Según – CIER y OLADE obtener un índice de pérdidas de 8% es un valor óptimo deseable, sin embargo, un índice mayor a 10% es excesivo al encontrarse este índice dentro de este rango el resultado obtenido es aceptable dentro de la normativa.

Del balance de energía anual acumulativo a junio 2018, se observa que las pérdidas para el sistema urbano de DELAPAZ es 11,17%, por lo que de cada 100 kWh de energía que se entrega

5,32 kWh se pierden en pérdidas técnicas y 5,85 kWh se pierden principalmente por robo y fraude, el índice de pérdidas está por encima del valor referencial según organizaciones del sector, adicionalmente de la reglamentación interna de DELAPAZ este valor se encuentra dentro de un rango aceptable, por nivel de tensión se observa que en media tensión es 1,18% que corresponde a pérdidas en líneas MT, en baja tensión se tiene el mayor porcentaje de pérdidas con 10% del total de pérdidas dentro de este porcentaje se contempla las pérdidas no técnicas. De manera particular las pérdidas en líneas MT y transformadores de distribución MT/BT guardan cierta relación que es importante mencionar, según CIER la relación que guarda del 100% en un caso ideal es 62% corresponde a pérdidas en transformadores MT/BT y 38% a pérdidas en líneas MT, mediante resultados obtenidos del balance acumulativo anual se observa que las pérdidas en transformadores MT/BT es 54% y las pérdidas en líneas MT son 46%, en conclusión las pérdidas en transformadores de distribución representan más de 50% del total de pérdidas en transformadores y líneas MT.

En síntesis, los resultados obtenidos demuestran que el índice de pérdidas del sistema de 11,17% está por encima de las recomendaciones de organizaciones del sector eléctrico, en 1,17%, empero, al realizar un balance global se observa que las pérdidas en las zonas EAN y EAS son las que aportan a que el índice de pérdidas sobrepase el límite establecido.

5.4. RECOMENDACIONES

Determinar pérdidas de energía de un sistema de distribución no es complejo por las características mismas de la red, sino por el tamaño de la base de datos que se debe procesar para obtener resultados característicos de la red de distribución, entonces es necesario identificar las variables más relevantes que interfieran en el balance de energía.

La base de datos a utilizar es prioritaria que sea validada, en caso de no validar esta información es posible generar errores que serán reflejados en los resultados finales, en consecuencia, el diagnóstico será incorrecto. Las variables más importantes para determinar el índice de pérdidas de energía son la compra y venta de energía, en cuanto a la compra no es una variable que represente mayores problemas porque la información viene a partir de registros de medidores validados por la empresa, en el caso de la determinación de ventas por cliente se tiene un conflicto en la lectura de medidores, al no contar con medidores inteligentes es imposible

determinar de forma simultanea registros para un mismo periodo de tiempo por lo cual es necesario realizar un ajuste de la energía que consume cada usuario para un período igual al de compra de energía.

La demanda de energía eléctrica está en constante crecimiento y cada vez la información que se procesa es más grande, entonces una de las herramientas que aplica para este caso es la estadística, mediante la cual se facilita diferentes procedimientos y diferentes análisis de inferencia en el presente proyecto se utilizó esta herramienta con la finalidad de establecer modelos matemáticos representativos para la red de distribución.

Un programa que permite determinar pérdidas de potencia en elementos de la red de distribución es el programa especializado CymDist, que de manera práctica permite visualizar diferentes estados de la red, sin embargo, es importante verificar que toda la base de datos represente correctamente la red de distribución en estudio.

Planificar el período de estudio permite recopilar información adecuada de acuerdo a los requerimientos de la metodología para la determinación de pérdidas de energía, estimar las pérdidas en redes secundarias resulta más complejo por la cantidad de elementos que se deben considerar, por lo que especialmente en esta etapa se debe tener en claro la información que se requiriera.

Capítulo VI: Referencias Bibliográficas y Anexos

6.1. BIBLIOGRAFÍA

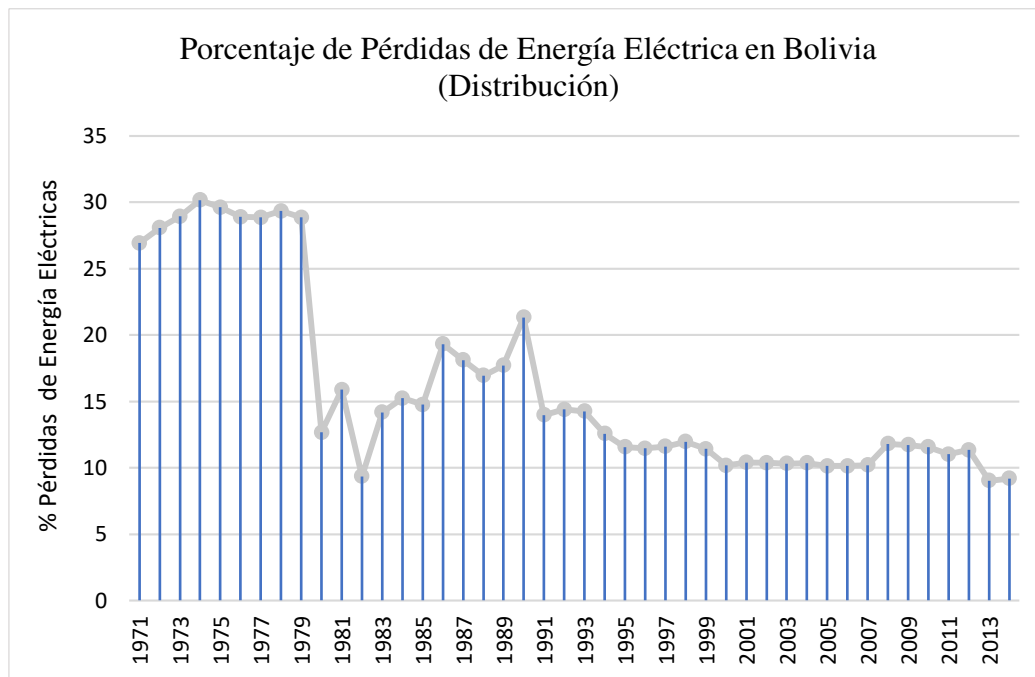
- [1] O. L. d. Energía, Manual Latinoamericano y del Caribe para control de pérdidas eléctricas, Bogota -Colombia, Agosto 1990.
- [2] C. S. G. Silva, "Pérdidas en sistemas eléctricos de distribución, Aplicación al sistema Quito", Quito, Julio 1994.
- [3] S. R. Castaño, Redes de distribución de energía, Tercera edición ed., U. n. d. C. S. Manizales, Ed., 2004.
- [4] R. C. Castro, Comportamiento de la curva de carga y composición por nivel de tensión de la curva del sistema ELECTROPAZ, La Paz, 2003, p. 95.
- [5] A. Naranjo, Proyecto del Sistema de Distribución Eléctrico, Valle de Sartenejas, Baruta, Estado Miranda, Venezuela: EQUINOCCIO Universidad Simón Bolívar Dirección de Cultura, 2008.
- [6] Distribuidora de Electricidad La Paz S.A., «Memoria Anual 2017 - DELAPAZ,» p. 170, 2017.
- [7] S. A. Limited, «Electricity Distribution System Losses,» ENG.Ofgen, Mar. 2009. [En línea]. Available: <https://www.ofgen.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/sohn-overview-of-losses-final-internet-version.pdf>.
- [8] A. P. y. B. E. Lenehan, «Metering Power on the Low-Voltage Side,» *IEEE*, vol. 62, n° 3, pp. 1-3, 1943.
- [9] S. S. H. A. S. y. A. R. S. Hasan, «Core Loss Characteristics Analysis of Power Transformer Under Different Frequencies Excitation,» *IEEE*, vol. 1, n° 8, pp. pp.1-4, 2013.
- [10] Distribuidora de Electricidad La Paz S.A., *Memoria Anual 2018 - DELAPAZ*, p. 110, 2018.
- [11] Distribuidora de electricidad DELAPAZ S.A., «Metodología de Cálculo de Pérdidas Técnicas de Energía por Nivel de Tensión,» La Paz, 2009.
- [12] C. d. N. y. F. d. B. c. n. a.-I. ba, NORMA TÉCNICA PERUANA NTP 370.400, 1ra edición ed., Lima, 2013-12-26.

-
- [13] H. F. C. Coronado, «Cuantificación de pérdidas no técnicas en alimentadores del Sistema Electropaz,» La Paz Bolivia.
- [14] EEQSA, «Laboratorio de medidores».
- [15] R. J. a. A. Elizalde, «"Exogenous Drivers of Electricity Losses in Latin America Power Systems" At Daegu, KOR,» Dec. 2014. [En línea]. Available: http://www.researchgate.net/publication/270273365_Exogenous_Drivers_of_Electricity_Losses_in_Latin_America_Power_Systems.
- [16] C. d. I. y. G. Dpto. de Planificación, «Metodología para la elaboración del plan director de inversiones de la red de AT, MT y BT del sistema Delapaz,» La Paz - Bolivia, 2017.
- [17] «Glosario de términos de electricidad,» [En línea]. Available: http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf. [Último acceso: 2019].
- [18] A. P., Reducing Technical and Non Technical Losses in the Power Sector In the Bank Group Energy Sector Strategy, Julio 2009.
- [19] Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, «Metodología de determinación de pérdidas de energía técnicas y no técnicas,» La Paz, Bolivia, 2017.
- [20] R. D. C. Monroy, Optimización del calculo de pérdidas electricas por alimentador de la empresa de luz y fuerza Cochabamba, Cochabamba: Universidad Privada Boliviana, 2007.
- [21] General Electric, Manual de transformadores de distribución, GOLDTREE LIEBES, S.A. de C.V..
- [22] Superintendencia de Electricidad, RESOLUCIÓN SSDE N°038/2000, 2000.
- [23] J. M. Raúl Jiménez Serbrisky, Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe, Banco Interamericano de Desarrollo .

6.2. ANEXOS

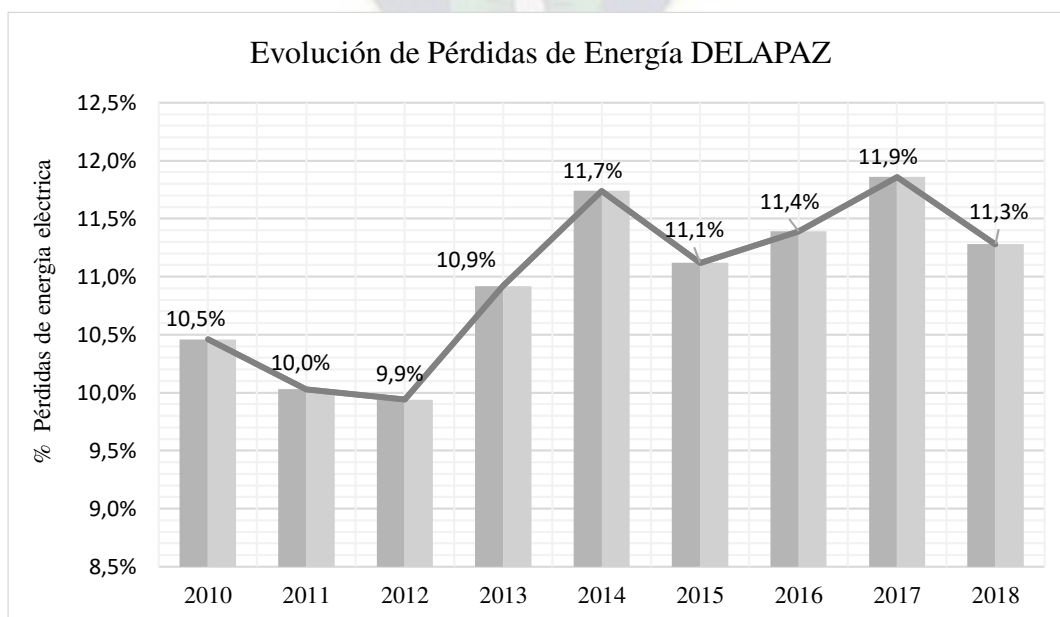
ANEXO 6-A: Histórico de pérdidas de energía en Bolivia

a) Porcentaje de Pérdidas Eléctricas en Bolivia



Fuente: <http://datos.bancomundial.org>

b) Evolución de Pérdidas de Energía DELAPAZ



Fuente: Memoria Anual 2018 – DELAPAZ

ANEXO 6-B: Estructura de la base de datos para CymDist

a) Estructura de base de datos para CymDist - LOAD

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
FORMAT_ALLOCATED LOAD=SectionID	* Nombre del tramo A – aéreo / S – Subterráneo
DeviceNumber	Nodo de origen
Connection	* Conexión Delta (D) / Estrella (Y)
Format	Formato (kW_kVAR)
LoadType	Tipo de cliente (SPOT)
Status	*estado (carga concentrada) 0-Desconectado 1-Conectado
Lock	*Bloquear (distribución de carga) 0-Desbloqueado 1-Bloqueado
Location	*Ubicación L-nodo de destino M-nudo de origen
Value1A	Potencia real kW
Value1B	Potencia real kW
Value1C	Potencia real kW
Value2A	Potencia real kVAR
Value2B	Potencia real kVAR
Value2C	Potencia real kVAR
CustomerType	Tipo de cliente (O- otro)
Year	Año
NormalPriority	Prioridad Normal (0,1, 2,, 10)
EmergencyPriority	Prioridad emergencia (0,1, 2,, 10)

Fuente: Elaboración propia

Nota: La estructura de base de datos (LOAD, NET, EQUIPO), se encuentra en formato .txt, dentro de los cuadros se muestran algunos de los parámetros más importantes, para la conformación de la red primaria y secundaria).

b) Estructura de base de datos para CymDist - NET

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
[HEADNODES]	
FORMAT_HEADNODES=NodeID	Identificación de Nodos principales
NetworkID	Nombre de la red
[NODE]	
FORMAT_NODE=NodeID	Formato Nodo, identificación de nodo
CoordX	Coordenada X
CoordY	Coordenada Y
[SOURCE]	
FORMAT_SOURCE=SourceID	Formato Fuente, identificación fuente

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
DeviceNumber	Nudo de origen
NodeID	Numero de nodo
NetworkID	Identificación de la red
DesiredVoltage	Voltaje (6.9 – 12 kV)
[LINE CONFIGURATION]	
FORMAT_ LINECONFIGURATION=SectionID	Identificación del tramo
LineCableID	Número de cable, calibre
Length	Longitud [m]
Overhead	0 – subterráneo 1 – Aéreo
[SECTION]	
FORMAT_SECTION=SectionID	Tramo
FromNodeID	Inicio del tramo
ToNodeID	Fin del tramo
Phase	Fases
Mask	Máscara
ZoneID	Id zona
FORMAT_FEEDER=NetworkID	Formato alimentador
HeadNodeID	Nodo principal
CoordSet	Conjunto de coordenadas
Year	Año
Description	Descripción
Color	Color
LoadFactor	Factor de carga
[TRANSFORMER SETTING]	
Location	Ubicación (L) en el nudo de destino
EqType	Equipo (TRANSFORMER)
EqID	Identificación del equipo (Monofásico, trifásico, banco)
EqState	(0) conectado (1) cortocircuitado
Conn	*conexionado (D_d, D_y, DO_do, Y_d, Y_y, YO_do)
PrimTap	Tap primario (100)
RgPrim	Rg primario [ohmios]
XgPrim	Xg primario [ohmios]
RgSec	Rg secundario [ohmios]
XgSec	Xg secundario [ohmios]
[SWITCH SETTING]	
FORMAT_SWITCHSETTING=SectionID	
Location	*Ubicación S – en el nudo de origen L – en el nudo de destino
EqType	Equipo (SWICHT)
Status	*Parámetro (0) abierto (1) cerrado
Locked	(0) bloqueado (1) desbloqueado
EqState	(0) conectado (1) cortocircuitado

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
RC	*Control remote (0) sin control remoto (1) con control remoto (telemando -telemando)
NStatus	*Normalmente (0) abierto (1) cerrado
[FUSE SETTING]	
FORMAT_FUSESETTING=SectionID	
Location	*Ubicación S – en el nudo de origen L – en el nudo de destino
EqType	Equipo (FUSE)
EqID	Nombre
Status	*Parámetro (0) abierto (1) cerrado
Locked	(0) bloqueado (1) desbloqueado
EqState	(0) conectado (1) cortocircuitado
RC	*Control remote (0) sin control remoto (1) con control remoto (telemando -telemando)
NStatus	*Normalmente (0) abierto (1) cerrado
[SECTIONALIZER SETTING]	
FORMAT_SECTIONALIZERSETTING=SectionID	
Location	*Ubicación S – en el nudo de origen L – en el nudo de destino
EqType	Equipo (SECTIONALIZER)
Status	*Parámetro (0) abierto (1) cerrado
Status	*Parámetro (0) abierto (1) cerrado
Locked	(0) bloqueado (1) desbloqueado
EqState	(0) conectado (1) cortocircuitado
RC	*Control remote (0) sin control remoto (1) con control remoto (telemando -telemando)
NStatus	*Normalmente (0) abierto (1) cerrado
[SHUNT CAPACITOR SETTING]	
FORMAT_SHUNTCAPACITORSETTING=SectionID	
Location	S – en el nudo de origen L – en el nudo de destino
DeviceNumber	Nodo de origen

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Control	0 – fijo >0 –conmutado 1 – conmutado por tensión 2 – control por corriente 3 – control por corriente reactiva 4 – control por factor de potencia 5 – control por temperatura 6 – control por tiempo 7 – control por VAR 8 – control por script python

Fuente: Elaboración propia

c) Estructura de base de datos para Cymdist - EQUIPO

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
[SUBSTATION]	
FORMAT_SUBSTATION=ID	
MVA	Capacidad nominal
MVA_1	Límites de carga verano
MVA_2	Límites de carga invierno
MVA_3	Límites de carga urgencia verano
MVA_4	Límites de carga urgencia invierno
KVLL	Tensión nominal
KVLL desired	Tensión de servicio
R1	Resistencia equivalente de la Fuente secuencia positiva [ohm]
X1	Reactancia equivalente de la Fuente secuencia positiva [ohm]
R0	Resistencia equivalente de la Fuente secuencia homopolar [ohm]
X0	Reactancia equivalente de la Fuente secuencia homopolar [ohm]
R2	Resistencia equivalente de la Fuente secuencia negativa [ohm]
X2	Reactancia equivalente de la Fuente secuencia negativa [ohm]
Conn	*Configuración de la fuente Y – Estrella D - delta
PhaseAngle	Angulo de desfase
SubEqVal1	Equivalente de la red primaria R1[ohm]
SubEqVal2	Equivalente de la red primaria X1[ohm]
SubEqVal3	Equivalente de la red primaria R0[ohm]
SubEqVal4	Equivalente de la red primaria X0[ohm]
SubPrimaryLLVoltage	Tensión de la red primaria
SecondaryFaultReactance	Reactancia limitadora de falla al secundario
TxfoConnection	Tipo de conexión del transformador
SubPrimaryLLVoltage	Tensión de la red primaria
SecondaryFaultReactance	Reactancia limitadora de falla al secundario
TxfoConnection	*Tipo de conexión del transformador - YNGyng - Yy
BaseMVA	Potencia base
ImpedanceUnit	*Impedancia unitaria

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
[TRANSFORMER]	
FORMAT_TRANSFORMER=ID	
Type	*Tipo 1-Monofásico 2-Trifásico
KVA	Capacidad nominal (kVA)
VoltageUnit	Unidad de voltaje
KVLLprim	Tensión primaria (0.23, 6.9, 12, 14.4, 24.9, 69, 115 kV)
KVLLsec	*Tensión secundaria (0.12, 0.22, 0.38, 6.9, 12, 14.4, 24.9, 69 kV)
Z2	*Impedancia de secuencia negativa [%]
Z1	*Impedancia de secuencia positiva [%]
Z0	*Impedancia de secuencia homopolar [%]
Conn	*Configuración del conexionado 0-YNyn 9-YNy 17-YNd 1-Dyn 10-Yyn 18-Dd 2-Dd 11-YNzn 19-Yd 3-Yy 12-Dzn 20-DOdo 4-DOdo 13-ZNyn 21-YNOdo 5-YNOdo 14-ZNd 22-DOyo 6-YNd 15-YNyn 23-YNyn 7-Dy 16-Yyn 24-YNyn 8-Yd
Rg_prim	Resistencia de puesta a tierra primario [ohm]
Xg_prim	Reactancia de puesta a tierra primario [ohm]
Rg_sec	Resistencia de puesta a tierra secundario [ohm]
Xg_sec	Reactancia de puesta a tierra secundario [ohm]
Reversible	Reversibilidad 0 - irreversible 1 - reversible
NoLoadLosses	Pérdidas en vacío

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-C: Pérdidas en transformadores MT/BT - Monofásicos

Potencia Nominal [kVA]	Pérdidas en vacío [W]
5	38
10	54
15	71
20	87
25	103
37,5	141
50	178

Fuente: Elaboración propia

Nota: Los valores de pérdidas en vacío son ajustados para una frecuencia de 50 Hz.

ANEXO 6-D: Planilla “Estado de Carga”

N°	Cód.	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18
		Potencia aparente [MVA]											
1	M07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	C14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	S04	1,4	1,4	1,4	2,0	2,0	1,7	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
4	C05	1,7	2,8	1,8	2,6	2,6	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,7	1,8
5	G01	2,4	2,4	2,5	2,4	2,3	2,6	2,2	2,5	2,4	2,4	2,4	2,5
6	G02	0,6	0,6	0,6	1,6	1,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
7	T03	1,2	1,2	1,3	2,1	2,2	1,4	1,2	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
8	S13	2,1	2,2	2,4	2,2	2,1	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,5	2,3
9	A10	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	3,2	3,1	3,2	3,3	3,3	2,1
10	A09	3,8	3,6	3,7	3,7	3,5	3,5	3,6	3,5	3,6	3,6	3,7	4,0
11	C10	2,0	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	1,9
12	V01	4,0	3,9	3,9	3,0	3,7	3,9	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,9
13	V02	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,7	2,7	2,8	3,0
14	V04	3,7	3,5	3,8	3,5	3,4	3,5	3,5	3,4	3,5	3,4	3,5	2,3
15	B03	4,2	4,3	4,2	3,2	4,0	3,6	3,0	3,3	3,4	3,2	3,3	3,4
16	L01	2,9	2,8	2,7	2,7	2,7	3,2	2,5	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9
17	J01	3,4	3,3	3,4	3,3	3,2	3,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2
18	T05	2,0	2,0	2,2	2,0	2,0	3,1	2,9	2,9	2,9	3,0	2,8	2,9
19	C11	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4
20	P09	4,1	4,2	4,4	4,1	4,2	3,1	2,6	3,0	2,9	2,9	3,3	2,8
21	V10	4,2	4,2	4,4	4,2	4,2	3,9	3,6	4,1	3,7	3,8	3,6	3,9
22	S11	0,4	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,9
23	V03	3,4	3,4	3,2	3,3	4,0	3,3	3,2	0,1	3,2	3,3	2,9	1,9
24	A07	1,9	1,7	1,8	1,7	1,7	2,3	1,9	2,3	2,1	2,2	2,2	2,2
25	P05	2,8	2,8	2,7	2,9	2,7	3,1	3,3	3,2	3,8	3,4	3,6	3,0
26	C50	3,6	3,6	3,6	3,5	3,5	3,6	3,7	3,6	3,6	3,7	2,6	2,6
27	D02	4,1	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
28	S07	3,3	2,5	2,0	2,9	5,3	3,0	3,5	3,8	3,6	3,6	3,4	3,4
29	Y01	3,7	0,7	4,3	4,4	4,3	4,2	4,3	4,3	4,6	4,4	4,7	1,8
30	M03	4,5	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	V11	0,0	3,8	3,9	3,9	4,4	3,8	3,6	4,0	4,1	4,1	3,8	4,3
32	S06	4,1	4,1	3,9	4,0	4,0	3,1	2,5	2,6	2,5	2,2	2,0	2,0
33	A19	3,0	5,0	3,3	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
34	E23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	2,4	2,5	2,2	2,5	2,4	2,5	4,2
35	T06	4,2	3,4	3,6	3,1	3,0	2,9	3,5	3,2	3,4	3,3	3,3	3,3
36	C16	4,6	6,4	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	4,0	3,9	3,7	4,0
37	V96	3,3	3,4	3,3	3,7	3,8	3,5	3,6	3,4	3,6	2,6	2,4	3,3
38	C09	2,7	2,9	3,0	3,1	3,1	3,4	3,2	3,1	3,1	2,0	2,2	3,2
39	F10	2,8	2,9	3,1	2,9	3,0	2,7	3,0	2,8	2,9	3,1	3,2	3,2

