



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN  
ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA EN GUATEMALA**

**Edgar David Chis Boror**

Asesorado por el Ing. Armando Gálvez Castillo

Guatemala, marzo de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN  
ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**EDGAR DAVID CHIS BOROR**

ASESORADO POR EL ING. ARMANDO GÁLVEZ CASTILLO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Esdras Feliciano Miranda Orozco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA EN GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 6 de octubre de 2020.

**Edgar David Chis Boror**

Guatemala, 30 de enero de 2022

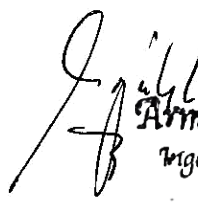
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Rivera:

Por este medio hago constar que he revisado y aprobado el trabajo de graduación del estudiante **Edgar David Chis Boror**, de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Registro Académico No. **201213622** y CUI **2156 97960 0101**, el cual lleva como título: **PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA EN GUATEMALA.**

Ante lo expuesto considero que el trabajo de graduación cumple con los requisitos establecidos, siendo, el estudiante en calidad de autor y mi persona en calidad de asesor responsables por el contenido y conclusiones de este trabajo de tesis. Hago de su conocimiento esta información a efecto de continuar con el trámite respectivo.

Atentamente,



**Armando Gálvez Castillo**  
Ingeniero Mecánico Electricista  
Colegiado No. 2162

Ing. Armando Gálvez Castillo  
Ingeniero Mecánico Electricista  
Colegiado 2162  
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 25 de febrero de 2022

Ingeniero  
Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE  
ENERGÍA EN GUATEMALA**

del estudiante EDGAR DAVID CHIS BOROR, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA

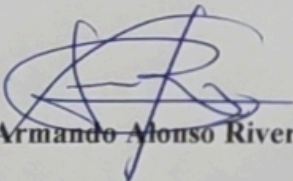


FACULTAD DE INGENIERÍA



REF. EIME 08. 2022.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; EDGAR DAVID CHIS BOROR titulado: PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA EN GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 8 DE MARZO 2,022.



LNG.DECANATO.OI.145.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE BLINDAJE DE RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA EN GUATEMALA**, presentado por: **Edgar David Chis Boror**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, marzo de 2022

AACE/gaoc



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Por darme la oportunidad de llegar hasta este punto de mi vida.
<b>Mis padres</b>	Humberto Chis y María Catalina Boror, por su amor y apoyo incondicional.
<b>Mis hermanos</b>	Samuel y Ruth Chis Boror, por ser un apoyo importante durante toda mi carrera y un pilar fundamental de mi vida.
<b>Familiares</b>	Por ser parte importante del proceso que hoy culmino.
<b>Mis amigos</b>	De ambas carreras, por ser parte de esta experiencia estudiantil.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por acogerme y permitirme una formación profesional.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por brindarme un gran conocimiento que me ha permitido ser exitoso.
<b>Unión Europea</b>	Por haberme brindado la oportunidad de realizar parte de mis estudios en el extranjero.
<b>Instituto Politécnico de Leiria</b>	Por haberme acogido como una segunda casa de estudios en mi formación profesional.
<b>Amigos y compañeros de la universidad</b>	Por compartir su tiempo, conocimientos y amistad durante estos años.
<b>Ing. Armando Gálvez</b>	Por apoyarme con su tiempo y experiencia, orientándome en la realización de mi trabajo de graduación.
<b>Amigos y compañeros en general</b>	Que me han apoyado y brindado ánimo en circunstancias educativas, laborales y personales de manera incondicional

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XIII
GLOSARIO .....	XV
RESUMEN .....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN .....	XXIII
1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Definición.....	1
1.3. Descripción del sistema eléctrico de distribución .....	2
1.3.1. Componentes del sistema de distribución .....	3
1.3.1.1. Subestaciones de distribución .....	3
1.3.1.2. Red de media tensión.....	4
1.3.1.3. Red de baja tensión.....	6
1.3.1.4. Transformadores de distribución .....	6
1.3.1.5. Sistemas de protección .....	7
1.3.1.6. Elementos de seccionamiento.....	9
1.3.1.7. Otros componentes en baja tensión ....	10
1.4. Entidades encargadas de la distribución de energía eléctrica en Guatemala .....	10
1.4.1. Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA)..	11
1.4.2. ENERGUATE (DEOCSA Y DEORSA) .....	12
1.4.3. Empresas eléctricas municipales.....	13

1.5.	Normas que rigen a las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala .....	14
1.5.1.	<i>Ley General de Electricidad</i> .....	14
1.5.2.	Reglamento de la <i>Ley General de Electricidad</i> .....	15
1.5.3.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID).....	15
1.5.4.	Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) .....	16
1.5.5.	Normas de seguridad .....	16
1.5.5.1.	Las cinco reglas de oro .....	17
1.5.5.2.	Distancias de seguridad .....	18
2.	PÉRDIDAS EN LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN Y VULNERABILIDADES .....	21
2.1.	Conceptos de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución .....	21
2.2.	Pérdidas técnicas.....	25
2.2.1.	Pérdidas fijas.....	25
2.2.2.	Pérdidas variables.....	26
2.3.	Pérdidas no técnicas o comerciales.....	27
2.3.1.	Pérdidas por factores internos a la empresa (fallas administrativas).....	28
2.3.1.1.	Errores de lecturas en medidores de los clientes.....	28
2.3.1.2.	Estimaciones de energía consumida por falta de datos reales .....	29
2.3.1.3.	Otros errores internos .....	30
2.3.2.	Pérdidas por factores externos a la empresa .....	31
2.3.2.1.	Robo de energía eléctrica .....	31

	2.3.2.2.	Hurto de energía eléctrica .....	33
	2.3.2.3.	Red de distribución y energía no registrada.....	36
	2.3.2.4.	Ubicación geográfica de las comunidades .....	37
	2.3.2.5.	Conflictividad social .....	38
2.4.		Efectos del robo y hurto de energía en la red eléctrica de distribución .....	41
	2.4.1.	Sobrecarga y deterioro de los conductores y elementos de distribución .....	41
	2.4.2.	Aumento de la cantidad de energía comprada en la cabecera del circuito .....	42
	2.4.3.	Aumento en la tendencia de adquisición de energía de forma ilegal .....	44
	2.4.4.	Riesgos personales y patrimoniales por manipulación ilegal de la red .....	44
	2.4.5.	Pérdidas económicas para las empresas distribuidoras .....	44
3.		MÉTODOS DE MITIGACIÓN DE PÉRDIDAS POR HURTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	47
	3.1.	Blindaje de la red eléctrica de baja tensión contra hurto de energía .....	47
	3.1.1.	Blindaje de transformadores de distribución.....	47
	3.1.2.	Blindaje de conductores aéreos de distribución.....	49
	3.1.3.	Blindaje de acometidas.....	50
	3.1.4.	Blindaje de medidores de energía .....	52
	3.1.5.	Blindaje de otros elementos de la red.....	54
	3.2.	Mantenimiento periódico y correcto de la red de distribución ..	54

3.2.1.	Mantenimiento preventivo .....	55
3.2.2.	Mantenimiento predictivo.....	55
3.2.3.	Mantenimiento correctivo .....	56
3.3.	Dimensionamiento o rediseño de la red, según demanda actual.....	57
3.3.1.	Inspección visual .....	58
3.3.2.	Mediciones en la red para determinar la demanda actual.....	59
3.3.2.1.	Corriente de cortocircuito .....	60
3.3.2.2.	Caídas de voltaje en la red de distribución .....	61
3.3.3.	Diseño de nuevos tramos de la red, según demanda actual.....	63
3.3.3.1.	Tramos de red en media tensión.....	65
3.3.3.2.	Tramos de red en baja tensión.....	65
3.3.3.3.	Postes y estructuras en la red de BT ...	66
3.3.3.4.	Protecciones en los elementos de la red .....	67
3.4.	Proyectos de inversión para mitigar el hurto de energía eléctrica.....	68
3.4.1.	Inversión económica en la red.....	68
3.4.1.1.	Medición adecuada de la red .....	69
3.4.1.2.	Mejora y expansión de la cobertura de la red actual.....	71
3.4.1.3.	Inspección y regularización de suministros conectados a la red .....	73
3.4.1.4.	Contratación de usuarios no registrados, conectados ilegalmente ....	74
3.4.2.	Gestión administrativa comercial.....	75

3.4.2.1.	Acuerdos económicos para reducir la deuda actual de los clientes .....	75
3.4.2.2.	Campañas de concientización social y uso eficiente de la energía .....	76
3.4.2.3.	Seguimiento a las zonas reincidentes en el hurto de energía.....	77
3.5.	Métodos de medición y control de las pérdidas.....	77
3.5.1.	Balances de energía.....	78
3.5.2.	Balances por circuitos o SMT en subestaciones eléctricas.....	80
3.5.3.	Balances por sectores delimitados de la red .....	82
3.5.4.	Balances por localidades o comunidades.....	84
4.	PROPUESTA PARA EL BLINDAJE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES DE GUATEMALA, VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA .....	87
4.1.	Materiales utilizados en el blindaje antihurto de la red eléctrica .....	87
4.1.1.	Conductores para red de distribución secundaria en BT .....	88
4.1.1.1.	Conductores forrados para red eléctrica de baja tensión .....	89
4.1.1.2.	Conductores forrados para acometidas .....	90
4.1.2.	Vendas antihurto para conductores y empalmes expuestos. ....	92
4.1.3.	Cajas de seguridad de derivación aérea para distribución en BT .....	94



4.1.4.	Mecanismos de seguridad en cajas de derivación de distribución .....	96
4.1.5.	Cajas de protección antihurto en los medidores de energía .....	97
4.1.6.	Otros materiales antihurto .....	98
4.2.	Blindaje de la red eléctrica de baja tensión .....	99
4.2.1.	Blindaje de transformadores de distribución.....	102
4.2.2.	Blindaje de red secundaria de distribución y acometidas .....	104
4.2.3.	Blindaje de medidores con cajas antihurto .....	109
4.3.	Contratación de usuarios con conexiones ilegales a la red....	112
4.4.	Diseño de la nueva red, según demanda actual .....	114
4.5.	Construcción de nueva red de distribución en obras anómalas existentes.....	118
4.6.	Presupuesto de la propuesta .....	119
4.6.1.	Presupuesto de materiales.....	119
4.6.2.	Presupuesto de mano de obra .....	122
4.6.3.	Resumen del presupuesto.....	124
4.7.	Seguimiento mediante balances de energía en las zonas propuestas .....	125
5.	<b>BENEFICIOS DE LA PROPUESTA DE BLINDAJE DE LA RED ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN .....</b>	<b>127</b>
5.1.	Reducción de las pérdidas no técnicas .....	127
5.2.	Incremento en los ingresos económicos de la empresa por venta de energía eléctrica registrada .....	130
5.3.	Reducción de fallas y daños en la red eléctrica de distribución .....	133

5.3.1.	Menor incidencia en sobrecarga de transformadores y sus protecciones .....	133
5.3.2.	Menor riesgo de daños a los elementos de la red secundaria .....	133
5.4.	Prevención de riesgos por manipulaciones ilegales de la red .....	134
5.4.1.	Reducción de accidentes mortales por manipulación de personas no autorizadas a la red secundaria BT.....	134
5.4.2.	Reducción de daños a propiedades particulares por manipulación de la red secundaria BT .....	135
5.5.	Mejora en la eficiencia de la red eléctrica de distribución de la empresa.....	136
5.6.	Actualización de la base de datos de la empresa y mejora de procesos administrativos .....	137
5.7.	Estabilidad y mejor socialización con las comunidades involucradas .....	138
CONCLUSIONES .....		139
RECOMENDACIONES .....		141
BIBLIOGRAFÍA.....		143
APÉNDICES .....		147
ANEXOS .....		151



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Diagrama isométrico de una subestación eléctrica .....	4
2.	Medidor con posible error de lectura .....	29
3.	Conflicto por posible robo de energía.....	33
4.	Persona no autorizada manipulando la red de distribución.....	34
5.	Puntos vulnerables al fraude en la red de distribución .....	35
6.	Mapa de conflictividad social en Guatemala al 2018.....	39
7.	Conflictividad social por departamento, según ENERGUATE.....	40
8.	Puntos vulnerables de manipulación en transformadores de distribución .....	48
9.	Puntos vulnerables en conductores aéreos de distribución secundaria.....	49
10.	Acometida manipulada para fraude de energía .....	51
11.	Caja para blindaje de medidores de energía.....	53
12.	Ejemplo de medidor en mal estado localizado en inspección visual ....	59
13.	Tipos de fallas por cortocircuito.....	61
14.	Caída de tensión de la red de distribución .....	62
15.	Medidores de energía para transformadores de distribución .....	70
16.	Ejemplo de rediseño y expansión de la red de distribución.....	72
17.	Representación esquemática del proceso de elaboración de balances de energía.....	79
18.	Asociación georreferenciada para cálculo de balances de energía por circuitos.....	81
19.	Asociación georreferenciada para cálculo de balances por sectores...	83

20.	Asociación de clientes para cálculo de balances de energía por localidad.....	85
21.	Conductores en red de distribución de línea abierta.....	88
22.	Conductores trenzados múltiples para distribución secundaria .....	90
23.	Conductores concéntrico o antihurto para acometida.....	92
24.	Venda dieléctrica de protección antihurto .....	93
25.	Cajas de distribución secundaria antihurto .....	95
26.	Estructuras con alambres de púas en postes de distribución .....	99
27.	Ubicación de los transformadores de distribución en cantón Barrios .....	101
28.	Diagrama eléctrico en MT y BT del cantón Barrios.....	102
29.	Blindaje del transformador de distribución aéreo .....	104
30.	Cambio de red secundaria de línea abierta BT por conductor trenzado.....	105
31.	Implementación de cajas antihurto de derivación de acometidas.....	107
32.	Uso de caja protectora antihurto para medidor de energía.....	111
33.	Esquema del blindaje general en la red secundaria BT.....	111
34.	Puntos principales de conexiones ilegales visibles.....	114
35.	Propuesta de modificación y nuevos tramos de la red BT .....	117
36.	Flujo de efectivo del proyecto de inversión propuesto .....	132

## **TABLAS**

I.	Tipos de servicio que ofrece EEGSA.....	12
II.	Pérdidas eléctricas en la región de América Latina y el Caribe .....	23
III.	Pérdidas eléctricas según nivel de ingresos económicos .....	24
IV.	Pérdidas eléctricas por región .....	24
V.	Ejemplo pérdidas por obras anómalas.....	37

VI.	Instituciones involucradas en la resolución de conflictos sociales relacionados a ENERGUATE.....	41
VII.	Cálculo de los factores de cargas en la red de distribución .....	64
VIII.	Conductores eléctricos para red secundaria de baja tensión.....	66
IX.	Ejemplo de balance de energía para una SMT de una subestación eléctrica.....	82
X.	Ejemplo de balance para un transformador que alimenta una comunidad en el área rural.....	86
XI.	Datos de interés área cantón Barrios .....	100
XII.	Intensidad nominal según capacidad del transformador .....	115
XIII.	Selección de fusible según capacidad del transformador .....	116
XIV.	Detalle de materiales de la propuesta de reubicación de red BT y nuevo tramo BT.....	118
XV.	Costo de materiales propuestos para blindaje de red secundaria en BT.....	121
XVI.	Costo de materiales propuestos para nuevos clientes .....	122
XVII.	Costo de mano de obra por trabajos en red BT .....	124
XVIII.	Costo asociado a la propuesta de blindaje.....	125
XIX.	Recuperación estimada de energía por pérdidas no técnicas.....	127
XX.	Estimación del balance de energía para cantón Barrios .....	129
XXI.	Comparación del incremento de ingresos económicos para la empresa distribuidora de energía.....	131
XXII.	Evaluación económica del proyecto de inversión propuesto.....	132





## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperio
<b>AWG</b>	Calibre estadounidense de los conductores
<b>cm</b>	Centímetro
<b>ASCR</b>	Conductor de aluminio con acero reforzado
<b>I<sub>cc</sub></b>	Corriente de corto circuito
<b>fp</b>	Factor de potencia
<b>Hz</b>	Hertz
<b>IP</b>	Índice de protección
<b>Km</b>	Kilometro
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>kVA</b>	Kilovoltamperio
<b>kVAr</b>	Kilovoltamperio reactivo
<b>kWh</b>	Kilowatt hora
<b>m</b>	Metro
<b>m<sup>2</sup></b>	Metro cuadrado
<b>S</b>	Potencia eléctrica aparente
<b>P</b>	Potencia eléctrica real
<b>Q</b>	Potencia eléctrica reactiva
<b>W</b>	Vatios o watts
<b>V</b>	Voltio



## GLOSARIO

<b>ACSR</b>	Conductor de aluminio con refuerzo de cable de acero, generalmente son cables trenzados helicoidalmente.
<b>AT</b>	Alta tensión, en Guatemala se considera esta clasificación para voltajes por arriba de 60 kV.
<b>AWG</b>	Medida utilizada para medir el calibre de un conductor, según los estándares de Estados Unidos de América.
<b>BT</b>	Baja tensión, en Guatemala se considera esta clasificación para valores de voltaje inferiores o iguales a 1 kV.
<b>Cliente</b>	Persona individual o jurídica que se encuentra registrado legalmente en una distribuidora para recibir el servicio de energía eléctrica.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, órgano técnico creado por el Ministerio de Energía y Minas, con independencia de funciones, encargada de la regulación del subsector eléctrico en Guatemala.

<b>CODECA</b>	Comité de Desarrollo Campesino, una organización campesina de agricultores involucrada en conflictos del sector eléctrico en el país.
<b>COPREDEH</b>	Comisión Presidencial Coordinadora de la Política del Ejecutivo en materia de Derechos Humanos.
<b>DEOCSA</b>	Distribuidora de Electricidad de Occidente.
<b>DEORSA</b>	Distribuidora de Electricidad de Oriente.
<b>Distribuidora</b>	Persona individual o jurídica, poseedor de las instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. brinda el servicio de energía eléctrica en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.
<b>ENERGUATE</b>	Empresa eléctrica formada por DEOCSA y DEORSA, brinda el servicio de energía eléctrica en el resto de los departamentos que no cubre EEGSA, ni las empresas eléctricas municipales.
<b>EPP</b>	Equipo de protección personal, utilizado para realizar trabajos en la red eléctrica, para garantizar la integridad del personal que interviene en la red.

<b>Falla</b>	Evento inesperado en elementos de la red eléctrica que provoca el mal funcionamiento o interrupción de un circuito eléctrico. Generalmente llamados corto circuitos.
<b>MT</b>	Media tensión, en Guatemala se considera esta clasificación para valores de voltaje superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 60 kV.
<b>Neutro</b>	Conductor que presenta una diferencia de potencial cero, permite el paso de corriente eléctrica, únicamente por el conductor de fase.
<b>NIS</b>	Número de identificación del suministro, nomenclatura utilizada por ENERGUATE para identificar de manera individual a sus clientes.
<b>NTDOID</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución emitidas por la CNEE.
<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución emitidas por la CNEE.
<b>PDH</b>	Procuraduría de los Derechos Humanos.

<b>Usuario</b>	Titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica, en el caso específico de este trabajo, se usará para referirse a una conexión a la red sin estar registrado en una empresa distribuidora.
<b>Red secundaria BT</b>	Cada uno de los elementos de la red de distribución de baja tensión comprendida entre las terminales de salida del devanado secundario del transformador de distribución aérea y el medidor de energía instalado en el inmueble de cada cliente.
<b>SMT</b>	Lo constituyen las bahías o campos de salida de los circuitos de media tensión o circuitos de distribución de una subestación eléctrica.
<b>VAD</b>	Valor agregado de distribución, corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución, en referencia a su eficiencia.
<b>Venda antihurto</b>	Elementos estructurales construidos como refuerzos de aislamiento eléctrico y mecánico, diseñados para ser instalados en puntos desnudos expuestos de la red de distribución, vulnerables al hurto de energía eléctrica.

## RESUMEN

Uno de los principales problemas de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en áreas rurales del país, es el hurto de fluido eléctrico, principalmente de la red secundaria de distribución en BT, como consecuencia de la manipulación de medidores de energía, acometidas y de conexiones ilegales a los conductores aéreos, que en su mayoría, por la antigüedad de las instalaciones y elementos de la red son vulnerables al hurto y/o robo de energía.

El principal objetivo de este trabajo es evaluar el estado actual de la red secundaria de distribución en BT en áreas rurales del país y presentar una propuesta que permita mitigar el hurto de energía eléctrica, mediante proyectos de inversión de medidas técnicas, enfocadas en proveer un blindaje de los puntos vulnerables de la red, con el fin de aminorar esta práctica y evitar accidentes eléctricos asociados a la manipulación ilegal de la red.