N°	Cód.	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18
		Potencia aparente [MVA]											
40	P06	2,0	2,1	2,0	2,1	2,5	2,0	2,1	2,6	2,2	2,1	2,1	2,2
41	S16	3,4	3,9	3,8	4,0	4,0	4,0	3,6	3,9	3,8	3,7	3,8	3,6
42	I01	2,5	2,4	2,5	2,4	2,3	2,7	2,3	2,5	2,4	2,3	2,6	2,4
43	I02	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	2,1	2,0	2,2	2,1	2,1	2,2	2,2
44	I03	2,1	2,0	1,6	1,9	2,0	1,9	1,8	2,0	1,5	1,5	1,7	1,6
45	I04	1,5	1,1	1,3	1,2	1,2	1,3	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2
46	H02	6,5	6,5	6,7	6,3	6,4	7,0	6,5	6,7	6,5	6,6	6,7	7,1
47	B05	4,2	4,3	4,4	4,1	4,0	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,2
48	L06	4,4	4,5	4,6	4,2	4,1	3,1	3,1	3,0	3,1	3,7	3,1	3,3
49	B06	3,9	3,8	3,8	3,7	3,7	3,8	4,0	4,0	4,1	4,0	4,2	4,3
50	V05	7,6	7,8	7,6	7,6	7,4	7,4	7,4	7,7	7,7	7,7	7,8	8,0
51	V08	6,3	6,4	6,3	6,4	6,9	6,4	6,1	6,0	6,1	5,9	5,9	5,9
52	V07	5,1	5,2	5,4	5,0	5,1	5,2	5,2	5,5	5,4	5,3	5,4	5,4
53	C80	4,6	4,6	4,6	4,2	2,7	1,6	1,4	1,5	1,5	4,6	5,3	5,4
54	L05	4,1	4,1	4,2	4,0	4,1	5,6	5,4	5,3	5,4	5,3	4,6	4,7
55	C08	4,7	5,0	4,6	3,1	4,0	4,2	4,4	4,4	4,6	4,2	4,4	4,4
56	S12	5,4	5,5	5,7	5,2	5,4	5,8	5,5	5,5	5,7	5,6	5,5	5,7
57	C60	6,7	6,6	6,7	6,6	6,7	6,8	6,6	6,8	7,0	6,9	6,8	6,9
58	L04	4,7	4,9	4,9	4,9	5,7	4,3	4,9	5,1	5,0	5,0	3,6	3,6
59	P11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,5
60	C15	2,4	2,3	2,5	2,4	2,3	2,6	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5
61	K03	3,2	3,2	3,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,3
62	M08	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9	2,1	1,8	1,9	2,0	1,9	2,1	2,2
63	C04	3,4	3,5	3,6	4,0	3,9	3,7	3,3	3,6	3,7	3,6	3,7	3,6
64	A02	3,8	3,7	3,9	3,1	3,2	3,9	3,3	3,8	3,7	3,7	3,9	4,4
65	S03	2,8	2,7	2,8	2,5	2,6	2,7	2,7	2,6	2,5	2,6	2,7	2,9
66	M05	3,1	3,0	3,0	2,8	2,7	2,7	3,1	2,8	2,8	2,8	3,0	3,3
67	U01	1,9	1,8	1,6	1,6	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	2,0
68	S05	2,5	2,6	2,5	2,4	2,2	3,3	2,2	2,3	2,5	2,6	2,8	2,8
69	C01	2,8	2,9	3,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,9	2,9	3,0	3,2	3,7
70	B04	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	3,0	2,6	2,7	2,6	2,7	2,8	3,0
71	O01	4,1	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	2,6	2,7	2,6	2,8	2,9	3,1
72	I06	2,5	2,6	2,5	2,5	2,8	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8
73	P08	2,5	2,5	2,5	2,6	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5	2,5	2,8
74	K02	1,1	1,2	1,3	1,1	1,3	1,5	1,2	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
75	B02	2,4	2,4	2,5	2,3	2,3	2,5	2,1	2,3	2,3	2,3	2,3	2,5
76	C12	2,7	2,8	2,9	2,8	2,7	3,3	2,5	2,8	2,8	2,7	2,8	2,9
77	S15	2,5	2,5	2,5	2,5	2,3	2,8	2,3	2,5	2,5	2,4	2,5	2,5
78	V12	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,9	1,5	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6
79	S14	1,8	1,9	1,9	1,8	1,7	2,0	1,7	1,9	1,8	2,0	1,8	1,8
80	M10	2,0	2,0	2,1	1,9	2,0	2,2	1,9	2,1	2,0	2,1	2,0	2,1

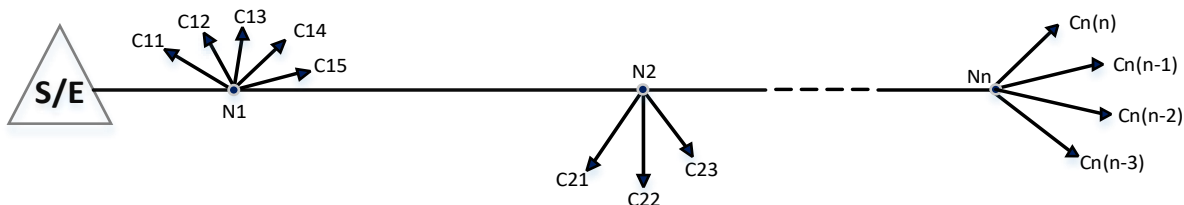
N°	Cód.	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18
		Potencia aparente [MVA]											
81	P12	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9	1,8	1,9
82	F60	1,5	1,3	1,4	1,3	1,3	1,5	1,3	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4
83	L75	2,1	2,1	2,0	2,0	2,2	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,2	1,8
84	U10	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
85	J80	1,9	2,0	2,2	1,9	1,9	2,3	1,8	2,1	2,0	2,0	2,1	2,0
86	M20	1,9	1,9	2,0	1,9	2,0	1,7	2,0	2,0	1,8	1,8	1,9	1,9
87	M04	3,0	3,0	2,9	3,1	2,7	2,8	2,7	2,9	2,8	2,6	2,9	3,2
88	F01	2,2	2,2	2,2	2,5	2,0	2,2	2,1	2,2	2,0	2,0	2,1	2,4
89	H01	2,7	2,7	2,8	2,5	2,5	2,4	2,2	2,5	2,7	2,6	2,5	2,7
90	P02	2,2	2,2	2,2	2,0	1,9	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,7	3,2
91	M02	1,8	1,8	1,8	1,8	1,5	1,8	1,5	1,8	1,9	1,8	1,9	1,7
92	C02	3,0	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,7	3,0	2,9	2,8	3,0
93	S08	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,9
94	A01	1,7	1,6	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,5	1,6	1,8
95	O02	1,4	1,5	1,5	1,5	1,3	1,3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,7
96	C07	2,1	2,2	2,2	2,1	2,1	2,3	1,9	2,1	2,0	2,0	2,0	2,1
97	P04	2,3	2,3	2,4	2,3	2,4	2,7	2,1	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8
98	L02	2,3	2,3	2,4	2,3	2,2	3,1	2,7	2,9	3,0	2,9	2,8	3,0
99	A08	2,3	2,1	2,3	2,1	2,1	2,0	2,0	2,1	2,2	2,1	2,0	2,3
100	S10	3,0	2,8	2,8	2,7	2,4	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,7	3,1
101	A04	2,5	2,4	2,5	2,3	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,7
102	D01	2,1	2,2	2,5	2,3	2,3	2,5	2,1	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6
103	V09	2,5	2,5	2,6	2,5	2,5	2,8	2,2	2,5	2,5	2,5	2,4	2,6
104	T04	3,0	2,4	2,4	2,3	2,2	2,5	2,2	2,3	2,2	2,3	2,4	2,4
105	S09	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7
106	B01	2,2	2,2	2,6	2,1	2,0	1,9	1,8	1,3	2,0	2,0	2,2	2,4
107	T02	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,1	2,2	2,3	1,1	2,5	2,6
108	A06	2,6	2,8	2,8	3,0	3,0	3,3	2,7	3,0	3,0	2,9	3,0	3,2
109	P10	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,1	2,2	2,6	2,4
110	V13	3,6	3,7	3,7	2,7	3,5	3,7	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,9
111	C13	3,9	3,9	3,9	3,1	3,7	3,9	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
112	S01	2,4	2,3	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
113	M01	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
114	N01	3,1	3,1	3,2	3,0	3,0	3,0	2,7	2,8	2,8	2,7	3,1	3,3
115	C06	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,5	2,6	2,7
116	P01	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8
117	L03	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
118	C03	1,7	2,6	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,7	1,6
119	T01	1,9	1,8	1,9	1,8	1,8	1,7	1,8	1,6	1,8	1,6	1,6	1,7

Fuente: Planilla de estado de carga - DELAPAZ

ANEXO 6-E: Modelado de la red secundaria en CymDist

a) Configuración de un estado inicial de un Circuito BT en CymDist

Esquema ramificación de un alimentador “N” a partir de una subestación



Fuente: Instalaciones Eléctricas, Jorge Gutierrez Tejerina (Adaptación propia)

Dónde:

Cxy: Carga monofásica y/o trifásica

Nx: Nodo

x: # nodo

y: # carga

S/E: Puesto de transformación MT/BT

b) Configuración de un estado Final de un circuito BT en CymDist

Esquema simplificado de un alimentador “N” a partir de una subestación



Fuente: Adaptación propia

Dónde:

Ctx: Carga total monofásica y/o trifásica

Nx: Nodo

x: # nodo

Sumatoria de cargas por nodos:

$$Ct1 = \sum_{x=1}^{x=n} C1x$$

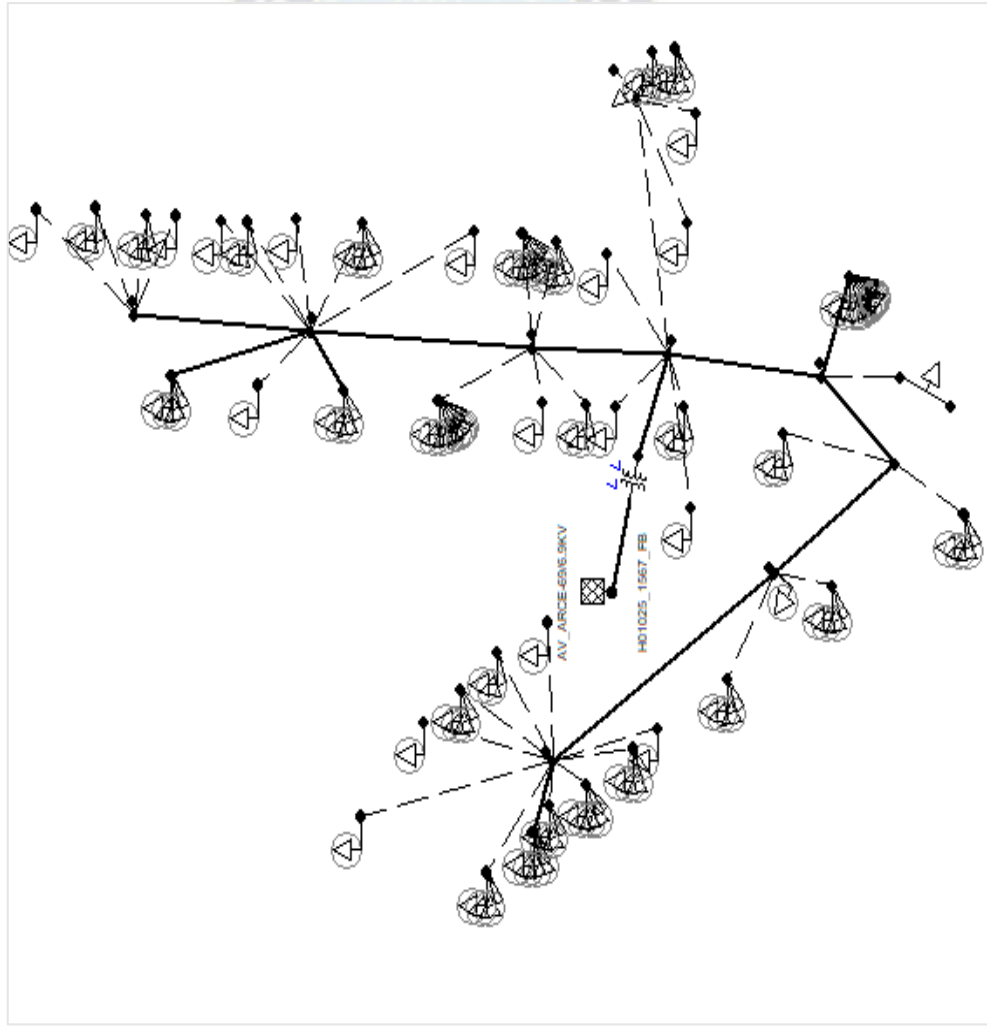
$$Ct2 = \sum_{x=1}^{x=n} C2x$$

$$\vdots$$
$$Ctn = \sum_{x=1}^{x=n} Cnx$$

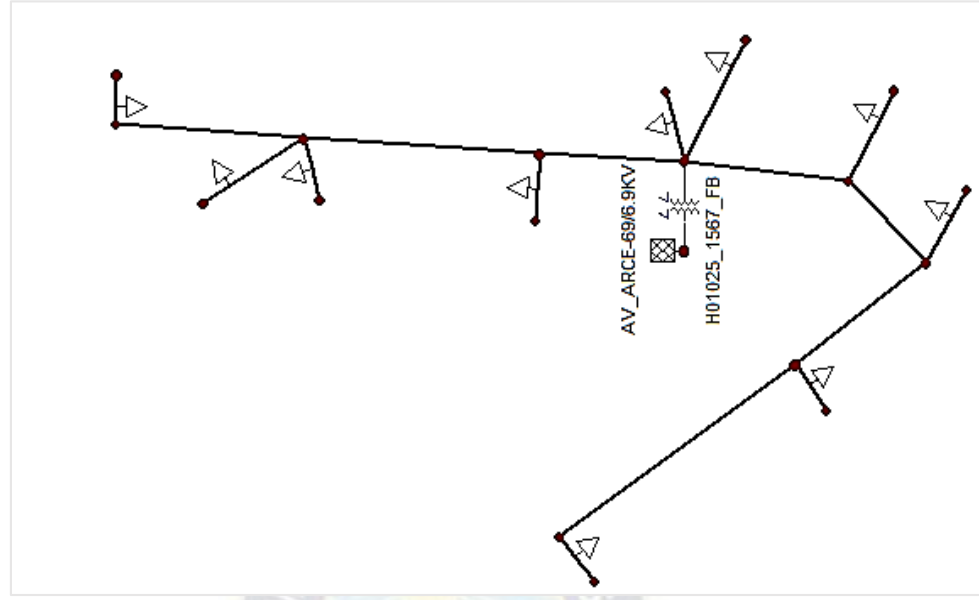
Fuente: Instalaciones Eléctricas, Jorge Gutierrez Tejerina (Adaptación propia)

c) Aplicación a un caso real: Código Transformador de distribución H0125 (Delta abierto – Delta abierto)

Estado Inicial (CymDist)



Estado Final (CymDist)

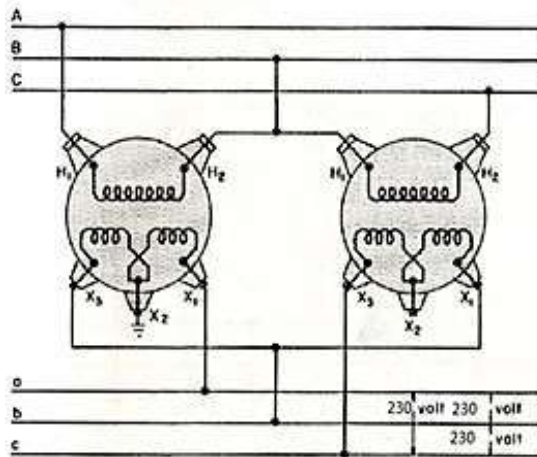


Fuente: DELAPAZ

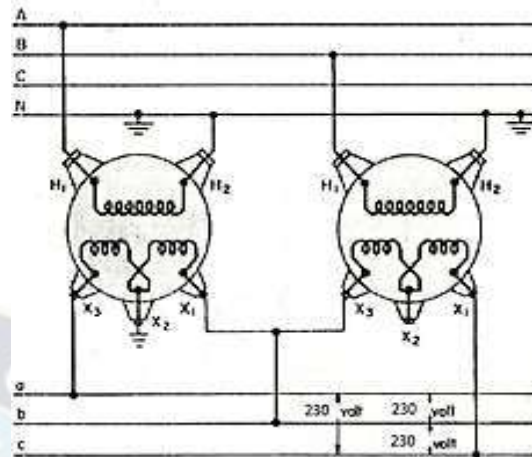
Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-F: Conexión de transformadores MT/BT - DELAPAZ

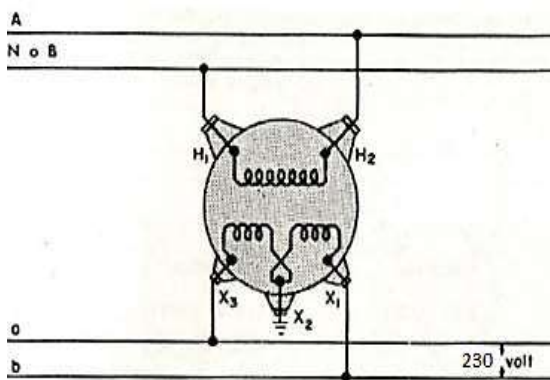
Sistema Delta Abierto – Delta Abierto



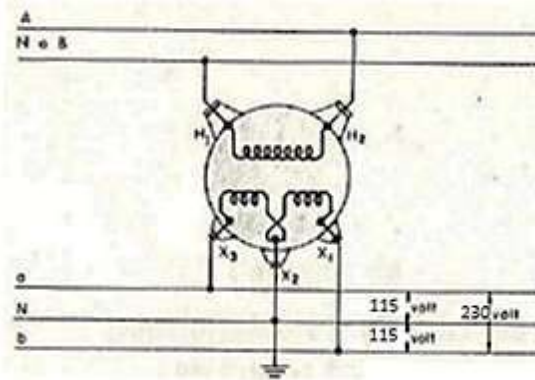
Sistema Estrella Coja – Delta Abierto



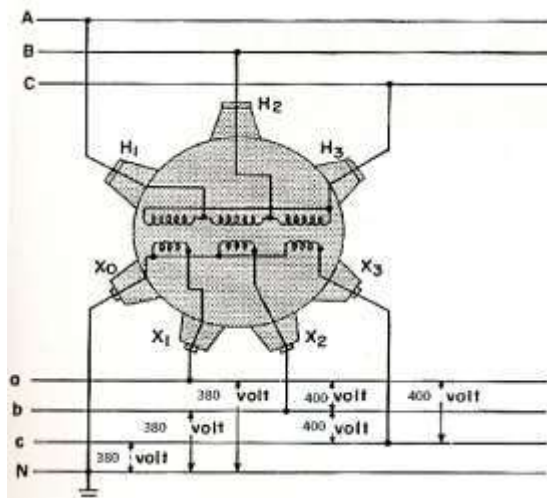
Transformador Monofásico (1Fase-2Hilos)



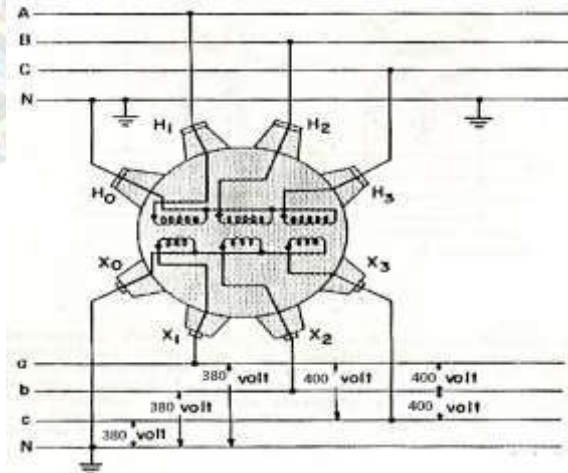
Transformador Monofásico (1Fase-3Hilos)



Transformador Trifásico (Delta-Estrella)



Transformador Trifásico (Estrella-Estrella)



Fuente: Manual de Transformadores de Distribución – General Electric

ANEXO 6-G: Energía entregada a la red

a) Energía entregada a la red a nivel Subestaciones (julio - diciembre 2017)

GESTIÓN 2017		Julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
No.	Cod.	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
1	C5	9.858.062	9.744.517	9.416.721	10.015.480	9.018.600	9.406.771
2	B1	9.913.801	9.513.714	9.133.501	7.593.147	8.569.401	9.003.445
3	R2	6.865.533	7.102.652	7.001.415	7.188.543	6.611.840	6.719.125
4	C4	4.117.040	4.137.898	4.100.248	4.161.123	4.038.403	4.112.800
5	P2	4.331.335	4.299.045	4.189.820	4.744.939	4.213.053	4.255.114
6	C6	12.024.237	12.209.050	11.226.012	11.186.187	9.655.895	9.480.992
7	R1	15.690.245	15.670.090	15.510.643	15.834.537	15.203.280	15.705.697
8	A2	7.002.794	7.047.865	6.905.191	6.993.328	6.553.464	6.972.659
9	C3	9.320.950	9.369.469	9.137.560	9.191.866	8.663.954	9.280.823
10	C2	7.391.255	7.579.216	7.220.228	7.578.799	7.229.763	7.325.839
11	K2	2.111.528	4.773.993	3.818.728	4.021.948	3.732.450	4.851.478
12	M3	3.946.819	4.014.801	3.943.117	4.545.529	4.609.247	3.967.028
13	E1	7.888.005	7.864.230	7.751.395	7.668.915	7.135.925	7.550.150
14	T2	7.715.480	7.671.174	7.369.583	7.312.393	7.124.390	7.247.511
15	T1	7.298.827	7.411.038	7.294.741	7.411.244	7.184.588	7.137.645
16	K2	9.627.312	7.340.700	8.536.390	9.094.240	9.845.043	9.382.333
17	P1	3.297.358	3.103.995	3.030.075	3.097.949	2.940.223	2.973.278
18	A1	-	-	-	-	-	-
19	V1	5.456.202	5.750.447	5.546.775	5.908.923	5.708.192	5.781.850
TOTAL		133.856.783	134.603.891	131.132.143	133.549.087	128.037.711	131.154.538

b) Energía entregada a la red por zonas geográficas (julio - diciembre 2017)

GESTIÓN 2017	Julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
LPN	28.073.423	28.205.378	27.431.228	28.575.265	27.481.590	27.659.768
LPC	25.915.142	26.120.735	25.466.009	26.239.203	24.502.747	25.194.410
LPS	19.771.862	19.258.231	18.550.222	17.608.626	17.588.002	18.410.216
EAN	15.690.245	15.670.090	15.510.643	15.834.537	15.203.280	15.705.697
EAC	15.186.832	15.275.268	15.046.136	15.080.159	14.320.513	14.687.795
EAS	23.763.077	24.323.742	23.581.130	24.302.375	23.233.388	23.714.802
VIP	5.456.202	5.750.447	5.546.775	5.908.923	5.708.192	5.781.850
TOTAL	133.856.783	134.603.891	131.132.143	133.549.087	128.037.711	131.154.538

Fuente: Planilla Compra de Energía por Subestaciones - DELAPAZ

c) Energía entregada a la red a nivel Subestaciones (enero - junio 2018)

GESTIÓN 2017		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
No.	Cod.	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
1	C5	9.022.742	8.485.687	9.523.912	9.234.821	9.783.400	10.136.087
2	B1	9.035.776	8.202.672	9.212.960	8.885.719	9.494.365	9.649.870
3	R2	6.863.187	6.336.897	7.246.901	7.206.896	7.528.935	7.626.954
4	C4	4.081.245	3.716.883	4.176.688	4.055.173	4.180.135	4.187.930
5	P2	4.207.352	3.872.875	4.288.129	4.195.853	4.323.702	4.359.684
6	C6	10.767.185	10.048.568	11.149.293	11.195.900	12.386.884	12.468.511
7	R1	14.371.072	13.031.080	14.596.650	14.044.640	14.554.677	14.525.195
8	A2	7.310.245	6.787.622	7.710.670	7.837.374	8.396.219	8.032.351
9	C3	9.102.686	8.196.753	9.197.556	8.866.674	9.177.863	9.211.213
10	C2	7.249.666	6.636.107	7.499.975	7.450.179	7.801.592	7.844.737
11	K2	4.667.600	4.294.498	4.886.858	5.668.058	6.089.380	5.692.375
12	M3	3.951.038	3.620.776	4.021.430	3.901.717	4.005.056	4.065.248
13	E1	7.628.330	6.964.825	7.906.848	7.550.160	7.971.248	7.396.277
14	T2	6.855.116	6.272.990	6.924.760	6.485.051	6.474.544	6.994.784
15	T1	7.388.094	6.749.810	7.661.719	7.155.303	6.807.707	6.906.983
16	K2	9.176.447	8.263.082	9.489.528	8.040.474	8.084.998	8.967.261
17	P1	2.926.300	2.693.067	2.995.242	2.921.242	3.068.400	3.077.131
18	A1	-	-	-	-	-	-
19	V1	5.570.568	5.051.120	5.601.800	4.851.803	5.049.640	5.485.955
TOTAL		130.174.646	119.225.310	134.090.917	129.547.035	135.178.743	136.628.547

d) Energía entregada a la red por zonas geográficas (enero - junio 2018)

GESTIÓN 2018	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
LPN	27.310.934	24.863.585	27.890.890	27.194.985	28.233.045	28.386.259
LPC	25.235.899	23.270.383	26.170.460	25.725.174	26.723.399	27.013.773
LPS	18.058.518	16.688.360	18.736.872	18.120.540	19.277.765	19.785.957
EAN	14.371.072	13.031.080	14.596.650	14.044.640	14.554.677	14.525.195
EAC	15.016.424	13.714.635	15.568.566	14.705.463	14.778.955	14.303.260
EAS	24.611.232	22.606.147	25.525.679	24.904.432	26.561.262	27.128.147
VIP	5.570.568	5.051.120	5.601.800	4.851.803	5.049.640	5.485.955
TOTAL	130.174.646	119.225.310	134.090.917	129.547.035	135.178.743	136.628.547

Fuente: Planilla Compra de Energía por Subestaciones - DELAPAZ

ANEXO 6-H: Energía facturada

a) Energía facturada a la red a nivel Subestaciones (julio - diciembre 2017)

GESTIÓN 2017		Julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
No.	Cod.	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
1	C5	9.049.896	8.916.368	8.667.961	8.578.375	8.159.761	8.453.374
2	B1	8.809.184	8.595.173	8.350.507	8.464.754	8.066.282	8.309.980
3	R2	6.692.800	6.631.138	6.393.003	6.581.935	6.081.006	6.530.658
4	C4	3.587.168	3.621.678	3.579.424	3.702.428	3.573.906	3.678.861
5	P2	3.826.995	3.834.759	3.700.072	3.778.855	3.620.354	3.720.474
6	C6	10.157.911	10.163.428	9.341.139	9.088.874	7.967.925	10.667.394
7	R1	13.346.799	13.325.597	13.203.927	13.615.036	12.898.540	12.405.050
8	A2	6.708.188	6.815.195	6.433.888	6.738.500	6.216.315	7.282.904
9	C3	8.820.267	8.790.259	8.514.896	8.149.469	8.255.880	8.667.558
10	C2	6.857.579	6.798.082	6.646.627	6.723.397	6.671.325	6.847.188
11	K2	9.744.906	9.879.088	9.944.316	10.988.906	11.236.706	11.527.129
12	M3	3.563.471	3.517.321	3.387.658	4.728.085	3.335.024	3.445.554
13	E1	7.371.497	7.279.506	7.105.076	7.042.479	6.764.292	7.305.960
14	T2	6.983.960	6.869.721	6.645.717	6.537.314	6.571.502	6.248.200
15	T1	6.725.685	6.658.941	6.502.884	6.709.023	6.456.568	6.629.915
17	P1	2.884.911	2.795.994	2.674.163	2.732.885	2.665.969	2.675.382
18	A1	-	-	-	-	-	-
19	V1	4.887.893	5.085.539	4.987.881	5.351.757	5.231.638	5.212.521
TOTAL		120.019.109	119.577.788	116.079.138	119.512.073	113.772.992	119.608.102

b) Energía facturada a la red por zonas geográficas (julio - diciembre 2017)

GESTIÓN 2017	Julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
LPN	25.713.395	25.523.335	24.802.767	26.036.264	24.502.104	25.314.544
LPC	24.211.942	24.150.814	23.172.680	23.636.605	22.489.177	23.782.236
LPS	17.859.079	17.511.541	17.018.469	17.043.129	16.226.043	16.763.354
EAN	13.346.799	13.325.597	13.203.927	13.615.036	12.898.540	12.405.050
EAC	14.097.183	13.938.446	13.607.960	13.751.502	13.220.860	13.935.875
EAS	19.902.817	20.042.517	19.285.454	20.077.781	19.204.631	22.194.523
VIP	4.887.893	5.085.539	4.987.881	5.351.757	5.231.638	5.212.521
TOTAL	120.019.109	119.577.788	116.079.138	119.512.073	113.772.992	119.608.102

Fuente: Elaboración propia

c) Energía facturada a la red a nivel Subestaciones (enero - junio 2018)

GESTIÓN 2017		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
No.	Cod.	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
1	C5	8.229.883	7.741.246	8.764.791	8.340.646	9.317.023	9.093.424
2	B1	8.114.664	7.489.266	8.520.703	8.123.213	8.567.621	8.733.731
3	R2	6.328.023	5.785.402	6.640.734	6.675.814	6.864.349	6.809.927
4	C4	3.584.721	3.239.755	3.749.871	3.572.806	3.713.286	3.577.841
5	P2	3.749.103	3.362.532	3.778.568	3.656.808	3.820.671	3.744.690
6	C6	9.070.028	8.516.994	9.756.524	9.954.312	10.874.588	10.379.310
7	R1	12.241.572	11.064.601	12.666.273	11.999.479	12.531.219	12.227.719
8	A2	6.905.673	6.354.898	7.142.946	7.201.359	7.391.373	7.347.800
9	C3	8.488.469	7.720.527	8.552.585	8.127.891	8.550.490	8.513.312
10	C2	6.664.480	6.051.407	6.911.160	6.799.110	7.110.008	7.183.413
11	K2	11.163.641	10.221.042	11.814.044	11.217.066	11.836.176	12.016.999
12	M3	3.432.148	3.140.286	3.504.199	3.377.976	3.416.433	3.460.451
13	E1	7.007.911	6.484.193	7.307.686	7.151.189	7.466.937	6.081.762
14	T2	6.209.303	5.591.891	6.259.157	6.072.842	6.258.800	6.118.426
15	T1	6.489.144	5.991.051	6.798.849	6.505.188	5.812.387	6.595.399
17	P1	2.578.065	2.369.576	2.691.841	2.579.100	2.735.591	2.624.408
18	A1	-	-	-	-	-	-
19	V1	4.968.175	4.520.177	5.178.804	4.624.870	4.460.442	4.816.788
TOTAL		115.225.003	105.644.844	120.038.734	115.979.670	120.727.395	119.325.399

d) Energía facturada a la red por zonas geográficas (enero - junio 2018)

GESTIÓN 2018	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)	ENERGIA (kWh)
LPN	24.747.882	22.521.551	25.409.656	24.456.883	25.525.809	25.359.426
LPC	23.192.101	21.094.722	23.821.405	23.606.824	24.335.193	24.020.843
LPS	16.344.547	15.230.512	17.285.494	16.463.859	17.884.644	17.827.154
EAN	12.241.572	11.064.601	12.666.273	11.999.479	12.531.219	12.227.719
EAC	13.497.055	12.475.245	14.106.534	13.656.377	13.279.325	12.677.161
EAS	20.233.669	18.738.036	21.570.568	21.171.378	22.710.764	22.396.309
VIP	4.968.175	4.520.177	5.178.804	4.624.870	4.460.442	4.816.788
TOTAL	115.225.003	105.644.844	120.038.734	115.979.670	120.727.395	119.325.399

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-I: Pérdidas de potencia y energía en alimentadores MT y transformadores de distribución MT/BT.

- | | |
|--------------------|-------------------|
| a) Julio 2017 | b) Agosto 2017 |
| c) Septiembre 2017 | d) Octubre 2017 |
| e) Noviembre 2017 | f) Diciembre 2017 |
| g) Enero 2018 | h) Febrero 2018 |
| i) Marzo 2018 | j) Abril 2018 |
| k) Mayo 2018 | l) Junio 2018 |

Fuente: Pérdidas de potencia a partir de flujos de carga (Reporte CymDist)

a) Julio 2017

JULIO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	66	36	20.223	11.102	31.325
	B02	1.467	2.400	84	42	25.486	12.932	38.418
	S05	1.531	2.500	65	51	19.758	15.692	35.450
	I06	1.531	2.500	47	36	14.347	11.149	25.496
	O01	2.440	3.895	95	58	30.138	18.608	48.747
	K02	643	1.100	9	26	2.564	7.343	9.907
	B04	1.595	2.600	69	38	21.250	11.764	33.014
	C01	1.724	2.800	65	52	20.057	16.060	36.117
C5	U01	1.108	1.805	23	33	6.915	10.264	17.179
	S03	1.559	2.604	37	46	10.835	13.495	24.330
	K03	1.778	3.008	56	65	16.098	18.667	34.765
	A02	2.129	3.686	165	62	45.367	17.111	62.477
	M05	1.777	3.007	53	57	15.255	16.276	31.532
	C04	1.930	3.298	69	64	19.532	17.962	37.494
	M08	1.277	2.100	42	39	12.550	11.877	24.426
	C15	1.446	2.400	27	61	8.024	18.028	26.051
A2	F01	1.154	2.002	15	25	4.190	6.862	11.052
	M04	1.532	2.700	8	40	2.196	10.772	12.968
	M02	982	1.692	10	34	2.852	9.491	12.342
	P02	1.202	2.090	16	40	4.375	10.994	15.370
	A01	872	1.496	3	21	915	5.841	6.757
	C02	1.532	2.700	21	40	5.585	10.606	16.191
	S08	822	1.408	8	25	2.225	6.897	9.122
	H01	1.474	2.592	22	48	5.764	12.776	18.540
T2	T05	1.265	2.000	16	35	5.148	11.170	16.318
	C11	971	1.500	8	30	2.847	10.133	12.980
	L01	1.755	2.900	43	71	12.765	21.150	33.915
	J01	1.955	3.298	30	43	8.556	12.404	20.960
	P09	2.329	4.100	97	92	25.899	24.704	50.602
	B03	2.372	4.200	77	132	20.348	34.873	55.220
R2	P04	1.280	2.300	16	29	4.010	7.445	11.455
	L02	1.280	2.300	58	39	14.911	10.176	25.087
	S10	1.744	3.000	26	32	7.253	8.910	16.163
	O02	678	1.302	10	25	2.207	5.774	7.980

JULIO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
R2	A08	1.221	2.208	24	19	6.230	4.880	11.110
	A04	1.409	2.500	25	42	6.564	11.116	17.680
	C07	1.088	1.995	26	35	6.412	8.841	15.254
P2	M10	1.157	2.000	14	39	3.764	10.845	14.609
	S15	1.389	2.400	37	62	10.299	17.267	27.566
	V12	867	1.500	6	25	1.546	6.955	8.500
	C12	1.563	2.700	46	61	12.589	16.751	29.340
	S14	1.041	1.800	13	38	3.610	10.462	14.072
C2	B01	1.062	1.892	15	39	4.012	10.336	14.348
	A06	1.453	2.600	47	36	12.165	9.282	21.448
	P10	1.122	2.001	16	37	4.201	9.708	13.908
	S09	846	1.504	8	27	1.973	7.181	9.154
	T02	1.236	2.208	27	43	7.028	11.279	18.306
	D01	1.177	2.100	24	38	6.164	9.968	16.133
	T04	1.672	3.000	45	50	11.706	12.870	24.575
V09	1.397	2.500	38	61	9.762	15.763	25.525	
C3	V13	2.011	3.600	48	83	12.370	21.585	33.955
	S01	1.199	2.208	19	30	4.597	7.514	12.111
	C03	912	1.700	8	16	1.914	3.818	5.731
	C06	1.304	2.392	24	33	6.017	8.100	14.117
	P01	1.426	2.604	48	60	12.075	14.948	27.024
	C13	2.004	3.588	38	83	9.821	21.527	31.348
	N01	1.715	3.100	38	75	9.780	19.091	28.871
	L03	471	900	3	15	605	3.521	4.126
	M01	1.144	2.112	26	25	6.364	6.238	12.602
T01	971	1.805	10	21	2.326	5.045	7.371	
C4	F60	916	1.395	10	30	3.354	10.308	13.663
	M20	1.120	1.805	27	16	8.429	5.131	13.560
	P12	1.118	1.800	28	44	8.634	13.909	22.543
	L75	1.247	2.100	41	38	11.873	11.132	23.006
	J80	1.163	1.900	41	44	12.393	13.555	25.948
	U10	431	600	4	13	1.516	5.153	6.669
M3	S13	1.213	2.100	35	31	9.567	8.633	18.200
	G02	354	600	2	16	521	4.560	5.081
	C05	982	1.700	13	37	3.475	10.163	13.638
	G01	1.386	2.400	27	63	7.560	17.235	24.794
	S04	810	1.400	10	41	2.799	11.313	14.112
	T03	696	1.200	4	33	1.001	9.197	10.198
P1	I04	633	1.305	4	21	807	4.329	5.136
	I03	1.206	2.100	34	33	9.245	9.095	18.340
	I02	1.374	2.300	14	40	4.227	11.695	15.922
	I01	1.552	2.500	69	40	21.670	12.677	34.347
C6	L05	2.250	4.018	67	66	17.584	17.089	34.673
	S12	2.927	5.292	135	221	34.340	56.517	90.857
	C08	2.514	4.512	59	98	15.245	25.389	40.635
	L04	2.564	4.606	62	74	16.107	19.107	35.213
	C80	2.463	4.416	88	316	22.828	81.943	104.771
	C60	3.552	6.499	170	64	42.448	16.063	58.511
	P11	-	-	-	-	-	-	-

JULIO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
K2	E23	-	-	-	-	-	-	-
	Y01	2.151	3.700	91	178	25.386	49.670	75.056
	V11	-	-	-	-	-	-	-
	S06	2.272	3.895	156	106	43.742	29.852	73.594
	C16	2.661	4.508	58	49	16.711	14.152	30.863
	P20	2.022	3.492	56	43	15.384	11.818	27.202
	M03	2.455	4.185	110	53	31.054	14.863	45.918
	A19	1.723	3.000	54	27	14.798	7.235	22.033
	S07	1.725	3.003	34	19	9.324	5.109	14.433
	T06	2.411	4.116	49	49	13.908	13.804	27.712
	D02	2.349	4.018	111	155	31.328	43.755	75.083
A18	292	485	11	19	3.334	5.511	8.845	
E1	A09	2.073	3.686	139	77	36.565	20.149	56.715
	V04	2.023	3.589	66	58	17.396	15.243	32.639
	V02	1.552	2.688	21	50	5.881	13.661	19.542
	C10	1.122	1.900	30	35	8.491	10.032	18.523
	V01	2.131	3.800	68	95	17.892	24.745	42.637
	A10	1.722	3.008	83	178	22.493	48.198	70.690
T1	C50	2.009	3.492	96	62	26.299	17.063	43.362
	P05	1.558	2.800	66	39	16.966	10.162	27.128
	A07	1.012	1.900	30	32	7.202	7.544	14.746
	V03	1.947	3.400	83	48	22.509	12.935	35.445
	V10	2.438	4.116	111	89	31.972	25.650	57.621
	S11	205	400	0	2	27	540	566
R1	V07	2.752	4.998	170	67	43.080	16.972	60.052
	H02	3.494	6.305	315	301	80.527	77.094	157.621
	B05	2.257	4.116	20	153	5.130	38.411	43.541
	B06	2.071	3.783	102	57	25.677	14.234	39.911
	V08	3.275	5.922	47	311	11.951	79.327	91.278
	V05	3.932	7.068	172	192	44.220	49.424	93.644
	L06	2.367	4.312	60	152	15.134	38.326	53.460
V1	F10	1.353	2.492	29	41	7.053	10.136	17.190
	P06	993	1.800	53	40	13.517	10.172	23.690
	S16	1.503	2.788	194	34	47.259	8.288	55.547
	C09	1.459	2.700	82	30	20.162	7.435	27.597
	V96	1.708	3.201	147	32	35.242	7.561	42.803

b) Agosto 2017

AGOSTO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.531	2.500	66	36	20.296	11.142	31.438
	B02	1.467	2.400	84	42	25.486	12.932	38.418
	S05	1.595	2.600	65	49	19.974	15.041	35.016
	I06	1.595	2.600	51	38	15.661	11.607	27.268
	O01	1.796	2.910	60	43	18.525	13.313	31.838
	K02	706	1.200	11	24	2.989	6.936	9.925
	B04	1.660	2.700	78	41	23.905	12.658	36.564
	C01	1.789	2.900	68	53	21.030	16.374	37.404

AGOSTO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C5	U01	1.105	1.800	20	34	6.267	10.310	16.576
	S03	1.553	2.592	35	43	10.226	12.637	22.863
	K03	1.778	3.008	56	65	16.098	18.667	34.765
	A02	2.080	3.589	158	61	43.865	16.896	60.761
	M05	1.725	2.910	52	56	14.903	16.014	30.917
	C04	1.980	3.395	71	65	19.818	18.259	38.077
	M08	1.277	2.100	42	39	12.550	11.877	24.426
	C15	1.390	2.300	26	52	7.755	15.623	23.378
A2	F01	1.154	2.002	15	25	4.190	6.862	11.052
	M04	1.532	2.700	8	40	2.196	10.772	12.968
	M02	982	1.692	10	34	2.852	9.491	12.342
	P02	1.154	2.002	16	40	4.391	11.033	15.423
	A01	822	1.408	3	20	840	5.658	6.498
	C02	1.530	2.697	24	40	6.375	10.586	16.961
	S08	822	1.408	8	25	2.298	7.032	9.330
	H01	1.474	2.592	22	48	5.764	12.776	18.540
T2	T05	1.265	2.000	16	35	5.148	11.170	16.318
	C11	971	1.500	8	30	2.847	10.133	12.980
	L01	1.703	2.800	41	69	12.300	20.924	33.225
	J01	1.907	3.201	28	41	8.024	12.021	20.045
	P09	2.372	4.200	97	92	25.648	24.465	50.113
	B03	2.415	4.300	79	138	20.823	36.051	56.875
R2	P04	1.280	2.300	16	29	4.010	7.445	11.455
	L02	1.280	2.300	58	39	14.911	10.176	25.087
	S10	1.608	2.800	24	31	6.466	8.369	14.836
	O02	731	1.395	11	26	2.570	6.137	8.707
	A08	1.024	1.890	19	19	4.743	4.647	9.390
	A04	1.282	2.304	23	41	5.833	10.493	16.327
	C07	1.147	2.090	27	39	6.890	9.743	16.634
P2	M10	1.157	2.000	14	39	3.764	10.845	14.609
	S15	1.447	2.500	37	62	10.300	17.270	27.570
	V12	925	1.600	6	29	1.762	7.965	9.727
	C12	1.621	2.800	62	68	17.087	18.674	35.761
	S14	1.099	1.900	12	39	3.363	10.753	14.115
C2	B01	1.062	1.892	15	39	3.824	10.317	14.141
	A06	1.563	2.800	49	36	12.782	9.441	22.223
	P10	1.062	1.892	15	36	4.052	9.462	13.513
	S09	842	1.496	8	29	2.174	7.640	9.813
	T02	1.232	2.200	31	46	8.090	12.093	20.183
	D01	1.232	2.200	31	34	8.074	8.878	16.952
	T04	1.289	2.304	28	47	7.172	12.283	19.455
	V09	1.397	2.500	36	61	9.482	15.942	25.424
C3	V13	2.071	3.700	48	83	12.412	21.658	34.070
	S01	1.133	2.093	16	30	3.858	7.262	11.120
	C03	907	1.690	8	19	1.971	4.708	6.679
	C06	1.304	2.392	25	27	6.207	6.709	12.916
	P01	1.426	2.604	47	58	11.834	14.582	26.417
	C13	2.004	3.588	40	86	10.400	22.438	32.838
	N01	1.715	3.100	38	75	9.780	19.091	28.871

AGOSTO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C3	L03	471	900	2	13	500	3.056	3.556
	M01	1.144	2.112	27	27	6.740	6.630	13.370
	T01	908	1.692	8	20	2.010	4.728	6.738
C4	F60	864	1.300	7	25	2.524	8.736	11.260
	M20	1.120	1.805	27	16	8.514	5.090	13.603
	P12	1.118	1.800	28	44	8.634	13.909	22.543
	L75	1.204	1.995	41	38	12.210	11.448	23.658
	J80	1.206	2.000	44	42	12.955	12.580	25.535
	U10	431	600	4	13	1.516	5.153	6.669
M3	S13	1.270	2.200	37	33	10.068	9.149	19.217
	G02	354	600	2	16	521	4.560	5.081
	C05	1.618	2.800	21	50	5.858	13.828	19.686
	G01	1.386	2.400	27	63	7.560	17.235	24.794
	S04	810	1.400	10	41	2.799	11.313	14.112
	T03	696	1.200	4	33	1.001	9.197	10.198
P1	I04	400	902	3	16	463	2.870	3.334
	I03	1.126	2.000	30	36	7.996	9.525	17.521
	I02	1.289	2.200	13	38	3.548	10.741	14.290
	I01	1.462	2.400	66	38	19.890	11.643	31.533
C6	L05	2.250	4.018	77	203	20.056	52.844	72.900
	S12	2.978	5.390	143	287	36.318	73.172	109.490
	C08	2.667	4.800	60	46	15.503	11.770	27.273
	L04	2.668	4.802	63	75	16.133	19.246	35.379
	C80	2.463	4.416	80	244	20.730	63.083	83.813
	C60	3.536	6.468	189	77	47.317	19.150	66.467
	P11	-	-	-	-	-	-	-
	E23	-	-	-	-	-	-	-
K2	Y01	407	700	1	89	304	24.872	25.177
	V11	1.908	3.306	47	34	13.018	9.453	22.470
	S06	2.272	3.895	199	116	55.740	32.610	88.350
	C16	3.790	6.208	193	115	58.743	35.018	93.760
	P20	1.359	2.387	41	35	11.107	9.363	20.470
	M03	2.213	3.800	82	47	22.965	13.157	36.122
	A19	2.915	4.900	130	85	37.675	24.611	62.285
	S07	1.076	1.900	12	94	3.260	24.971	28.231
	T06	1.841	3.196	30	7	8.311	1.895	10.205
	D02	1.543	2.700	41	100	11.018	26.941	37.959
A18	263	431	10	18	3.119	5.510	8.629	
E1	A09	1.974	3.492	133	70	35.193	18.528	53.722
	V04	1.924	3.395	60	55	16.031	14.705	30.736
	V02	1.500	2.592	20	47	5.508	12.953	18.461
	C10	1.122	1.900	28	33	8.029	9.508	17.537
	V01	2.082	3.705	68	95	17.969	24.852	42.821
	A10	1.672	2.914	81	177	22.026	48.199	70.225
T1	C50	2.009	3.492	96	62	26.299	17.063	43.362
	P05	1.558	2.800	65	40	16.737	10.319	27.056
	A07	897	1.700	24	29	5.670	6.857	12.526
	V03	1.947	3.400	86	48	23.312	12.960	36.272
	V10	2.438	4.116	111	89	31.972	25.650	57.621

AGOSTO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
T1	S11	107	200	0	2	29	580	609
R1	V07	2.807	5.096	170	67	43.115	16.986	60.102
	H02	3.494	6.305	315	301	80.527	77.094	157.621
	B05	2.312	4.214	21	106	5.262	26.761	32.023
	B06	2.018	3.686	92	55	23.154	13.898	37.052
	V08	3.256	5.888	41	332	10.445	84.742	95.186
	V05	4.084	7.332	181	237	46.868	61.109	107.977
V1	L06	2.421	4.410	59	209	14.924	52.732	67.656
	F10	1.413	2.610	29	41	7.018	10.086	17.105
	P06	1.041	1.890	54	41	13.757	10.266	24.024
	S16	1.707	3.198	276	37	66.167	8.881	75.048
	C09	1.516	2.813	78	32	18.947	7.797	26.743
	V96	1.756	3.298	147	32	35.092	7.529	42.622

c) Septiembre 2017

SEPTIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	66	36	19.570	10.744	30.314
	B02	1.531	2.500	87	47	25.800	13.793	39.593
	S05	1.531	2.500	61	47	17.888	14.012	31.900
	I06	1.531	2.500	46	37	13.701	11.040	24.742
	O01	1.798	2.914	63	44	18.943	13.086	32.029
	K02	768	1.300	12	29	3.244	8.184	11.428
	B04	1.660	2.700	78	41	23.134	12.250	35.384
	C01	1.854	3.000	75	54	22.403	16.324	38.727
C5	U01	988	1.600	17	30	4.978	8.864	13.842
	S03	1.605	2.688	38	45	10.630	12.652	23.282
	K03	1.778	3.008	56	65	15.578	18.065	33.644
	A02	2.178	3.783	159	65	42.233	17.114	59.347
	M05	1.773	3.000	52	56	14.347	15.416	29.764
	C04	2.086	3.600	74	67	19.713	17.966	37.680
	M08	1.277	2.100	42	39	12.145	11.493	23.638
	C15	1.502	2.500	30	62	8.613	17.823	26.436
A2	F01	1.154	2.002	15	25	4.055	6.640	10.695
	M04	1.484	2.610	8	41	2.138	10.495	12.633
	M02	982	1.692	10	34	2.760	9.185	11.944
	P02	1.202	2.090	16	40	4.234	10.640	14.874
	A01	872	1.496	3	21	945	5.572	6.517
	C02	1.530	2.697	24	40	6.170	10.245	16.414
	S08	822	1.408	8	25	2.224	6.805	9.029
	H01	1.525	2.688	22	48	5.590	12.452	18.042
T2	T05	1.378	2.200	22	35	6.675	10.628	17.303
	C11	910	1.400	7	28	2.412	9.287	11.699
	L01	1.651	2.700	40	67	11.781	19.609	31.389
	J01	1.955	3.298	30	43	8.280	12.004	20.284
	P09	2.458	4.400	111	93	27.796	23.311	51.107
	B03	2.372	4.200	79	132	20.298	33.814	54.113

SEPTIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
R2	P04	1.344	2.400	16	30	4.033	7.491	11.524
	L02	1.344	2.400	65	43	16.413	10.807	27.220
	S10	1.608	2.800	24	31	6.258	8.099	14.357
	O02	731	1.395	11	26	2.487	5.939	8.426
	A08	1.149	2.093	27	18	6.553	4.371	10.924
	A04	1.344	2.400	26	43	6.554	10.903	17.458
	C07	1.147	2.090	27	39	6.668	9.429	16.097
P2	M10	1.215	2.100	14	44	3.847	11.752	15.598
	S15	1.447	2.500	37	62	9.968	16.712	26.681
	V12	925	1.600	6	29	1.705	7.708	9.413
	C12	1.679	2.900	66	71	17.591	19.042	36.633
	S14	1.099	1.900	12	39	3.254	10.406	13.660
C2	B01	1.237	2.210	18	42	4.621	10.705	15.326
	A06	1.563	2.800	49	36	12.370	9.136	21.506
	P10	1.123	2.002	15	36	3.916	9.144	13.060
	S09	899	1.598	8	29	2.100	7.382	9.482
	T02	1.232	2.200	31	46	7.829	11.703	19.532
	D01	1.342	2.400	39	38	9.925	9.457	19.382
	T04	1.289	2.304	29	47	7.215	11.952	19.167
	V09	1.453	2.600	39	63	9.699	15.938	25.637
C3	V13	2.071	3.700	52	81	13.156	20.389	33.545
	S01	1.199	2.208	17	32	3.997	7.556	11.553
	C03	912	1.700	8	16	1.852	3.694	5.546
	C06	1.304	2.392	24	32	5.708	7.610	13.317
	P01	1.372	2.511	44	57	10.734	13.684	24.418
	C13	2.004	3.588	39	84	9.685	21.076	30.761
	N01	1.774	3.200	38	75	9.498	18.539	28.037
	L03	417	801	2	13	445	2.805	3.250
	M01	1.144	2.112	24	25	5.699	5.932	11.631
	T01	971	1.805	10	21	2.262	4.913	7.175
C4	F60	918	1.400	8	28	2.714	9.332	12.047
	M20	1.163	1.900	29	18	8.660	5.276	13.936
	P12	1.163	1.900	28	44	8.143	13.118	21.261
	L75	1.206	2.000	37	37	10.702	10.598	21.300
	J80	1.287	2.200	46	46	12.445	12.458	24.903
	U10	431	600	4	13	1.467	4.987	6.454
M3	S13	1.386	2.400	44	38	11.642	10.021	21.663
	G02	354	600	2	16	504	4.413	4.917
	C05	1.040	1.800	7	27	1.917	7.163	9.079
	G01	1.444	2.500	30	66	8.104	17.518	25.622
	S04	810	1.400	10	41	2.709	10.948	13.657
	T03	753	1.300	4	37	1.079	10.003	11.082
	P1	I04	513	1.105	3	18	580	3.357
I03		828	1.600	23	29	5.124	6.350	11.474
I02		1.289	2.200	13	38	3.434	10.395	13.829
I01		1.552	2.500	69	40	20.971	12.268	33.239
C6	L05	2.302	4.116	69	200	17.284	50.307	67.590
	S12	3.081	5.586	157	290	38.611	71.338	109.950
	C08	2.340	4.186	45	95	11.214	24.024	35.239

SEPTIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas	
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]	
C6	L04	2.616	4.704	62	74	15.561	18.460	34.021	
	C80	2.463	4.416	89	149	22.262	37.225	59.487	
	C60	3.621	6.633	170	64	41.063	15.535	56.599	
	P11	-	-	-	-	-	-	-	
K2	E23	-	-	-	-	-	-	-	
	Y01	2.473	4.214	97	205	26.644	56.248	82.892	
	V11	1.914	3.315	44	34	11.773	8.972	20.745	
	S06	2.154	3.705	85	80	22.932	21.592	44.525	
	C16	2.082	3.589	42	71	11.375	19.089	30.464	
	P20	1.486	2.604	41	35	10.759	9.081	19.840	
	M03	2.192	3.766	82	47	22.200	12.718	34.918	
	A19	1.905	3.300	59	52	15.792	13.807	29.599	
	S07	1.076	1.900	14	11	3.500	2.843	6.343	
	T06	2.022	3.492	36	39	9.640	10.459	20.099	
	D02	-	-	-	-	-	-	-	-
	A18	256	418	10	18	2.973	5.341	8.314	
E1	A09	2.023	3.589	137	67	34.991	17.119	52.109	
	V04	2.073	3.686	73	60	18.602	15.271	33.873	
	V02	1.500	2.592	20	48	5.472	12.905	18.376	
	C10	1.178	2.000	29	36	8.123	9.876	17.999	
	V01	2.122	3.783	68	95	17.328	23.966	41.294	
	A10	1.672	2.914	82	177	21.487	46.725	68.212	
T1	C50	2.009	3.492	96	62	25.450	16.513	41.963	
	P05	1.495	2.700	55	34	13.551	8.469	22.020	
	A07	954	1.800	27	32	6.259	7.339	13.598	
	V03	1.815	3.200	69	47	17.745	12.128	29.873	
	V10	2.578	4.312	124	92	35.186	25.918	61.103	
	S11	156	300	0	2	26	533	560	
R1	V07	2.918	5.292	173	71	42.410	17.359	59.769	
	H02	3.605	6.499	338	167	83.766	41.322	125.089	
	B05	2.367	4.312	22	217	5.345	52.875	58.220	
	B06	2.081	3.800	109	58	26.410	14.041	40.451	
	V08	3.275	5.922	47	311	11.565	76.768	88.333	
	V05	4.019	7.220	180	293	44.953	73.178	118.131	
	L06	2.476	4.508	64	131	15.691	31.867	47.558	
V1	F10	1.504	2.790	33	44	7.763	10.388	18.151	
	P06	993	1.800	54	41	13.359	9.970	23.329	
	S16	1.704	3.192	253	41	58.732	9.483	68.214	
	C09	1.564	2.910	103	35	24.192	8.164	32.357	
	V96	1.708	3.201	147	32	34.105	7.317	41.423	

d) Octubre 2017

OCTUBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.595	2.600	74	37	22.749	11.387	34.136
	B02	1.403	2.300	80	41	24.328	12.570	36.899
	S05	1.467	2.400	60	46	18.213	14.022	32.235
	I06	1.531	2.500	46	37	14.158	11.408	25.566

OCTUBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	O01	1.718	2.790	59	43	18.184	13.337	31.521
	K02	643	1.100	10	23	2.862	6.485	9.347
	B04	1.660	2.700	78	41	23.905	12.658	36.564
	C01	1.660	2.700	58	50	17.950	15.519	33.469
C5	U01	931	1.504	17	30	5.168	9.203	14.371
	S03	1.446	2.400	29	43	8.552	12.724	21.276
	K03	1.661	2.790	50	63	14.525	18.269	32.794
	A02	1.777	3.007	116	53	33.347	15.138	48.485
	M05	1.666	2.800	43	56	12.395	16.128	28.523
	C04	2.246	3.920	89	73	24.166	19.908	44.073
	M08	1.163	1.900	38	39	11.598	11.870	23.468
	C15	1.446	2.400	29	60	8.567	17.802	26.369
A2	F01	1.316	2.300	20	27	5.432	7.329	12.760
	M04	1.580	2.790	9	43	2.396	11.311	13.707
	M02	982	1.692	10	34	2.852	9.491	12.342
	P02	1.097	1.900	15	37	4.147	10.287	14.434
	A01	764	1.305	2	20	691	5.561	6.252
	C02	1.484	2.610	23	39	6.113	10.387	16.500
	S08	764	1.305	7	24	2.088	6.865	8.953
	H01	1.371	2.400	18	47	4.943	12.697	17.640
T2	T05	1.265	2.000	23	28	7.517	9.070	16.587
	C11	971	1.500	8	30	2.847	10.133	12.980
	L01	1.651	2.700	40	67	12.173	20.262	32.436
	J01	1.907	3.201	28	40	8.100	11.584	19.684
	P09	2.329	4.100	97	92	25.899	24.704	50.602
	B03	1.859	3.104	37	106	10.786	31.072	41.858
R2	P04	1.280	2.300	15	28	3.884	7.151	11.035
	L02	1.280	2.300	58	39	14.911	10.176	25.087
	S10	1.541	2.700	22	31	5.964	8.351	14.315
	O02	731	1.395	11	26	2.570	6.137	8.707
	A08	1.088	1.995	22	18	5.408	4.504	9.912
	A04	1.280	2.300	23	40	5.875	10.408	16.283
	C07	1.088	1.995	27	38	6.724	9.449	16.173
P2	M10	1.099	1.900	13	37	3.575	10.212	13.787
	S15	1.389	2.400	37	62	10.299	17.267	27.566
	V12	925	1.600	6	29	1.762	7.965	9.727
	C12	1.621	2.800	64	70	17.809	19.230	37.039
	S14	1.041	1.800	12	38	3.267	10.478	13.746
C2	B01	1.014	1.806	13	37	3.364	9.640	13.004
	A06	1.672	3.000	51	40	13.204	10.427	23.631
	P10	1.062	1.892	15	36	4.052	9.462	13.513
	S09	842	1.496	8	29	2.174	7.640	9.813
	T02	1.232	2.200	31	46	8.090	12.093	20.183
	D01	1.236	2.208	33	35	8.561	9.083	17.644
	T04	1.236	2.208	24	43	6.230	11.339	17.568
	V09	1.342	2.400	36	59	9.408	15.334	24.742
C3	V13	1.419	2.592	30	60	7.636	14.999	22.636
	S01	1.133	2.093	17	32	4.112	7.773	11.884
	C03	856	1.600	7	15	1.749	3.555	5.304

OCTUBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C3	C06	1.251	2.300	22	31	5.568	7.645	13.213
	P01	1.304	2.392	44	57	11.042	14.077	25.120
	C13	1.534	2.790	25	69	6.311	17.539	23.849
	N01	1.656	3.000	35	71	8.945	18.057	27.002
	L03	417	801	2	13	460	2.899	3.358
	M01	1.081	2.001	24	25	5.863	6.103	11.966
	T01	908	1.692	9	19	2.179	4.600	6.779
C4	F60	864	1.300	7	25	2.630	9.008	11.639
	M20	1.120	1.805	26	16	8.248	5.034	13.281
	P12	1.118	1.800	28	44	8.634	13.909	22.543
	L75	1.206	2.000	42	37	12.515	10.958	23.473
	J80	1.163	1.900	43	41	13.067	12.423	25.490
	U10	500	702	4	14	1.748	5.571	7.318
M3	S13	1.270	2.200	38	34	10.517	9.468	19.985
	G02	925	1.600	16	45	4.379	12.324	16.703
	C05	1.502	2.600	18	44	5.040	12.238	17.278
	G01	1.386	2.400	28	65	7.612	17.805	25.417
	S04	1.155	2.000	20	55	5.484	15.247	20.731
	T03	1.213	2.100	9	57	2.409	15.808	18.217
P1	I04	451	996	2	13	404	2.407	2.810
	I03	1.047	1.900	25	34	6.468	8.589	15.057
	I02	1.289	2.200	13	38	3.548	10.741	14.290
	I01	1.462	2.400	67	39	20.347	11.770	32.118
C6	L05	2.197	3.920	69	198	17.966	51.800	69.766
	S12	2.824	5.096	128	238	32.786	61.046	93.832
	C08	1.700	3.007	26	24	6.799	6.277	13.076
	L04	2.616	4.704	63	75	16.160	19.278	35.438
	C80	2.235	3.990	72	373	18.769	97.189	115.958
	C60	3.503	6.402	171	64	42.860	16.017	58.877
	P11	-	-	-	-	-	-	-
K2	E23	-	-	-	-	-	-	-
	Y01	2.452	4.180	97	205	27.500	58.057	85.557
	V11	1.842	3.198	50	31	13.710	8.615	22.326
	S06	2.288	3.920	87	85	24.439	23.744	48.183
	C16	2.082	3.589	42	71	11.754	19.726	31.480
	P20	1.419	2.490	35	35	9.404	9.366	18.770
	M03	2.231	3.829	88	49	24.556	13.703	38.260
	A19	1.844	3.200	59	52	16.269	14.224	30.493
	S07	1.490	2.610	26	79	7.098	21.266	28.363
	T06	1.727	3.007	33	36	9.085	9.808	18.893
	D02	-	-	-	-	-	-	-
A18	260	425	10	18	3.097	5.514	8.611	
E1	A09	2.023	3.589	142	73	37.582	19.368	56.950
	V04	1.924	3.395	64	52	17.032	13.874	30.906
	V02	1.500	2.592	21	44	5.776	12.215	17.991
	C10	1.122	1.900	29	37	8.247	10.662	18.909
	V01	1.670	2.910	52	74	14.190	20.200	34.390
	A10	1.606	2.790	76	175	20.871	47.948	68.820
T1	C50	2.014	3.500	69	61	18.899	16.735	35.635

OCTUBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
T1	P05	1.621	2.900	71	38	18.541	9.861	28.403
	A07	897	1.700	30	28	6.981	6.659	13.640
	V03	1.881	3.300	59	50	15.869	13.427	29.296
	V10	2.438	4.116	99	90	28.573	25.918	54.491
	S11	107	200	0	2	29	511	540
R1	V07	2.696	4.900	170	67	43.045	16.959	60.004
	H02	3.383	6.111	315	301	80.389	76.962	157.351
	B05	2.202	4.018	19	76	4.755	19.091	23.845
	B06	2.025	3.700	102	57	25.662	14.226	39.888
	V08	3.256	5.888	49	255	12.462	65.058	77.521
	V05	3.932	7.068	170	248	43.766	63.974	107.740
	L06	2.257	4.116	53	206	13.203	51.703	64.906
V1	F10	1.413	2.610	29	41	7.018	10.086	17.105
	P06	1.041	1.890	54	41	13.757	10.266	24.024
	S16	1.766	3.320	281	38	66.882	9.141	76.022
	C09	1.612	3.007	103	35	24.894	8.401	33.296
	V96	1.897	3.589	184	36	43.461	8.406	51.867

e) Noviembre 2017

NOVIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.405	2.304	60	36	17.703	10.426	28.129
	B02	1.403	2.300	80	41	23.543	12.165	35.708
	S05	1.268	2.090	53	44	15.395	12.826	28.222
	I06	1.652	2.688	59	39	17.655	11.728	29.383
	O01	1.718	2.790	59	43	17.597	12.907	30.504
	K02	768	1.300	14	31	3.860	8.565	12.425
	B04	1.590	2.592	78	41	23.050	12.206	35.256
	C01	1.660	2.700	58	50	17.371	15.019	32.389
C5	U01	866	1.395	16	28	4.846	8.513	13.359
	S03	1.442	2.392	31	46	8.841	13.165	22.005
	K03	1.661	2.790	50	63	14.057	17.680	31.736
	A02	1.828	3.104	125	53	34.595	14.680	49.274
	M05	1.612	2.700	40	54	11.392	15.356	26.747
	C04	2.178	3.783	85	72	22.483	18.963	41.446
	M08	1.163	1.900	38	39	11.224	11.487	22.711
	C15	1.390	2.300	27	59	7.776	17.148	24.924
A2	F01	1.042	1.800	15	23	3.885	6.210	10.094
	M04	1.372	2.403	8	42	2.012	10.844	12.855
	M02	815	1.395	7	26	1.923	7.170	9.093
	P02	981	1.691	14	33	3.749	8.991	12.740
	A01	764	1.305	2	20	669	5.382	6.051
	C02	1.484	2.610	23	39	5.916	10.052	15.968
	S08	764	1.305	6	21	1.671	5.791	7.462
	H01	1.371	2.400	18	47	4.784	12.287	17.071
T2	T05	1.265	2.000	23	28	7.274	8.777	16.052
	C11	971	1.500	8	30	2.756	9.806	12.562

NOVIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
T2	L01	1.651	2.700	38	61	11.056	17.973	29.028
	J01	1.859	3.104	26	38	7.341	10.830	18.171
	P09	2.336	4.116	101	95	26.138	24.624	50.762
	B03	2.284	4.000	59	134	15.314	35.090	50.405
R2	P04	1.282	2.304	16	29	3.890	7.241	11.131
	L02	1.216	2.200	56	39	13.720	9.530	23.251
	S10	1.344	2.400	20	30	4.939	7.637	12.576
	O02	677	1.300	8	24	1.875	5.437	7.312
	A08	1.024	1.890	22	18	5.171	4.307	9.478
	A04	1.154	2.100	18	38	4.387	9.352	13.739
	C07	1.088	1.995	27	38	6.507	9.144	15.651
P2	M10	1.157	2.000	14	42	3.661	11.139	14.800
	S15	1.278	2.208	31	59	8.297	15.749	24.047
	V12	925	1.600	6	29	1.705	7.708	9.413
	C12	1.563	2.700	61	64	16.296	17.198	33.494
	S14	983	1.700	11	37	2.992	9.922	12.915
C2	B01	955	1.700	12	36	3.088	9.179	12.267
	A06	1.672	3.000	51	40	12.778	10.091	22.869
	P10	1.014	1.806	14	34	3.525	8.494	12.019
	S09	842	1.496	8	29	2.104	7.393	9.497
	T02	1.183	2.112	29	44	7.223	11.113	18.336
	D01	1.287	2.300	33	35	8.277	8.781	17.058
	T04	1.171	2.090	24	43	6.037	10.987	17.024
C3	V09	1.342	2.400	36	59	9.104	14.839	23.943
	V13	1.951	3.500	48	83	12.080	20.810	32.891
	S01	1.082	2.002	16	30	3.720	7.002	10.722
	C03	912	1.700	8	16	1.852	3.694	5.546
	C06	1.251	2.300	22	31	5.388	7.398	12.786
	P01	1.304	2.392	44	57	10.686	13.623	24.309
	C13	1.894	3.404	29	75	7.131	18.610	25.742
	N01	1.656	3.000	35	71	8.656	17.475	26.131
	L03	417	801	2	13	445	2.805	3.250
C4	M01	1.081	2.001	24	25	5.674	5.906	11.580
	T01	908	1.692	9	19	2.109	4.451	6.560
	F60	864	1.300	7	25	2.545	8.718	11.263
	M20	1.163	1.900	29	18	8.660	5.276	13.936
	P12	1.118	1.800	28	44	8.355	13.460	21.816
	L75	1.243	2.090	48	42	13.416	11.883	25.300
M3	J80	1.163	1.900	43	41	12.646	12.023	24.668
	U10	431	600	4	13	1.467	4.940	6.407
	S13	1.213	2.100	34	32	9.042	8.483	17.525
	G02	925	1.600	16	45	4.238	11.926	16.164
	C05	1.502	2.600	18	44	4.878	11.843	16.721
	G01	1.328	2.300	25	62	6.611	16.393	23.004
P1	S04	1.155	2.000	20	55	5.307	14.755	20.063
	T03	1.270	2.200	10	63	2.563	16.652	19.215
	I04	451	996	3	16	464	2.875	3.339
P1	I03	1.126	2.000	31	38	7.858	9.589	17.447
	I02	1.374	2.300	12	37	3.465	10.531	13.996

NOVIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
P1	I01	1.374	2.300	58	39	16.501	11.145	27.646
C6	L05	2.250	4.018	68	197	17.257	49.744	67.000
	S12	2.927	5.292	131	241	32.445	59.499	91.944
	C08	1.915	3.400	38	31	9.732	7.949	17.681
	L04	3.021	5.472	75	81	18.584	19.931	38.514
	C80	1.426	2.511	35	212	9.058	54.946	64.004
	C60	3.552	6.499	179	67	43.205	16.089	59.294
	P11	-	-	-	-	-	-	-
K2	E23	246	400	0	27	119	8.169	8.288
	Y01	2.473	4.214	97	205	26.644	56.248	82.892
	V11	2.452	4.180	71	42	19.467	11.593	31.061
	S06	2.288	3.920	161	47	43.610	12.736	56.346
	C16	2.082	3.589	42	71	11.375	19.089	30.464
	P20	1.547	2.706	47	38	12.235	9.900	22.135
	M03	2.422	4.133	114	50	31.063	13.544	44.607
	A19	1.905	3.300	59	52	15.792	13.807	29.599
	S07	2.864	4.823	95	108	26.682	30.179	56.860
	T06	1.669	2.910	25	36	6.581	9.505	16.086
	D02	-	-	-	-	-	-	-
A18	278	459	11	18	3.120	5.325	8.445	
E1	A09	1.924	3.395	119	68	30.757	17.531	48.288
	V04	1.873	3.298	58	52	14.897	13.577	28.474
	V02	1.500	2.592	18	48	4.913	12.897	17.809
	C10	1.175	1.995	30	39	8.403	10.773	19.176
	V01	2.023	3.589	84	90	21.527	22.865	44.391
	A10	1.606	2.790	78	171	20.619	45.275	65.895
T1	C50	2.014	3.500	69	61	18.290	16.195	34.485
	P05	1.495	2.700	55	34	13.551	8.469	22.020
	A07	897	1.700	28	27	6.274	6.253	12.527
	V03	2.027	3.520	81	51	21.413	13.648	35.060
	V10	2.438	4.116	99	90	27.651	25.082	52.733
	S11	107	200	0	2	28	494	522
R1	V07	2.752	4.998	170	67	41.690	16.425	58.115
	H02	3.438	6.208	327	222	80.979	55.055	136.034
	B05	2.148	3.920	17	233	4.083	56.514	60.597
	B06	2.025	3.700	102	57	24.846	13.871	38.717
	V08	3.479	6.279	49	241	12.188	59.607	71.796
	V05	3.824	6.882	155	220	38.673	54.837	93.509
	L06	2.202	4.018	60	124	14.606	30.237	44.842
V1	F10	1.459	2.700	23	38	5.546	8.899	14.445
	P06	1.255	2.300	67	47	16.117	11.415	27.532
	S16	1.766	3.320	276	37	63.691	8.548	72.239
	C09	1.566	2.914	103	35	24.188	8.163	32.351
	V96	1.907	3.610	184	36	42.020	8.127	50.146

f) Diciembre 2017

DICIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	62	37	18.792	11.230	30.022
	B02	1.531	2.500	87	47	26.660	14.253	40.913
	S05	1.985	3.201	107	61	33.469	19.054	52.522
	I06	1.660	2.700	54	39	16.519	12.065	28.584
	O01	1.718	2.790	59	43	18.184	13.337	31.521
	K02	894	1.500	16	38	4.673	11.062	15.735
	B04	1.854	3.000	95	45	29.435	14.107	43.542
	C01	1.660	2.700	58	50	17.950	15.519	33.469
C5	U01	988	1.600	16	29	4.849	8.906	13.755
	S03	1.553	2.592	35	48	10.275	13.988	24.264
	K03	1.661	2.790	50	63	14.525	18.269	32.794
	A02	2.178	3.783	190	60	52.146	16.523	68.669
	M05	1.612	2.700	40	54	11.771	15.867	27.639
	C04	2.080	3.589	78	69	21.730	19.076	40.807
	M08	1.277	2.100	42	40	12.828	12.055	24.882
	C15	1.557	2.600	32	64	9.399	18.847	28.246
A2	F01	1.154	2.002	17	25	4.698	6.952	11.650
	M04	1.420	2.492	8	42	2.122	11.368	13.491
	M02	982	1.692	10	34	2.852	9.491	12.342
	P02	1.425	2.500	20	44	5.397	11.784	17.181
	A01	764	1.305	2	20	691	5.561	6.252
	C02	1.421	2.494	21	35	5.778	9.514	15.292
	S08	1.316	2.300	16	37	4.315	9.896	14.210
	H01	1.319	2.304	18	45	4.748	12.235	16.983
T2	T05	1.857	3.100	67	50	19.820	14.771	34.591
	C11	971	1.500	8	30	2.847	10.133	12.980
	L01	1.907	3.200	59	80	17.200	23.275	40.475
	J01	2.049	3.492	33	50	9.270	14.174	23.443
	P09	1.857	3.100	40	74	11.865	21.668	33.533
	B03	2.101	3.600	53	108	14.746	30.285	45.031
R2	P04	1.541	2.700	18	33	4.735	8.790	13.525
	L02	1.813	3.100	128	54	35.936	15.198	51.134
	S10	1.474	2.600	23	32	6.061	8.480	14.542
	O02	677	1.300	8	24	1.937	5.618	7.556
	A08	970	1.800	20	18	4.921	4.336	9.257
	A04	1.154	2.100	18	38	4.533	9.664	14.197
	C07	1.221	2.208	27	38	6.889	9.681	16.569
P2	M10	1.273	2.200	14	44	3.976	12.146	16.122
	S15	1.556	2.688	47	76	12.927	21.034	33.960
	V12	1.099	1.900	9	39	2.482	10.703	13.185
	C12	1.853	3.201	72	75	20.028	20.761	40.788
	S14	1.157	2.000	12	39	3.364	10.756	14.120
C2	B01	898	1.596	12	35	3.027	9.284	12.311
	A06	1.837	3.300	58	44	14.841	11.398	26.239
	P10	1.014	1.806	14	34	3.642	8.777	12.420
	S09	842	1.496	8	29	2.174	7.640	9.813
	T02	1.183	2.112	22	39	5.628	10.124	15.752

DICIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C2	D01	1.342	2.400	40	38	10.321	9.861	20.182
	T04	1.342	2.400	28	47	7.165	12.271	19.435
	V09	1.563	2.800	46	73	11.932	18.851	30.783
C3	V13	2.071	3.700	52	88	13.652	22.911	36.563
	S01	1.082	2.002	16	30	3.844	7.235	11.079
	C03	912	1.700	7	14	1.744	3.310	5.054
	C06	1.251	2.300	23	30	5.687	7.546	13.232
	P01	1.304	2.392	44	57	11.042	14.077	25.120
	C13	2.004	3.588	39	85	10.083	22.010	32.093
	N01	1.656	3.000	37	70	9.306	17.884	27.190
	L03	471	900	3	15	600	3.521	4.121
	M01	1.020	1.892	23	24	5.634	5.834	11.469
T01	912	1.700	9	18	2.076	4.386	6.462	
C4	F60	971	1.500	10	29	3.231	9.754	12.984
	M20	1.071	1.700	21	15	6.887	4.916	11.803
	P12	1.163	1.900	30	48	9.015	14.507	23.522
	L75	1.206	2.000	39	35	11.463	10.506	21.969
	J80	1.324	2.300	58	52	15.918	14.280	30.198
	U10	500	702	4	14	1.748	5.571	7.318
M3	S13	1.328	2.300	41	36	11.284	10.023	21.306
	G02	354	600	2	16	521	4.560	5.081
	C05	1.040	1.800	9	27	2.592	7.434	10.026
	G01	1.502	2.600	34	70	9.438	19.213	28.651
	S04	982	1.700	15	50	4.158	13.716	17.874
	T03	810	1.400	4	38	1.177	10.603	11.780
P1	I04	566	1.196	4	21	686	4.115	4.801
	I03	1.047	1.900	28	36	7.021	9.130	16.151
	I02	1.206	2.100	12	36	3.264	9.921	13.186
	I01	1.740	2.700	107	44	35.881	14.628	50.510
C6	L05	3.029	5.488	113	238	28.814	60.453	89.267
	S12	3.132	5.684	153	115	38.800	29.037	67.836
	C08	2.030	3.612	40	31	10.606	8.206	18.812
	L04	2.355	4.214	59	71	15.450	18.402	33.852
	C80	916	1.600	13	291	3.622	78.907	82.529
	C60	3.671	6.732	205	78	51.039	19.536	70.575
	P11	-	-	-	-	-	-	-
K2	E23	1.129	1.992	27	65	7.170	17.214	24.384
	Y01	2.411	4.116	97	205	27.441	57.931	85.372
	V11	2.142	3.686	51	35	14.191	9.820	24.011
	S06	1.783	3.100	52	39	14.269	10.731	25.000
	C16	2.142	3.686	42	71	11.791	19.787	31.578
	P20	1.195	2.106	29	28	7.769	7.513	15.282
	M03	2.293	3.929	96	46	27.011	12.901	39.912
	A19	1.905	3.300	59	52	16.319	14.267	30.586
	S07	1.597	2.790	28	81	7.472	21.970	29.442
	T06	1.663	2.900	32	35	8.802	9.585	18.388
	D02	-	-	-	-	-	-	-
A18	266	437	10	18	3.137	5.507	8.645	
E1	A09	1.924	3.395	122	73	32.466	19.529	51.996