Dentro de esta propuesta, se contempla la participación de todas las partes involucradas en el proceso, tales como: empresas distribuidoras, contratistas eléctricos, líderes comunitarios, autoridades municipales y pobladores de las localidades rurales. Presentando un presupuesto estimado de las medidas propuestas y sus beneficios esperados, tanto económicos como sociales que permitan brindar una mejor calidad del servicio a la población y reducir las pérdidas no técnicas, accidentes personales; reduciendo así la conflictividad existente con grupos organizados radicados en estas áreas del país.





## **OBJETIVOS**

### **General**

Efectuar una propuesta para el blindaje de la red de distribución de energía eléctrica secundaria para evitar el hurto de la energía eléctrica en áreas rurales de Guatemala.

### **Específicos**

1. Determinar el estado actual de la red de distribución en áreas rurales de Guatemala.
2. Analizar los tipos de pérdidas en la red eléctrica y cómo el hurto de energía impacta en las mismas
3. Determinar las metodologías utilizadas para mitigar y reducir las pérdidas derivadas del hurto de energía eléctrica.
4. Proponer una alternativa para realizar el blindaje de la red eléctrica, mediante el diseño de la red en baja tensión y la modificación de los elementos existentes.
5. Realizar un análisis del impacto técnico y económico que tienen las empresas distribuidoras y los usuarios finales, al realizar el blindaje de la red eléctrica en baja tensión.



## INTRODUCCIÓN

El servicio de distribución de energía eléctrica en áreas rurales del país presenta algunas complicaciones adicionales al servicio que se presta y que todos conocen en el área urbana, problemas como elementos de la red antiguos y deteriorados, falta de mantenimiento en la red por el difícil acceso a las localidades por vía terrestre, continuas interrupciones del servicio, entre otras. Lo cual tiene como consecuencia un servicio de mala calidad, esto provoca molestias en los usuarios finales del servicio y aumenta la conflictividad social en áreas rurales. La suma de todas estas circunstancias propicia el hurto de energía eléctrica por manipulación y conexiones ilegales a la red.

Con lo anteriormente descrito, se tienen dos problemas grandes, como punto focal del desarrollo de este trabajo. Primero: la constante conflictividad social en muchas regiones del país en temas relacionados con la energía eléctrica. Segundo: incremento considerable de las pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas asociadas al hurto de fluido eléctrico y sobrecarga de la red de distribución de baja tensión.

Lo anterior genera grandes pérdidas económicas para las empresas distribuidoras, aumenta el riesgo de fallas en la red y pone en peligro la integridad de las personas no autorizadas que manipulan la red sin los conocimientos ni equipo de protección adecuado.

Ante esta situación, se presenta una propuesta de blindaje de la red secundaria de distribución en baja tensión, que contempla, desde modificaciones a la red existente para evitar el paso por lugares no autorizados por las NTDOID,

un rediseño de la red en lugar que lo ameriten por su sobrecarga actual, hasta cambio de elementos existentes en la red que son vulnerables a la manipulación no autorizada o implementación de nuevos elementos que permitan garantizar la integridad de dichos puntos vulnerables.

Esta propuesta incluye medidas enfocadas en mitigar el hurto de energía eléctrica, por ejemplo: cambio de los conductores desnudos existentes, por conductores trenzados multiplex aislados; cambio de conductores de acometidas que usan conductor dúplex o tríplex con neutro desnudo por cable concéntrico y reemplazo de medidores en mal estado o vulnerados y la instalación de vendas o cintas estructurales de protección antihurto, en los puntos de empalme y derivaciones; instalación de cajas de distribución áreas y cajas de protección para los medidores de cada usuario.

Esta propuesta conlleva un costo asociado al proyecto de mitigación propuesto, lo cual se evalúa para asegurar que sea una inversión rentable para la empresa y que permita reducir, considerablemente, el robo de energía, reduciendo costos por fallas inesperadas e implementado un seguimiento por medio de balances de energía en periodos mensuales o trimestrales para monitorear la evolución del proyecto; lo cual debe estar acompañado de un control de calidad interno de la empresa, que reduzca errores por procesos administrativos que influyen también, en las pérdidas no técnicas.

Por otra parte, los usuarios finales serán beneficiados con una mejor calidad del servicio que reciben, pero sobre todo, garantizando la integridad de las personas al no permitir la manipulación de la red de manera insegura por aquellas no autorizadas y evitando accidentes eléctricos graves o mortales. La propuesta pretende reducir la conflictividad social existente e incrementar la seguridad de las redes de distribución de baja tensión.

# **1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN**

El sistema eléctrico de potencia está dividido en tres grandes grupos: generación, transmisión y distribución; sin embargo, para propósitos de este trabajo, se hará el enfoque en el sistema de distribución que se utiliza en Guatemala. Por lo que se analizarán: el funcionamiento, componentes y el tema principal, que lo constituyen las pérdidas asociadas al hurto de energía, y una propuesta de solución para mitigar este ilícito; por medio del blindaje de la red.

## **1.1. Antecedentes**

Los tres grandes grupos en los cuales se puede subdividir el sistema eléctrico interconectado son: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Para el sistema nacional interconectado, es de vital importancia que cada uno de estos grupos se encuentre operando de manera óptima y en sincronía, con el fin de mantener valores aceptables de voltaje y frecuencia, que garanticen la calidad del servicio de energía eléctrica. Cada grupo presenta problemas específicos asociados a su función dentro del sistema eléctrico; sin embargo, se hará énfasis en uno de los presentados en la etapa de distribución, que se refiere a las pérdidas técnicas y no técnicas.

## **1.2. Definición**

Se entiende como sistema eléctrico de potencia al conjunto de instalaciones y elementos que participan en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica hasta el usuario final, lo cual comprende componentes como las centrales eléctricas de generación, líneas de transmisión, subestaciones

eléctricas, líneas de distribución con sus elementos de protección y cargas finales. Este conjunto de elementos permite realizar maniobras con las cuales se puede garantizar un servicio continuo en la prestación del servicio eléctrico, mediante la adecuada distribución del flujo de potencia, en el Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo con la demanda en determinados puntos del país.

### **1.3. Descripción del sistema eléctrico de distribución**

Este sistema, en Guatemala, está integrado por las subestaciones transformadoras de potencia y sus respectivas líneas de distribución, que usualmente operan con valores de tensión entre 13,8 kV y 34,5 kV, mismas que tienen como fin distribuir dicha energía a los usuarios finales, mediante otros elementos como estructuras de distribución, aisladores, conductores, transformadores de distribución aéreos, elementos de protección y elementos de seccionamiento o maniobra en puntos clave; también se consideran dentro de esta etapa, los elementos finales de distribución en baja tensión, que son los instalados físicamente aguas debajo de los transformadores de distribución, que incluye conductores aéreos, postes de distribución, herrajes de instalación, acometidas e incluso los medidores de energía.

Toda esta parte del sistema eléctrico está regulada por los parámetros que se especifican en el reglamento de la *Ley general de electricidad* para los valores de media y baja tensión.



### **1.3.1. Componentes del sistema de distribución**

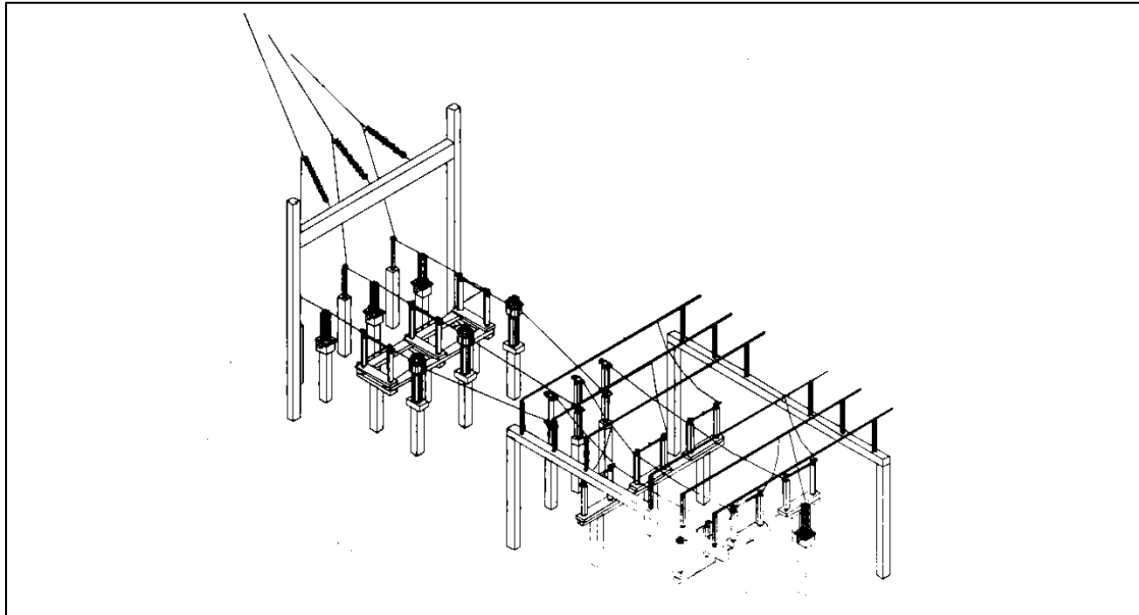
El sistema de distribución, anteriormente descrito, tiene que poseer ciertos elementos indispensables para el correcto funcionamiento de esta etapa del sistema eléctrico de distribución de energía eléctrica a nivel nacional; los cuales se describirán en las secciones siguientes.

#### **1.3.1.1. Subestaciones de distribución**

Existen diversos tipos de subestaciones que pueden ser de transmisión, subtransmisión o distribución, para este caso específico se hará referencia a las subestaciones de distribución, las cuales tiene como fin principal reducir el nivel de tensión proveniente de las líneas de transmisión o subtransmisión a los niveles de distribución respectivos, que en el caso de Guatemala corresponde a tensiones de 34,5 kV y 13,8 kV. Generalmente, las subestaciones de distribución se encuentran localizadas en lugares cercanos a las zonas urbanas donde se encuentran las grandes cargas industriales, comerciales y residenciales, para evitar pérdidas eléctricas debido a grandes distancias.

Estas subestaciones están conformadas por elementos para su correcto funcionamiento: transformadores de potencia para reducir los niveles de tensión, interruptores de potencia, seccionadores, equipos de medición como transformadores de tensión y transformadores de corriente, pararrayos, banco de capacitores y elementos de control para efectuar las maniobras requeridas en la configuración de la subestación.

Figura 1. **Diagrama isométrico de una subestación eléctrica**



Fuente: VILLEGAS, Mejía. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 161.

### **1.3.1.2. Red de media tensión**

Para la etapa de distribución, también conocida como red de distribución primaria, se transporta la energía eléctrica en niveles de media tensión desde las subestaciones de distribución, hasta los bancos de transformación de la red secundaria, esta etapa está compuesta, principalmente por las barras de salida o cabeceras de circuitos de las subestaciones eléctricas, que son los puntos de alimentación de los circuitos de distribución que pasan a través de los conductores de distribución y elementos de protección que son soportados por las estructuras o postes de distribución y aisladores.

Los circuitos de distribución al salir de las subestaciones tienen una configuración trifásica que permite equilibrar las fases, según la naturaleza de las cargas conectadas a cada una, estas fases consisten en conductores desnudos para cada fase, más un conductor neutro y cables de guarda que permiten proteger los circuitos de descargas eléctricas. Estos circuitos se configuran, según la ubicación geográfica y tipo de cargas de los usuarios finales, toda la red que tiene tres fases se conoce como troncal, mientras que la parte de la red de distribución que está formada por una sola fase, debido a la naturaleza de las cargas finales, como algunas aldeas o comunidades con baja demanda se conocen como ramales de distribución.

Una parte muy importante de esta etapa son los elementos de protección, como los fusibles, cortacircuitos y reconectores y también los seccionadores, que son utilizados como equipos de maniobra y seccionamiento. Según el reglamento de la *Ley general de electricidad de Guatemala*, los valores de la red de media tensión deben oscilar entre 1 000 V y 60 000 V. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala, comúnmente utilizan los valores de 13,8 kV y 34,5 kV.

En estos niveles de tensión, aunque es poco común, se presentan algunas conexiones anómalas a la red para el hurto de energía eléctrica, principalmente, lo hacen usuarios que requieren gran potencia como bombas de agua de pozos, bombas de riego y algunas cargas industriales considerables.

### **1.3.1.3. Red de baja tensión**

También es conocida como red secundaria de distribución y comprende el tramo final de la etapa de distribución de energía eléctrica, es donde se entrega directamente a los usuarios finales residenciales y comerciales, está constituida por los bancos de transformadores de distribución, conductores aéreos, cajas de distribución, alumbrado público y medidores de los usuarios. Según el reglamento de la *Ley general de electricidad de Guatemala*, los valores de la red de baja tensión deben estar en un rango inferior a 1 000 V<sup>1</sup>.

En áreas urbanas es común observar que los conductores de distribución de baja tensión son cables trenzados aislados que van desde las terminales de salida del secundario del transformador de distribución hasta el punto de conexión de las acometidas domiciliarias. Sin embargo, en áreas rurales se observa que se utilizan los conductores desnudos o de línea abierta para la red de distribución secundaria de baja tensión, acompañada de aisladores en cada poste, debido a que las distancias que se deben cubrir en estas áreas son mayores y el costo se reduce al no utilizar conductores forrados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala, comúnmente utilizan valores de 120/240 V monofásico de dos hilos, 120/208 V monofásico de dos hilos, 120/240 V trifásico y tres hilos, 240/480 V trifásico de tres hilos, entre otros, dependiendo el tipo de carga que se deba conectar. Este último tramo es también el más vulnerable al hurto de energía, pues es la parte más accesible y fácil de manipular por los usuarios, especialmente en áreas rurales, donde la red secundaria utiliza conductores desnudos.

### **1.3.1.4. Transformadores de distribución**

Estos elementos de la red eléctrica su fin es la reducción del nivel de voltaje de las líneas de distribución primaria, a un nivel requerido por los usuarios finales.

---

<sup>1</sup> Ministerio de Energía y Minas. Reglamento de la *Ley General de Electricidad*. Artículo 1. p. 1.

Estos transformadores suelen estar cerca de los domicilios o comercios y generalmente son montados en los postes para usuarios de tarifas de bajo consumo, con arreglo de transformadores monofásicos formando bancos trifásicos y también pueden ser subterráneos o tipo pedestal para comercios que tienen cargas más grandes.

Este transformador de distribución está formado, principalmente, por los devanados primario y secundario, núcleo ferromagnético, sistema de refrigeración y aisladores, que permiten una conexión segura entre la media y la baja tensión. Estos arreglos pueden ser con transformadores monofásicos o trifásicos, dependiendo de la configuración y características de la red, así como de la demanda requerida por los usuarios finales, la potencia de estos transformadores puede ir desde los 10 kVA hasta los 75 kVA para los transformadores convencionales montados en postes de distribución y hasta 500 kVA para los transformadores tipo pedestal.

#### **1.3.1.5. Sistemas de protección**

En todo el proceso de transporte de energía eléctrica, desde la generación hasta la distribución final, es necesario contar con los elementos de protección que garanticen el resguardo del resto de elementos cuando ocurren fallas en el sistema, derivados de sobrecargas en los circuitos o fallas transitorias prolongadas, los elementos de protección están diseñados para interrumpir el flujo de corriente en los conductores cuando se presentan corrientes arriba de los valores nominales establecidos durante un tiempo mayor al permitido.

Propiamente en los sistemas de distribución se tienen dos elementos que cumplen este propósito, fusibles y reconectores.

Los fusibles son los elementos utilizados en la red distribución, pues es el más económico y su funcionamiento es simple y seguro. Actúa ante sobrecargas y cortocircuitos, ampliamente utilizados para protección de transformadores y en los ramales de distribución. Su mecanismo de operación se basa en la fusión de la cinta fusible que se funde ante la presencia de valores elevados de corriente, generalmente actúan ante fallas prolongadas.

Existen también los reconectores automáticos que actúan ante fallas transitorias o de corta duración. Estos están ubicados en puntos estratégicos de las líneas de distribución, que permiten aislar sectores amplios del sistema principal y su funcionamiento se basa en la interrupción y reconexión automática ante fallas transitorias durante una secuencia máxima de tres reconexiones, luego de lo cual queda interrumpido el servicio y es necesario verificar el origen de la falla para restablecer el servicio.

El fin principal de estos reconectores es evitar la interrupción prolongada del servicio y actuar antes de que lo hagan los fusibles, esto especialmente útil en áreas rurales donde el acceso es difícil, para lograr el reemplazo del fusible. Los reconectores modernos cuentan con control de operación remota para ser operados vía remota, además de la opción de operación local, en el propio equipo.

Otro punto importante que se considera dentro de los elementos de protección de las líneas de distribución es la línea de guarda y la puesta a tierra adecuada en las estructuras de la red.

El primero de ellos es básicamente un conductor sin tensión eléctrica que se coloca en la parte superior de las líneas de distribución, conectado

directamente a las estructuras y con conexión directa a tierra, con el fin de que la red este protegida en caso de descargas electro atmosféricas.

El segundo elemento mencionado es una adecuada conexión a tierra de las estructuras donde se encuentre elementos como transformadores, reconectores, seccionadores, telemediciones, entre otros; ya que esto permite tener un potencial cero de referencia, estableciendo una trayectoria alterna a los conductores y elementos energizados de distribución, en caso de corrientes elevadas derivadas de corto circuitos o fallas eventuales en la red, evitando así que se dañen otros elementos de la red. Esta conexión generalmente se realiza con cable de cobre núm. 2 AWG, electrodos de puesta a tierra de cobre o acero de 2,4 m y conectores de compresión

#### **1.3.1.6. Elementos de seccionamiento**

Un elemento indispensable en los circuitos primarios de distribución en medía tensión son aquellos que permiten realizar maniobras mediante el seccionamiento o delimitación de zonas de trabajo establecidas y para evitar que la falla en algún punto del circuito escale aguas arriba y afecte una mayor cantidad de usuarios. Estos equipos no tienen la capacidad de actuar automáticamente al presentarse una falla en la red, por lo que dependen del comportamiento de los reconectores y cortacircuitos para ser operados.

Los seccionadores pueden ser operados remota o manualmente en el lugar y la maniobra debe hacerse con la corriente interrumpida.

### **1.3.1.7. Otros componentes en baja tensión**

Existen otros elementos en la red de baja tensión, se ubican aguas abajo de los transformadores de potencia de distribución, estos son los conductores empleados para la conexión de las acometidas, mediciones secundarias (contadores y transformadores de corriente), medidores o contadores de energía de los usuarios finales y el sistema de alumbrado público que está conectado directamente a la red de distribución.

Esta parte del sistema de distribución es la más vulnerable a la manipulación por parte de terceros, para incurrir en el robo o hurto de energía eléctrica. Es en este punto donde se centran las propuestas para el blindaje de la red y reducir de esta manera las pérdidas eléctricas asociadas a las pérdidas no técnicas.

## **1.4. Entidades encargadas de la distribución de energía eléctrica en Guatemala**

En Guatemala existe una división de tres grandes grupos que se encargan del proceso de distribución de energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta el usuario final que consume la energía. Estas entidades son las responsables del funcionamiento y calidad del servicio brindado en cada uno de los departamentos del país, es su responsabilidad programar mantenimiento a la red y ampliaciones de la misma, con el fin de llevar este servicio hasta los lugares más recónditos del país con las condiciones y tarifas adecuadas, según lo establecido en la *Ley General de Electricidad* y el reglamento *de la Ley General de Electricidad*.



A continuación, se citarán los tres grandes grupos mencionados anteriormente, Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA), ENERGUATE (DEOCSA Y DEORSA) y varias empresas municipales que se encargan de estos servicios en algunos municipios de distintos departamentos del país.

#### **1.4.1. Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA)**

Es la empresa relacionada al sector eléctrico más antigua del país y sus inicios se remontan al año 1894, en sus inicios fue una empresa dedicada a la generación, transporte y comercialización de energía eléctrica, con acciones en inversión privada y de particulares, hasta el año 1972, cuando pasó a ser una entidad estatal con la mayoría de acciones del Gobierno de Guatemala, luego del año 1996, mediante un acuerdo de ley se aprobó la desincorporación de EEGSA del Estado de Guatemala y desde entonces ha sido parte de distintos consorcios internacionales como Iberdrola, TPS y EDP, actualmente es parte del Grupo EPM de Medellín, Colombia y quien posee el 80 % de la acciones de EEGSA, siendo el socio mayoritario.

El fin principal de esta entidad es la expansión y renovación de la red eléctrica, distribución en baja tensión, alumbrado público y sistemas de soporte para la red, mismo servicio que debe cumplir con los parámetros establecidos en el artículo 23 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). Según el dato publicado en su informe de gestión anual al mes de marzo de 2021, esta empresa cuenta con un total de 1 millón 354 mil clientes (industriales, comerciales y residenciales) y estiman que el 41 % de la energía total del país se distribuye a través de su red (aprox. 5,1 GWh), pues tiene a su cargo la distribución en los 3 departamento más industrializados del país, los cuales son: Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez<sup>2</sup>.

“Esta empresa posee 8 329,1 km de red de media tensión y 8 950,9 km de red de baja tensión y actualmente ofrece a los usuarios finales los tipos de servicio”<sup>3</sup>, se muestran en la tabla I.

---

<sup>2</sup> Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. *Informe de gestión 2020*. p. 13.

<sup>3</sup> *Ibíd.*

Tabla I. **Tipos de servicio que ofrece EEGSA**

<b>Voltaje</b>	<b>Tipo de conexión</b>
120/240 V	Monofásico
120/208 V	Monofásico
120/240 V	Trifásico
120/208 V	Trifásico
240/480 V	Trifásico
2 kV	Trifásico

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. *Informe de gestión 2020*. p. 13.

#### **1.4.2. ENERGUATE (DEOCSA Y DEORSA)**

Esta empresa, en su inicio, fue parte del sector estatal del INDE, encargados de la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, hasta el año 1996, cuando entró en vigor la *Ley General de Electricidad* y se obliga a separar las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica en el país. En 1998, como parte de la desincorporación, pasa a ser parte de Unión Fenosa y se forman las dos empresas distribuidoras DEOCSA y DEORSA, hasta el año 2011, cuando es adquirido por Actis y se integran como un solo grupo ENERGUATE.

En el 2016, estas empresas son adquiridas por un nuevo dueño, IC Power, hasta el año 2017, cuando la integración es vendida a I Squared Capital (ISQ), actualmente estas distribuidoras pertenecen a Inkia Energy. A la fecha, la empresa tiene operaciones de distribución en 297 municipios en 20 de los 22 departamentos de Guatemala, exceptuando los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez, que pertenecen a EEGSA. Siendo responsabilidad de la distribuidora DEOCSA la distribución de energía eléctrica para la zona del occidente del país y DEORSA para el área de oriente respectivamente.

ENERGUATE posee más de 2 millones de clientes contratados, según el dato de julio de 2020 y tiene un poco más de 35 000 km de líneas de distribución en su red, con lo cual se estima que circula por su red un poco más del 50 % de la energía total utilizada en el país<sup>4</sup>.

Esta empresa ofrece, básicamente, los mismos tipos de servicios que se muestran en la tabla I de la empresa EEGSA.

<sup>4</sup> EEGSA. *Noticias*. <https://eegsa.com/noticia/energuate-conecta-al-cliente-dos-millones/>. Consulta: 12 de agosto de 2020.

### 1.4.3. Empresas eléctricas municipales

El sector de distribución eléctrica, tal como lo contempla la *Ley General de Electricidad en Guatemala*, permite que cualquier persona o institución se involucre en el negocio relacionado con la energía eléctrica, con lo cual existen en diversos departamentos varias empresas eléctricas municipales que se encargan de la distribución y el mantenimiento de la red en sus municipios, comprando la energía a terceros para brindar este servicio en sus respectivas localidades, con sus propias instalaciones y redes diseñadas para este fin.

Según la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, actualmente están vigentes un total de 17 empresas eléctricas municipales con participación en el sector eléctrico de Guatemala. En el informe del índice de cobertura eléctrica 2017 publicado por la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas, se estimaba que al mes de diciembre del 2018 las empresas eléctricas municipales contaban con un total de 266 516 suministros contratados, distribuidos en las 17 EEM registradas, estas se citan a continuación.

Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Zacapa  
Empresa Eléctrica de Guastatoya, El Progreso  
Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango  
Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, Quiché  
Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa  
Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché  
Empresa Eléctrica de Patulul, Suchitepéquez  
Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, Izabal  
Empresa Eléctrica Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu  
Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango  
Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos  
Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa  
Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos  
Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango  
Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, San Marcos  
Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa  
Empresa Eléctrica Municipal de Sayaxché, Petén<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Ministerio de Energía y Minas. *Índice de cobertura eléctrica 2017*. p. 2.

## **1.5. Normas que rigen a las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala**

Todas las actividades en cualquier área deben ser reguladas y controladas por leyes y reglamentos que establezcan los parámetros de funcionamiento y normas de calidad de servicio, en este caso, en lo referente al sector eléctrico existe la *Ley General de Electricidad* y su reglamento. Además, un conjunto de normas técnicas que establecen los derechos y obligaciones de cada uno de los entes involucrados en todo el proceso del sector eléctrico, desde su generación y transporte, hasta su distribución final. A continuación, se hará una explicación de lo concerniente al sector de distribución de energía en las normas, reglamentos y leyes mencionados anteriormente.

### **1.5.1. Ley General de Electricidad**

En el año 1996, según Decreto núm. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, se crea la *Ley General de Electricidad*, esto derivado de la necesidad de desmonopolizar la generación de energía eléctrica y su comercialización, incentivando de esta manera la inversión de terceros en el sector eléctrico de Guatemala con el fin de mejorar y optimizar el crecimiento del sector eléctrico, además de agilizar el crecimiento de la oferta de energía eléctrica para poder satisfacer las demandas de energía básicas de los habitantes, así como del sector industrial y comercial del país, que en ese momento era bastante deficiente, además, se buscaba la manera de brindar este servicio en los sectores menos favorecidos en el interior del país.

Básicamente, esta ley regula y establece las normas que rigen a cada uno de los participantes en el sector del sistema eléctrico en Guatemala, desde los generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores que operan

dentro de los límites territoriales de Guatemala. Es en esta ley donde también se contempla la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y se define cada uno de los términos utilizados en el sector eléctrico nacional. Esta ley se compone de un total de 88 artículos agrupados en 7 títulos que hacen referencia a cada una de las entidades involucradas en el sector eléctrico del país.

### **1.5.2.      *Reglamento de la Ley General de Electricidad***

Este reglamento se publicó mediante el Acuerdo Gubernativo número 256-97, el año siguiente del decreto, este nuevo reglamento reforma conceptos existentes en la *Ley General de Electricidad* y adiciona nuevas definiciones que complementan dicho decreto. El reglamento busca normar en forma reglamentaria imponiendo las respectivas disposiciones legales para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, incluyendo la regulación de precios, tarifas y sanciones para cada uno de los sectores. Un total de 178 artículos agrupados en 9 títulos están contenidos en este reglamento.

### **1.5.3.      **Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID)****

Por medio de la resolución CNEE 47-99 en octubre de 1999, por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como ente responsable de la elaboración de las normas técnicas para el sector eléctrico en el país, se establecen las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), las cuales constan de 49 artículos en total, agrupados en 6 títulos. Estas normas tienen como fin establecer los criterios necesarios para diseñar y operar la red de distribución de energía eléctrica, considerando la seguridad y protección de las personas y los bienes que se ven involucrados,

buscando regirse por estándares internacionales de referencia y determinar las sanciones respectivas para los responsables, cuando no se cumplan con las normas establecidas.

#### **1.5.4. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)**

Fue creada mediante la resolución CNEE núm. 09-99 en abril de 1999, según la *Ley General de Electricidad* y su reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es la responsable de velar por el cumplimiento de las obligaciones y la elaboración de normas técnicas relativas al sector encargado del servicio de distribución de energía eléctrica en Guatemala. Estas Normas contienen un total de 81 artículos agrupados en 9 títulos, además de 4 anexos y 3 resoluciones complementarias que establecen metodologías para el control de calidad del servicio.

El objetivo de estas normas es establecer de forma clara los derechos y obligaciones de ambas partes involucradas en la distribución final de energía, tanto distribuidores como usuarios del servicio, por medio de parámetros de referencia, que permitan medir la calidad del servicio prestado en ambos casos, estableciendo tolerancias, métodos de control y sanciones pertinentes a los valores establecidos fuera de las normas.

#### **1.5.5. Normas de seguridad**

Además de las normas establecidas por la comisión Nacional de Energía Eléctrica, se deben considerar otros tópicos relacionados al sector de la distribución de energía eléctrica en el país, los cuales son de vital importancia para garantizar la protección y seguridad de las personas que operan la red, así como los bienes materiales asociados al funcionamiento de la red de distribución.

### **1.5.5.1. Las cinco reglas de oro**

Cuando se trata de realizar trabajos de mantenimiento/repación en redes eléctricas, lo ideal es trabajar con la red desenergizada, para garantizar la seguridad del personal a cargo de los trabajos y los bienes materiales de las instalaciones relacionados con la red. En casos donde se requiera realizar maniobras con red energizada, es necesario contar con el equipo de protección personal y cumplir con las distancias de seguridad para garantizar la seguridad del personal.

Al realizar trabajos con la red desenergizada, es necesario seguir una serie de pasos que permitan trabajar en una zona segura y con la señalización adecuada tanto para las personas involucradas directamente en la realización del trabajo, como de las personas que puedan estar cerca del lugar. Esta serie de pasos es conocida como las 5 reglas de oro, que se describen a continuación:

- **Desconectar:** procediendo con la apertura del circuito o interrupción del servicio que debe ser visible, según el elemento de interrupción (cortacircuitos fusible) con el que cuente el circuito, con lo cual se pueda garantizar un corte efectivo de la fuente de alimentación principal.
- **Bloqueo y etiquetado:** con el fin de que otras personas no puedan reconectar el circuito de manera accidental, es necesario etiquetar los elementos de corte y realizar un bloqueo de este para garantizar que no se pueda energizar de nuevo el circuito mientras se realizan los trabajos asignados.

- Verificar la ausencia de tensión: como medida de prevención, se debe realizar una comprobación para verificar, que el circuito no se encuentra energizado antes de proceder con los trabajos. El equipo a utilizar puede ser un detector de voltaje tipo zumbador o similar.
- Poner a tierra y en corto circuito: debe realizarse con el respectivo EPP y los elementos destinados para este fin y debe hacerse lo más cercano posible al lugar donde se realizarán los trabajos, en los puntos de posible alimentación a la instalación.
- Delimitar la zona de trabajo: mediante conos de señalización, acordonando el área de trabajo, letreros de señalización de zona de riesgo, entre otras, para evitar que personal ajeno a los trabajos pueda acercarse a la zona de trabajo.

#### **1.5.5.2. Distancias de seguridad**

Para cada nivel de tensión y tipo de instalación a nivel de distribución, existen diferentes distancias de seguridad que garantizan la seguridad personal cuando se trata de trabajos relacionados a líneas energizadas, las cuales se deben respetar para garantizar la integridad personal y de los bienes ya que de ser omitidas dichas distancias entre la línea energizada y las personas u objetos se tiene el riesgo de sufrir descargas eléctricas, estas distancias se encuentran dentro de las NTDOID para Guatemala, específicamente, esta información está contenida en el título II, capítulo I y el artículo 18: Distancias mínimas de seguridad.



Estas son las distancias horizontales y verticales entre conductores del sistema de distribución, distancias horizontales y verticales entre los conductores y otras estructuras de distribución o bien domicilios, edificios, ventanas u otros bienes existentes en los alrededores de la red de distribución. También se establecen los valores de distanciamiento de seguridad para los conductores que pasan sobre calles, aceras, cuerpos de agua, vías férreas, entre otros; incluso las distancias reglamentarias para las diferentes acometidas, según los servicios finales contratados por los usuarios a las empresas distribuidoras del país.



## 2. PÉRDIDAS EN LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN Y VULNERABILIDADES

En cualquier sistema que se relacione con algún tipo de energía, este se ve estrictamente regido por el principio de la conservación de la energía, el cual establece que la energía no puede ser creada o destruida, solo puede transformarse de una forma a otra, es decir puede pasar de ser energía potencial a cinética, lumínica o calórica, entre otras y se puede formular como una sumatoria de entradas o fuentes de energía que deben ser iguales a las salidas o consumidores de energía, independientemente del tipo de energía, tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\sum \text{Fuentes de energía} = \sum \text{salidas de energía}$$

Esto permite saber en cualquier sistema mecánico, eléctrico, térmico, entre otros, la cantidad de energía de entrada y la cantidad de energía utilizada para un trabajo neto, incluyendo la energía conocida como pérdidas en el sistema, que son derivadas de los sistemas no ideales en la vida real, lo cual se ve relacionado con la fricción, la resistencia del aire y el calentamiento no deseado de las máquinas

### 2.1. Conceptos de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución

Como se menciona en las líneas que preceden este párrafo, todo sistema debe estar en equilibrio, esto implica conocer los valores en entrada al sistema,

los valores de las salidas, incluyendo la cantidad de energía que se pierde por fricción, resistencia del aire o calentamiento de los elementos. Para el caso específico de los sistemas eléctricos, los valores de entradas y salidas son conocidos mediante los medidores de energía colocados en los generadores, líneas de transmisión y distribución, transformadores de distribución y en las acometidas de los usuarios finales, con ello es posible determinar las pérdidas en el sistema eléctrico de distribución.

Las pérdidas en los sistemas eléctricos se pueden clasificar en dos grupos importantes:

- Las pérdidas técnicas debido al calentamiento de los conductores por efecto Joule.
- Las pérdidas no técnicas, que son las relacionadas al consumo no registrado, es decir, las relacionadas al hurto y robo de energía eléctrica.

En otras palabras, las pérdidas eléctricas pueden definirse como la diferencia entre la energía comprada por las empresas distribuidoras y la energía vendida y facturada por la misma empresa.

El cálculo de esta pérdida se determina mediante un balance energético de los sistemas de distribución, pues esta parte es la más vulnerable y afectada por las pérdidas técnicas y no técnicas, esto se debe básicamente, a que las centrales de generación se encuentran concentradas en un solo lugar varias máquinas generadoras y aisladas del resto de sistema eléctrico de potencia, mientras que el sistema de distribución debe diseñarse para llegar a todos los usuarios dispersos en diferente áreas y con diferentes demandas de energía, siendo este el factor principal de la pérdida técnica y también vuelve esta parte

del sistema eléctrico de potencia, la más vulnerable y accesible a manipulaciones, lo que incrementa las pérdidas no técnicas del sistema. Según el informe del Banco Interamericano de Desarrollo, donde se realiza un dimensionamiento de las pérdidas eléctricas en los sistemas de transmisión y distribución de electricidad en Latinoamérica y el Caribe establece que:

Las pérdidas eléctricas en esta región se encuentran en 17 % del total de la energía generada en la región, siendo el 20 % de dichas pérdidas en el sistema de transmisión, debido a las pérdidas técnicas y el restante 80 % se pierde en la etapa de distribución y se debe al conjunto de las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas<sup>6</sup>.

La tabla II muestran los porcentajes de pérdidas de los países de la región.

Tabla II. **Pérdidas eléctricas en la región de América Latina y el Caribe**

<b>País</b>	<b>Porcentaje de pérdidas en transmisión</b>	<b>Porcentaje de pérdidas en distribución</b>	<b>Porcentaje de pérdidas totales</b>
República Dominicana	2,0	32,8	34,8
Paraguay	7,9	24,3	32,2
Honduras	3,7	22,0	25,7
Nicaragua	2,3	21,6	23,9
Colombia	1,9	18,2	20,1
Ecuador	3,5	16,2	19,7
Uruguay	2,8	15,0	17,8
Brasil	3,5	13,5	17,0
México	2,2	14,5	16,7
Argentina	3,6	11,9	15,5
Guatemala	3,6	10,5	14,1
Bolivia	1,6	12,4	14,0
El Salvador	1,7	10,5	12,2
Panamá	2,2	9,7	11,9
Perú	3,0	4,3	7,3

Fuente: elaboración propia, con información del Banco Interamericano de Desarrollo.

<sup>6</sup> Banco Interamericano de Desarrollo. *Electricidad perdida*. p. 6.

Según los datos mostrados en la tabla II, el mismo informe del BID concluye que las pérdidas se incrementan en los países con mayores índices de pobreza y bajos ingresos nacionales, lo que implica que la mayor cantidad de pérdidas en el sistema de distribución se presente en áreas rurales, debido a una menor densidad poblacional, menor control en la red de difícil acceso y lugares con conflictividad social. El nivel de ingreso de un país, según la clasificación del BID, está relacionado directamente con el nivel de pérdidas eléctricas respectivamente, tal y como se muestra en la tabla III, también, más adelante se muestra un resumen de las pérdidas eléctricas por región en la tabla IV que ratifican la información anteriormente citada.

Tabla III. **Pérdidas eléctricas según nivel de ingresos económicos**

<b>Nivel de ingresos</b>	<b>Porcentaje de pérdidas totales</b>
Ingreso alto OCDE	6
Ingreso mediano OCDE	9
Ingreso mediano alto	13
Ingreso mediano bajo	14
Países ingreso bajo	15
Promedio ALC	17

Fuente: elaboración propia, con información del Banco Interamericano de Desarrollo.

Tabla IV. **Pérdidas eléctricas por región**

<b>Región</b>	<b>Porcentaje de pérdidas totales</b>
América del Norte	8
Europa	8
Asia y Oceanía	12
Medio Oriente	12
Eurasia	13
África	14
ALC	17

Fuente: elaboración propia, Banco Interamericano de Desarrollo.

En las tablas III y IV, el Banco Interamericano de Desarrollo, en el informe citado, realiza la clasificación, según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), para el área de América Latina y El Caribe (ALC).

En el desarrollo del presente trabajo de graduación se hará énfasis en las pérdidas que corresponden al proceso de distribución de energía eléctrica, lo cual puede resumirse en una fórmula que determina las pérdidas totales del sistema de distribución:

$$Pérdidas_{eléctricas} = pérdidas_{técnicas} + pérdidas_{no\ técnicas}$$

## **2.2. Pérdidas técnicas**

El proceso del transporte de energía eléctrica desde una fuente hasta el lugar donde se ubica la carga tiene una pérdida asociada inherente, relacionada a factores como nivel de voltaje, nivel de corriente que circula en los conductores, según las cargas conectadas y distancia de los conductores, en resumen, se ve relacionada directamente con la infraestructura y el diseño de la red. Esta pérdida tiene dos componentes que se definen en la siguiente ecuación:

$$Pérdidas_{técnicas} = pérdidas_{fijas} + pérdidas_{variables}$$

### **2.2.1. Pérdidas fijas**

Relacionadas directamente con los fenómenos electromagnéticos en los elementos conductores de energía eléctrica, es el conjunto de la suma de pérdidas derivadas de la energía de histéresis en el núcleo ferromagnético de los transformadores y corrientes parásitas inducidas en los devanados de los transformadores, siendo un efecto necesario para energizar las máquinas

eléctricas y la otra parte se refiere al efecto corona que se presenta exclusivamente en las líneas de alto voltaje. Dicha pérdida es proporcional al voltaje del sistema y no depende del valor de la corriente que circula por los conductores, en el caso del efecto corona también se ve afectado por las condiciones climatológicas del entorno.

El voltaje nominal, por norma, debe tener una variación mínima en las líneas de distribución para garantizar la calidad de servicio de distribución de energía eléctrica, por lo cual esta pérdida se considera constante y tiene una incidencia de entre el 20 y 40 % del total de pérdidas en las líneas de distribución. Esta pérdida es inevitable en el sistema, ya que es necesario para energizar todos los circuitos por donde circula la energía eléctrica. Otro factor que se incluye como una pérdida fija, es la energía utilizada para el funcionamiento de los medidores de energía, debido a la energización de sus componentes internos y posibles defectos de funcionamiento, el BID refiere que en el sistema eléctrico de Gran Bretaña esta pérdida tiene una proporción del 3 % del total de la pérdida técnica<sup>7</sup>.

### **2.2.2. Pérdidas variables**

Estas pérdidas están constituidas por el efecto que ocasiona el paso de la corriente eléctrica en los conductores de energía eléctrica, debido al calentamiento de estos por el efecto Joule, las cuales se derivan de la resistencia al flujo de electrones dentro de las secciones de los conductores eléctricos que presenta impurezas en su composición química. Esta pérdida es directamente proporcional a la demanda de energía eléctrica, pues al incrementar el valor de la corriente eléctrica a través de un conductor de sección determinada, se incrementa el calentamiento de los conductores, tal y como se puede apreciar en la siguiente ecuación:

$$Pérdidas_{E. Joule} = I^2 * R * t \quad [Kwh]$$

---

<sup>7</sup> Banco Interamericano de Desarrollo. *Electricidad perdida*. p. 14.



Donde  $I$  se refiere al valor de la corriente que circula por el conductor dada en amperios,  $R$  es la resistencia eléctrica del conductor en Ohms y  $t$ , se refiere el tiempo durante el cual dicha corriente circula por el conductor eléctrico.

### **2.3. Pérdidas no técnicas o comerciales**

Es la otra parte de las pérdidas en el sistema y la que mayor proporción representa en el sistema eléctrico de distribución, estas se refieren principalmente, a la energía que es consumida por los usuarios finales, pero que no es registrada ni facturada de forma legal en el sistema de distribución, esto se debe al robo y hurto de energía eléctrica, por medio de conexiones directas, manipulaciones y alteraciones ilegales en los medidores de energía y en la red de distribución; dentro de este grupo de pérdidas se incluyen, también, las relacionadas a errores administrativos por falta de actualización de los datos de los clientes, errores de digitación y errores de lectura en los medidores, entre otras.