DICIEMBRE		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
E1	V04	1.924	3.395	74	49	19.681	13.017	32.698
	V02	1.500	2.592	20	50	5.640	13.932	19.572
	C10	1.227	2.090	31	39	8.853	11.095	19.948
	V01	2.122	3.783	72	96	18.931	24.984	43.915
	A10	1.619	2.813	67	185	18.408	50.700	69.108
T1	C50	2.081	3.600	96	62	26.538	17.219	43.757
	P05	1.552	2.790	55	36	14.059	9.182	23.241
	A07	1.249	2.300	42	40	10.349	9.825	20.175
	V03	1.881	3.300	84	39	22.691	10.459	33.151
	V10	2.206	3.783	116	69	32.528	19.314	51.842
	S11	107	200	0	2	29	511	540
R1	V07	2.807	5.096	170	67	43.115	16.986	60.102
	H02	3.772	6.790	371	234	95.395	60.145	155.540
	B05	1.144	2.100	5	67	1.308	16.755	18.063
	B06	2.081	3.800	102	57	25.693	14.344	40.036
	V08	3.219	5.824	40	231	10.250	59.009	69.259
	V05	3.952	7.104	159	222	40.870	57.160	98.029
	L06	1.693	3.100	31	194	7.623	48.413	56.036
V1	F10	1.363	2.511	29	41	7.048	10.128	17.176
	P06	993	1.800	54	41	13.804	10.302	24.106
	S16	1.805	3.400	281	38	66.646	9.109	75.754
	C09	1.706	3.196	103	35	24.690	8.332	33.023
	V96	1.803	3.395	147	32	34.943	7.497	42.440

g) Enero 2018

ENERO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	62	37	18.792	11.230	30.022
	B02	1.275	2.100	74	39	22.202	11.599	33.801
	S05	1.268	2.090	52	47	15.677	14.144	29.821
	I06	1.595	2.600	50	38	15.329	11.574	26.903
	O01	1.528	2.496	38	38	11.569	11.614	23.183
	K02	706	1.200	10	28	2.764	7.878	10.642
	B04	1.595	2.600	72	40	22.127	12.215	34.341
	C01	1.660	2.700	58	50	17.950	15.519	33.469
C5	U01	931	1.504	16	31	5.093	9.714	14.807
	S03	1.508	2.511	33	46	9.709	13.539	23.248
	K03	1.661	2.790	50	63	14.525	18.269	32.794
	A02	1.880	3.201	133	57	37.776	16.217	53.992
	M05	1.777	3.007	55	58	15.815	16.555	32.369
	C04	1.880	3.201	66	63	18.689	17.927	36.616
	M08	1.105	1.800	35	37	10.803	11.383	22.186
	C15	1.334	2.200	25	50	7.428	15.052	22.480
A2	F01	1.150	1.995	15	23	4.211	6.436	10.646
	M04	1.430	2.511	7	41	1.785	11.032	12.817
	M02	815	1.395	5	25	1.532	6.948	8.480
	P02	1.478	2.600	22	48	5.947	12.938	18.885
	A01	764	1.305	2	20	691	5.666	6.357

ENERO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
A2	C02	1.420	2.492	21	35	5.695	9.515	15.210
	S08	1.366	2.392	26	41	6.895	10.959	17.854
	H01	1.262	2.200	16	44	4.288	12.073	16.362
T2	T05	1.755	2.900	48	45	14.380	13.590	27.971
	C11	848	1.300	7	29	2.286	10.032	12.317
	L01	1.544	2.500	36	52	11.082	16.154	27.236
	J01	1.859	3.104	26	39	7.738	11.335	19.073
	P09	1.597	2.600	29	64	8.945	19.801	28.745
	B03	1.806	3.000	38	85	11.141	25.264	36.405
R2	P04	1.154	2.100	12	29	3.101	7.241	10.342
	L02	1.541	2.700	100	46	26.869	12.468	39.337
	S10	1.474	2.600	23	32	6.061	8.480	14.542
	O02	621	1.200	7	23	1.553	5.262	6.815
	A08	1.030	1.900	20	18	4.978	4.386	9.364
	A04	1.154	2.100	18	37	4.621	9.228	13.849
	C07	973	1.805	23	35	5.716	8.614	14.330
P2	M10	1.099	1.900	12	40	3.398	11.115	14.513
	S15	1.278	2.208	31	54	8.623	14.813	23.436
	V12	867	1.500	6	26	1.546	7.062	8.608
	C12	1.447	2.500	40	58	10.978	16.114	27.092
	S14	983	1.700	11	31	3.114	8.463	11.577
C2	B01	901	1.602	9	26	2.249	6.892	9.141
	A06	1.508	2.700	46	35	11.917	9.113	21.030
	P10	955	1.700	14	33	3.547	8.706	12.253
	S09	901	1.602	9	32	2.444	8.384	10.828
	T02	1.061	1.890	20	37	5.290	9.797	15.087
	D01	1.119	1.995	29	31	7.562	8.093	15.656
	T04	1.171	2.090	25	46	6.523	12.048	18.571
	V09	1.232	2.200	29	51	7.474	13.345	20.820
C3	V13	2.011	3.600	50	85	12.897	21.943	34.840
	S01	1.082	2.002	16	30	3.844	7.235	11.079
	C03	912	1.700	7	14	1.744	3.310	5.054
	C06	1.251	2.300	23	30	5.687	7.546	13.232
	P01	1.304	2.392	40	54	10.003	13.537	23.540
	C13	1.894	3.404	39	84	10.157	21.771	31.928
	N01	1.481	2.700	33	65	8.180	16.395	24.575
	L03	417	801	2	15	467	3.384	3.850
	M01	1.082	2.002	23	24	5.660	5.861	11.520
	T01	908	1.692	9	19	2.184	4.544	6.728
C4	F60	864	1.300	7	26	2.577	9.157	11.734
	M20	1.163	1.900	39	18	11.749	5.605	17.354
	P12	1.118	1.800	26	44	7.995	13.649	21.644
	L75	1.163	1.900	37	34	11.175	10.513	21.689
	J80	1.118	1.800	42	43	13.267	13.596	26.863
	U10	500	702	4	14	1.748	5.571	7.318
M3	S13	1.328	2.300	39	36	10.738	9.926	20.665
	G02	354	600	2	16	521	4.560	5.081
	C05	982	1.700	7	26	1.841	7.135	8.976
	G01	1.270	2.200	22	57	6.178	15.715	21.893

ENERO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
M3	S04	753	1.300	9	38	2.482	10.571	13.054
	T03	696	1.200	3	29	929	8.177	9.105
P1	I04	400	902	3	16	437	2.792	3.229
	I03	972	1.800	26	35	6.420	8.575	14.995
	I02	1.126	2.000	12	32	3.189	8.307	11.496
	I01	1.374	2.300	64	35	18.847	10.241	29.089
C6	L05	2.927	5.292	104	235	26.586	59.857	86.443
	S12	2.921	5.280	138	134	35.159	34.115	69.274
	C08	2.195	3.916	47	32	12.213	8.272	20.485
	L04	2.616	4.704	63	75	16.160	19.278	35.438
	C80	803	1.400	10	117	2.613	31.854	34.467
	C60	3.536	6.468	205	78	51.273	19.625	70.898
	P11	-	-	-	-	-	-	-
K2	E23	1.191	2.100	33	66	8.729	17.573	26.303
	Y01	2.473	4.214	97	205	27.532	58.123	85.655
	V11	2.022	3.492	51	35	14.103	9.759	23.862
	S06	1.425	2.500	28	28	7.536	7.652	15.188
	C16	2.142	3.686	42	71	11.791	19.787	31.578
	P20	1.479	2.592	44	36	11.862	9.791	21.652
	M03	2.681	4.540	126	53	36.063	15.145	51.207
	A19	1.905	3.300	59	52	16.319	14.267	30.586
	S07	1.898	3.290	39	84	10.677	22.998	33.675
	T06	1.963	3.395	36	39	9.931	10.775	20.706
	D02	-	-	-	-	-	-	-
A18	302	504	12	19	3.412	5.514	8.926	
E1	A09	1.974	3.492	129	76	34.292	20.079	54.371
	V04	1.924	3.395	71	50	18.877	13.225	32.102
	V02	1.500	2.592	21	46	5.696	12.740	18.436
	C10	1.122	1.900	28	40	7.941	11.318	19.259
	V01	2.073	3.686	60	94	15.877	24.606	40.483
	A10	1.722	3.008	85	192	23.095	51.974	75.068
T1	C50	2.149	3.700	102	63	28.514	17.580	46.095
	P05	1.816	3.201	75	41	20.013	11.034	31.047
	A07	1.012	1.900	27	34	6.569	8.191	14.760
	V03	1.815	3.200	80	43	21.399	11.476	32.874
	V10	2.009	3.492	87	71	23.816	19.477	43.293
	S11	107	200	0	2	29	511	540
R1	V07	2.807	5.096	170	67	43.115	16.986	60.102
	H02	3.494	6.305	321	167	82.183	42.642	124.825
	B05	1.199	2.200	7	70	1.736	17.521	19.257
	B06	2.148	3.920	102	57	25.715	14.356	40.072
	V08	2.995	5.429	39	309	9.926	78.436	88.362
	V05	3.910	7.030	159	292	40.938	75.312	116.250
	L06	1.642	3.007	31	194	7.619	48.388	56.006
V1	F10	1.459	2.700	33	44	8.052	10.775	18.828
	P06	1.041	1.890	54	41	13.757	10.266	24.024
	S16	1.657	3.096	221	37	53.319	8.976	62.295
	C09	1.660	3.104	103	35	24.790	8.366	33.156
	V96	1.850	3.492	174	35	41.226	8.177	49.403

h) Febrero 2018

FEBRERO		Potencia KW		Pérdidas DE POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	62	37	16.973	10.143	27.116
	B02	1.403	2.300	78	43	21.473	11.789	33.262
	S05	1.344	2.208	58	46	15.950	12.653	28.602
	I06	1.595	2.600	50	38	13.846	10.454	24.300
	O01	1.590	2.592	41	39	11.218	10.744	21.962
	K02	831	1.400	13	35	3.506	9.184	12.690
	B04	1.660	2.700	76	42	21.247	11.622	32.870
	C01	1.789	2.900	68	52	19.143	14.426	33.569
C5	U01	986	1.598	17	32	4.672	8.960	13.632
	S03	1.500	2.496	33	46	8.886	12.213	21.099
	K03	1.661	2.790	50	63	13.119	16.501	29.620
	A02	2.129	3.686	175	60	43.521	14.945	58.466
	M05	1.666	2.800	41	55	10.870	14.478	25.348
	C04	2.030	3.492	71	66	17.990	16.556	34.546
	M08	1.163	1.900	38	39	10.385	10.639	21.024
	C15	1.446	2.400	29	60	7.738	16.079	23.817
A2	F01	1.154	2.002	17	24	4.142	5.977	10.119
	M04	1.484	2.610	7	42	1.715	10.114	11.829
	M02	982	1.692	10	34	2.521	8.462	10.982
	P02	1.532	2.700	23	49	5.488	11.918	17.405
	A01	822	1.408	3	20	685	5.186	5.872
	C02	1.372	2.403	18	35	4.501	8.485	12.986
	S08	1.430	2.511	28	43	6.837	10.377	17.214
	H01	1.425	2.500	19	45	4.644	10.877	15.521
T2	T05	1.755	2.900	48	45	12.989	12.275	25.264
	C11	910	1.400	7	31	2.291	9.493	11.784
	L01	1.651	2.700	43	63	11.864	17.220	29.085
	J01	1.907	3.201	27	39	7.169	10.284	17.453
	P09	1.806	3.000	37	74	9.856	19.857	29.714
	B03	1.956	3.300	46	98	11.944	25.553	37.497
R2	P04	1.344	2.400	17	32	3.948	7.446	11.394
	L02	1.676	2.900	113	50	28.078	12.335	40.413
	S10	1.541	2.700	24	32	5.806	7.752	13.558
	O02	677	1.300	8	24	1.692	5.041	6.733
	A08	1.088	1.995	22	18	4.885	4.068	8.953
	A04	1.216	2.200	20	38	4.505	8.858	13.363
	C07	1.088	1.995	25	37	5.625	8.377	14.002
P2	M10	1.215	2.100	14	44	3.590	10.968	14.558
	S15	1.447	2.500	37	62	9.304	15.598	24.902
	V12	983	1.700	9	35	2.282	8.775	11.057
	C12	1.621	2.800	49	64	12.236	15.903	28.139
	S14	1.099	1.900	13	35	3.219	8.785	12.004
C2	B01	509	897	3	18	624	4.273	4.897
	A06	1.672	3.000	51	41	11.975	9.573	21.548
	P10	1.014	1.806	14	34	3.290	7.928	11.218
	S09	842	1.496	8	29	1.963	6.900	8.864
	T02	1.123	2.002	22	39	5.173	9.297	14.470

FEBRERO		Potencia KW		Pérdidas DE POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C2	D01	1.289	2.304	36	36	8.391	8.410	16.800
	T04	1.236	2.208	27	47	6.294	10.997	17.291
	V09	1.342	2.400	35	61	8.286	14.296	22.582
C3	V13	2.011	3.600	50	85	11.649	19.820	31.468
	S01	1.082	2.002	16	30	3.472	6.535	10.007
	C03	912	1.700	7	14	1.575	2.989	4.565
	C06	1.304	2.392	25	32	5.547	7.228	12.776
	P01	1.304	2.392	40	54	9.035	12.227	21.262
	C13	1.949	3.496	41	86	9.481	19.983	29.464
	N01	1.539	2.800	33	68	7.570	15.443	23.013
	L03	417	801	2	15	421	3.056	3.478
	M01	1.081	2.001	24	25	5.295	5.512	10.808
T01	856	1.600	8	16	1.760	3.474	5.234	
C4	F60	918	1.400	8	28	2.496	8.841	11.337
	M20	1.206	2.000	39	18	10.337	4.931	15.269
	P12	1.163	1.900	30	48	8.143	13.103	21.246
	L75	1.163	1.900	37	34	10.094	9.496	19.590
	J80	1.247	2.100	46	47	12.041	12.405	24.446
	U10	431	600	4	12	1.358	4.504	5.862
M3	S13	1.270	2.200	37	33	9.094	8.263	17.357
	G02	354	600	2	16	471	4.119	4.589
	C05	982	1.700	7	26	1.663	6.444	8.107
	G01	1.444	2.500	29	64	7.280	16.001	23.282
	S04	810	1.400	10	41	2.528	10.218	12.746
	T03	753	1.300	4	36	950	8.906	9.856
P1	I04	451	996	3	17	453	2.786	3.239
	I03	1.126	2.000	28	37	6.771	8.867	15.638
	I02	1.289	2.200	14	38	3.498	9.750	13.249
	I01	1.462	2.400	67	41	18.307	11.096	29.403
C6	L05	2.875	5.194	105	4	24.169	1.016	25.184
	S12	2.978	5.390	141	129	32.537	29.654	62.190
	C08	2.076	3.696	47	32	11.072	7.499	18.571
	L04	2.718	4.896	68	77	15.818	17.890	33.708
	C80	860	1.500	13	120	3.090	29.331	32.421
	C60	3.671	6.732	211	69	47.454	15.424	62.877
	P11	-	-	-	-	-	-	-
K2	E23	1.021	1.804	21	66	5.127	15.942	21.069
	Y01	2.473	4.214	95	115	24.407	29.510	53.916
	V11	2.213	3.800	63	40	15.988	9.990	25.978
	S06	1.484	2.600	34	32	8.217	7.871	16.087
	C16	2.142	3.686	42	71	10.650	17.872	28.522
	P20	964	1.704	25	26	5.998	6.219	12.217
	M03	2.737	4.627	129	54	33.499	13.990	47.489
	A19	1.966	3.400	62	52	15.376	12.934	28.309
	S07	2.025	3.496	46	87	11.493	21.796	33.289
	T06	1.785	3.104	29	35	7.039	8.573	15.611
	D02	-	-	-	-	-	-	-
	A18	307	514	9	22	2.360	5.809	8.169
E1	A09	1.924	3.395	127	71	30.589	17.036	47.625

FEBRERO		Potencia KW		Pérdidas DE POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
E1	V04	1.873	3.298	70	47	16.957	11.322	28.279
	V02	1.552	2.688	22	47	5.561	11.753	17.313
	C10	1.178	2.000	23	39	5.849	10.157	16.006
	V01	2.073	3.686	60	94	14.341	22.224	36.565
	A10	1.672	2.914	81	186	19.988	45.760	65.748
T1	C50	2.081	3.600	100	54	24.907	13.576	38.483
	P05	1.815	3.200	86	38	20.769	9.105	29.874
	A07	1.249	2.300	40	38	8.908	8.482	17.390
	V03	59	100	0	5	20	1.205	1.225
	V10	2.283	3.895	113	78	28.772	19.996	48.768
	S11	107	200	0	2	26	461	487
R1	V07	2.911	5.280	177	70	40.653	15.971	56.625
	H02	3.605	6.499	327	222	75.713	51.434	127.147
	B05	1.199	2.200	7	70	1.568	15.826	17.393
	B06	2.148	3.920	102	57	23.227	12.967	36.194
	V08	2.979	5.400	38	188	8.779	43.088	51.867
	V05	4.074	7.315	178	254	41.451	59.179	100.630
	L06	1.638	3.000	29	194	6.530	43.602	50.132
V1	F10	1.353	2.492	29	41	6.371	9.155	15.526
	P06	1.208	2.210	25	32	5.547	7.163	12.709
	S16	1.707	3.198	253	41	54.802	8.848	63.650
	C09	1.612	3.007	103	35	22.485	7.588	30.074
	V96	1.756	3.298	147	32	31.696	6.801	38.497

i) Marzo 2018

MARZO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.405	2.304	60	35	18.090	10.540	28.630
	B02	1.403	2.300	78	43	23.773	13.053	36.826
	S05	1.467	2.400	66	51	19.976	15.471	35.447
	I06	1.595	2.600	50	38	15.329	11.574	26.903
	O01	1.528	2.496	37	38	11.251	11.526	22.777
	K02	768	1.300	11	33	3.151	9.530	12.681
	B04	1.595	2.600	73	40	22.280	12.408	34.687
	C01	1.789	2.900	68	52	21.194	15.971	37.166
C5	U01	986	1.598	17	32	5.172	9.920	15.092
	S03	1.446	2.400	33	46	9.891	13.594	23.486
	K03	1.727	2.914	54	65	15.468	18.608	34.076
	A02	2.080	3.589	164	60	45.486	16.527	62.013
	M05	1.666	2.800	41	55	12.035	16.029	28.064
	C04	2.136	3.700	74	68	20.344	18.704	39.048
	M08	1.220	2.000	43	43	13.164	12.967	26.130
	C15	1.446	2.400	29	60	8.567	17.802	26.369
A2	F01	1.097	1.900	14	23	3.896	6.369	10.265
	M04	1.420	2.492	7	41	1.835	11.129	12.963
	M02	1.045	1.805	11	35	3.079	9.810	12.889
	P02	1.532	2.700	23	49	6.076	13.195	19.270
	A01	764	1.305	2	20	691	5.561	6.252

MARZO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
A2	C02	1.484	2.610	22	36	6.001	9.541	15.541
	S08	1.430	2.511	28	43	7.570	11.489	19.058
	H01	1.474	2.592	21	47	5.673	12.524	18.197
T2	T05	1.755	2.900	49	43	14.760	12.959	27.719
	C11	850	1.302	7	31	2.555	10.588	13.144
	L01	1.651	2.700	43	63	13.136	19.065	32.201
	J01	1.907	3.201	27	39	7.937	11.386	19.323
	P09	1.755	2.900	35	73	10.363	21.931	32.293
	B03	2.005	3.400	48	101	13.704	28.906	42.611
R2	P04	1.474	2.600	19	33	4.979	8.755	13.734
	L02	1.744	3.000	119	50	33.114	14.043	47.157
	S10	1.474	2.600	23	31	6.029	8.264	14.294
	O02	734	1.400	9	25	2.148	5.831	7.980
	A08	1.093	2.002	23	19	5.856	4.685	10.541
	A04	1.216	2.200	20	38	4.988	9.807	14.795
	C07	1.030	1.900	24	36	5.978	8.807	14.785
P2	M10	1.157	2.000	13	43	3.513	11.737	15.249
	S15	1.389	2.400	37	62	10.299	17.267	27.566
	V12	925	1.600	7	30	1.930	8.321	10.251
	C12	1.621	2.800	49	64	13.547	17.607	31.154
	S14	1.041	1.800	13	36	3.485	10.037	13.522
C2	B01	1.011	1.800	13	37	3.289	9.625	12.913
	A06	1.672	3.000	51	41	13.258	10.598	23.856
	P10	1.014	1.806	14	34	3.642	8.777	12.420
	S09	846	1.504	8	27	1.973	7.181	9.154
	T02	1.173	2.093	24	42	6.288	10.901	17.189
	D01	1.342	2.400	39	38	10.056	9.764	19.820
	T04	1.232	2.200	24	44	6.230	11.514	17.745
	V09	1.342	2.400	35	61	9.174	15.828	25.002
C3	V13	2.071	3.700	53	86	13.855	22.458	36.313
	S01	1.082	2.002	16	30	3.844	7.235	11.079
	C03	912	1.700	7	14	1.732	3.288	5.020
	C06	1.304	2.392	25	32	6.142	8.003	14.144
	P01	1.304	2.392	40	54	10.003	13.537	23.540
	C13	1.949	3.496	41	86	10.497	22.124	32.621
	N01	1.539	2.800	33	68	8.381	17.098	25.479
	L03	417	801	2	15	467	3.384	3.850
	M01	1.081	2.001	24	25	5.863	6.103	11.966
	T01	908	1.692	9	19	2.189	4.532	6.721
C4	F60	918	1.400	9	28	3.109	9.588	12.697
	M20	1.118	1.800	32	15	10.140	4.721	14.861
	P12	1.163	1.900	30	48	9.015	14.507	23.522
	L75	1.206	2.000	39	35	11.463	10.506	21.969
	J80	1.206	2.000	53	50	15.817	14.756	30.573
	U10	500	702	4	14	1.776	5.403	7.179
M3	S13	1.270	2.200	37	33	10.068	9.149	19.217
	G02	354	600	2	16	521	4.560	5.081
	C05	982	1.700	7	26	1.841	7.135	8.976
	G01	1.386	2.400	29	64	8.058	17.711	25.769

MARZO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
M3	S04	810	1.400	10	41	2.799	11.313	14.112
	T03	753	1.300	4	36	1.052	9.860	10.912
P1	I04	451	996	3	17	490	3.104	3.595
	I03	759	1.500	22	30	4.800	6.564	11.364
	I02	1.206	2.100	13	35	3.583	9.659	13.243
	I01	1.462	2.400	67	36	20.132	10.890	31.022
C6	L05	2.927	5.292	101	393	25.869	100.400	126.269
	S12	3.081	5.586	143	159	36.275	40.261	76.537
	C08	2.241	4.002	48	48	12.477	12.487	24.965
	L04	2.720	4.900	68	76	17.427	19.602	37.029
	C80	860	1.500	13	120	3.421	32.473	35.894
	C60	3.772	6.930	217	72	53.866	17.806	71.672
	P11	-	-	-	-	-	-	-
K2	E23	1.191	2.100	31	128	8.396	34.210	42.605
	Y01	2.661	4.508	110	207	31.367	59.305	90.672
	V11	2.272	3.895	67	41	18.916	11.477	30.393
	S06	1.425	2.500	37	31	9.982	8.260	18.241
	C16	2.288	3.920	46	72	12.822	20.242	33.064
	P20	1.242	2.187	31	29	8.382	7.852	16.234
	M03	2.569	4.365	117	50	33.404	14.274	47.677
	A19	1.966	3.400	62	52	17.023	14.319	31.342
	S07	1.956	3.384	39	68	10.846	18.622	29.468
	T06	1.903	3.298	33	38	9.208	10.421	19.629
	D02	-	-	-	-	-	-	-
A18	292	485	11	19	3.118	5.603	8.720	
E1	A09	1.974	3.492	136	73	36.140	19.475	55.614
	V04	1.924	3.395	59	56	15.834	14.790	30.624
	V02	1.500	2.592	21	46	5.762	12.641	18.403
	C10	1.122	1.900	31	35	8.895	9.972	18.866
	V01	2.073	3.686	60	94	15.877	24.606	40.483
	A10	1.722	3.008	84	186	22.796	50.521	73.317
T1	C50	2.081	3.600	96	62	26.524	17.053	43.577
	P05	2.011	3.496	104	51	28.523	13.858	42.381
	A07	1.130	2.100	37	36	8.939	8.852	17.791
	V03	1.815	3.200	69	41	18.344	10.835	29.180
	V10	2.074	3.589	100	65	27.691	17.928	45.618
	S11	107	200	0	2	29	511	540
R1	V07	2.918	5.292	156	79	39.629	19.996	59.625
	H02	3.494	6.305	306	380	78.412	97.405	175.817
	B05	1.199	2.200	7	70	1.736	17.521	19.257
	B06	2.202	4.018	109	58	27.344	14.640	41.984
	V08	2.995	5.429	38	307	9.743	77.989	87.732
	V05	4.030	7.238	172	298	44.512	76.879	121.392
	L06	1.693	3.100	31	194	7.623	48.413	56.036
V1	F10	1.413	2.610	29	41	7.018	10.086	17.105
	P06	1.042	1.892	54	41	13.756	10.266	24.022
	S16	1.704	3.192	248	40	59.519	9.638	69.157
	C09	1.612	3.007	103	35	24.894	8.401	33.296
	V96	1.850	3.492	174	35	41.226	8.177	49.403

j) Abril 2018

ABRIL		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	NetworkID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	67	36	19.729	10.579	30.308
	B02	1.403	2.300	78	43	23.006	12.632	35.638
	S05	1.528	2.496	78	53	23.139	15.724	38.863
	I06	1.660	2.700	56	38	16.614	11.417	28.031
	O01	1.652	2.688	43	40	12.710	11.808	24.517
	K02	768	1.300	11	33	3.049	9.223	12.272
	B04	1.660	2.700	77	41	22.777	12.301	35.077
	C01	1.854	3.000	73	53	21.844	16.008	37.852
C5	U01	931	1.504	17	32	5.029	9.644	14.673
	S03	1.442	2.392	33	46	9.577	13.162	22.738
	K03	1.727	2.914	54	65	14.969	18.008	32.977
	A02	2.080	3.589	164	60	44.019	15.994	60.013
	M05	1.666	2.800	41	55	11.647	15.512	27.159
	C04	2.086	3.600	74	70	19.928	18.663	38.591
	M08	1.163	1.900	37	39	11.003	11.475	22.478
	C15	1.446	2.400	29	60	8.291	17.228	25.518
A2	F01	1.097	1.900	14	23	3.771	6.164	9.934
	M04	1.366	2.392	9	37	2.263	9.733	11.996
	M02	982	1.692	10	34	2.701	9.066	11.767
	P02	1.585	2.800	25	55	6.438	14.116	20.554
	A01	764	1.305	2	20	669	5.382	6.051
	C02	1.421	2.494	22	35	5.774	9.137	14.910
	S08	1.430	2.511	28	43	7.325	11.118	18.443
	H01	1.422	2.496	20	45	5.115	11.596	16.710
T2	T05	1.806	3.000	55	49	15.848	13.983	29.831
	C11	850	1.302	7	31	2.473	10.246	12.720
	L01	1.703	2.800	48	66	13.905	19.423	33.327
	J01	1.907	3.201	27	39	7.681	11.019	18.700
	P09	1.755	2.900	35	72	10.205	20.798	31.003
	B03	1.907	3.200	44	96	12.471	27.105	39.575
R2	P04	1.541	2.700	20	36	5.289	9.391	14.680
	L02	1.676	2.900	112	49	29.782	13.083	42.865
	S10	1.474	2.600	23	31	5.835	7.998	13.833
	O02	792	1.500	11	26	2.393	5.928	8.321
	A08	1.024	1.890	22	18	5.169	4.233	9.402
	A04	1.216	2.200	20	38	4.827	9.491	14.318
	C07	1.030	1.900	24	36	5.700	8.487	14.187
P2	M10	1.215	2.100	14	44	3.847	11.752	15.598
	S15	1.333	2.304	35	59	9.259	15.827	25.086
	V12	925	1.600	7	30	1.868	8.052	9.920
	C12	1.563	2.700	47	62	12.566	16.676	29.242
	S14	1.157	2.000	14	42	3.667	11.249	14.915
C2	B01	1.011	1.800	13	37	3.182	9.314	12.497
	A06	1.617	2.900	48	39	12.083	9.707	21.790
	P10	1.123	2.002	15	36	3.916	9.144	13.060
	S09	842	1.496	8	29	2.104	7.393	9.497
	T02	622	1.100	5	22	1.380	5.619	6.999
	D01	1.397	2.500	39	38	9.722	9.440	19.161