En resumen, las pérdidas no técnicas están relacionadas directamente con factores externos a la red eléctrica y se ven afectadas únicamente por factores sociales en las distintas regiones y por deficiencia en la gestión y manejo de datos dentro de las empresas. A continuación, se describirán estas pérdidas clasificadas en dos subgrupos de las pérdidas no técnicas, las cuales son: por factores internos a las empresas y por factores externos a las empresas.

### **2.3.1. Pérdidas por factores internos a la empresa (fallas administrativas)**

Dentro de las empresas existen diversos factores relacionados con las pérdidas no técnicas y que se derivan del mal manejo de la información comercial de los clientes en las bases de datos de las empresas, por ejemplo, datos mal digitados, datos de diferentes clientes cruzados, estimaciones erróneas de consumos en clientes que no permiten lecturas, entre otros factores; pues como se mencionó al inicio de este capítulo, para calcular las pérdidas se hace la sumatoria de todas las salidas o consumos facturados del sistema de distribución de las empresas y al tener datos de facturaciones mal registrados o asociados de forma errónea se afectan los balances de energía eléctrica asociados a determinados circuitos o subestaciones eléctricas.

#### **2.3.1.1. Errores de lecturas en medidores de los clientes**

Este tipo de errores influyen directamente en el cálculo de las pérdidas no técnicas, al presentar valores de consumos facturados que no son reales en los medidores de los clientes, esto se debe a varios factores en campo como pueden ser medidores muy viejos con pantallas opacas, rayadas o manchadas con pinturas u otras sustancias, medidores ubicados en alturas mayores a las reglamentarias, o simplemente por errores visuales de los lectores que pueden llegar a confundir algún dígito del medidor por problemas oculares o por no estar lo suficientemente cerca del medidor para tener una clara visualización del mismo. Esta situación se puede evidenciar en la figura 2, que muestra un medidor con posibles dificultades de lectura por tener la pantalla muy rayada y opaca.

Figura 2. **Medidor con posible error de lectura**



Fuente: Municipio de San Pedro Pinula, Jalapa.

#### **2.3.1.2. Estimaciones de energía consumida por falta de datos reales**

Esta situación se presenta por dos situaciones diferentes; la primera en la cual existe incapacidad de realizar lectura en los medidores por accesos bloqueados debido a causas de la naturaleza y la segunda es debida a conflictos sociales con la comunidad y que representa un peligro para los lectores el acceso a estos lugares a realizar tomas de lectura en los medidores, con lo cual se procede a métodos alternativos de estimación de consumos, por parte de las empresas para estos clientes, estas estimaciones pueden ser basadas en históricos de consumo de cada cliente, en un promedio general de la localidad asociada, entre otros métodos propios de cada empresa.

El realizar este tipo de estimaciones de consumo en estos suministros puede afectar de forma positiva o negativa al cálculo del balance energético para determinar las pérdidas en el sistema, de la siguiente manera: considerando el caso en el que los suministros son estimados con valores superiores a los consumos reales, las pérdidas presentarían un valor menor al real; para el segundo caso considerando una estimación de consumos menor al que realmente registran los medidores, se vería un incremento en el cálculo de las pérdidas no técnicas de la red eléctrica de distribución.

### **2.3.1.3. Otros errores internos**

Existe una serie de procesos internos de cada empresa, desde la contratación de un nuevo cliente hasta su facturación final, en este proceso administrativo de datos pueden presentarse errores que afectan el valor final de la pérdida de energía, pues pueden existir subregistros o datos que no son tomados en cuenta en el cálculo de la pérdida no técnica, estos factores pueden ser:

- Proceso incompleto de migración de información de clientes a las bases de datos.
- Ingreso de datos cruzados de diferentes clientes.
- Digitación errónea de series de medidores y correlativos o NISES de clientes.
- Falta de actualización de información de clientes en las bases de datos.
- Ubicación errónea de clientes en grupos de lectura que no corresponden.

### **2.3.2. Pérdidas por factores externos a la empresa**

Se refiere a todos los factores que afectan en las pérdidas no técnicas que están relacionadas directamente con la red eléctrica y su ubicación geográfica, conflictividad social y conexiones anómalas o alteraciones a la red para robar o hurtar energía eléctrica de forma ilegal, es decir, toda aquella energía que es consumida de manera no regulada, pero no se tiene registro de la cantidad de energía que representa en forma real para las empresas distribuidoras.

#### **2.3.2.1. Robo de energía eléctrica**

El término robo hace referencia al hecho de apropiarse de un bien ajeno, recurriendo a la violencia, amenazas o fuerza física para conseguir un propósito, en este sentido al aplicarlo al sector eléctrico, el robo de energía se presenta mayormente en forma colectiva por medio de los grupos organizados en las áreas rurales del país, principalmente debido a la conflictividad social en algunas comunidades y al servicio de poca calidad que prestan las empresas distribuidoras de energía eléctrica en las áreas más recónditas del país, lo cual motiva a estas agrupaciones a realizar conexiones ilegales, a restringir el ingreso del personal de las empresas distribuidoras al área, bajo intimidaciones, uso de la fuerza e incluso a veces con atentados contra la vida de estas personas.

El ejemplo más claro en este campo es el Comité de Desarrollo Campesino CODECA, el cual es una organización campesina de agricultores indígenas y cuyo fin principal es velar por el desarrollo campesino de las áreas rurales de Guatemala, sin embargo en muchos casos, es esta misma organización quien perpetra robos de energía eléctrica a las empresas encargadas de las distribución de energía eléctrica en áreas rurales de Guatemala, pero al mismo

tiempo se aprovechan de la situación y realizan cobros ilegales por el uso de la energía eléctrica que ellos mismo roban.

Existen casos también, donde no son necesariamente agrupaciones de personas que realizan estos actos delictivos de robo de energía eléctrica, si no empresas o industrias que realizan y tienen operaciones legalmente registradas pero toman por la fuerza la energía eléctrica directamente de la red de distribución para su funcionamiento, también hay casos especiales en donde se sabe que el robo de energía eléctrica se realiza por parte de organizaciones relacionadas al narcotráfico, principalmente en la parte norte y oriente del país y en el cual existe riesgo para los colaboradores de la empresa que laboran cerca de estas áreas e incluso las autoridades públicas tienen poca probabilidad de intervenir con éxito.

La ley en Guatemala contempla el robo y hurto de energía eléctrica como un delito que puede ser castigado con sanciones económicas e incluso la cárcel para las personas que incurran en este delito, en el Código Penal, específicamente en el artículo 249, se menciona el hurto de energía como hurto de fluidos, identificándola como una actividad en la que se sustrae energía eléctrica de una instalación de manera ilícita, que puede ser mediante una conexión ilegal directa a la red eléctrica de distribución o alterando los aparatos medidores de energía.

Figura 3. **Conflicto por posible robo de energía**



Fuente: Municipio de San Andrés Villa Seca, Retalhuleu.

### **2.3.2.2. Hurto de energía eléctrica**

El hurto de energía eléctrica también está catalogado como un delito de hurto de fluidos, según el Código Penal, antes citado y se diferencia del delito de robo de energía eléctrica en que la sustracción del flujo de energía se realiza sin utilizar la fuerza o amenazas, es decir, para cometer este delito se recurre al fraude, mediante conexiones ilegales ocultas a la vista o en horarios donde no se tiene supervisión por parte de las empresas distribuidoras, También a la manipulación de medidores con el fin de que estos registren una cantidad de energía menor a la consumida en realidad, este delito está relacionado con los mismo trabajadores o exempleados de las empresas, que están capacitados y tienen el conocimiento y herramientas para realizar la manipulación.

Se presentan casos donde, también son personas particulares quienes realizan este tipo de conexiones, pero ellas corren un mayor riesgo, pues no tienen la capacitación ni el equipo adecuado para manipular la red eléctrica, exponiéndose a riesgos de electrocución por manipulación de la red. En algunos lugares existen personas o grupos de personas que realizan cobros ilegales por realizar este fraude en la red aérea o en los medidores de energía. Como se muestra en la figura 4, una persona se encuentra manipulando la red de forma ilegal y sin el equipo de protección adecuado, poniendo en riesgo su vida.

Figura 4. **Persona no autorizada manipulando la red de distribución**



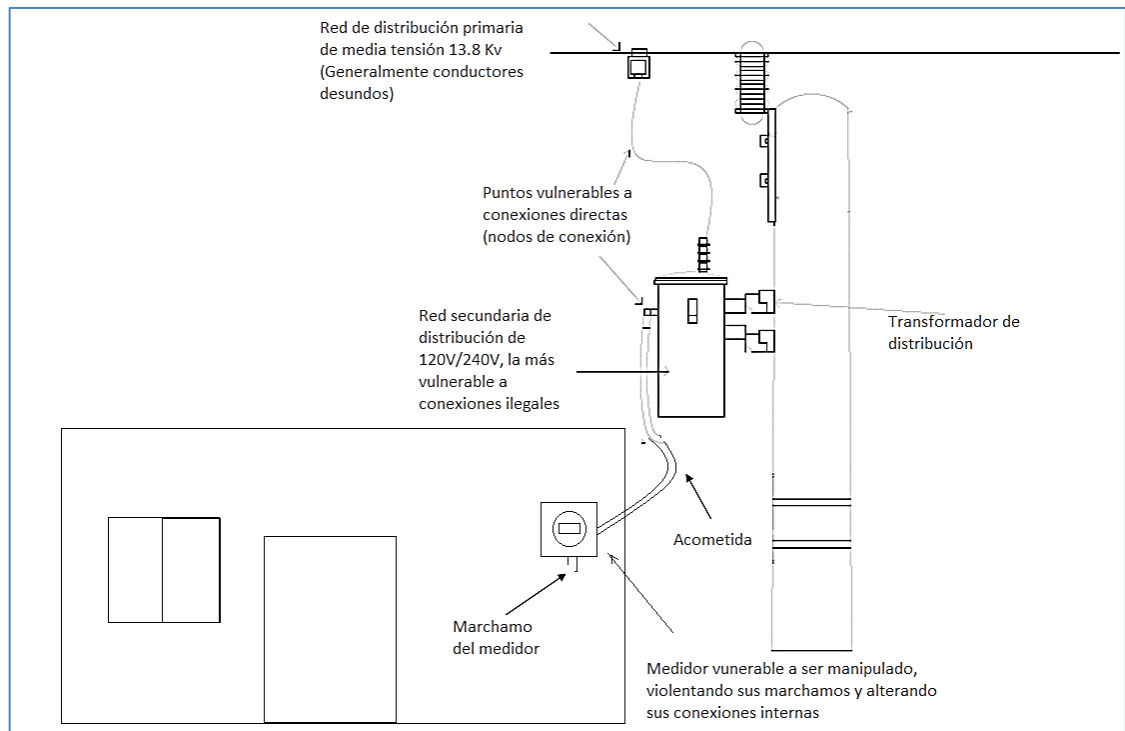
Fuente: Municipio de San Andrés Villa Seca, Retalhuleu.

Según observaciones realizadas en campo, se logró establecer que la mayor parte de conexiones fraudulentas se realizan directamente en la red abierta secundaria de distribución, también en las conexiones de las lámparas de alumbrado público y el fraude más complejo consiste en la manipulación y



alteración de los medidores, esto último es lo más difícil de detectar, pues se deben alterar los marchamos que tienen los medidores y realizar puentes entre bornes internos del medidor para hacer pasar la energía directamente a las cargas conectadas dentro de las casas, sin ser registradas por el medidor. En la figura 5, se muestra con más detalle los tipos de fraude realizados en la red.

Figura 5. **Puntos vulnerables al fraude en la red de distribución**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

### **2.3.2.3. Red de distribución y energía no registrada**

Las redes anómalas no normadas ni registradas en las empresas distribuidoras, generalmente se presentan en las áreas rurales más alejadas de la red, donde los usuarios finales ubicados en fincas o localidades pobladas recientemente se ven en la necesidad de utilizar energía eléctrica; sin embargo, al no tener acceso a la misma por parte de las empresas, los pobladores optan por crear su propia red sin los diseños apegados a las normas correspondientes, conectándose de forma ilegal a la red existente y llevando energía a sus lugares de habitación, incluso por tramos largos de más de un kilómetro.

Esta energía no es registrada ni facturada por las empresas y muchas veces, no es sino hasta varios meses o años después que estas redes anómalas son detectadas y rediseñadas por las empresas distribuidoras, afectando de manera directa en el incremento de las pérdidas no técnicas, ya que generalmente estas poblaciones tienen varios habitantes en estos lugares.

Para entender la dimensión estas pérdidas se considerarán los siguientes datos de ejemplo: como mínimo cada casa tiene una bombilla incandescente de 75 w, un televisor (250 w) y un radio (150 w), considerando que se tiene un uso promedio de los mismos de aproximadamente 6 horas diarias, en el mes se tendría un consumo total de 85 kWh por hogar, al considerar varias casas colindantes en situaciones similares, para el ejemplo se tomarán 15 casas, es posible visualizar que la energía no registrada es de 1 283 kWh al mes, una pérdida considerablemente grande para las empresas, esto se puede visualizar de mejor manera en la siguiente tabla V de resumen.

Tabla V. Ejemplo pérdidas por obras anómalas

Cantidad	Descripción	Potencia (kW)	Tiempo de uso (h/día)	Energía diaria (kWh)	Energía mensual (kWh)
1	Bombilla incandescente	0,075	6	0,45	13,5
1	Televisor	0,25		1,5	45
1	Radio	0,15		0,9	27
<b>Total</b>		<b>0,475</b>		<b>2,85</b>	<b>85,5</b>
	<b>Inmuebles totales:</b>			<b>15</b>	<b>1 282,5</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

Con los datos presentados en la tabla anterior y tomando como referencia el precio de la energía eléctrica por kWh al mes de Q 1,79, según la tarifa de DEORSA para el segundo trimestre del año 2021, es posible determinar que la empresa tendría una pérdida económica mensual de Q 2 296,00 derivado de esta obra anómala no registrada<sup>8</sup>.

#### 2.3.2.4. Ubicación geográfica de las comunidades

Uno de los factores que es bastante crítico y afecta directamente en el incremento de las pérdidas no técnicas es la ubicación geográfica de la red eléctrica de distribución de las empresas, pues existen comunidades rurales que realmente se encuentran bastante alejadas de los cascos urbanos municipales, lo cual dificulta de gran manera el mantenimiento o expansión de la red de distribución en esos sectores, llegando incluso a pasar muchos años sin realizar una incursión dentro de estas áreas por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

<sup>8</sup> CNEE. *Pliegos tarifarios*. <https://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>. Consulta: 20 de septiembre de 2021.

Esto tiene como consecuencia que se deteriore la red eléctrica en el lugar y al no ofrecer contratos para nuevos suministros las empresas, así como la dificultad para el acceso o salida del lugar incentivan el hurto de energía por medio de conexiones directas a la red de forma ilegal para que los comunitarios puedan satisfacer sus necesidades de consumo de energía.

#### **2.3.2.5. Conflictividad social**

El factor más crítico y difícil de erradicar en las pérdidas no técnicas de las redes de distribución eléctrica es la conflictividad social que se presenta en las áreas rurales, generalmente se debe a causas como el uso de los recursos naturales, servidumbres para el paso de la red eléctrica, la poca calidad del servicio prestado, entre otros factores que causan molestias entre los pobladores de estas áreas. El mapa de la figura 6 muestra los sectores con mayor conflicto social relacionado al tema de energía eléctrica en Guatemala.

En los últimos años, este conflicto se ha incrementado en forma considerable, según datos presentados por Asociación de Generadores de Energía Renovable (AGER) en el año 2018, en algunos casos los niveles de conflictividad han cambiado de moderados a mayor intensidad, implicando alto riesgo para el personal de las empresas relacionadas al servicio de energía eléctrica, impidiendo labores de mantenimiento y mejora de la red eléctrica de distribución<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> ASIES. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. p. 17.

Figura 6. **Mapa de conflictividad social en Guatemala al 2018**



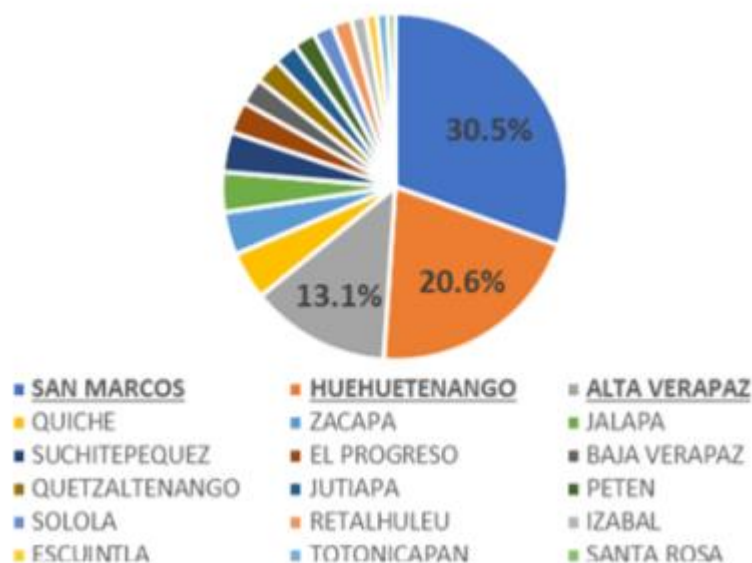
Fuente: ASIES. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. p. 17.

Según el estudio de estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala realizado por la Asociación de Investigación y Estudios Sociales (ASIES), la mayor concentración de conflictividad social al año 2018 se presenta en tres departamentos, los cuales son: San Marcos, Huehuetenango y Alta Verapaz<sup>10</sup>.

Tal y como se puede apreciar en la figura 7.

<sup>10</sup> ASIES. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. p. 17.

Figura 7. **Conflictividad social por departamento, según ENERGUATE**



Fuente: Así es. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. p. 21.

La resolución de estos conflictos sociales no es un tema que concierna a un sector en específico, pues actualmente no existe una base legal con el contexto necesario para resolver esta problemática, por lo que al existir posturas diferentes en las instituciones que son utilizadas como mediadoras, los esfuerzos por resolver este problema son muy dispersos y aislados. Sin embargo, los sectores que se involucran para solventar estas situaciones dependen del grado de organización y comunicación del sector conflictivo, según datos de ENERGUATE tiene diferentes grados de participación las instituciones<sup>11</sup>.

Tal y como se muestran en la tabla VI de resumen.

<sup>11</sup> ASIES. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. p. 21.

Tabla VI. **Instituciones involucradas en la resolución de conflictos sociales relacionados a ENERGUATE**

<b>Institución</b>	<b>Porcentaje de participación</b>
Gobernación	55,9 %
Municipalidad	36,1 %
Policía Nacional Civil	2,7 %
COPREDEH	2,4 %
PDH	1,8 %
Diputados	1,0 %
Comisión Presidencial del Diálogo	0,1 %

Fuente: ASIES. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. p. 21.

#### **2.4. Efectos del robo y hurto de energía en la red eléctrica de distribución**

La práctica de estas actividades ilegales en la red eléctrica tiene consecuencias que afectan a ambas partes invocadas, dañando la infraestructura y elementos instalados para brindar el servicio, como a las personas que realizan esta práctica, pues corren riesgo de sufrir descargas eléctricas, ocasionar cortocircuitos e incendios, con lo cual se provocan daños a la propiedad privada.

##### **2.4.1. Sobrecarga y deterioro de los conductores y elementos de distribución**

El diseño inicial de toda red contempla un crecimiento de la demanda y una expansión de la red a futuro, sin embargo, la alta incidencia de hurto por medio de conexiones ilegales o alteraciones en los elementos de medición, trae como consecuencia que por los conductores y transformadores de distribución circule

una corriente mayor a la nominal, para la cual no fue diseñada inicialmente y con esto se tienen efectos no deseados, como activación frecuente de elementos de protección como reconectores o fusibles de transformadores.

Esto tiene una repercusión final en una disminución en la calidad del servicio, debido a que se presentan interrupciones en la red y posibles daños a equipos de los usuarios por bajos niveles de voltaje o interrupciones continuas, además de la demora en el tiempo que implica el restablecimiento del servicio en áreas alejadas de los centros urbanos o con accesos complicados por el tipo de carreteras en el interior del país.

Esta sobrecorriente, que circula en los conductores de la red de distribución y se concentra en determinados tramos de la red con mayores índices de fraude, afecta tanto el incremento de las pérdidas técnicas, como en las no técnicas. En la primera es derivado del efecto Joule, que es directamente proporcional al valor de la corriente que fluye por un conductor y para la pérdida no técnica, debido al consumo de energía no registrado ni facturado por las empresas. Además, impacta en el deterioro de los aislantes dieléctricos al incrementar la temperatura de los conductores, incluso se tiene riesgo de incendios en lugares con aislantes de baja calidad o materiales no adecuados en contacto con los conductores.