ABRIL		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	NetworkID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C2	T04	1.236	2.208	26	46	6.493	11.705	18.198
	V09	1.342	2.400	35	61	8.878	15.318	24.195
C3	V13	2.071	3.700	53	86	13.408	21.733	35.141
	S01	1.082	2.002	16	30	3.720	7.002	10.722
	C03	856	1.600	7	13	1.569	3.121	4.690
	C06	1.251	2.300	22	30	5.285	7.178	12.463
	P01	1.372	2.511	43	57	10.458	13.669	24.128
	C13	1.949	3.496	41	86	10.158	21.411	31.569
	N01	1.481	2.700	32	64	7.782	15.688	23.470
	L03	417	801	2	15	452	3.274	3.726
	M01	1.081	2.001	24	25	5.674	5.906	11.580
T01	856	1.600	7	15	1.715	3.534	5.249	
C4	F60	864	1.300	9	25	2.918	8.714	11.633
	M20	1.067	1.692	32	15	10.084	4.695	14.779
	P12	1.163	1.900	30	48	8.725	14.039	22.764
	L75	1.206	2.000	39	35	11.093	10.167	21.260
	J80	1.206	2.000	53	50	15.307	14.280	29.586
	U10	500	702	5	14	1.749	5.267	7.017
	S13	1.270	2.200	37	33	9.743	8.853	18.597
M3	G02	354	600	2	16	504	4.413	4.917
	C05	1.040	1.800	7	27	1.917	7.163	9.079
	G01	1.386	2.400	29	64	7.798	17.140	24.938
	S04	810	1.400	10	41	2.709	10.948	13.657
	T03	753	1.300	4	36	1.018	9.542	10.560
	I04	451	996	3	20	590	3.554	4.143
P1	I03	759	1.500	20	27	4.138	5.790	9.928
	I02	1.206	2.100	13	35	3.468	9.348	12.816
	I01	1.374	2.300	65	34	18.389	9.724	28.113
	L05	2.875	5.194	98	59	24.327	14.670	38.997
C6	S12	3.029	5.488	166	233	40.820	57.366	98.185
	C08	2.030	3.612	43	29	10.937	7.459	18.396
	L04	2.720	4.900	68	76	16.864	18.970	35.834
	C80	2.512	4.508	96	204	23.991	51.041	75.032
	C60	3.721	6.831	213	71	51.227	16.985	68.212
	P11	-	-	-	-	-	-	-
	E23	1.074	1.896	24	122	6.243	31.357	37.600
K2	Y01	2.536	4.312	99	206	27.145	56.645	83.790
	V11	2.349	4.018	67	41	18.231	11.078	29.310
	S06	1.249	2.200	21	26	5.448	6.729	12.178
	C16	2.202	3.783	43	72	11.706	19.399	31.105
	P20	1.302	2.291	36	32	9.382	8.304	17.686
	M03	2.794	4.714	129	54	35.970	14.957	50.927
	A19	1.966	3.400	62	52	16.474	13.857	30.331
	S07	1.956	3.384	40	84	10.744	22.436	33.180
	T06	1.844	3.201	30	37	8.009	9.832	17.842
	D02	-	-	-	-	-	-	-
	A18	312	524	12	19	3.387	5.354	8.740
E1	A09	1.974	3.492	139	77	35.687	19.703	55.390
	V04	1.873	3.298	53	53	13.673	13.727	27.400
	V02	1.500	2.592	21	46	5.576	12.233	17.809

ABRIL		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	NetworkID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
E1	C10	1.122	1.900	33	35	9.187	9.697	18.884
	V01	2.073	3.686	60	94	15.365	23.812	39.177
	A10	1.771	3.102	90	193	23.417	50.471	73.888
T1	C50	2.149	3.700	102	63	27.374	16.962	44.336
	P05	1.879	3.298	84	44	21.813	11.427	33.239
	A07	1.189	2.200	32	34	7.676	7.984	15.660
	V03	1.881	3.300	76	44	19.843	11.400	31.243
	V10	2.140	3.686	106	70	28.557	18.784	47.341
	S11	107	200	0	2	28	562	589
R1	V07	2.862	5.194	153	78	37.561	19.085	56.645
	H02	3.549	6.402	310	287	76.883	71.135	148.018
	B05	1.199	2.200	7	70	1.680	16.956	18.636
	B06	2.148	3.920	108	56	26.134	13.684	39.818
	V08	2.861	5.192	34	292	8.225	71.727	79.951
	V05	4.074	7.315	178	144	44.589	36.052	80.641
	L06	1.964	3.589	43	198	10.485	47.876	58.361
V1	F10	1.504	2.790	33	44	7.763	10.388	18.151
	P06	996	1.806	54	41	13.356	9.967	23.323
	S16	1.608	2.997	218	36	50.906	8.422	59.328
	C09	1.098	2.000	36	23	8.698	5.642	14.339
	V96	1.355	2.496	72	26	17.249	6.323	23.572

k) Mayo 2018

MAYO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.467	2.400	62	37	18.758	11.139	29.897
	B02	1.403	2.300	80	39	24.128	11.940	36.068
	S05	1.652	2.688	85	56	26.008	17.134	43.142
	I06	1.660	2.700	52	38	16.147	11.782	27.929
	O01	1.733	2.813	46	40	14.304	12.393	26.697
	K02	768	1.300	11	33	3.148	9.525	12.673
	B04	1.724	2.800	82	43	25.285	13.375	38.660
	C01	1.984	3.200	84	56	26.278	17.335	43.613
C5	U01	1.046	1.700	20	33	6.015	10.147	16.162
	S03	1.553	2.592	35	45	10.378	13.184	23.562
	K03	1.727	2.914	55	64	15.958	18.481	34.440
	A02	2.178	3.783	181	61	49.575	16.586	66.161
	M05	1.773	3.000	50	55	14.277	15.718	29.995
	C04	2.136	3.700	76	68	20.922	18.786	39.708
	M08	1.277	2.100	44	42	13.259	12.640	25.900
	C15	1.446	2.400	28	60	8.190	17.805	25.995
A2	F01	1.150	1.995	15	22	4.074	5.983	10.057
	M04	1.484	2.610	7	41	1.987	10.877	12.863
	M02	1.045	1.805	11	36	3.132	9.904	13.035
	P02	1.532	2.700	16	46	4.224	12.354	16.578
	A01	822	1.408	3	20	837	5.655	6.492
	C02	1.420	2.492	18	33	4.796	8.920	13.717
	S08	1.430	2.511	25	46	6.750	12.309	19.058

MAYO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
A2	H01	1.425	2.500	17	43	4.504	11.521	16.025
T2	T05	1.703	2.800	44	43	13.354	13.064	26.418
	C11	907	1.395	8	33	2.881	11.088	13.969
	L01	1.703	2.800	48	71	14.486	21.564	36.050
	J01	1.907	3.201	26	41	7.495	12.050	19.545
	P09	1.956	3.300	49	80	14.080	23.099	37.179
	B03	1.956	3.300	46	99	13.278	28.677	41.955
R2	P04	1.541	2.700	21	36	5.789	9.653	15.442
	L02	1.608	2.800	105	46	28.654	12.674	41.328
	S10	1.541	2.700	24	32	6.603	8.591	15.194
	O02	792	1.500	11	26	2.597	6.157	8.754
	A08	1.030	1.900	18	19	4.539	4.569	9.108
	A04	1.280	2.300	21	39	5.390	10.109	15.499
	C07	1.030	1.900	24	36	5.949	8.807	14.756
P2	M10	1.157	2.000	14	39	3.761	10.842	14.603
	S15	1.389	2.400	37	62	10.291	17.250	27.541
	V12	925	1.600	7	30	1.930	8.321	10.251
	C12	1.621	2.800	49	64	13.686	17.618	31.303
	S14	1.041	1.800	11	38	2.964	10.503	13.467
C2	B01	1.123	2.002	16	5	4.093	1.291	5.385
	A06	1.672	3.000	54	39	13.975	10.202	24.177
	P10	1.338	2.392	20	42	5.294	10.892	16.186
	S09	842	1.496	8	28	2.095	7.469	9.563
	T02	1.287	2.300	28	45	7.164	11.650	18.815
	D01	1.397	2.500	38	37	9.986	9.687	19.673
	T04	1.289	2.304	28	47	7.305	12.348	19.653
	V09	1.342	2.400	35	58	9.088	15.060	24.148
C3	V13	2.071	3.700	53	88	13.873	23.041	36.915
	S01	1.133	2.093	17	31	4.094	7.734	11.828
	C03	912	1.700	7	15	1.788	3.743	5.530
	C06	1.304	2.392	26	61	6.570	15.085	21.654
	P01	1.426	2.604	46	58	11.609	14.465	26.073
	C13	1.949	3.496	40	85	10.427	21.980	32.407
	N01	1.715	3.100	41	72	10.367	18.371	28.738
	L03	417	801	2	15	467	3.384	3.850
	M01	1.081	2.001	24	25	5.853	6.093	11.946
	T01	856	1.600	8	15	1.850	3.685	5.535
C4	F60	918	1.400	10	28	3.392	9.775	13.167
	M20	1.163	1.900	34	16	10.498	5.003	15.502
	P12	1.118	1.800	27	46	8.584	14.247	22.831
	L75	1.243	2.090	45	40	13.185	11.542	24.727
	J80	1.247	2.100	53	51	15.195	14.776	29.971
	U10	564	800	6	15	2.248	6.017	8.265
M3	S13	1.444	2.500	44	41	12.198	11.162	23.360
	G02	354	600	2	16	521	4.557	5.078
	C05	982	1.700	6	23	1.687	6.289	7.975
	G01	1.386	2.400	30	62	8.361	17.163	25.524
	S04	810	1.400	10	40	2.675	11.117	13.791
	T03	696	1.200	3	30	912	8.329	9.241

MAYO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas	
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]	
P1	I04	400	902	3	20	589	3.546	4.135	
	I03	899	1.700	23	29	5.382	6.900	12.282	
	I02	1.289	2.200	14	38	3.859	10.741	14.600	
	I01	1.645	2.600	106	42	34.200	13.475	47.676	
C6	L05	2.512	4.508	84	65	21.597	16.819	38.416	
	S12	2.978	5.390	139	78	35.419	19.987	55.406	
	C08	2.195	3.916	45	30	11.688	7.885	19.573	
	L04	1.965	3.492	50	53	13.205	13.847	27.052	
	C80	2.875	5.194	148	71	37.710	18.211	55.921	
	C60	3.671	6.732	239	62	59.391	15.466	74.856	
	P11	803	1.400	15	20	4.180	5.516	9.696	
K2	E23	1.308	2.300	37	180	9.798	48.258	58.056	
	Y01	2.663	4.512	104	205	29.717	58.755	88.472	
	V11	2.213	3.800	52	41	14.504	11.390	25.894	
	S06	1.019	1.800	17	24	4.446	6.339	10.784	
	C16	2.082	3.589	40	66	11.049	18.413	29.462	
	P20	1.256	2.212	34	31	9.027	8.209	17.236	
	M03	2.514	4.278	115	49	32.646	13.848	46.494	
	A19	1.966	3.400	61	49	16.913	13.414	30.327	
	S07	1.779	3.094	37	82	10.054	22.295	32.349	
	T06	1.844	3.201	30	34	8.254	9.206	17.460	
	D02	-	-	-	-	-	-	-	-
	A18	286	475	21	30	6.231	8.951	15.182	
E1	A09	2.023	3.589	130	76	34.344	19.951	54.295	
	V04	1.924	3.395	60	56	15.847	14.777	30.624	
	V02	1.552	2.688	22	49	6.145	13.441	19.586	
	C10	1.175	1.995	33	37	9.539	10.550	20.089	
	V01	2.073	3.686	59	97	15.496	25.538	41.035	
	A10	1.771	3.102	95	194	25.533	52.302	77.835	
T1	C50	1.433	2.600	51	38	12.921	9.521	22.442	
	P05	2.009	3.492	100	40	27.398	11.054	38.451	
	A07	1.189	2.200	38	37	9.424	9.135	18.559	
	V03	1.566	2.813	51	40	13.258	10.374	23.632	
	V10	2.081	3.600	94	70	25.975	19.177	45.153	
	S11	107	200	0	2	22	408	429	
R1	V07	2.918	5.292	154	76	39.025	19.217	58.242	
	H02	3.605	6.499	314	304	80.532	77.853	158.385	
	B05	1.144	2.100	7	89	1.711	22.099	23.809	
	B06	2.257	4.116	111	57	27.978	14.269	42.247	
	V08	2.861	5.192	33	399	8.405	101.277	109.682	
	V05	4.129	7.410	168	460	43.512	119.006	162.517	
	L06	1.693	3.100	26	191	6.462	47.734	54.197	
V1	F10	1.565	2.912	33	44	7.938	10.652	18.590	
	P06	1.041	1.890	53	40	13.390	10.001	23.391	
	S16	1.666	3.116	243	46	58.560	11.142	69.702	
	C09	1.146	2.090	37	25	9.370	6.301	15.671	
	V96	1.306	2.400	90	25	22.245	6.088	28.333	

I) Junio 2018

JUNIO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
B1	P08	1.747	2.688	86	40	28.127	13.097	41.224
	B02	1.405	2.500	87	47	22.123	11.840	33.963
	S05	1.707	2.800	84	56	24.769	16.311	41.081
	I06	1.833	2.800	58	39	19.467	13.140	32.608
	O01	1.867	3.007	54	43	16.433	12.883	29.316
	K02	675	1.300	11	33	2.427	7.339	9.766
	B04	1.935	3.000	95	45	30.713	14.723	45.436
	C01	2.221	3.700	113	62	32.118	17.553	49.670
C5	U01	1.113	1.900	24	36	6.690	9.742	16.432
	S03	1.738	2.813	41	47	12.207	14.207	26.414
	K03	1.886	3.102	60	67	17.440	19.442	36.881
	A02	2.427	4.312	242	66	61.572	16.858	78.429
	M05	1.975	3.300	60	60	16.970	17.007	33.978
	C04	2.036	3.600	72	67	18.542	17.189	35.730
	M08	1.419	2.200	47	43	15.316	13.996	29.312
	C15	1.354	2.500	30	62	7.174	14.843	22.017
A2	F01	1.328	2.304	19	26	5.073	6.805	11.878
	M04	1.775	3.008	10	44	2.696	12.080	14.776
	M02	956	1.598	9	32	2.498	8.959	11.457
	P02	1.804	3.200	30	61	7.686	15.464	23.151
	A01	917	1.602	4	21	995	5.587	6.582
	C02	1.449	2.790	22	36	4.957	7.880	12.837
	S08	1.515	2.813	29	48	6.892	11.264	18.155
	H01	1.631	2.700	20	46	5.907	13.395	19.303
T2	T05	1.843	2.900	52	47	16.350	14.903	31.252
	C11	889	1.400	7	31	2.355	9.751	12.106
	L01	1.837	2.900	48	71	15.068	22.427	37.495
	J01	2.020	3.200	25	37	7.781	11.587	19.367
	P09	1.546	2.800	32	70	7.855	17.284	25.139
	B03	1.890	3.400	48	103	12.013	25.554	37.568
R2	P04	1.488	2.800	22	37	5.080	8.465	13.545
	L02	1.906	3.000	119	50	37.489	15.907	53.396
	S10	1.758	3.100	29	34	7.364	8.871	16.236
	O02	903	1.700	14	28	3.158	6.462	9.620
	A08	1.300	2.208	24	19	6.727	5.273	12.000
	A04	1.508	2.700	29	44	7.337	11.171	18.508
	C07	1.129	2.100	27	38	6.272	8.825	15.096
P2	M10	1.161	2.100	14	44	3.550	10.851	14.401
	S15	1.479	2.400	37	62	11.133	18.663	29.796
	V12	860	1.600	7	30	1.650	7.110	8.760
	C12	1.642	2.900	55	68	14.102	17.491	31.593
	S14	1.099	1.800	11	38	3.158	11.190	14.348
C2	B01	1.032	2.208	9	30	1.732	5.545	7.276
	A06	1.770	3.200	55	43	13.704	10.639	24.344
	P10	1.068	2.208	17	38	3.309	7.463	10.772
	S09	982	1.598	9	30	2.604	9.049	11.653
	T02	1.404	2.392	30	47	8.241	12.794	21.035

JUNIO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
C2	D01	1.566	2.600	42	39	11.935	11.126	23.061
	T04	1.483	2.304	28	48	9.191	15.587	24.779
	V09	1.388	2.600	39	63	8.949	14.704	23.653
C3	V13	2.293	3.900	58	90	16.083	24.881	40.963
	S01	1.084	2.208	17	31	3.348	6.317	9.665
	C03	1.073	1.600	7	13	2.340	4.652	6.991
	C06	1.582	2.511	25	28	7.751	8.653	16.405
	P01	1.510	2.604	46	58	12.480	15.529	28.009
	C13	1.834	3.610	40	85	8.612	18.141	26.753
	N01	1.829	3.300	44	78	10.856	19.267	30.124
	L03	450	900	2	15	422	3.046	3.468
	M01	1.037	2.093	24	25	4.871	5.069	9.940
	T01	708	1.700	8	16	1.263	2.405	3.668
C4	F60	918	1.400	10	28	3.282	9.457	12.738
	M20	1.175	1.900	35	16	10.401	4.948	15.349
	P12	1.072	1.900	30	48	7.547	12.145	19.692
	L75	1.264	1.800	32	32	12.095	12.148	24.242
	J80	1.164	2.000	53	50	14.367	13.401	27.768
	U10	525	800	6	15	1.912	5.117	7.029
M3	S13	1.299	2.300	42	34	10.773	8.686	19.459
	G02	318	500	2	15	520	4.595	5.114
	C05	994	1.800	7	27	1.769	6.607	8.377
	G01	1.481	2.500	31	67	8.665	18.548	27.213
	S04	853	1.400	10	41	2.958	11.943	14.900
	T03	686	1.200	3	32	907	8.247	9.155
	P1	I04	564	996	7	32	1.695	8.134
I03		682	1.600	18	17	2.860	2.657	5.517
I02		1.355	2.200	14	38	4.092	11.377	15.469
I01		1.452	2.400	67	37	19.473	10.770	30.243
C6	L05	2.522	4.606	82	72	19.815	17.531	37.347
	S12	3.048	5.586	145	58	34.868	13.921	48.789
	C08	2.190	3.916	46	25	11.548	6.202	17.750
	L04	2.031	3.492	46	48	12.480	12.947	25.428
	C80	2.941	5.292	137	142	34.121	35.324	69.445
	C60	3.742	6.831	218	66	52.928	15.995	68.923
	P11	843	1.500	7	18	1.700	4.525	6.225
K2	E23	1.871	3.612	95	197	20.882	43.459	64.341
	Y01	1.056	1.800	31	95	8.620	26.040	34.660
	V11	2.807	4.214	74	43	25.418	14.834	40.252
	S06	964	1.700	17	28	4.352	7.272	11.624
	C16	2.152	3.920	46	68	11.132	16.637	27.769
	P20	1.372	2.408	34	31	8.743	7.965	16.708
	M03	2.514	4.278	99	43	27.108	11.780	38.888
	A19	1.753	3.500	63	50	13.148	10.423	23.571
	S07	1.904	3.196	37	82	10.364	22.975	33.339
	T06	1.883	3.201	30	34	8.302	9.260	17.562
	D02	1.684	2.600	59	108	19.425	35.412	54.837
	A18	286	475	8	22	2.391	6.251	8.642
E1	A09	2.186	3.920	94	264	23.467	66.161	89.628

JUNIO		Potencia [KW]		Pérdidas de POTENCIA		Pérdidas de ENERGÍA		Total Pérdidas
S/E	Network ID	Promedio	MAX	Línea [kW]	Xfos [kW]	Línea [kWh]	Xfos [kWh]	[kWh]
E1	V04	1.353	2.300	22	43	5.985	11.871	17.856
	V02	1.487	2.910	39	41	8.353	8.759	17.111
	C10	1.134	1.900	30	31	8.386	8.660	17.046
	V01	2.200	3.783	61	99	16.547	26.741	43.287
	A10	1.282	1.995	42	22	13.448	7.119	20.567
T1	C50	1.534	2.600	51	38	14.114	10.401	24.515
	P05	1.746	3.000	67	33	18.154	8.901	27.055
	A07	1.181	2.200	38	37	9.010	8.733	17.743
	V03	1.094	1.900	14	28	3.627	7.401	11.028
	V10	2.227	3.783	110	72	30.294	19.928	50.222
	S11	1.248	2.697	31	227	5.654	41.150	46.804
R1	V07	2.705	5.292	155	75	33.259	16.176	49.434
	H02	3.527	6.887	356	320	76.764	69.059	145.823
	B05	1.314	2.200	7	88	2.021	25.004	27.025
	B06	2.162	4.214	115	58	24.961	12.497	37.457
	V08	3.416	5.192	35	415	11.633	139.337	150.970
	V05	4.394	7.600	186	382	49.735	101.968	151.703
	L06	1.601	3.201	30	204	6.166	42.261	48.427
V1	F10	1.792	2.912	33	44	9.775	13.104	22.879
	P06	1.035	2.002	54	41	11.941	8.912	20.853
	S16	1.663	2.916	218	36	56.794	9.418	66.213
	C09	1.278	3.104	103	35	15.276	5.156	20.432
	V96	1.826	3.201	147	32	38.315	8.225	46.540

ANEXO 6-J: Demanda máxima de transformadores de distribución MT/BT

CÓDIGO CENTRO MT/BT	Conexión	Demanda Máxima [kW]	Demanda Máxima [kVAR]	Demanda Promedio [kW]	FC
A02337	3F-4H	23	10	6	0,27
A02515	1F-2H	12	12	8	0,63
A04163	3F-4H	26	49	4	0,16
A04240	3F-4H	55	8	16	0,29
A06005	1F-2H	77	11	34	0,44
A07315	3F-4H	86	22	39	0,45
A08032	3F-4H	50	13	29	0,59
A09255	3F-3H	100	51	56	0,56
A18105	1F-2H	30	9	12	0,40
B02048	3F-4H	88	13	50	0,57
B03065	3F-3H	156	84	76	0,49
B05135	3F-3H	76	41	37	0,49
B05150	1F-2H	84	17	38	0,45
B06200	3F-4H	27	10	10	0,38
B06458	3F-4H	17	11	11	0,65
C01070	1F-2H	63	9	33	0,53
C01106	3F-4H	40	16	26	0,65