#### **2.4.2. Aumento de la cantidad de energía comprada en la cabecera del circuito**

Cada empresa eléctrica de distribución tiene uno o varios circuitos en cada subestación eléctrica, lo cual le permite distribuir la energía eléctrica, según la ubicación geográfica de las cargas conectadas a la red, con lo cual se tiene un mejor control del registro y balance de cargas según la capacidad de cada circuito y la demanda que se tenga asociada a cada uno, cada circuito cuenta con sus



elementos básicos como: transformadores de potencia, conductores eléctricos, elementos de protección, elementos de medición en el inicio o cabecera del circuito y en algunos, si el tramo de la red del circuito es muy grande, pueden existir elementos de medición, reconectores o fusibles que permitan realizar maniobras en caso de fallas eléctricas.

Existen varios factores que pueden afectar la cantidad de energía demandada de un circuito, dependiendo el tipo de cargas, la ubicación geográfica de los suministros, nivel de conflictividad social, tendencia al robo de energía, entre otros. Generalmente, la demanda es variable en función de las dos estaciones climáticas marcadas en el país, por ejemplo, para las áreas rurales con lugares de cultivos, la demanda tiende a incrementarse en verano cuando es necesario utilizar bombas de riego para la siembra y se reduce la demanda en invierno cuando la temporada de lluvia se presenta; en departamentos con climas cálidos la tendencia es similar en verano, cuando es necesario el uso de aparatos de aire acondicionado y se reduce en invierno.

El principal factor que influye en el incremento o reducción de forma no proporcional a las estaciones climáticas es el nivel de conflictividad con incidencia en el robo y hurto de energía eléctrica, pues al existir un hurto permanente de energía, también se incrementa la energía medida en la cabecera de los circuitos y que se suministra a los usuarios finales, sin que este incremento se vea reflejado de forma proporcional en la facturación de energía eléctrica de los usuarios finales, esto como se mencionó anteriormente, es el factor que más impacto tiene en el cálculo del valor de la pérdida no técnica y debida a factores externos a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

### **2.4.3. Aumento en la tendencia de adquisición de energía de forma ilegal**

Cuando existen comunidades identificadas con robo o hurto de energía eléctrica, se presenta una tendencia en las comunidades vecinas a realizar los mismos actos fraudulentos para la adquisición de energía eléctrica de forma ilegal desde la red eléctrica de distribución, esto puede repercutir en la calidad del servicio de un circuito sano, pues a través del tiempo si este problema social no es contrarrestado por campañas de concientización de parte de las empresas distribuidoras de energía, se presentaría un deterioro en el circuito asociado, derivado del incremento de las pérdidas no técnicas que se incrementan con el paso de los años. Estos problemas se incrementan, principalmente donde la agrupación CODECA tiene mayor influencia social.

### **2.4.4. Riesgos personales y patrimoniales por manipulación ilegal de la red**

Entre las consecuencias más comunes de los accidentes eléctricos por manipulación ilegal de la red se encuentran, contracciones musculares violentas, erosiones en la piel, quemaduras de segundo o tercer grado, pérdida del conocimiento, convulsiones, paros cardiorrespiratorios, y como consecuencia fatal en algunos casos la muerte, según datos del INACIF, en el periodo comprendido de enero 2017 a julio 2019 se registraron un total de 110 muertes debidas a electrocución por manipulación de la red eléctrica<sup>12</sup>.

### **2.4.5. Pérdidas económicas para las empresas distribuidoras**

El conjunto de todos los puntos descritos anteriormente tiene un impacto significativo directo en el valor calculado de las pérdidas técnicas y no técnicas, lo cual tiene como consecuencia una pérdida económica considerable en las

---

<sup>12</sup> Instituto Nacional de Estadística Guatemala. *Base de datos estadísticas vitales. Informe de defunciones 2017-2019*. p. 15.

empresas eléctricas distribuidoras pues significa una mayor inversión en el mantenimiento de la red por el deterioro de la misma, pero la mayor pérdida es en el costo de la energía consumida por los usuarios finales pero que no es registrada por las empresas, pues esta energía no se refleja en las facturación final y únicamente se tiene una inversión mayor por compra de energía, sin que los ingresos por concepto de facturación de energía sean proporcionales a la energía inicial mencionada. Según el dato mencionado en el artículo de Prensa Libre dice:

Estos son los 20 municipios con mayor concentración de pérdidas por robo de energía, según ENERGUATE; se estima que, en promedio el costo de la pérdida de energía anual es de \$50 millones, del cual el 56 % corresponde al robo de energía y el restante 44 % es debido a fraudes cometidos por agrupaciones que realizan cobros ilegales<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Prensa Libre. *Estos son los 20 municipios con mayor concentración de pérdidas por robo de energía, según Energuate*. <https://www.facebook.com/prensalibregt/posts/10157319924148149>. Consulta: 11 de julio de 2019.



### **3. MÉTODOS DE MITIGACIÓN DE PÉRDIDAS POR HURTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **3.1. Blindaje de la red eléctrica de baja tensión contra hurto de energía**

A lo largo de toda la trayectoria que recorre el fluido eléctrico desde su generación hasta su consumo, como bien se menciona en capítulos anteriores, la parte de la distribución es el segmento que presenta mayor cantidad de pérdidas asociadas al robo y hurto de energía por conexiones ilegales y manipulaciones a la red eléctrica, pues es la parte más accesible de manipular y la que, generalmente, tiene un menor control en Guatemala.

De lo anterior se deriva la necesidad de implementar medidas técnicas que permitan eliminar vulnerabilidades en la red de distribución de baja tensión, para ello se deben considerar todos los elementos que integran esta red y que son objeto de manipulación, por ejemplo: los transformadores de distribución, líneas aéreas de distribución, acometidas, medidores de energía y lámparas de alumbrado público. Las medidas implementadas pueden ir desde blindajes antihurto en la red existente, hasta rediseño y cambio de la red existente.

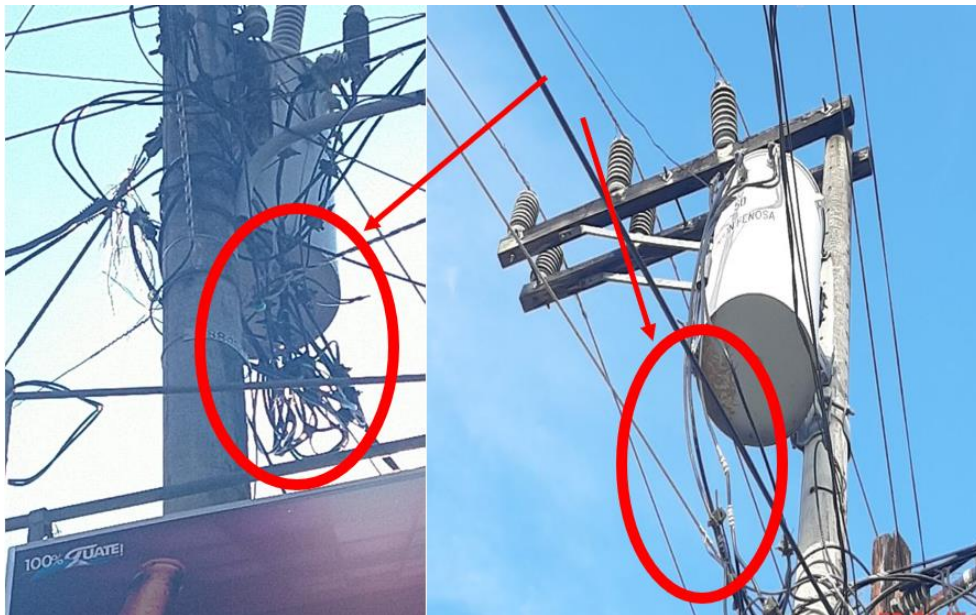
##### **3.1.1. Blindaje de transformadores de distribución**

Este es el elemento que puede considerarse como punto frontera entre la media tensión y la baja tensión en la red de distribución y por ello puede considerarse como un punto muy vulnerable a ser manipulado, debido a que la salida de este elemento presenta el nivel de voltaje que es útil para los usuarios finales, pues los devanados secundarios de estos transformadores de

distribución, generalmente tienen salidas de voltaje de 120/240 V, incluso 240/480 V en configuraciones monofásico o trifásicas.

Ante lo descrito anteriormente, es importante considerar que se deben tomar todas las medidas técnicas para garantizar que las uniones o empalmes y derivaciones desde los transformadores hacia las acometidas queden eléctricamente aisladas y mecánicamente protegidas ante posibles manipulaciones con fines de realizar conexiones ilegales aguas abajo de este elemento. Esto puede conseguirse, mediante la utilización de cajas de distribución secundaria selladas y cintas antihurto dieléctricas termo encogibles en los puntos de unión expuestos de los transformadores.

Figura 8. **Puntos vulnerables de manipulación en transformadores de distribución**

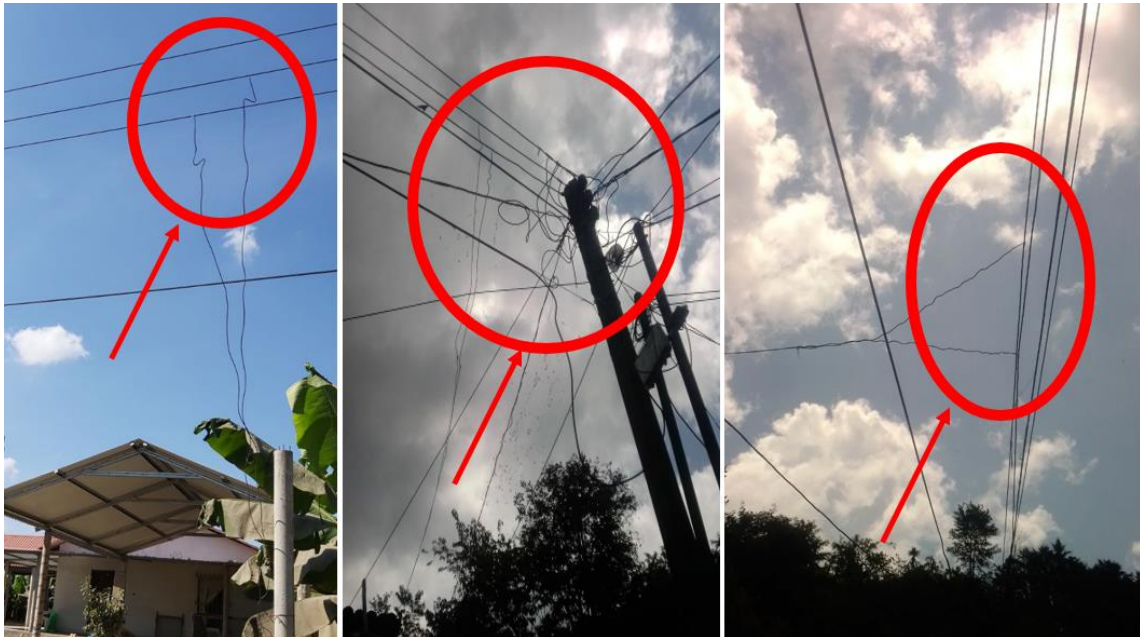


Fuente: Morales, Izabal.

### 3.1.2. Blindaje de conductores aéreos de distribución

Esta parte de la red eléctrica es altamente vulnerable a ser manipulada para realizar conexiones ilegales, principalmente en áreas rurales donde existe una red de distribución secundaria a la salida de los transformadores de distribución de tramos considerablemente largos, debido a que las distancias entre usuarios son bastante grandes y la idea de tener acometidas desde el transformador no es factible por la caída de tensión en el conductor. El principal problema de esta red secundaria de distribución en baja tensión es que, en su mayoría, son conductores antiguos, en algunos casos conductores desnudos y en otros con un aislamiento eléctrico adecuado, pero un aislamiento mecánico muy fácil de violentar.

Figura 9. **Puntos vulnerables en conductores aéreos de distribución secundaria**



Fuente: cantón Barrios, Mataquescuintla, Jalapa.

Una de las formas de evitar esta forma de robo de energía, es mediante el cambio de conductores expuestos por nuevos conductores trenzados tríplex y también con el uso de cajas de distribución secundaria de baja tensión selladas, otro punto a considerar, un poco más costoso, pero necesario en algunas partes es el rediseño de la red que permita mover estructuras y conductores a distancias menos accesibles a ser manipuladas.

Estas medidas se proponen, principalmente para red de distribución aérea secundaria, ya que la red de distribución subterránea es poco utilizada en Guatemala, solo en caso de que sean demandas de energía altas como centros comerciales, proyectos residenciales o industrias. Este tipo de red al estar oculta tiene menor probabilidad de ser manipulada en el trayecto hacia la carga.

### **3.1.3. Blindaje de acometidas**

Este tipo de acciones se enfocan principalmente en medidas que permitan erradicar y prevenir la manipulación de los conductores de acometidas, ya que generalmente esta parte de las instalaciones domiciliarias en el interior del país cuentan con conductores antiguos, incluso el neutro en muchos casos es aún un conductor desnudo y son fáciles de pelar, de ahí se deriva que se presenten casos en donde las acometidas son peladas antes del punto de ingreso a los medidores de energía y se tengan derivaciones que alimenten cargas específicas en una casa o bien pueden alimentar viviendas vecinas, sin que esta energía sea registrada por los medidores y tampoco facturada.



Figura 10. **Acometida manipulada para fraude de energía**



Fuente: cantón Barrios, Mataquescuintla, Jalapa.

La manera ideal de evitar este tipo de fraudes en la red de baja tensión es cambiar los conductores antiguos de las acometidas vulnerables por conductores concéntricos con características eléctricas y mecánicas destinadas a evitar la manipulación y mitigar el fraude.

### **3.1.4. Blindaje de medidores de energía**

El medidor de energía es el elemento final de las instalaciones de distribución que es propenso a la manipulación por parte de los usuarios finales para realizar fraudes en las instalaciones de la red secundaria de baja tensión, propiedad de las empresas distribuidoras. Las personas dedicadas a realizar fraudes en este elemento, han desarrollado varias técnicas que les permiten manipular los medidores de energía, según el tipo, dependiendo si son medidores antiguos (electromecánicos) o medidores recientes (electrónicos digitales), sin embargo, la intención es la misma en ambos casos, generar un registro nulo o bien menor al valor real de energía consumida por las cargas conectadas después del medidor de energía.

Esta forma de manipulación para los medidores electromecánicos analógicos va desde conexiones *bypass* ocultas, hasta introducción de objetos dentro del medidor que alteren el avance del disco electromagnético giratorio, por medio de manipulación de las bobinas o engranajes internos del mecanismo de funcionamiento del medidor o bien con la colocación de imanes de fuerza considerable que afectan el correcto funcionamiento del medidor.

En los medidores electrónicos con numeradores mecánicos se suelen aplicar técnicas similares para evitar el avance del contador numérico que funciona por medio de un sistema electromecánico; sin embargo, este tipo de medidores cuentan con sensores y validaciones electrónicas que permiten detectar cierto tipo de manipulaciones no autorizadas como falta de una fase, falta de neutro o conexiones cruzadas. Este punto es menos vulnerable en los medidores digitales que son menos propensos a manipular su mecanismo de funcionamiento interno, pero siguen siendo vulnerables a las conexiones *bypass*

ocultas, para evitar el paso de corriente por el medidor de energía y por ende incurrir en fraudes.

La solución técnica más factible en los mercados eléctricos son los complementos que ofrecen los distribuidores de materiales eléctricos en el área comercial, específicamente de dos tipos, la primera son los sellos o precintos que se colocan en la carcasa de los medidores para evitar la apertura y manipulación de los mismos, ya que estos precintos pueden ser monitoreados mediante inspección visual y su manipulación es evidente; mientras que una segunda solución que ofrecen son cajas plásticas antihurto para medidores, las cuales están diseñadas para alojar dentro de sí el medidor y parte de la acometida, tendiendo una doble protección ante posibles manipulaciones, incluyendo en ellas también, precintos que garanticen su integridad.

Figura 11. **Caja para blindaje de medidores de energía**



Fuente: Reporte Industrial. *Cajas antifraude para medidores de energía.*

[www.reporteroindustrial.com/temas/Cajas-antifraude-para-medidores-de-energia+10086265](http://www.reporteroindustrial.com/temas/Cajas-antifraude-para-medidores-de-energia+10086265).

Consulta: 10 de julio de 2021.

### **3.1.5. Blindaje de otros elementos de la red**

Existen otros puntos no mencionados en los incisos anteriores que son vulnerables al hurto de energía como lo son: las derivaciones de acometidas, las conexiones destinadas a alimentar postes de alumbrado público, amplificadores de cable, rótulos luminosos en alturas y semáforos. Estas cargas mencionadas, generalmente no cuentan con una medición instalada para registrar su energía, pues estos cargos son fijos dirigidos a los usuarios finales en el caso de la tarifa de alumbrado público y en el resto de las cargas mencionadas, los cobros se realizan basados en el tiempo estimado de uso con un consumo fijo cada mes y son cobradas a las empresas de cable, de publicidad o bien municipalidades, en el caso de los semáforos.

Al ser puntos conectados directamente a la red de distribución secundaria de baja tensión, implica que existen empalmes para su alimentación, por lo que estas conexiones deben quedar protegidas de manera mecánica y dieléctrica con vendas o cintas dieléctricas antihurto especiales que eviten dejar expuesta la unión y además los conductores que alimentan estas cargas deben quedar sin acceso a ser manipulados por personas no autorizadas por las empresas distribuidoras.

### **3.2. Mantenimiento periódico y correcto de la red de distribución**

Un punto crítico en la red eléctrica de distribución es la adecuada planificación del mantenimiento que se debe dar a la red, con el fin de mantener sus óptimas condiciones de funcionamiento y asegurar la calidad de servicio entregado a los usuarios finales, evitando posibles fallas en la red que puedan escalar en magnitud, implicando mayores costos y consecuencias tanto para las empresas distribuidoras como para los usuarios finales.

### **3.2.1. Mantenimiento preventivo**

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo evitar las fallas o daños que se puedan presentar en la red, esto mediante una adecuada planificación en periodos de tiempo establecidos para cada elemento de la red que debe estar bajo constante monitoreo, no solo para garantizar el correcto funcionamiento de los elementos de la red, sino para evitar posibles acciones de hurto en la red de baja tensión, estas acciones incluyen cambio de conductores en mal estado, revisión de transformadores y cambio de bujes secundarios de transformadores, aisladores, verificación de elementos de protección y detección de posibles fugas de aceite dieléctrico de transformadores.

En lo correspondiente a la prevención del hurto, se incluyen actividades de mantenimiento como blindaje de transformadores y de la red abierta de distribución secundaria. Adicional a esto se incluye en este apartado la poda de vegetación cercana a la red de distribución y la inspección visual que se debe realizar en los tramos de la red.

### **3.2.2. Mantenimiento predictivo**

Se refiere a las acciones encaminadas hacia la evaluación del estado actual de la red y que permite predecir posibles fallas, mediante el uso de instrumentos de medición, lo cual permite tomar decisiones acertadas sobre intervenciones en la red que no están contempladas en el mantenimiento correctivo de la red. Esta parte tiene un enfoque principal en los elementos como transformadores, conductores y medidores de energía, pues son elementos que mediante la utilización de distintos instrumentos de medición pueden realizarse pruebas a los mismos con el fin de determinar si su funcionamiento es correcto.

Por ejemplo, en los medidores pueden hacerse pruebas de precisión de medición y en los conductores o nodos de conexión de acomedidas se pueden determinar puntos calientes utilizando cámaras termográficas, de esta manera se podrían evitar sobrecargar en una sola fase o transformador en específico y realizar una mejor distribución de las cargas conectadas a diferentes fases en diferentes transformadores según su potencia instalada y su ubicación geográfica respecto a las cargas conectadas, este criterio también puede ser utilizado como un indicador que determine la necesidad de ampliar o rediseñar la red de distribución en lugares donde la carga sobrepase la capacidad de la instalación actual.

Otro punto que debe considerarse en este apartado es el enfoque social que se le puede dar a la parte predictiva del robo o hurto de energía, ya que no existen instrumentos que permitan detectar de forma certera conexiones ilegales o manipulación en la red, es necesario crear los espacios de comunicación entre las empresas distribuidoras y las comunidades con el fin de concientizar a la población en la necesidad de mejorar sus hábitos de consumo y la parte social empresarial que debe involucrarse en acciones que beneficien a las comunidades y no solo a las empresas, evitando así comportamientos masivos de posible fraudes en la red eléctrica de distribución.

### **3.2.3. Mantenimiento correctivo**

Es el conjunto de acciones destinadas a resolver fallas o averías que se presentan en la red de distribución, a diferencia de las acciones de mantenimiento preventivo y predictivo, no se pueden planificar con tiempo anticipado, pues son fallas que son totalmente imprevistas.

En la mayoría de las ocasiones este tipo de fallas implican que se tenga que desenergizar la parte de la red que se va a trabajar para realizar las reparaciones o correcciones necesarias para devolver la red al punto de operación normal.

En este tipo de acciones se incluyen: cambio de conductores reventados o cortados, eliminación de objetos sobre conductores eléctrico de distribución, sustitución de fusibles o corta circuitos, incluso de ser necesario, cambio de transformadores aéreos de distribución, en casos donde se presenten incendios o cortos circuitos muy relevantes.

En cuanto a lo referente al mantenimiento correctivo enfocado en el robo y hurto de energía eléctrica, pueden aplicarse algunas acciones incluidas en el mantenimiento preventivo, como blindaje mecánico de la red (incluyendo transformadores y conductores de baja tensión), pero esta vez dirigidas hacia alguna comunidad o sector en específico donde se hallan detectado comportamiento de hurto o fraude; también pueden colocarse cajas protectoras a los medidores en caso que la manipulación se detecte a nivel de medidores o bien en clientes reincidentes que requieran, incluso acciones legales. El fin último de este tipo de manteamiento, es evitar que las acciones que provocaron la falla se puedan repetir y afectar nuevamente la red.

### **3.3. Dimensionamiento o rediseño de la red, según demanda actual**

El correcto diseño de una red eléctrica de distribución garantiza que se pueda tener una buena calidad del servicio prestado a los usuarios finales por parte de las empresas distribuidoras, esto implica que se tengan los conductores adecuados en los tramos con distancias permitidas y además que se tengan previstos los futuros aumentos de demanda en la red para evitar que se sobrecarguen ciertos ramales o circuitos de la red.

### **3.3.1. Inspección visual**

El primer paso para evaluar el estado actual de la red y determinar si su dimensionamiento es correcto o no, es la inspección visual de la red por medio de recorrido de campo, pues esto permite tener un valor aproximado de los usuarios y cargas conectadas a la red que están registrados legalmente en el sistema, como también permite saber si existen cargas conectadas ilegalmente o bien obras anómalas de expansión de la red construidas ilegalmente y sin las normas vigentes para alimentar nuevos asentamientos o comunidades que se forman en lugares donde hasta ahora no tienen cobertura las empresas distribuidoras en el interior del país, principalmente por ser lugares lejanos y por desconocimiento del procedimiento para solicitar servicios.

Esta inspección o recorridos de campo permiten, también determinar los puntos donde existen transformadores de distribución sobrecargados y que no son acordes a la capacidad de este, según el diseño inicial que se tuvo, pues puede existir un desarrollo comunitario, crecimiento poblacional o factores geográficos que pueden influir en la expansión de la demanda en la red, con ello se puede realizar una actualización de la red eléctrica registrada en el sistema, pues existen mucho tramos de la red que no se encuentran registrados en los sistemas de información de las distribuidoras. Un beneficio adicional de las inspecciones visuales es que se pueden identificar los puntos con mayor hurto de energía y realizar propuestas para blindajes de la red.

Estas inspecciones permiten identificar elementos manipulados o dañados de la red, especialmente en las acometidas y medidores, con lo cual se puede realizar una selección de clientes a ser intervenidos en las acciones correctivas de blindaje futuras, permitiendo aplicar una acción selectiva de operaciones dirigidas sobre clientes específicos y alcanzar una mayor eficiencia en los



trabajos realizados sobre la red, reduciendo al mismo tiempo costos de operación, materiales y mano de obra.

Figura 12. **Ejemplo de medidor en mal estado localizado en inspección visual**



Fuente: cantón Barrios, Mataquescuintla, Jalapa.

### **3.3.2. Mediciones en la red para determinar la demanda actual**

Luego de los recorridos de campo para realizar inspección visual de la red, es importante determinar si existen mediciones en la red eléctrica de distribución en media tensión, con esto pueden segmentarse los circuitos de distribución en tramos menores que permitan evaluar la red de manera más precisa y establecer los segmentos de red que tienen mayor demanda, estos datos se obtienen mediante balances de energía.

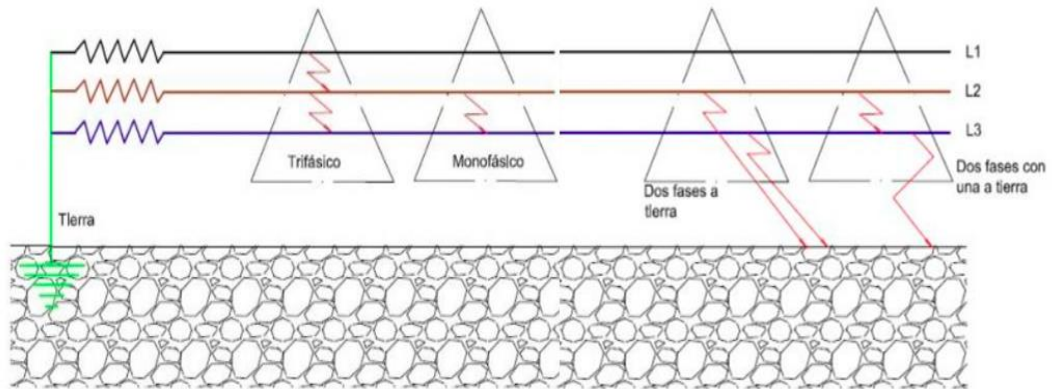
En muchos casos al no existir equipos de medición fija, las empresas optan por registradores tipo *data logger* (registrador de datos) para registro y monitoreo de corriente y voltaje, a partir de los cuales se pueden obtener datos de potencia y al usarlos por periodos cortos de tiempo es posible determinar la energía que fluye a través de determinados tramos de la red eléctrica.

### **3.3.2.1. Corriente de cortocircuito**

Un cortocircuito se puede definir como una falla derivada del contacto físico que existe entre dos elementos que se encuentran con diferentes niveles de potencial eléctrico y baja impedancia, que provocan la circulación de una corriente muy elevada, respecto a su valor nominal, con efectos que pueden dañar los circuitos o equipos conectados. Por lo general, estos eventos tiene una corta duración inferior a los 5 segundos. Para el caso específico de la red de distribución, las fallas pueden presentarse entre fases, entre fase y tierra o entre fase y neutro, dependiendo de la configuración de la red. El cálculo de esta corriente es importante para colocar las protecciones adecuadas en los transformadores de distribución, fusibles y reconectores de la red eléctrica.

Este tipo de fallas pueden derivarse de diferentes causas, como deterioro de los conductores y aislamientos, maniobras mal ejecutadas en los elementos de la red, vegetación sobre las líneas de distribución, o contactos directos de otros elementos ajenos a la red. Las consecuencias pueden ir desde sobrecalentamiento de los conductores por efecto Joule, debido a aumento de la corriente circulante, generación de arcos eléctricos destructivos y posibles incendios debido al aumento de temperatura combinada con arcos eléctricos. Al ser fallas de cierta duración es inevitable la interrupción total del servicio de distribución, pues los dispositivos de protección abren los circuitos, para evitar que la falla siga escalando aguas arriba, aislando la falla del resto de la red.

Figura 13. Tipos de fallas por cortocircuito



Fuente: Certicalia. *Cálculo de cortocircuitos paso a paso*. [www.certicalia.com/blog/calculo-de-cortocircuitos-paso-a-paso](http://www.certicalia.com/blog/calculo-de-cortocircuitos-paso-a-paso). Consulta: 11 de julio de 2021.

El cálculo de esta corriente en mención puede realizarse considerando la siguiente ecuación.

$$I_{cc} = K * S * \sqrt{\frac{1}{t}} \quad [A]$$

Donde,  $I_{cc}$  se refiere al valor de la corriente de cortocircuito dada en amperios,  $K$  es un coeficiente que depende del material del conductor (143 para el cobre y 93 para el aluminio),  $S$  es el área de la sección del conductor en  $\text{mm}^2$  y  $t$  es el tiempo de duración del evento de cortocircuito en segundos.

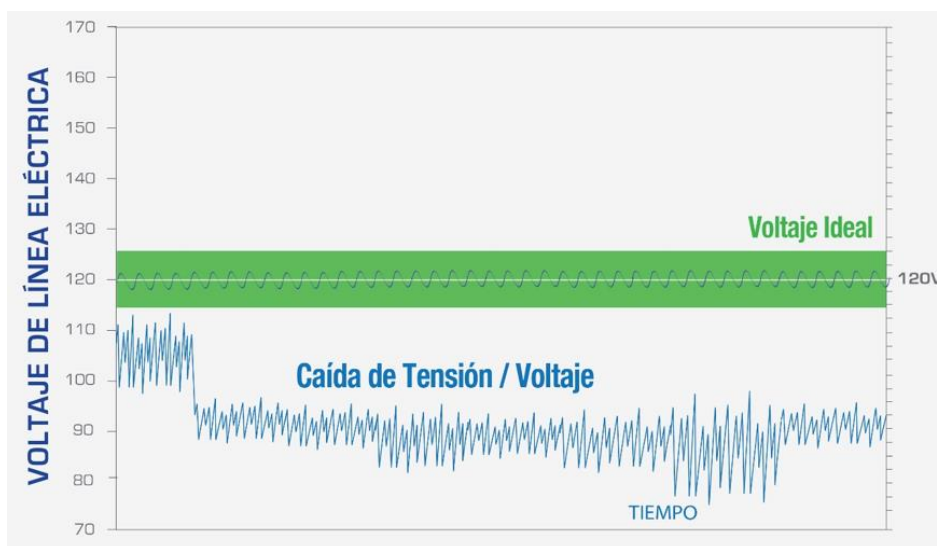
### 3.3.2.2. Caídas de voltaje en la red de distribución

Es el efecto no deseado de caída de voltaje mayor al 10 % de su valor nominal, por periodos prolongados en la red de distribución, es causado, principalmente por dos factores: Por grandes cargas conectadas a la red de forma inesperada y por la distancia que recorren los ramales finales de distribución (en ambos casos se incrementa el valor la resistencia del circuito), debido a esto es necesario diseñar la

red con conductores que permitan reducir esta caída de tensión a niveles aceptables, según la NTSD de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en el artículo 28, la variación de voltaje respecto a su valor nominal para líneas de media y baja tensión no puede ser mayor a 3 %<sup>14</sup>.

Este fenómeno puede apreciarse en la figura 14.

Figura 14. **Caída de tensión de la red de distribución**



Fuente: Corpnewline. *Caída de tensión y bajo voltaje*. <https://corpnewline.com/caida-de-tension.htm>. Consulta: 11 de julio de 2021.

El cálculo de la caída de tensión en una red de distribución puede realizarse considerando la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R \cos \theta + X \sin \theta) * L \quad [V]$$

<sup>14</sup> CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución*. p. 19.

Donde,  $\Delta U$  es la caída de tensión en voltios,  $I$  es la corriente en los conductores de distribución dada en amperios,  $R$  se refiere a la resistencia por fase y por kilómetro en Ohms,  $X$  se refiere a la reactancia por fase y por kilómetro en Ohm y  $L$  es la longitud de la línea dada en kilómetros.

Este tema debe considerarse en el diseño y funcionamiento de la red de distribución, ya que existen penalizaciones por parte de la CNEE en caso las empresas distribuidoras incurran en baja calidad del servicio prestado, asociado a valores de voltaje fuera de norma, esto debido a que la mayoría de aparatos eléctricos residenciales y maquinaria industrial están diseñados para trabajar con una variación de voltaje máxima de 10 %, por lo que fuera de este rango puede presentar fallas en su funcionamiento y en algunos casos puede averiar completamente el aparato asociado.

En muchos casos en el área rural de los departamentos de Guatemala, la caída de tensión se presenta por la gran cantidad de suministros conectados a un solo transformador de distribución o bien por la gran dispersión y distancia de los hogares respecto al transformador que los alimenta, en casos como estos se debe considerar una expansión de la red, que permita extender la red de MT para poder alimentar nuevos transformadores que permitan reducir la distancia entre las viviendas y los transformadores de distribución y al mismo tiempo equilibrar las cargas en cada transformador de acuerdo a su capacidad instalada.

### **3.3.3. Diseño de nuevos tramos de la red, según demanda actual**

Es importante considerar que el diseño de la red se puede hacer al realizar una extensión de una red existente de distribución o bien un rediseño de la red eléctrica de distribución ya existente, cambiarse por el aumento de la demanda,

ubicación geográfica o incidencia de hurto en la misma. Cuando se debe hacer una planificación para diseñar la red eléctrica de distribución hay que tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Adición o modificación de la red de distribución en media y baja tensión
- Ubicación y capacidad de la subestación de distribución más cercana
- Localización de dispositivos de protección e interrupción de la red
- Niveles de voltaje y caídas de voltaje permitidas
- Elementos reactivos y generadores conectados a la red
- Capacidad de alimentadores y transformadores de distribución existentes
- Disponibilidad de materiales y accesibilidad al lugar de trabajo

Otro punto importante a considerar en el diseño de tramos nuevos o bien existentes de la red de distribución, es la incidencia de las características de las cargas sobre la red de distribución, en la tabla VII se muestra el resumen.

Tabla VII. **Cálculo de los factores de cargas en la red de distribución**

Descripción	Expresión matemática	Resultado/ Notas
Densidad de carga	$D_c = \frac{\text{Carga instalada}}{\text{Area de la zona}}$	$\frac{\text{KVA}}{\text{Km}^2}$ o $\frac{\text{Kw}}{\text{Km}^2}$
Carga instalada	$C_i = \sum \text{Potencias nominales de las cargas}$	KVA o Kw
Carga promedio	$D_p = \frac{\text{Energía consumida en tiempo T (Kwh)}}{\text{Tiempo T (h)}}$	Kw
Carga máxima	$C_M = \text{carga registrada a las 19:00}$	KVA o Kw
Factor de demanda	$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}}$	$\leq 1$
Capacidad instalada	$PI = \sum \text{Potencias nominales de las fuentes conectadas}$	KVA o Kw
Factor de utilización	$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad Instalada}}$	
Tasa de crecimiento de la demanda	$r = \sqrt[n]{\frac{\text{Demanda para el periodo de proyección}}{\text{Demanda actual}}} - 1$	$n = 15 \text{ años para redes de distribución}$ $n = 8 \text{ años para trafo de distribución}$
Factor de potencia	$\cos \theta = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}}$	$0.9 \leq \cos \theta \leq 1$

Fuente: RAMÍREZ CATAÑO, Samuel. *Redes de distribución de energía*. p. 23-45.

### **3.3.3.1. Tramos de red en media tensión**

Los tramos de red de media tensión, generalmente, solo suelen diseñarse nuevos tramos para añadir a la red existente, cuando se requiere una extensión de la red para alimentar nuevos transformadores de distribución en asentamientos o industrias, que se derivan del crecimiento poblacional o económico de una región, puede ser un ramal monofásico cuando se trata de cargas residenciales o bien una derivación trifásica, cuando alguna de las cargas conectadas que ameritan este tipo de alimentación. Usualmente, al añadirse derivaciones a la red de media tensión, se incluyen fusibles o interruptores de potencia en el inicio de este nuevo tramo para maniobrar la conexión y desconexión eléctrica del nuevo tramo.

En esta parte deben considerarse que, al incrementar la longitud de una línea de distribución en MT, también se deben añadir las estructuras y aisladores que brinden soporte mecánico y dieléctrico al nuevo tramo de red. Los tramos de red en media tensión son poco vulnerables a ser manipulados, pues el nivel de tensión no es el adecuado para su uso particular residencial, pero existen casos donde las industrias con gran demanda de energía se conectan directamente a la MT y dentro de sus instalaciones utilizan transformadores para reducir el voltaje a un nivel de utilización adecuado al funcionamiento de las máquinas en funcionamiento dentro del lugar.

### **3.3.3.2. Tramos de red en baja tensión**

Para el diseño de la red de baja tensión ya sea nueva o una modificación, deben considerarse ciertos puntos que ayudan a prevenir el robo y hurto de energía eléctrica, desde el inicio del funcionamiento de la red, estos puntos son:

- Evitar el uso de conductores desnudos en la red de BT.
- Utilización de cable concéntrico y tríplex para la acometidas y red de BT.
- Inclusión de cajas de distribución aguas abajo del transformador de distribución.
- Evitar el paso de red de BT a través de propiedad privada y alejado de propiedades susceptibles de conectarse a la red de forma ilegal.
- Protección adecuada de los empalmes y puntos de unión en la red de BT.
- Adición de nuevos transformadores de distribución según demanda actual y demanda proyectada en el sector.
- Análisis económico.

En la tabla VIII, se muestran los conductores utilizados en esta etapa de la red, según la norma específica bases para el diseño de redes de baja tensión.

Tabla VIII. **Conductores eléctricos para red secundaria de baja tensión**

<b>Conductores de uso en líneas y acometidas de BT</b>	
Tríplex #2	Trenzado; fases #2 AAC – Neutro #2 ACSR
Tríplex 1/0	Trenzado; fases 1/0 AAC – Neutro 1/0 ACSR
Tríplex 4/0	Trenzado; fases 4/0 AAC – Neutro 4/0 ACSR
<b>Conductores de uso exclusivo de acometidas</b>	
Dúplex #6	Trenzado; fases #6 AAC – Neutro #6 ACSR
Tríplex #6	Trenzado; fases #6 AAC – Neutro #6 ACSR

Fuente: ENERGUATE. *Norma específica bases para el diseño de redes de baja tensión*. p. 9.

### **3.3.3.3. Postes y estructuras en la red de BT**

La red de baja tensión tiene componentes elementales que deben ser considerados en el diseño de la red y que influyen en su adecuado funcionamiento y prevención de pérdidas de energía, estos elementos son:



postes de concreto, de madera o metálicos que sirven como soporte de los conductores de distribución secundaria y sus respectivos complementos, como las retenidas de tensión, según el tipo de estructura, grapas, remates preformados y herrajes adicionales.

Es importante que la altura de los postes sea acorde a la infraestructura colindante a la red y prever posibles obras grises planificadas a futuro en la zona, generalmente en áreas rurales de los departamentos de Guatemala suelen existir únicamente residencias de un nivel o dos máximo, con pocas edificaciones que sobrepasen la altura de los postes, por lo que en general en estos lugares suelen utilizarse postes de 9 y 10,5 metros de altura como soporte para la red de distribución secundaria de baja tensión, priorizando la instalación de postes de concreto.

Estas estructuras pueden ser clasificarse en las siguientes categorías: postes de alineación, postes de ángulo, postes de estrellamiento y postes de fin de línea. Generalmente en las líneas de baja tensión, las cargas mecánicas permanentes se pueden despreciar y se suelen instalar como postes de fin de línea, evitando el cálculo mecánico de esfuerzos en la estructura, lo cual debe ir acompañado de una correcta cimentación para la instalación de los postes para evitar fallas prematuras de la estructura<sup>15</sup>.

#### **3.3.3.4. Protecciones en los elementos de la red**

Las protecciones son importantes en la red existente como en el diseño de nuevos tramos de la red, pues esto nos permite proteger tramos de la red y aislar las fallas evitando que sigan escalando aguas arriba. En esta parte, al ser red secundaria de distribución suelen utilizarse únicamente fusibles para los conductores y cortacircuitos para los transformadores, estos deben dimensionarse de acuerdo con la demanda de lugar y la capacidad de los

---

<sup>15</sup> ENERGUATE. *Norma específica bases para el diseño de redes de baja tensión*. p. 32-44.

transformadores de distribución instalados en campo, basados en la curva de respuesta que tienen estas protecciones según sus distintos fabricantes.

### **3.4. Proyectos de inversión para mitigar el hurto de energía eléctrica**

En Guatemala, a través del VAD, reconocido por la CNEE se asigna un cargo fijo por la utilización de los elementos de distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el país, y es la CNEE la entidad encargada de fijar estos límites dentro de las tarifas vigentes para cada distribuidora. Sin embargo, cada empresa debe presentar el EVAD, indicando dentro del mismo el porcentaje de pérdidas de energía que tiene la empresa y este puede ser aprobado o no por la CNEE, según el análisis final de documento presentado.

Este estudio de valor agregado de distribución posee una sección que tiene como fin el enfoque de las empresas en programas de inversión que permitan mejorar la calidad de servicio eléctrico, el mejoramiento de la calidad de atención a los usuarios, programas de expansión y mantenimiento de la red y un programa enfocado específicamente a mitigar las pérdidas no técnicas. Esta última parte mencionada, indica que las pérdidas no técnicas deben mitigarse mediante dos acciones: la primera es en la inversión económica en la red, mediante uso de nuevas tecnologías que prevengan el hurto de fluido eléctrico y que sean económicamente rentables, y la segunda, involucra el mejoramiento de los procesos y gestión administrativa y comercial dentro de las empresas.