CÓDIGO CENTRO MT/BT	Conexión	Demanda Máxima [kW]	Demanda Máxima [kVAR]	Demanda Promedio [kW]	FC
C01111	3F-4H	50	10	26	0,52
C01130	3F-3H	55	20	30	0,55
C01180	1F-2H	20	20	8	0,40
C02170	3F-4H	34	12	14	0,42
C02190	3F-3H	74	34	35	0,47
C02205	3F-4H	90	41	41	0,46
C03025	3F-3H	104	44	49	0,47
C04585	3F-4H	41	41	13	0,31
C05030	3F-3H	148	30	59	0,40
C06090	3F-3H	50	34	22	0,45
C10120	3F-3H	68	35	32	0,48
C11075	3F-3H	79	42	32	0,41
C13105	3F-4H	11	4	2	0,19
C13110	3F-3H	109	43	47	0,43
C13150	3F-4H	37	5	16	0,43
C13172	3F-4H	34	10	22	0,65
C13220	3F-4H	32	11	19	0,60
C16155	3F-4H	96	24	45	0,47
C16200	3F-4H	43	46	21	0,47
C16220	3F-4H	58	19	25	0,42
C80070	3F-3H	56	35	26	0,47
D02335	1F-2H	71	21	33	0,46
E23025	3F-4H	40	24	13	0,31
F01005	3F-4H	45	13	22	0,49
F10275	1F-2H	3	1	2	0,62
H01030	3F-3H	86	34	48	0,56
I01375	1F-2H	1	0	1	0,77
I02105	3F-3H	73	43	38	0,52
I06333	3F-4H	29	13	16	0,57
J01103	3F-4H	12	7	6	0,48
L01270	3F-3H	87	40	36	0,42
L01375	3F-4H	16	15	5	0,29
L02260	3F-4H	77	19	43	0,56
L02465	3F-4H	19	12	15	0,79
L04325	3F-3H	12	4	4	0,33
L04490	3F-4H	47	12	20	0,44
L06045	3F-3H	109	50	47	0,43
M01025	3F-3H	98	152	65	0,66
M04087	3F-4H	24	6	13	0,55
M05095	3F-3H	74	29	31	0,42
M05117	3F-4H	17	12	6	0,35
M08478	3F-4H	32	6	12	0,38

CÓDIGO CENTRO MT/BT	Conexión	Demanda Máxima [kW]	Demanda Máxima [kVAR]	Demanda Promedio [kW]	FC
M08480	3F-3H	86	34	44	0,51
M10100	3F-4H	69	10	32	0,46
P02230	3F-4H	90	13	42	0,47
P02305	3F-4H	82	32	40	0,49
P04012	3F-4H	20	4	4	0,18
P04295	3F-3H	120	65	63	0,52
P08285	3F-3H	80	41	39	0,49
P09208	3F-4H	27	8	11	0,39
P09275	3F-4H	121	17	64	0,53
P11090	1F-2H	32	9	11	0,36
P12025	3F-4H	175	50	112	0,64
S03070	3F-3H	89	40	41	0,46
S04245	1F-2H	74	22	32	0,43
S05140	3F-3H	23	14	8	0,34
S05145	1F-2H	18	4	6	0,31
S05347	3F-4H	10	4	4	0,38
S05377	1F-2H	42	42	17	0,41
S08135	3F-4H	62	9	35	0,56
S08180	3F-3H	72	43	39	0,54
S10027	3F-4H	68	29	42	0,61
S11025	3F-3H	78	51	40	0,51
S14175	3F-3H	74	22	38	0,52
S16055	1F-2H	10	2	4	0,37
T02090	3F-3H	4	1	1	0,15
T04315	3F-3H	112	64	65	0,58
T05025	3F-3H	71	10	30	0,43
T05081	1F-2H	56	8	27	0,49
T05086	3F-3H	83	52	40	0,48
T05300	3F-3H	55	28	26	0,48
T06070	3F-3H	102	43	51	0,50
U01290	3F-3H	41	24	15	0,36
U10045	3F-4H	97	94	50	0,51
V08405	3F-3H	41	21	16	0,39
V10109	3F-4H	70	64	11	0,16
V13220	3F-3H	95	51	46	0,48
Y01485	3F-4H	26	6	21	0,80
Y01975	1F-2H	7	1	2	0,22
H01025	3F-3H	81	26	43	0,53
N01187	3F-3H	143	4	63	0,44
V05260	3F-3H	129	28	69	0,53
V13045	3F-3H	153	51	85	0,55

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-K: Pérdidas circuitos BT

CÓDIGO CENTRO MT/BT	FP	Pérdidas Dmax [kW]	Pérdidas [kWh]
A02337	0,10	0,44	32
A02515	0,43	0,21	65
A04163	0,05	1,04	34
A04240	0,11	1,05	85
A06005	0,23	4,39	734
A07315	0,24	3,15	544
A08032	0,38	0,95	261
A09255	0,35	6,21	1564
A18105	0,19	0,86	119
B02048	0,36	1,55	400
B03065	0,28	13,08	2615
B05135	0,27	3,31	655
B05150	0,24	4,16	722
B06200	0,18	0,35	45
B06458	0,45	0,20	65
C01070	0,32	2,45	558
C01106	0,45	0,70	228
C01111	0,30	0,80	175
C01130	0,34	1,33	322
C01180	0,19	0,29	40
C02170	0,21	0,11	17
C02190	0,26	2,04	378
C02205	0,25	2,25	405
C03025	0,26	6,95	1305
C04585	0,13	1,02	93
C05030	0,20	5,74	809
C06090	0,24	0,36	61
C10120	0,27	3,57	683
C11075	0,21	4,79	709
C13105	0,06	0,03	1
C13110	0,22	4,79	765
C13150	0,22	0,16	25
C13172	0,46	0,15	50
C13220	0,39	0,04	11
C16155	0,25	3,52	646
C16200	0,26	1,49	282
C16220	0,22	1,80	281
C80070	0,26	1,09	205
D02335	0,25	2,11	383

CÓDIGO CENTRO MT/BT	FP	Pérdidas Dmax [kW]	Pérdidas [kWh]
E23025	0,13	0,96	89
F01005	0,27	0,38	75
F10275	0,42	0,06	18
H01030	0,35	3,02	764
I01375	0,62	0,00	0
I02105	0,30	3,56	782
I06333	0,36	0,26	67
J01103	0,27	0,06	12
L01270	0,21	3,36	506
L01375	0,12	0,20	17
L02260	0,35	2,33	580
L02465	0,64	0,17	79
L04325	0,14	0,15	15
L04490	0,23	0,73	121
L06045	0,22	3,27	527
M01025	0,47	4,12	1401
M04087	0,34	0,10	24
M05095	0,21	2,57	391
M05117	0,16	0,13	15
M08478	0,18	0,37	47
M08480	0,29	3,18	675
M10100	0,25	1,82	321
P02230	0,26	1,06	195
P02305	0,28	1,50	303
P04012	0,05	0,07	3
P04295	0,31	10,59	2382
P08285	0,28	4,05	804
P09208	0,19	0,30	40
P09275	0,32	3,18	722
P11090	0,16	2,97	348
P12025	0,44	3,11	995
S03070	0,25	4,50	804
S04245	0,22	1,83	288
S05140	0,15	0,53	57
S05145	0,13	0,12	11
S05347	0,18	0,04	5
S05377	0,20	1,69	245
S08135	0,35	0,41	104
S08180	0,33	3,09	737
S10027	0,41	0,13	38
S11025	0,30	3,96	850

CÓDIGO CENTRO MT/BT	FP	Pérdidas Dmax [kW]	Pérdidas [kWh]
S14175	0,30	4,36	954
S16055	0,17	0,05	6
T02090	0,04	0,01	0
T04315	0,37	6,64	1784
T05025	0,22	1,67	267
T05081	0,27	1,39	274
T05086	0,27	4,16	805
T05300	0,27	1,62	316
T06070	0,29	3,70	779
U01290	0,16	0,98	116
U10045	0,30	2,22	474
V08405	0,19	1,05	145
V10109	0,04	0,73	24
V13220	0,27	3,69	715
Y01485	0,66	0,18	86
Y01975	0,07	0,11	6
H01025	0,32	3,26	752
N01187	0,23	10,00	1664
V05260	0,32	6,57	1530
V13045	0,34	8,30	2055

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-L: Pérdidas en Acometidas

Mes	Energía Promedio [Wh]		Potencia Promedio [W]		Pérdidas en acometidas promedio [kW]		# de usuarios	Pérdidas en acometidas sistema [kWh]	Pérdidas en acometidas [%]
	1Φ	3 Φ	1Φ	3 Φ	1Φ	3 Φ			
julio	170.629	3.889.278	229	5.228	147	268	594.964	309.053	0,23%
agosto	168.340	3.908.346	226	5.253	144	272	597.078	309.191	0,23%
septiembre	163.019	3.807.815	226	5.289	144	276	598.912	302.936	0,23%
octubre	164.050	3.966.698	220	5.332	137	282	600.673	311.758	0,23%
noviembre	157.086	3.745.346	218	5.202	135	269	602.687	290.852	0,23%
diciembre	160.937	4.017.626	216	5.400	133	291	604.295	315.221	0,24%
enero	160.168	3.648.994	215	4.905	132	241	606.093	277.233	0,21%
febrero	146.914	3.349.953	219	4.985	136	249	606.884	258.868	0,22%
marzo	163.014	3.853.970	219	5.180	137	269	608.030	302.388	0,23%
abril	159.575	3.672.921	222	5.101	141	262	609.621	289.834	0,22%
mayo	165.529	3.783.638	222	5.086	142	261	611.800	300.173	0,22%
junio	163.910	3.700.110	228	5.139	149	267	612.108	299.434	0,22%
							TOTAL	3.566.941	0,23%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-M: Pérdidas en medidores

Mes	Energía entregada a la red [kWh]	# Medidores	Pérdidas de Potencia [kW]	T [h]	Pérdidas de energía [kWh]	Pérdidas de energía [%]
julio	133.856.783	594.964	1.059	744	787.586	0,59%
agosto	134.603.891	597.078	1.062	744	790.385	0,59%
septiembre	131.132.143	598.912	1.066	720	767.238	0,59%
octubre	133.549.087	600.673	1.069	744	795.144	0,60%
noviembre	128.037.711	602.687	1.072	720	772.074	0,60%
diciembre	131.154.538	604.295	1.075	744	799.938	0,61%
enero	130.174.646	606.093	1.078	744	802.318	0,62%
febrero	119.225.310	606.884	1.080	672	725.620	0,61%
marzo	134.090.917	608.030	1.082	744	804.882	0,60%
abril	129.547.035	609.621	1.085	720	780.957	0,60%
mayo	135.178.743	611.800	1.089	744	809.873	0,60%
junio	136.628.547	612.108	1.089	720	784.143	0,57%
Total Anual			12.905	8.760	9.420.158	

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-N: Balance de energía por subestaciones (julio 2017 – junio 2018)

JULIO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.396	8.809.184	8.811.580	9.913.801	1.102.221	11,12%
2	C5	2.340	9.049.896	9.052.236	9.858.062	805.826	8,17%
3	A2	52.701	6.708.188	6.760.889	7.002.794	241.905	3,45%
4	T2	1.796	6.983.960	6.985.756	7.715.480	729.724	9,46%
5	R2	1.410	6.692.800	6.694.210	6.865.533	171.323	2,50%
6	P2	1.177	3.826.995	3.828.172	4.331.335	503.163	11,62%
7	C2	1.113	6.857.579	6.858.692	7.391.255	532.563	7,21%
8	C3	7.631	8.820.267	8.827.898	9.320.950	493.052	5,29%
9	C4	4.343	3.587.168	3.591.511	4.117.040	525.529	12,76%
10	M3	780	3.563.471	3.564.251	3.946.819	382.568	9,69%
11	P1	520	2.884.911	2.885.431	3.297.358	411.928	12,49%
12	C6	1.446	10.157.911	10.159.357	12.024.237	1.864.880	15,51%
13	K2	8.871	9.744.906	9.753.777	11.738.840	1.985.063	16,91%
14	E1	3.435	7.371.497	7.374.932	7.888.005	513.073	6,50%
15	T1	21.311	6.725.685	6.746.996	7.298.827	551.831	7,56%
16	R1	4.795	13.346.799	13.351.594	15.690.245	2.338.651	14,91%
17	A1	-	-	-	-	-	0,00%
18	V1	3.552	4.887.893	4.891.445	5.456.202	564.757	10,35%
		119.617	120.019.109	120.138.725	133.856.783	13.718.058	10,25%
		0,09%	89,66%	89,75%	100,00%	10,25%	9,19%

AGOSTO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.100	8.595.173	8.597.273	9.513.714	916.441	9,63%
2	C5	1.680	8.916.368	8.918.048	9.744.517	826.469	8,48%
3	A2	43.770	6.815.195	6.858.965	7.047.865	188.900	2,68%
4	T2	1.228	6.869.721	6.870.949	7.671.174	800.225	10,43%
5	R2	990	6.631.138	6.632.128	7.102.652	470.524	6,62%
6	P2	1.177	3.834.759	3.835.936	4.299.045	463.109	10,77%
7	C2	971	6.798.082	6.799.053	7.579.216	780.162	10,29%
8	C3	6.857	8.790.259	8.797.116	9.369.469	572.353	6,11%
9	C4	3.720	3.621.678	3.625.397	4.137.898	512.500	12,39%
10	M3	660	3.517.321	3.517.981	4.014.801	496.819	12,37%
11	P1	480	2.795.994	2.796.474	3.103.995	307.521	9,91%
12	C6	1.208	10.163.428	10.164.636	12.209.050	2.044.414	16,75%
13	K2	7.030	9.879.088	9.886.118	12.114.692	2.228.575	18,40%
14	E1	1.743	7.279.506	7.281.249	7.864.230	582.981	7,41%
15	T1	19.841	6.658.941	6.678.781	7.411.038	732.257	9,88%
16	R1	4.149	13.325.597	13.329.746	15.670.090	2.340.343	14,94%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.004	5.085.539	5.088.543	5.750.447	661.905	11,51%
		100.607	119.577.788	119.678.395	134.603.891	14.925.496	11,09%
		0,07%	88,84%	88,91%	100,00%	11,09%	9,92%

SEPTIEMBRE

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.045	8.350.507	8.352.552	9.133.501	780.948	8,55%
2	C5	1.620	8.667.961	8.669.581	9.416.721	747.140	7,93%
3	A2	44.426	6.433.888	6.478.314	6.905.191	426.877	6,18%
4	T2	1.233	6.645.717	6.646.950	7.369.583	722.633	9,81%
5	R2	1.050	6.393.003	6.394.053	7.001.415	607.362	8,67%
6	P2	999	3.700.072	3.701.071	4.189.820	488.749	11,67%
7	C2	1.080	6.646.627	6.647.707	7.220.228	572.522	7,93%
8	C3	7.044	8.514.896	8.521.940	9.137.560	615.620	6,74%
9	C4	4.100	3.579.424	3.583.524	4.100.248	516.724	12,60%
10	M3	690	3.387.658	3.388.348	3.943.117	554.770	14,07%
11	P1	480	2.674.163	2.674.643	3.030.075	355.432	11,73%
12	C6	1.242	9.341.139	9.342.381	11.226.012	1.883.632	16,78%
13	K2	7.917	9.944.316	9.952.233	12.355.117	2.402.885	19,45%
14	E1	1.718	7.105.076	7.106.794	7.751.395	644.601	8,32%
15	T1	20.306	6.502.884	6.523.190	7.294.741	771.551	10,58%
16	R1	4.346	13.203.927	13.208.273	15.510.643	2.302.369	14,84%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.054	4.987.881	4.990.934	5.546.775	555.841	10,02%
		103.350	116.079.138	116.182.488	131.132.143	14.949.655	11,40%
		0,08%	88,52%	88,60%	100,00%	11,40%	10,33%

OCTUBRE

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.020	6.771.474	6.773.494	7.593.147	819.653	10,79%
2	C5	1.650	8.578.375	8.580.025	10.015.480	1.435.455	14,33%
3	A2	42.634	6.738.500	6.781.134	6.993.328	212.194	3,03%
4	T2	1.717	6.537.314	6.539.031	7.312.393	773.362	10,58%
5	R2	1.020	6.581.935	6.582.955	7.188.543	605.587	8,42%
6	P2	918	3.778.855	3.779.773	4.744.939	965.166	20,34%
7	C2	1.020	6.723.397	6.724.417	7.578.799	854.381	11,27%
8	C3	6.169	8.149.469	8.155.638	9.191.866	1.036.228	11,27%
9	C4	3.452	3.702.428	3.705.880	4.161.123	455.242	10,94%
10	M3	1.440	4.045.604	4.047.044	4.545.529	498.485	10,97%
11	P1	450	2.732.885	2.733.335	3.097.949	364.614	11,77%
12	C6	1.146	9.088.874	9.090.020	11.186.187	2.096.167	18,74%
13	K2	7.936	10.988.906	10.996.842	13.116.188	2.119.345	16,16%
14	E1	2.337	7.042.479	7.044.816	7.668.915	624.099	8,14%
15	T1	17.376	6.709.023	6.726.399	7.411.244	684.845	9,24%
16	R1	3.946	13.615.036	13.618.982	15.834.537	2.215.555	13,99%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	2.717	5.351.757	5.354.474	5.908.923	554.449	9,38%
		97.948	117.136.312	117.234.260	133.549.087	16.314.827	12,22%
		0,07%	87,71%	87,78%	100,00%	12,22%	11,08%

NOVIEMBRE

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.670	8.066.282	8.068.952	8.569.401	500.449	5,84%
2	C5	1.980	8.159.761	8.161.741	9.018.600	856.860	9,50%
3	A2	49.599	6.216.315	6.265.914	6.553.464	287.550	4,39%
4	T2	1.938	6.571.502	6.573.440	7.124.390	550.951	7,73%
5	R2	1.320	6.081.006	6.082.326	6.611.840	529.513	8,01%
6	P2	1.184	3.620.354	3.621.538	4.213.053	591.515	14,04%
7	C2	1.434	6.671.325	6.672.759	7.229.763	557.005	7,70%
8	C3	7.234	8.255.880	8.263.114	8.663.954	400.840	4,63%
9	C4	4.836	3.573.906	3.578.743	4.038.403	459.660	11,38%
10	M3	840	3.335.024	3.335.864	4.609.247	1.273.382	27,63%
11	P1	590	2.665.969	2.666.559	2.940.223	273.664	9,31%
12	C6	1.477	7.967.925	7.969.402	9.655.895	1.686.493	17,47%
13	K2	9.687	11.236.706	11.246.392	13.577.493	2.331.101	17,17%
14	E1	2.610	6.764.292	6.766.902	7.135.925	369.023	5,17%
15	T1	22.269	6.456.568	6.478.837	7.184.588	705.752	9,82%
16	R1	4.974	12.898.540	12.903.514	15.203.280	2.299.766	15,13%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.371	5.231.638	5.235.009	5.708.192	473.184	8,29%
		118.013	113.772.992	113.891.004	128.037.711	14.146.707	11,05%
		0,09%	88,86%	88,95%	100,00%	11,05%	10,18%

DICIEMBRE

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	1.963	8.309.980	8.311.943	9.003.445	691.502	7,68%
2	C5	1.560	8.453.374	8.454.934	9.406.771	951.838	10,12%
3	A2	37.476	6.246.614	6.284.090	6.972.659	688.570	9,88%
4	T2	1.520	6.248.200	6.249.720	7.247.511	997.791	13,77%
5	R2	990	6.530.658	6.531.648	6.719.125	187.477	2,79%
6	P2	929	3.720.474	3.721.403	4.255.114	533.711	12,54%
7	C2	1.025	6.847.188	6.848.213	7.325.839	477.625	6,52%
8	C3	5.802	8.667.558	8.673.360	9.280.823	607.462	6,55%
9	C4	3.838	3.678.861	3.682.699	4.112.800	430.101	10,46%
10	M3	990	3.445.554	3.446.544	3.967.028	520.484	13,12%
11	P1	450	2.675.382	2.675.832	2.973.278	297.446	10,00%
12	C6	1.626	8.273.665	8.275.291	9.480.992	1.205.701	12,72%
13	K2	7.614	11.527.129	11.534.743	14.233.810	2.699.067	18,96%
14	E1	2.016	7.305.960	7.307.976	7.550.150	242.174	3,21%
15	T1	15.613	6.629.915	6.645.528	7.137.645	492.118	6,89%
16	R1	3.787	12.405.050	12.408.837	15.705.697	3.296.861	20,99%
17	A1		-	-	-	-	0,00%
18	V1	2.669	5.212.521	5.215.190	5.781.850	566.660	9,80%
		89.868	116.178.082	116.267.951	131.154.538	14.886.587	11,35%
		0,07%	88,58%	88,65%	100,00%	11,35%	9,78%

ENERO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.115	8.114.664	8.116.779	9.035.776	918.997	10,17%
2	C5	1.680	8.229.883	8.231.563	9.022.742	791.178	8,77%
3	A2	40.318	6.905.673	6.945.991	7.310.245	364.254	4,98%
4	T2	2.275	6.209.303	6.211.578	6.855.116	643.538	9,39%
5	R2	1.050	6.328.023	6.329.073	6.863.187	534.114	7,78%
6	P2	1.077	3.749.103	3.750.180	4.207.352	457.172	10,87%
7	C2	1.133	6.664.480	6.665.613	7.249.666	584.053	8,06%
8	C3	6.319	8.488.469	8.494.788	9.102.686	607.898	6,68%
9	C4	3.973	3.584.721	3.588.694	4.081.245	492.551	12,07%
10	M3	990	3.432.148	3.433.138	3.951.038	517.900	13,11%
11	P1	480	2.578.065	2.578.545	2.926.300	347.755	11,88%
12	C6	1.182	9.070.028	9.071.210	10.767.185	1.695.975	15,75%
13	K2	7.564	11.163.641	11.171.206	13.844.047	2.672.841	19,31%
14	E1	2.035	7.007.911	7.009.946	7.628.330	618.384	8,11%
15	T1	20.202	6.489.144	6.509.347	7.388.094	878.747	11,89%
16	R1	3.806	12.241.572	12.245.378	14.371.072	2.125.694	14,79%
17	A1		-	-	-	-	0,00%
18	V1	3.074	4.968.175	4.971.249	5.570.568	599.319	10,76%
		99.273	115.225.003	115.324.276	130.174.646	14.850.369	11,41%
		0,08%	88,52%	88,59%	100,00%	11,41%	10,24%

FEBRERO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	1.872	7.489.266	7.491.138	8.202.672	711.534	8,67%
2	C5	1.260	7.741.246	7.742.506	8.485.687	743.181	8,76%
3	A2	37.216	6.354.898	6.392.114	6.787.622	395.508	5,83%
4	T2	2.123	5.591.891	5.594.014	6.272.990	678.976	10,82%
5	R2	1.020	5.785.402	5.786.422	6.336.897	550.475	8,69%
6	P2	929	3.362.532	3.363.461	3.872.875	509.414	13,15%
7	C2	964	6.051.407	6.052.371	6.636.107	583.737	8,80%
8	C3	6.130	7.720.527	7.726.657	8.196.753	470.096	5,74%
9	C4	3.912	3.239.755	3.243.667	3.716.883	473.215	12,73%
10	M3	690	3.140.286	3.140.976	3.620.776	479.799	13,25%
11	P1	440	2.369.576	2.370.016	2.693.067	323.050	12,00%
12	C6	1.110	8.516.994	8.518.104	10.048.568	1.530.464	15,23%
13	K2	7.085	10.221.042	10.228.127	12.557.579	2.329.452	18,55%
14	E1	1.921	6.484.193	6.486.114	6.964.825	478.711	6,87%
15	T1	20.408	5.991.051	6.011.460	6.749.810	738.350	10,94%
16	R1	3.866	11.064.601	11.068.467	13.031.080	1.962.613	15,06%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.048	4.520.177	4.523.225	5.051.120	527.895	10,45%
		93.994	105.644.844	105.738.839	119.225.310	13.486.471	11,31%
		0,08%	88,61%	88,69%	100,00%	11,31%	10,31%

MARZO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	1.921	8.520.703	8.522.624	9.212.960	690.336	7,49%
2	C5	1.830	8.764.791	8.766.621	9.523.912	757.291	7,95%
3	A2	42.159	7.142.946	7.185.105	7.710.670	525.565	6,82%
4	T2	2.128	6.259.157	6.261.285	6.924.760	663.476	9,58%
5	R2	1.080	6.640.734	6.641.814	7.246.901	605.087	8,35%
6	P2	1.039	3.778.568	3.779.607	4.288.129	508.522	11,86%
7	C2	1.144	6.911.160	6.912.304	7.499.975	587.671	7,84%
8	C3	6.438	8.552.585	8.559.023	9.197.556	638.534	6,94%
9	C4	4.221	3.749.871	3.754.092	4.176.688	422.595	10,12%
10	M3	1.170	3.504.199	3.505.369	4.021.430	516.061	12,83%
11	P1	500	2.691.841	2.692.341	2.995.242	302.900	10,11%
12	C6	1.329	9.756.524	9.757.853	11.149.293	1.391.440	12,48%
13	K2	7.573	11.814.044	11.821.617	14.376.386	2.554.768	17,77%
14	E1	2.414	7.307.686	7.310.100	7.906.848	596.748	7,55%
15	T1	16.569	6.798.849	6.815.418	7.661.719	846.301	11,05%
16	R1	4.439	12.666.273	12.670.712	14.596.650	1.925.938	13,19%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.421	5.178.804	5.182.225	5.601.800	419.575	7,49%
		99.375	120.038.734	120.138.109	134.090.917	13.952.807	10,41%
		0,07%	89,52%	89,59%	100,00%	10,41%	9,41%

ABRIL

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.354	8.123.213	8.125.567	8.885.719	760.152	8,55%
2	C5	1.860	8.340.646	8.342.506	9.234.821	892.315	9,66%
3	A2	40.792	7.201.359	7.242.151	7.837.374	595.222	7,59%
4	T2	1.809	6.072.842	6.074.651	6.485.051	410.400	6,33%
5	R2	1.110	6.675.814	6.676.924	7.206.896	529.972	7,35%
6	P2	965	3.656.808	3.657.773	4.195.853	538.079	12,82%
7	C2	1.117	6.799.110	6.800.227	7.450.179	649.952	8,72%
8	C3	6.228	8.127.891	8.134.119	8.866.674	732.556	8,26%
9	C4	4.091	3.572.806	3.576.898	4.055.173	478.275	11,79%
10	M3	1.020	3.377.976	3.378.996	3.901.717	522.721	13,40%
11	P1	490	2.579.100	2.579.590	2.921.242	341.652	11,70%
12	C6	1.360	9.954.312	9.955.672	11.195.900	1.240.229	11,08%
13	K2	7.171	11.217.066	11.224.237	13.708.531	2.484.295	18,12%
14	E1	2.130	7.151.189	7.153.319	7.550.160	396.841	5,26%
15	T1	18.402	6.505.188	6.523.589	7.155.303	631.714	8,83%
16	R1	4.101	11.999.479	12.003.580	14.044.640	2.041.060	14,53%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.146	4.624.870	4.628.016	4.851.803	223.787	4,61%
		98.145	115.979.670	116.077.815	129.547.035	13.469.220	10,40%
		0,08%	89,53%	89,60%	100,00%	10,40%	9,37%