#### **3.4.1. Inversión económica en la red**

Esta acción contempla que se puedan tener mediciones correctas en la red, por medio la instalación de equipos de medición en punto estratégicos de la misma, para determinar su estado.

También contempla la mejora en tramos de la red deteriorados y la expansión de la red para tener cobertura en nuevas zonas, asimismo, la inspección y regularización de suministros existentes y la contratación e incorporación a los sistemas comerciales y de distribución de los usuarios conectados ilegalmente. El fin de toda inversión es obtener un beneficio final y en el caso específico de las empresas de distribución el beneficio es tanto económico como técnico al reducir las pérdidas no técnicas asociadas a robo y hurto de fluido eléctrico.

#### **3.4.1.1. Medición adecuada de la red**

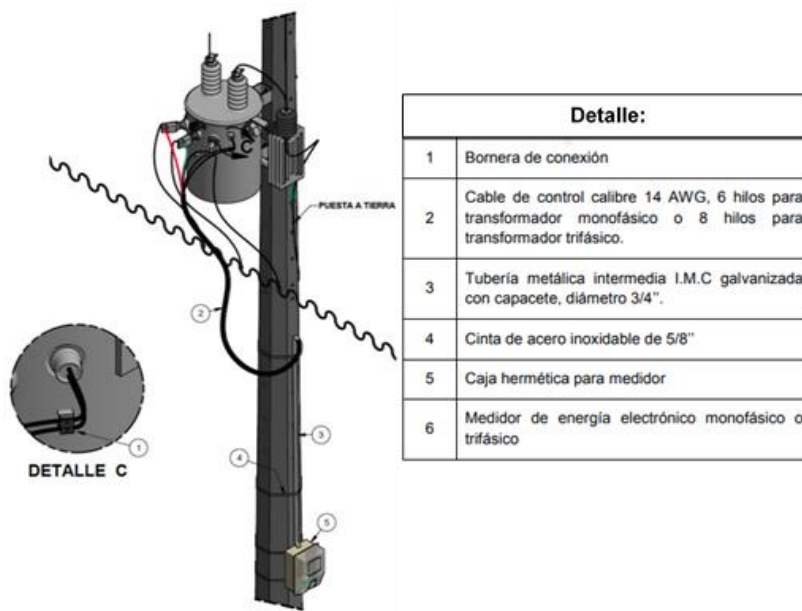
Un elemento clave para conocer el comportamiento de la red de manera precisa es el hecho de poseer equipos de medición de energía adecuados tanto en media tensión a la salida de cada circuito en las subestaciones de distribución, puntos frontera de transferencia entre circuitos y en otros puntos de interés de medición en la red de media tensión, también es importante tener mediciones secundarias adecuadas en la baja tensión para medir la energía asociada a transformadores de distribución en BT. La mayoría de las soluciones que se ofrecen en equipos de medición de energía en media tensión es por medio de telemedición, es decir, los datos medidos pueden ser descargados y visualizados de forma remota, ya que existe transmisión inalámbrica de datos por medio de módems.

Para los equipos de medición en media tensión se suelen utilizar transformadores de potencial (PT) y transformadores de corriente (CT's), que cumplen el doble propósito de reducir, los primeros el nivel de voltaje y los segundos, la corriente al nivel que puedan ser soportados por los medidores de energía instalados para tal fin, generalmente son de 120 V y 5 A.

Estos transformadores deben ser colocados de acuerdo con el nivel de voltaje del circuito de distribución que se desee medir, este tipo de medición suele emplearse en cabeceras de circuitos de distribución y puntos frontera o de transferencia y en puntos de control que sean de interés para las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Estas mediciones permiten registrar corrientes eléctricas, así como energía activa y reactiva.

Para la parte final de distribución en baja tensión, a la salida del secundario del transformador de distribución se suelen utilizar CT de tipo dona, que permiten realizar medición de forma precisa con medidores de clase 10 y clase 20, que permiten registrar la energía del transformador de distribución y llevar un mejor control de pérdidas de los usuarios asociados a cada transformador, según la capacidad de cada uno. Esto se puede apreciar en la figura 15, donde se muestra un ejemplo de medición con CT internos para transformadores de distribución final.

Figura 15. **Medidores de energía para transformadores de distribución**



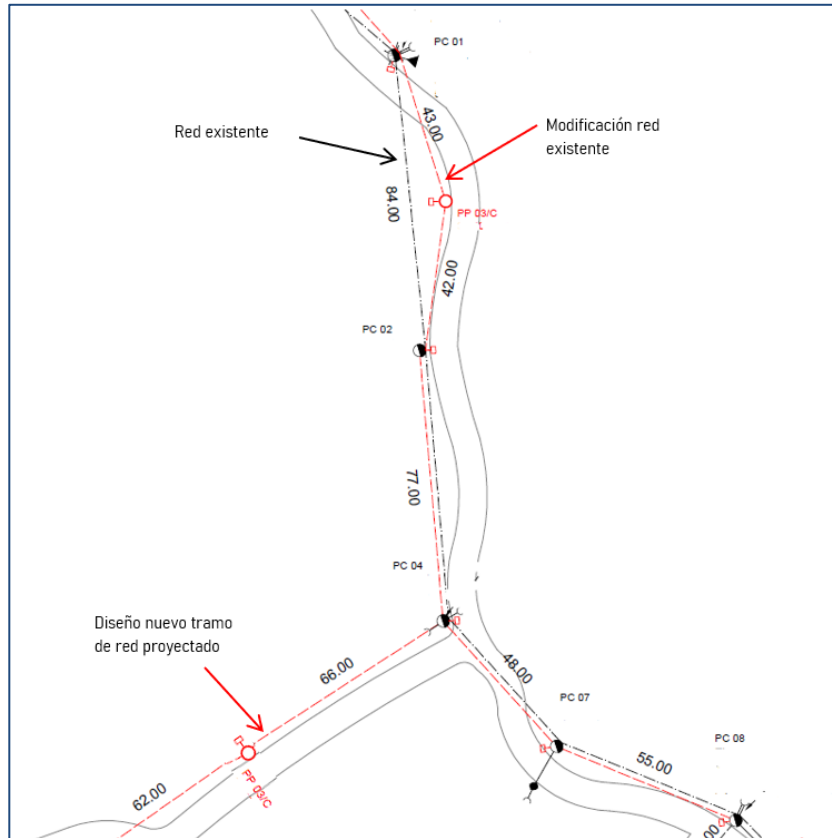
Fuente: EPM. *Normas Técnicas de instalación de medidor integrador en baja tensión.* p. 20.

### **3.4.1.2. Mejora y expansión de la cobertura de la red actual**

Dentro del concepto de inversión económica en la red, existen dos aspectos importantes que deben ser considerados, uno de estos se refiere a la parte de la red que ya existe y, por otro lado, están los tramos de expansión de la red con el fin de ampliar la cobertura del servicio de distribución de energía eléctrica a nuevos lugares que no contaban con el servicio previamente. Dentro del concepto de mejora de la red, se pueden mencionar aspectos como: cambio de elementos de la red en baja tensión que se encuentren en mal estado, medidores de energía y cometidas, transformadores de distribución quemados/dañados/sobrecargados, diseñándolos según la demanda del lugar; también conductores de distribución en mal estado y elementos de protección dañados.

Por su parte, la expansión de la red para ampliar la cobertura actual depende de factores, tales como: nuevos asentamientos formados en las colindancias de comunidades existentes o bien por la sobrecarga de transformadores en los límites de la red de distribución existente. Para esto deben considerarse los factores mostrados anteriormente en la tabla VI, recordando que este tipo de modificaciones en la red implica la utilización e instalación de nuevas estructuras, nuevos tramos de conductores de distribución y el diseño de nuevos transformadores ubicados cerca de las nuevas cargas y sus respectivos elementos de protección. En la figura 16 se muestra un ejemplo de un tramo de red existente y sus modificaciones por aumento en la demanda de energía.

Figura 16. **Ejemplo de rediseño y expansión de la red de distribución**



Fuente: elaboración propia, utilizando AutoCAD 2020.

La inversión en este aspecto de la red, se ve compensada con la mejora de la calidad del servicio, evitando sanciones de parte de los entes reguladores debidas a la mala prestación del servicio y también genera nuevos ingresos para las empresas distribuidoras que adquieren nuevos clientes en áreas donde no existía cobertura de la red anterior a los trabajos de expansión y un punto importante también, es el evitar el paso de la red en propiedades privadas que reduce la conflictividad por futuras inconformidades o facilidad de manipulación de la red.

### **3.4.1.3. Inspección y regularización de suministros conectados a la red**

El conjunto de cargas conectadas a la red eléctrica puede ser clasificadas en dos grupos: los clientes registrados y los usuarios no contratados. En el caso del primer grupo puede hacerse referencia a dos posibles acciones que pueden ejecutarse con estos clientes, inspección y regularización, con el fin de garantizar el correcto estado del suministro en campo y prevenir o mitigar el hurto de energía eléctrica que pueda existir, derivado de la manipulación de la red de distribución en baja tensión de parte de los clientes existentes.

La inspección de los clientes existentes consiste en una visita de campo, por parte personal de brigadas asignadas para realizar dicha actividad y que, mediante inspección visual y pruebas de instrumentación permitan validar que la energía medida en el momento de la inspección sea coherente con el valor de la facturación mensual que tiene el cliente en su historial de consumo, estas inspecciones deben hacerse de forma exhaustiva, pues se debe validar que no existan manipulaciones o conexiones ilegales ocultas, tanto en la acometida como en el medidor de energía del cliente, y de encontrar alguna irregularidad, debe hacerse el reporte correspondiente para que se tomen las acciones correctivas y evitar que el cliente siga hurtando energía.

La regularización de un cliente corresponde a la acción que se tiene, tanto técnica como legal, sobre el cliente que se ha encontrado con alguna anomalía o irregularidad, luego de una inspección realizada en campo o bien al ser encontrado en flagrante delito de hurto de energía, esto implica realizar el cambio correspondiente de acometida y medidor, en caso de tener indicios de manipulación y como medida adicional, podrían aplicarse medidas más drásticas tales como el uso de conductores concéntricos para las acometidas y la

colocación del medidor de energía dentro de cajas protectoras antihurto que dificulten la futura manipulación del mismo, así como una denuncia legal en caso sea necesario para evitar reincidencias.

Las causas más frecuentes por las que se debe realizar la regularización de un cliente son las siguientes:

- Medidor manipulado
- Acometida pelada o con señales de manipulación
- Acometida o medidor en mal estado
- Factor de precisión del medidor fuera de rango
- Medidor de energía parado
- Medidor de energía quemado
- Medidor de energía opaco/ rayado/ mohoso
- Medidores dentro de propiedad y sin acceso a ser leído
- Medidor de energía desprendido o colgando

#### **3.4.1.4. Contratación de usuarios no registrados, conectados ilegalmente**

El grupo más crítico en lo referente a pérdidas no técnicas, es el grupo de usuarios que no están contratados ni registrados oficialmente en las empresas y que se encuentran conectados a la red de manera ilegal, siendo este grupo quienes realizan un mayor consumo no registrado, al no tener un medidor para su propio control, tienden a conectar cargas de manera permanente con consumos desmedidos que se pueden traducir únicamente en pérdidas económicas para las empresas distribuidoras de energía eléctrica.



El principal problema en esta situación radica en el incremento de la demanda que se tiene en una red de distribución que está diseñada para una carga específica, según la cantidad de usuarios conectados a los transformadores de distribución dispersos en las áreas rurales del país, teniendo como consecuencia mayores pérdidas técnicas y reducción en la calidad del servicio, con posibilidad de fallas e interrupción en la red. Por este motivo es necesario que las empresas distribuidoras deben considerar la contratación de estos usuarios, para llevar un registro de su consumo y realizar las modificaciones necesarias en la red con el objetivo de readecuar los elementos de la red a la nueva carga actual, reduciendo así las pérdidas.

### **3.4.2. Gestión administrativa comercial**

No toda la energía eléctrica que se produce se vende y se factura. Por lo tanto, todas las empresas de servicio de electricidad registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta.

#### **3.4.2.1. Acuerdos económicos para reducir la deuda actual de los clientes**

Todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el país contemplan acuerdos de pago para clientes que tengan atrasos en sus cuotas mensuales por la prestación del servicio de energía eléctrica, esto también implica algunos descuentos en montos mayores o eliminación de penalizaciones en casos donde se lleguen a compromisos de pago por parte de los clientes. Este proceso administrativo ayuda a los clientes desde el punto de vista económico, así como incentivar un consumo responsable de energía y evitar que el cliente incurra en robo o hurto de fluido eléctrico para satisfacer su necesidad de este servicio básico.

### **3.4.2.2. Campañas de concientización social y uso eficiente de la energía**

El tema de concientizar a los clientes sobre el uso eficiente de la energía eléctrica toma gran relevancia al verificar el impacto que puede tener al ser puesto en práctica por una comunidad completa, esto se debe hacer mediante campañas de concientización considerando las condiciones de cada lugar, sobre todo si se sabe que existen diversos temas de conflictividad social, condiciones climáticas, tipos de cargas, entre otros factores que pueden ser específicos para cada campaña que impulsen las empresas distribuidoras y debe ser enfocado en lugares donde se presenten mayor pérdida de energía por concepto de hurto de fluido eléctrico, lo cual debe tener un impacto sobre todo en áreas rurales.

Este tipo de campañas las han adaptado diversos sectores del mercado eléctrico nacional que tienen compromisos sociales, incluyendo no solo información específica de interés, sino también ayuda social como obras comunitarias, apoyo a asociaciones, entrega de alimentos, entre otras cosas, que finalmente sirven como incentivo para que los comunitarios tengan un interés en el tema principal. Dichas campañas pueden ser mediante medios escritos y audiovisuales o bien en forma presencial en las comunidades, considerando que en muchas áreas rurales la cobertura de los medios de comunicación es limitada y los niveles de analfabetismo son considerables. Impulsando el uso responsable de los aparatos eléctricos utilizados en los hogares.

### **3.4.2.3. Seguimiento a las zonas reincidentes en el hurto de energía**

Uno de los puntos de seguimiento a mantener, aún después de realizar acciones de inspección y acciones correctivas, como regularización de servicios con posible hurto y contratación de usuarios conectados de forma ilegal, es el monitoreo del consumo mensual de los clientes sobre los cuales se haya realizado una acción correctiva o preventiva, con el fin de garantizar que los niveles de reincidencia sea mínimo por parte de los clientes y en el caso de que las acciones ilegales de manipulación de la red permanezcan se deben tomar acciones más fuertes sobre estos clientes específicos para mantener un mercado sano, evitando así que este comportamiento se vuelva comunitario.

### **3.5. Métodos de medición y control de las pérdidas**

Toda empresa distribuidora de energía eléctrica debe tener un monitoreo sobre las pérdidas eléctricas que le afectan y un plan de acciones correspondientes para mitigarlas, por tal razón es importante tener claros los parámetros de medición que permiten conocer tal indicador de pérdidas, el cual se basa en la ecuación mencionada en el apartado 2.1 del presente trabajo, donde se establece que las pérdidas eléctricas es la diferencia que existe entre la energía comprada por la empresa y la energía facturada mensual de los clientes, y el indicador de pérdidas respectivo es la relación existente entre la pérdida de energía y energía comprada por la empresa. Estos métodos se detallan a continuación.

### **3.5.1. Balances de energía**

El balance de energía es la herramienta principal para determinar los focos de pérdidas eléctricas mediante el análisis de circuitos de subestaciones, municipios o sectores de interés, según ubicación de las mediciones en media tensión, con el fin de poder direccionar las acciones respectivas para mitigar las pérdidas en los sectores donde se concentre la mayor pérdida eléctrica de las empresas, teniendo con esto un diagnóstico inicial que permita priorizar y planificar el tipo de trabajos específicos para cada sector eléctrico delimitado.

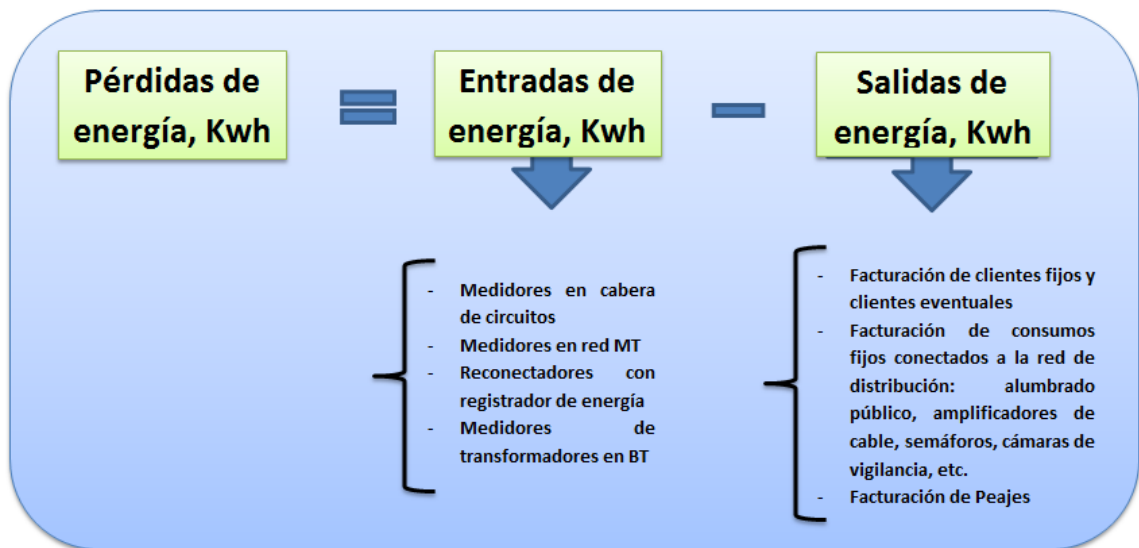
El proceso teórico para la elaboración de los balances de energía contempla dos grandes grupos necesarios para realizar el cálculo respectivo del balance energético. El primer grupo son los datos de entrada de los medidores de energía de cabecera en cada circuito o bien medidores instalados en puntos estratégicos en la red de media tensión, los cuales registran la cantidad de energía en kWh que es suministrada en esa área mensualmente, estos medidores pueden almacenar datos que pueden descargarse al conectarse al medidor o bien usando conexión remota mediante módems. El segundo grupo son los datos de energía facturada de la empresa, que idealmente deben coincidir con el periodo de tiempo de las entradas.

Los datos utilizados para este proceso deben ser confiables en su totalidad, debido a que el resultado de este cálculo es el pivote que se utiliza para realizar inversiones considerables en la red de distribución. En el caso de las mediciones en MT se debe garantizar que los medidores registren el 100 % de la energía suministrada al circuito, en adelante considerar este dato como entradas. Mientras que los datos de facturación deben incluir todos los clientes registrados y consumos fijos asociados que no cuentan con medidor físico, pero sí se realiza el cobro mensual, tales como alumbrado público, semáforos, rótulos luminosos,

amplificadores de cable, cámaras de vigilancia públicas, entre otros; en adelante considerar este dato como salidas

Los datos relacionados a la facturación de energía deben ser confiables también, empezando por una buena calidad en la lectura de los medidores de los clientes, evitando en la medida de lo posible las estimaciones de consumos y corrigiendo datos de acumulaciones de energía o refacturaciones por reclamos de los clientes en los sistemas de las empresas, debiendo tener para ello personal encargado de mantener actualizada y depurada dicha base de datos, así como el respectivo conteo de alumbrado público en constante actualización, incluyendo en esto cada nuevo suministro que se contrate cada mes. En resumen, todos los elementos que se involucran en el cálculo del balance de energía se ilustran de mejor manera en la siguiente gráfica.

Figura 17. **Representación esquemática del proceso de elaboración de balances de energía**



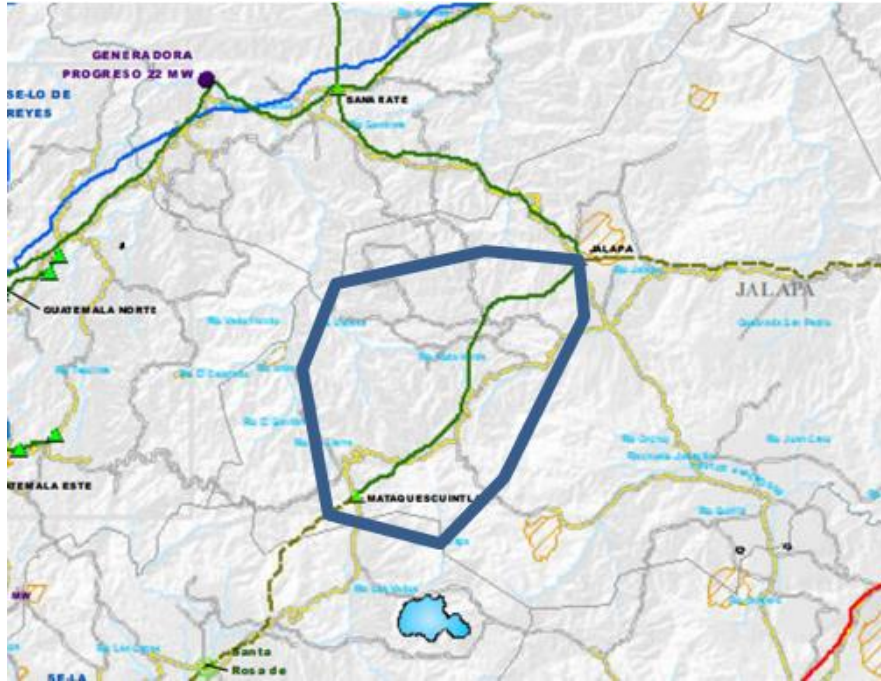
Fuente: elaboración propia, empleando Word 2019.