MAYO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.084	8.567.621	8.569.705	9.494.365	924.660	9,74%
2	C5	1.830	9.317.023	9.318.853	9.783.400	464.547	4,75%
3	A2	44.019	7.391.373	7.435.392	8.396.219	960.826	11,44%
4	T2	1.309	6.258.800	6.260.109	6.474.544	214.435	3,31%
5	R2	1.080	6.864.349	6.865.429	7.528.935	663.506	8,81%
6	P2	1.013	3.820.671	3.821.684	4.323.702	502.017	11,61%
7	C2	1.056	7.110.008	7.111.064	7.801.592	690.527	8,85%
8	C3	6.326	8.550.490	8.556.816	9.177.863	621.047	6,77%
9	C4	4.084	3.713.286	3.717.369	4.180.135	462.766	11,07%
10	M3	1.020	3.416.433	3.417.453	4.005.056	587.603	14,67%
11	P1	470	2.735.591	2.736.061	3.068.400	332.339	10,83%
12	C6	1.296	10.874.588	10.875.884	12.386.884	1.511.000	12,20%
13	K2	8.854	11.836.176	11.845.030	14.174.378	2.329.348	16,43%
14	E1	2.047	7.466.937	7.468.984	7.971.248	502.263	6,30%
15	T1	22.251	5.812.387	5.834.639	6.807.707	973.068	14,29%
16	R1	4.231	12.531.219	12.535.450	14.554.677	2.019.228	13,87%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.496	4.460.442	4.463.938	5.049.640	585.702	11,60%
		106.466	120.727.395	120.833.861	135.178.743	14.344.882	10,61%
		0,08%	89,31%	89,39%	100,00%	10,61%	9,81%

JUNIO

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	2.314	8.733.731	8.736.045	9.649.870	913.825	9,47%
2	C5	1.740	9.093.424	9.095.164	10.136.087	1.040.924	10,27%
3	A2	46.881	7.347.800	7.394.681	8.032.351	637.670	7,94%
4	T2	1.964	6.118.426	6.120.390	6.994.784	874.394	12,50%
5	R2	1.140	6.809.927	6.811.067	7.626.954	815.887	10,70%
6	P2	1.116	3.744.690	3.745.806	4.359.684	613.878	14,08%
7	C2	1.160	7.183.413	7.184.573	7.844.737	660.164	8,42%
8	C3	6.659	8.513.312	8.519.971	9.211.213	691.242	7,50%
9	C4	4.258	3.577.841	3.582.100	4.187.930	605.830	14,47%
10	M3	1.140	3.460.451	3.461.591	4.065.248	603.657	14,85%
11	P1	490	2.624.408	2.624.898	3.077.131	452.233	14,70%
12	C6	1.506	10.379.310	10.380.816	12.468.511	2.087.695	16,74%
13	K2	9.186	12.016.999	12.026.185	14.659.636	2.633.452	17,96%
14	E1	2.283	6.081.762	6.084.045	7.396.277	1.312.233	17,74%
15	T1	21.618	6.595.399	6.617.017	6.906.983	289.966	4,20%
16	R1	4.610	12.227.719	12.232.329	14.525.195	2.292.866	15,79%
17	A1			-	-	-	0,00%
18	V1	3.542	4.816.788	4.820.330	5.485.955	665.625	12,13%
		111.608	119.325.399	119.437.007	136.628.547	17.191.540	12,58%
		0,08%	87,34%	87,42%	100,00%	12,58%	11,64%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-O: Balance de energía por zonas geográficas (julio 2017 – junio 2018)

ZONA	JULIO				
	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	4.736	17.863.815	19.771.862	1.908.047	9,65%
LPC	57.084	24.269.026	25.915.142	1.646.116	6,35%
LPN	14.387	25.727.782	28.073.423	2.345.640	8,36%
EAS	10.317	19.913.134	23.763.077	3.849.943	16,20%
EAC	24.746	14.121.929	15.186.832	1.064.903	7,01%
EAN	4.795	13.351.594	15.690.245	2.338.651	14,91%
VIP	3.552	4.891.445	5.456.202	564.757	10,35%
TOTAL	119.617	120.138.725	133.856.783	13.718.058	10,25%

AGOSTO					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.780	17.515.321	19.258.231	1.742.910	9,05%
LPC	47.165	24.197.979	26.120.735	1.922.756	7,36%
LPN	12.688	25.536.022	28.205.378	2.669.355	9,46%
EAS	8.238	20.050.754	24.323.742	4.272.988	17,57%
EAC	21.584	13.960.030	15.275.268	1.315.238	8,61%
EAN	4.149	13.329.746	15.670.090	2.340.343	14,94%
VIP	3.004	5.088.543	5.750.447	661.905	11,51%
TOTAL	100.607	119.678.395	134.603.891	14.925.496	11,09%

SEPTIEMBRE					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.665	17.022.134	18.550.222	1.528.088	8,24%
LPC	47.708	23.220.388	25.466.009	2.245.621	8,82%
LPN	13.394	24.816.161	27.431.228	2.615.067	9,53%
EAS	9.159	19.294.613	23.581.130	4.286.516	18,18%
EAC	22.024	13.629.984	15.046.136	1.416.152	9,41%
EAN	4.346	13.208.273	15.510.643	2.302.369	14,84%
VIP	3.054	4.990.934	5.546.775	555.841	10,02%
TOTAL	103.350	116.182.488	131.132.143	14.949.655	11,40%

OCTUBRE					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.670	15.353.518	17.608.626	2.255.108	12,81%
LPC	46.289	23.682.894	26.239.203	2.556.309	9,74%
LPN	12.531	25.366.314	28.575.265	3.208.951	11,23%
EAS	9.082	20.086.863	24.302.375	4.215.513	17,35%
EAC	19.713	13.771.215	15.080.159	1.308.943	8,68%
EAN	3.946	13.618.982	15.834.537	2.215.555	13,99%
VIP	2.717	5.354.474	5.908.923	554.449	9,38%
TOTAL	97.948	117.234.260	133.549.087	16.314.827	12,22%

NOVIEMBRE					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	4.650	16.230.693	17.588.002	1.357.309	7,72%
LPC	54.041	22.543.218	24.502.747	1.959.529	8,00%
LPN	14.934	24.517.038	27.481.590	2.964.551	10,79%
EAS	11.164	19.215.794	23.233.388	4.017.594	17,29%
EAC	24.879	13.245.739	14.320.513	1.074.774	7,51%
EAN	4.974	12.903.514	15.203.280	2.299.766	15,13%
VIP	3.371	5.235.009	5.708.192	473.184	8,29%
TOTAL	118.013	113.891.004	128.037.711	14.146.707	11,05%

DICIEMBRE					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.523	16.766.877	18.410.216	1.643.339	8,93%
LPC	40.915	22.786.860	25.194.410	2.407.549	9,56%
LPN	12.105	25.326.649	27.659.768	2.333.119	8,44%
EAS	9.240	19.810.034	23.714.802	3.904.768	16,47%
EAC	17.629	13.953.504	14.687.795	734.291	5,00%
EAN	3.787	12.408.837	15.705.697	3.296.861	20,99%
VIP	2.669	5.215.190	5.781.850	566.660	9,80%
TOTAL	89.868	116.267.951	131.154.538	14.886.587	11,35%

ENERO					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.795	16.348.342	18.058.518	1.710.175	9,47%
LPC	44.720	23.236.821	25.235.899	1.999.078	7,92%
LPN	12.895	24.760.777	27.310.934	2.550.157	9,34%
EAS	8.746	20.242.415	24.611.232	4.368.816	17,75%
EAC	22.237	13.519.293	15.016.424	1.497.131	9,97%
EAN	3.806	12.245.378	14.371.072	2.125.694	14,79%
VIP	3.074	4.971.249	5.570.568	599.319	10,76%
TOTAL	99.273	115.324.276	130.174.646	14.850.369	11,41%

FEBRERO					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.132	15.233.644	16.688.360	1.454.716	8,72%
LPC	41.288	21.136.010	23.270.383	2.134.373	9,17%
LPN	12.136	22.533.688	24.863.585	2.329.897	9,37%
EAS	8.195	18.746.231	22.606.147	3.859.916	17,07%
EAC	22.329	12.497.574	13.714.635	1.217.061	8,87%
EAN	3.866	11.068.467	13.031.080	1.962.613	15,06%
VIP	3.048	4.523.225	5.051.120	527.895	10,45%
TOTAL	93.994	105.738.839	119.225.310	13.486.471	11,31%

MARZO					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.751	17.289.245	18.736.872	1.447.627	7,73%
LPC	46.406	23.867.811	26.170.460	2.302.649	8,80%
LPN	13.473	25.423.129	27.890.890	2.467.761	8,85%
EAS	8.902	21.579.471	25.525.679	3.946.208	15,46%
EAC	18.983	14.125.517	15.568.566	1.443.049	9,27%
EAN	4.439	12.670.712	14.596.650	1.925.938	13,19%
VIP	3.421	5.182.225	5.601.800	419.575	7,49%
TOTAL	99.375	120.138.109	134.090.917	13.952.807	10,41%

ABRIL					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	4.214	16.468.073	18.120.540	1.652.466	9,12%
LPC	44.676	23.651.500	25.725.174	2.073.674	8,06%
LPN	12.946	24.469.829	27.194.985	2.725.156	10,02%
EAS	8.531	21.179.908	24.904.432	3.724.524	14,96%
EAC	20.532	13.676.908	14.705.463	1.028.555	6,99%
EAN	4.101	12.003.580	14.044.640	2.041.060	14,53%
VIP	3.146	4.628.016	4.851.803	223.787	4,61%
TOTAL	98.145	116.077.815	129.547.035	13.469.220	10,40%

MAYO					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	3.914	17.888.558	19.277.765	1.389.207	7,21%
LPC	47.421	24.382.614	26.723.399	2.340.785	8,76%
LPN	12.956	25.538.764	28.233.045	2.694.281	9,54%
EAS	10.150	22.720.914	26.561.262	3.840.348	14,46%
EAC	24.298	13.303.623	14.778.955	1.475.332	9,98%
EAN	4.231	12.535.450	14.554.677	2.019.228	13,87%
VIP	3.496	4.463.938	5.049.640	585.702	11,60%
TOTAL	106.466	120.833.861	135.178.743	14.344.882	10,61%

JUNIO					
ZONA	Consumo Interno [kWh]	Total Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
LPS	4.054	17.831.208	19.785.957	1.954.749	9,88%
LPC	51.101	24.071.944	27.013.773	2.941.829	10,89%
LPN	13.707	25.373.133	28.386.259	3.013.126	10,61%
EAS	10.692	22.407.001	27.128.147	4.721.147	17,40%
EAC	23.901	12.701.062	14.303.260	1.602.199	11,20%
EAN	4.610	12.232.329	14.525.195	2.292.866	15,79%
VIP	3.542	4.820.330	5.485.955	665.625	12,13%
TOTAL	111.608	119.437.007	136.628.547	17.191.540	12,58%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-P: Balance de energía acumulativo anual – Zona Geográfica

ACUMULADO - ANUAL ZONAS						
ZONA	Total Pérdidas MT [kWh]	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [kWh]
LPS	5.950.346	46.884	201.764.544	221.855.169	20.043.741	9,03%
LPC	5.873.882	568.814	280.478.252	307.577.333	26.530.267	8,63%
LPN	6.791.491	158.153	299.231.134	331.306.349	31.917.062	9,63%
EAS	8.312.024	112.416	245.134.716	294.255.413	49.008.281	16,66%
EAC	4.765.273	262.855	162.243.522	177.684.006	15.177.629	8,54%
EAN	6.375.299	51.050	151.525.813	178.737.807	27.160.944	15,20%
VIP	2.139.828	38.092	59.326.485	65.763.275	6.398.698	9,73%
TOTAL	40.208.143	1.238.265	1.399.704.466	1.577.179.352	176.236.622	11,17%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-Q: Balance de energía acumulativo anual – Subestaciones

ACUMULADO - ANUAL S/E

Nro	Cod.	Consumo Interno [kWh]	Ventas [kWh]	Compras [kWh]	Total Pérdidas [kWh]	Total Pérdidas [%]
1	B1	25.854	98.451.798	108.208.370	9.730.718	8,99%
2	C5	21.030	103.312.746	113.646.800	10.313.023	9,07%
3	A2	521.991	81.502.750	87.549.781	5.525.040	6,31%
4	T2	21.040	76.366.833	84.447.777	8.059.904	9,54%
5	R2	13.260	78.014.789	84.298.877	6.270.828	7,44%
6	P2	12.523	44.593.880	51.280.898	6.674.495	13,02%
7	C2	13.217	81.263.776	88.807.356	7.530.362	8,48%
8	C3	78.837	101.151.602	108.717.366	7.486.927	6,89%
9	C4	48.829	43.181.745	49.065.563	5.834.988	11,89%
10	M3	11.430	41.626.125	48.591.805	6.954.250	14,31%
11	P1	5.840	32.007.886	36.124.260	4.110.534	11,38%
12	C6	15.928	113.544.698	133.798.716	20.238.090	15,13%
13	K2	96.488	131.590.019	160.456.698	28.770.191	17,93%
14	E1	26.689	84.368.488	91.276.307	6.881.130	7,54%
15	T1	236.166	77.875.034	86.407.699	8.296.498	9,60%
16	R1	51.050	151.525.813	178.737.807	27.160.944	15,20%
18	V1	38.092	59.326.485	65.763.275	6.398.698	9,73%
		1.238.265	1.399.704.466	1.577.179.352	176.236.622	11,17%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 6-R: Pérdidas totales en Transformadores de Potencia

Las pérdidas totales en vacío y en carga

- Auto – transformador (monofásico o trifásico), las pérdidas totales máximas 0,30% de la potencia nominal del auto-transformador.
- Transformador (monofásico o trifásico), las pérdidas totales máximas de acuerdo a la siguiente tabla:

Sn – Potencia Nominal máxima Potencia Trifásica MVA	Pérdidas Totales Máxima %
5 < Sn < 30	0,70
30 < Sn < 50	0,60
50 < Sn < 100	0,50
5 < Sn < 30	0,40
5 < Sn < 30	0,30

Fuente: ABB

ANEXO 6-S: Especificación técnica de transformadores de distribución

Especificación técnica – Transformadores Trifásicos de distribución

Datos técnicos garantizados

DESCRIPCIÓN	UNIDAD
DATOS GENERALES	
País de origen	-
Fabricante	-
No. de catalogo	-
Normas de Fabricación	-
Altura máxima de instalación	msnm
Tipo de refrigeración	-
Clase de instalación	-
Clase de servicio	-
Frecuencia nominal	Hz
CARACTERÍSTICAS NOMINALES	
Potencia nominal	kVA
Número de fases	-
Número de pasatapas lado primario	-
Número de pasatapas lado secundario + neutro	-
Tensión nominal del primario	V
Tensión nominal del secundario	V
Grupo de conexión	
Regulación primaria en los puntos de regulación	%
Núcleo	-
Material del devanado primario	-
Material del devanado secundario	-
Clase y material aislante para devanado primario y secundario	-
Nivel de ruido	dB
NIVEL DE AISLAMIENTO INTERNO	
TENSIÓN SOPORTADA TIPO RAYO (1,2/50μs) BIL	
Bobinado primario	Kv(cresta)
Bobinado secundario	Kv(cresta)
TENSIÓN SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL	
Bobinado primario	Kv(cresta)
Bobinado secundario	Kv(cresta)
NIVEL DE AISLAMIENTO EXTERNO	
TENSIÓN SOPORTADA TIPO RAYO (1,2/50μs) BIL	
Pasatapas primario	Kv(cresta)
Pasatapas secundario	Kv(cresta)
TENSIÓN SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL	
Bobinado primario	Kv(cresta)
Bobinado secundario	Kv(cresta)
PÉRDIDAS	
Pérdidas en vacío (toma central)	W
Pérdidas bajo carga (toma central)	W
Pérdidas totales (toma central)	W

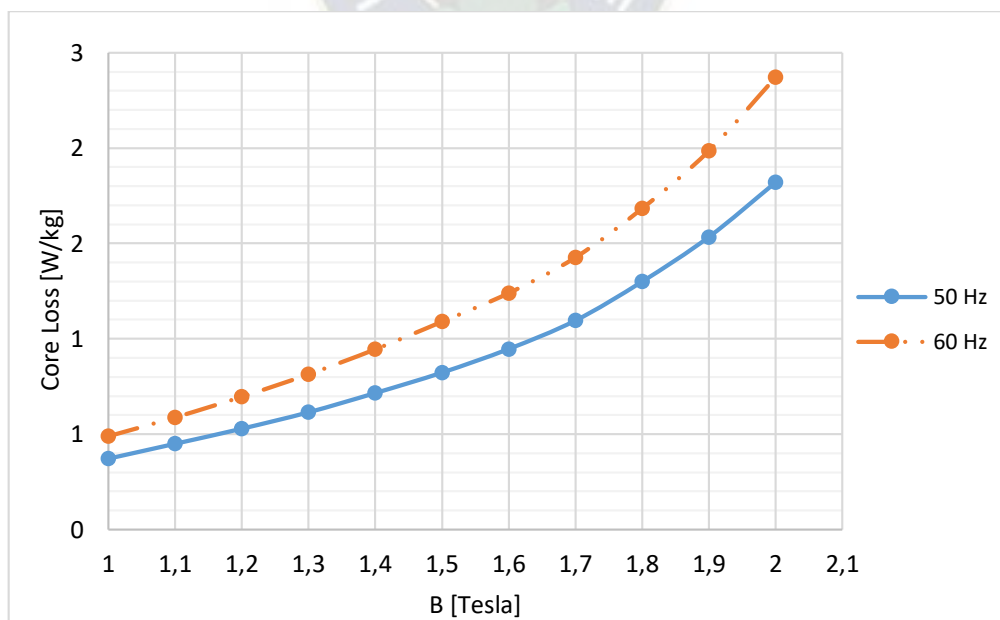
CORTO CIRCUITO	
Impedancia de cortocircuito	%
Aptitud para soportar cortocircuito	-
CALENTAMIENTO	
Temperatura promedio de bobinas	°C
Temperatura punto más caliente	°C
Temperatura de aceite superior	°C
Sistema de expansión de aceite	-
CARACTERÍSTICAS ACEITE MINERAL AISLANTE	
Fabricante	-
País de origen	-
Designación (según fabricante)	-
Aceite Mineral aislante	-
Tipo (según ASTM D-3487)	-
DATOS DE COMPONENTES Y ACCESORIOS	
Indicador de nivel de aceite	Si/No
Dispositivo de colocación en poste	-
Dispositivo para levantar el transformador	Si/No
Cubierta metálica para el cambiador de tomas	Si/No
Cubierta metálica para el cambiador de conexionado	Si/No
Placa de características	Si/No
PASATAPAS DE MEDIA TENSIÓN	
Fabricante	
País de origen	
Catálogo	
Norma de fabricación	
Designación de bornes	
Color	
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVA
Corriente Nominal	A
Longitud total de pasatapas	mm
Fijación a la cuba	-
Distancia de fuga mínima	mm/kV
Conectores de los terminales que acepten conductores de cobre y aluminio	Si/No
Tipo de conectores de los terminales	-
PASATAPAS DE BAJA TENSIÓN	
Fabricante	-
País de origen	-
Catálogo	-
Designación de los bornes	-
Norma de fabricación	-
Corriente nominal	A
Fijación a la cuba	-
Terminales	-
Tipo de terminales	-
VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN	
Fabricante	-
Ubicación de instalación	-

Valor de sobrepresión para 4.000 msnm	-
CONMUTADORES	
Cambiador de conexiones estrella – triángulo	Si/No
Cambiador de tomas para regulación	Si/No
TERMINALES DE PUESTA A TIERRA	
Cantidad	Si/No
Material y características	Si/No
DIMENSIONES Y PESO	
Dimensiones Máximas (incluyendo radiadores, Alto, Largo, Ancho)	mm
Cantidad de litros de aceite	L
Peso total (incluyendo aceite y accesorios)	kg
Distancia mínima entre pasatapas de MT al poste	mm

Fuente: Especificación técnica, transformadores trifásicos de distribución DELAPAZ

- Las pérdidas en el transformador energizado sin carga, en kW, corregidas a una temperatura de referencia de 20°C deberán estar de acuerdo con lo establecido en la norma ANSI C57.12.00 y ANSI C57.12.90.
- Las pérdidas con carga del transformador a potencia nominal, en kW, corregidas a una temperatura de referencia de 85°C deberán estar de acuerdo con la norma ANSI C57.12.00 y ANSI C57.12.90.
- Las pérdidas de potencia en vacío y carga deberán estar referidas a la tensión y potencia nominales del transformador.

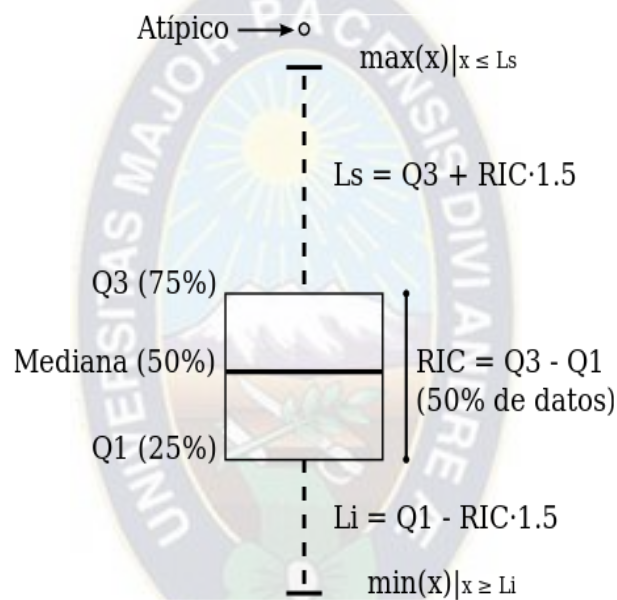
ANEXO 6-T: Pérdidas de potencia a diferente inducción en Tesla



Fuente: IEEE “Core Loss Characteristics Analysis of Power Transformer Under Different Frequencies Excitation”

ANEXO 6-U: Diagrama de cajas y bigotes

El diagrama de caja (box plot), es un tipo de gráfico que utiliza cuartiles para representar un conjunto de datos, fue introducido por Jhon W. Tukey en 1969, este diagrama permite observar la distribución de datos dentro de una variable y sus principales características: mediana, dispersión, simetría y tamaño de las colas o bigotes. A diferencia de los histogramas que requieren un tamaño de muestra de al menos 30 casos para ser útiles, los gráficos pueden ser contruidos con tan solo 5 casos y aportan más detalles de las colas de distribución. Representa la información que se observa a continuación:



Anatomía – Diagrama de cajas y bigotes

Fuente: <https://www.qvision.es>

CONSTRUCCIÓN

Una gráfica de este tipo consiste en una caja rectangular, donde los lados más largos muestran el recorrido intercuartílico. Para su realización se presenta tres cuartiles y los valores mínimo y máximo de los datos sobre un rectángulo alineado horizontal o verticalmente.

- **Mediana**, es el valor que deja la mitad de los casos por encima y a la otra mitad por debajo.
- **Primer Cuartil**, el 25% de los casos se encuentra por debajo de este valor.
- **Tercer Cuartil**, el 75% de los casos se encuentra por encima de este valor.
- **Rango Intercuartílico (RIC)**, es la diferencia entre el tercer y el primer cuartil.

- **Límite Superior o Inferior (Ls o Li)**, Ls contiene los casos por encima de Q3 más de 1,5 veces el rango intercuartílico o Li por debajo de $Q1 - 1,5 * RIC$, cuando los valores no son posibles en lugar de emplear la aproximación anterior se escogen los valores máximos o mínimos de la muestra.
- **Valores Atípicos**, son aquellos que están más allá de los límites inferior y superior. Cuando los valores atípicos están más allá de 3 veces el RIC en lugar de 1,5 son denominados valores externos.

GRÁFICO DE CAJAS Y BIGOTES EN EXCEL

Actualmente existe paquetes computacionales los cuales brindan diferentes herramientas, para facilitar el procedimiento largos, que demandarían más tiempo en su desarrollo. Gracias a estas herramientas es posible reducir los tiempos para realizar cálculos de una significativa base de datos. En Excel se tiene esta opción de insertar un gráfico de cajas y bigotes estadísticas, previa selección de datos a ser analizados. Los parámetros de esta herramienta son descritos en el siguiente cuadro:

Parámetros de cajas y bigotes en Excel

Opciones	Descripción
Ancho del rango	Controla el rango entre las distintas categorías.
Mostrar puntos interiores	Muestra los puntos de datos que encuentran entre la línea inferior y superior del bigote.
Mostrar puntos del contorno	Muestra los puntos del contorno que se encuentran por debajo de la línea inferior o por encima de la línea superior del bigote.
Mostrar marcadores medios	Muestra el marcador medio de la serie seleccionada.
Mostrar línea media	Muestra la línea que conecta las medias de las cajas de la serie seleccionada.
Cálculo del cuartil	Existen dos métodos para calcular la media: Ambos inclusive mediana- La mediana se incluye en el cálculo si N (el número de valores de los datos) es impar Mediana Exclusivo: La mediana es excluido del cálculo si N (el número de valores de los datos) es impar

Fuente: <https://enlamentedeachenwall.blogspot.com>