### **3.5.2. Balances por circuitos o SMT en subestaciones eléctricas**

El primer método de balances de energía a analizar es el balance que contempla una salida de media tensión completa de una subestación eléctrica, para este cálculo las empresas distribuidoras deben considerar la energía que compran con el medidor de cabecera o barra ubicado en la SMT y para los datos de facturación se deben contemplar dos factores; el primero es considerar todos los clientes asociados en la base de datos de las distribuidoras y el segundo es la correcta delimitación de los puntos frontera de los circuitos, esto debe hacerse obligatoriamente mediante recorrido de campo, para asegurar que exista una correcta asociación de los clientes con su respectivo circuito, garantizando que se encuentre eléctricamente alimentados por el mismo.

Es importante, que en esta asociación de balances se consideren, en caso existir, peajes, generadores, puntos frontera entre circuitos y transferencias de carga entre circuitos. En la figura 18, se visualiza la asociación y delimitación que se debe realizar cuando se trata de realizar balances de energía por circuitos para determinar las pérdidas eléctricas asociadas al mismo.

Figura 18. **Asociación georreferenciada para cálculo de balances de energía por circuitos**



Fuente: CNEE. *Atlas SIN-2020*. p 7.

Para este ejemplo, se tomarán los siguientes datos, con fines didácticos para entender de mejor manera el proceso del cálculo de pérdidas eléctricas y su respectivo indicador de pérdidas sobre un circuito o SMT de una subestación eléctrica, considerando los datos de energía dados en kWh en un periodo de un mes y estableciendo un total de 2 500 clientes conectados a dicho circuito. Es importante considerar que el resultado incluye las pérdidas técnicas propias del circuito como las pérdidas no técnicas asociadas a errores administrativos y hurto de energía. Luego de este resultado aún se deben considerar otro tipo de análisis para determinar el punto exacto del circuito donde se ubican las pérdidas y las acciones a realizar para mitigar la pérdida.

Tabla IX. **Ejemplo de balance de energía para una SMT de una subestación eléctrica**

<b>Descripción</b>	<b>Valor en kWh</b>
Energía comprada por la empresa	180 000
Facturación clientes	95 000
Consumos fijos:	
Alumbrado público	11 000
Otros consumos fijos	5 000
Peajes	12 000
Energía total facturado	123 000
Pérdidas de energía	57 000
Indicador de pérdidas, %	31,6 %
Pérdida estimada por cliente	22,8

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

### **3.5.3. Balances por sectores delimitados de la red**

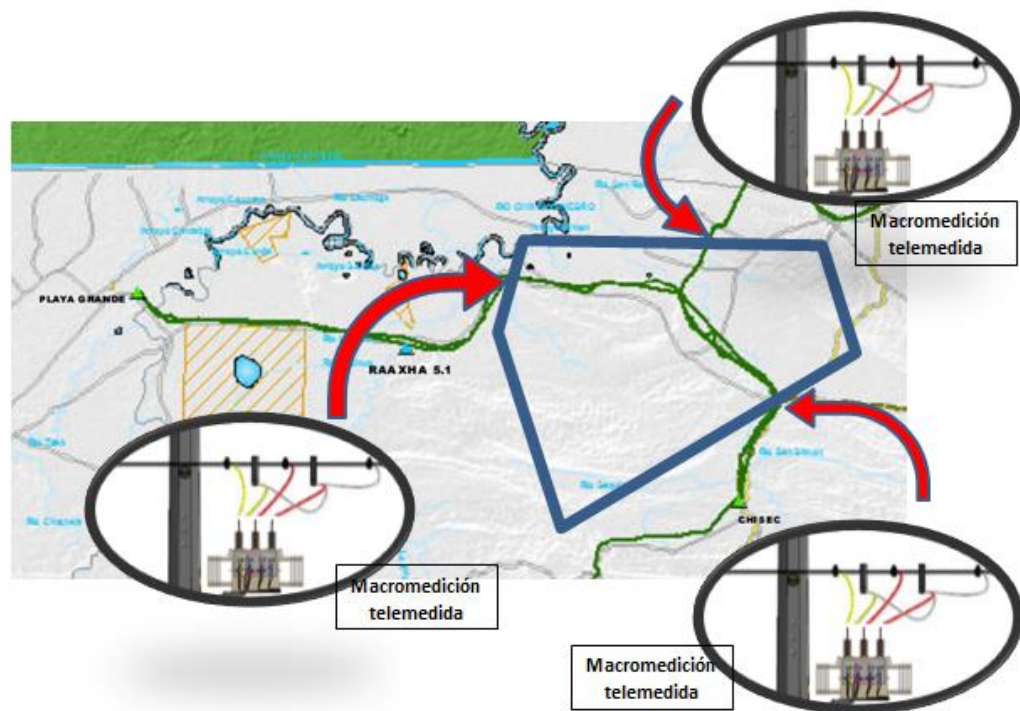
El segundo método utilizado para calcular las pérdidas existentes en un segmento específico de la red de distribución es mediante la utilización de mediciones en media tensión y reconectores ya instalados en la red o bien de reciente instalación con el fin de determinar la cantidad de energía perdida en el sector de interés, para este tipo de asociación pueden, incluso, analizarse puntos frontera entre circuitos o puntos de transferencia de energía, siempre que los medidores tengan la capacidad de medir y registrar la energía en cualquier sentido según el flujo de potencia en la red. El fin de este método es realizar análisis de pérdidas en sectores más específicos de la red, como un paso siguiente al análisis de pérdidas por circuitos completos de la red.

Con fines didácticos se presenta el esquema de la figura 19, que muestra la delimitación que existe en la metodología de balances por sectores, que permite visualizar los puntos donde se encuentran instaladas las macromediciones



en las líneas de media tensión de distribución, en este caso para dos circuitos colindantes que comparten el mismo recorrido y en algunos casos también comparten estructuras de distribución y por tal motivo podría en algún punto de la red estar alimentando un mismo municipio o comunidad de dos diferentes circuitos, en este método es importante considerar la correcta asociación de clientes al sector de interés y la inspección de campo es obligatoria para los puntos frontera en BT de las macromediciones.

Figura 19. **Asociación georreferenciada para cálculo de balances por sectores**



Fuente: CNEE. *Atlas SIN-2020*, p. 8.

### **3.5.4. Balances por localidades o comunidades**

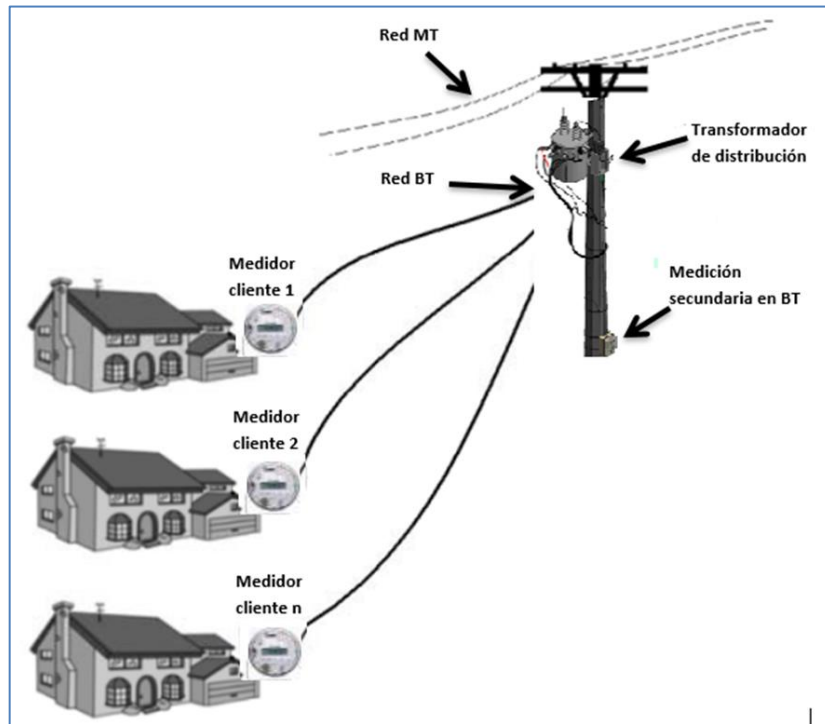
El tercer método para análisis de pérdidas de energía por balances energéticos es mediante la utilización de medidores de energía en baja tensión, instalados inmediatamente aguas abajo de los transformadores de distribución, en el punto antes de ser entregada la energía a los usuarios finales. Este tipo de análisis se realiza específicamente en sectores donde se identifican pérdidas derivadas del hurto de energía y generalmente los medidores de energía se utilizan como puntos de control para monitorear el comportamiento y evolución de pérdidas en el lugar donde se han realizado acciones correctivas sobre clientes existentes o se han contratado nuevos clientes que anteriormente tenían alguna conexión anómala.

Este método tiene la ventaja que se puede establecer el dato real y único de las pérdidas no técnicas por conceptos de hurto o fraude de fluido eléctrico, ya que al estar instalado en baja tensión se elimina la pérdida técnica presente en los conductores y elementos de media tensión de la red y la cual es inherente al propio sistema de distribución. Este método además resulta más económico, pues la instalación de una medición en BT tiene un costo muy reducido comparándolo con el elevado costo que representa la instalación de una macromedición telemetrada en MT y el error en la asociación de clientes es menor al existir una cantidad limitada de clientes por transformador y lograr establecer de mejor manera los puntos frontera, haciéndolo un método más confiable.

Por último, este método puede ser aplicado al análisis individual de transformadores o bien al conjunto de transformadores que conforman una comunidad o localidad en el área rural del país. En la figura 20 y la tabla X muestra de forma gráfica y numérica el proceso de elaboración de balances de energía para determinar el indicador de pérdidas eléctricas en localidades

específicas mediante la utilización de medidores secundarios instalados en baja tensión.

Figura 20. **Asociación de clientes para cálculo de balances de energía por localidad**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft PowerPoint 365.

Tabla X. **Ejemplo de balance para un transformador que alimenta una comunidad en el área rural**

<b>Descripción</b>	<b>Valor en kWh</b>
Potencia transformador de distribución (kVA)	25
Clientes asociados	60
Energía registrada en medición secundaria BT	3 500
Energía facturada de clientes asociados	3 200
Energía de alumbrado público	100
Energía total facturada	3 300
Pérdidas de energía	200
Indicador de pérdidas %	5,7 %
Pérdida estimada por cliente	3,3

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

## **4. PROPUESTA PARA EL BLINDAJE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SECUNDARIA EN ÁREAS RURALES DE GUATEMALA, VULNERABLES AL HURTO DE ENERGÍA**

En el capítulo anterior se mencionaron, en forma general, los métodos que se pueden implementar para mitigar y prevenir las pérdidas eléctricas no técnicas asociadas directamente al hurto de fluido eléctrico por conexiones ilegales y manipulación de la red en BT por personas ajenas a las empresas distribuidoras. En el presente capítulo se desarrollará de manera más específica las acciones que se pueden considerar para realizar el blindaje mecánico de la red en el mercado nacional, con el fin de dificultar la manipulación en la red secundaria de distribución y facilitar la identificación de posibles alteraciones en ella.

### **4.1. Materiales utilizados en el blindaje antihurto de la red eléctrica**

De acuerdo con investigación propia realizada en el mercado eléctrico nacional, se presenta la propuesta para la implementación de los materiales para el blindaje o modificación de la red BT con el fin de evitar el hurto de fluido eléctrico en la red de distribución en áreas rurales del país, donde se presentan mayores índices de pérdidas eléctricas asociadas a este problema. Este apartado incluye acciones desde el punto límite entre la MT y la BT, incluyendo todos los elementos de la red aguas abajo de la terminal del secundario del transformador de distribución hasta el medidor de energía de cada cliente.

#### **4.1.1. Conductores para red de distribución secundaria en BT**

Un punto crítico y altamente vulnerable en la red de distribución secundaria en áreas rurales es el cable conductor utilizado aguas abajo de los transformadores de distribución, ubicados en las estructuras de las comunidades, siendo el elemento donde se presenta la mayor cantidad de pérdidas no técnicas por conexiones ilegales directas a la red. Este problema se presenta principalmente, porque los conductores utilizados en la red secundaria son conductores desnudos, tal como lo establece la NTDOID en el artículo 17 del capítulo II, donde además se indica que deben ser seleccionados de acuerdo con su capacidad de corriente y de materiales que minimicen su deterioro por las condiciones ambientales de cada lugar.

Figura 21. **Conductores en red de distribución de línea abierta**



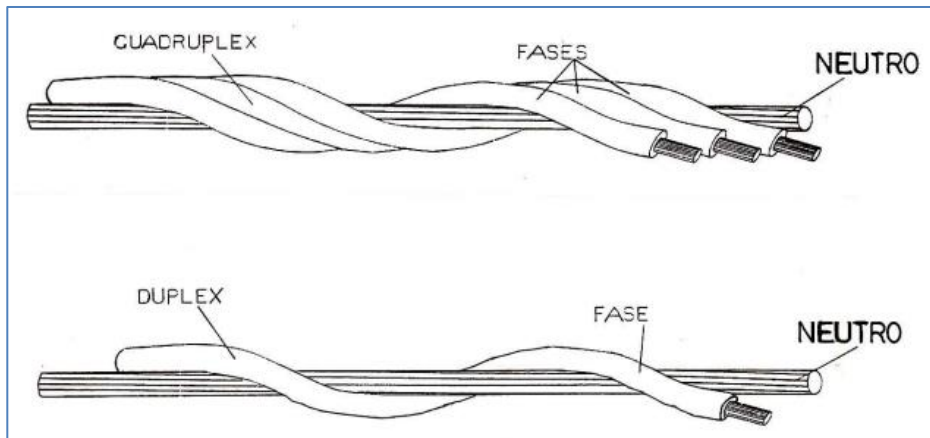
Fuente: aldea La Industria, Malacatán, San Marcos.

#### **4.1.1.1. Conductores forrados para red eléctrica de baja tensión**

La propuesta principal es la utilización de cables de aluminio trenzado y aislado, eliminando así la red desnuda secundaria de distribución, según la cantidad de fases que alimentan un transformador de distribución en sus bornes del secundario, es posible utilizar conductores dúplex, tríplex o cuádruplex, el primer tipo se refiere a una fase aislada y el neutro desnudo, generalmente ASCR para tramos largos y AAC para tramos cortos, para el segundo y tercer caso aplica de la misma manera incrementado la cantidad de conductores de fase aislados individualmente y conservando el neutro desnudo. Esto evita que personas ajenas a las distribuidoras puedan colocar ganchos de conexión directamente sobre las fases desnudas de la red secundaria de distribución.

Según información disponible en la página web de ENERGUATE es posible saber que los conductores utilizados en áreas rurales del país para la red secundaria de BT son los conductores trenzados dúplex y tríplex #6, #4, 1/0 y 4/0, según sea la cantidad de la demanda del área. Este tipo de conductores no son comunes en áreas rurales, pues la mayor parte de la red de distribución de interior del país es antigua y son conductores desnudos, por lo cual es posible implementar esta medida en sectores identificados por la empresa con mayor hurto de fluido eléctrico en la red. Este tipo de conductores, también tiene la variante de presentar el conductor neutro aislado.

Figura 22. **Conductores trenzados múltiples para distribución secundaria**



Fuente: Cooperativa Rural de Electrificación. *Especificación técnica NTCRE010/05*. p. 1.

#### 4.1.1.2. **Conductores forrados para acometidas**

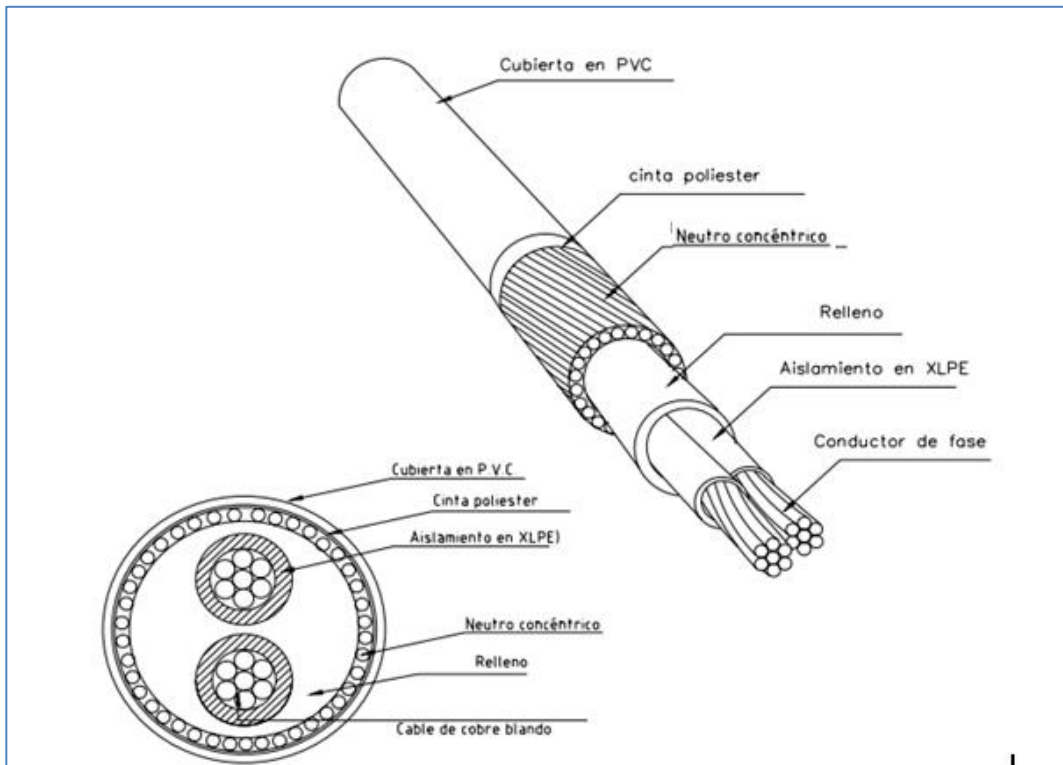
El segundo tramo de la red secundaria con mayor vulnerabilidad a la manipulación por terceros no autorizados, es el tramo de conductor que comprende desde la derivación de la red secundaria de distribución hasta el medidor de energía de los clientes, este tramo de red es la acometida, en áreas rurales se utilizaba generalmente cable trenzado de una, dos o tres fases, según el tipo de servicio solicitado por el cliente, dejando siempre el conductor del neutro desnudo, sin embargo el material dieléctrico aislante de las fases puede ser perforado debido a la altura accesible que tiene el cable de acometida cerca del medidor de energía en cada casa. Por lo que una solución a este tipo de vulnerabilidad es la utilización de conductores concéntricos en las acometidas.



Este cable es un conductor compuesto por uno o varios conductores de cobre o aluminio en su núcleo, aislados y trenzados entre sí, los cuales corresponden a las fases y que deben ser identificados según el número de fases: negro para una fase, amarillo y azul para dos fases y amarillo, azul y rojo para tres fases. Estas, generalmente están recubiertas por un aislante de polietileno reticulado (XLPE), sobre esta capa se coloca el neutro de cobre o aluminio blando dispuestos de forma helicoidal, cubriendo como mínimo el 60 % del perímetro de la capa XLPE de manera uniforme. Sobre el conductor neutro se suele colocarse una cinta protectora de poliéster y, finalmente la cubierta exterior suele ser de policloruro de vinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE).

El cable concéntrico, también es conocido como cable antifraude, debido a su estructura preensamblada que permite una protección contra la manipulación por parte de terceros, siendo una solución ideal en áreas que presentan una gran incidencia en el hurto de energía eléctrica por manipulación de los conductores. Además de la protección antifraude, está diseñado para soportar temperaturas elevadas de cortocircuito, resistente a la abrasión, a la humedad y a las condiciones climáticas de la intemperie según las diferentes áreas donde se requiera su utilización.

Figura 23. **Conductores concéntrico o antihurto para acometida**



Fuente: ENERSIS. *Especificación técnica: cables concéntricos para baja tensión*. p. 7.

#### **4.1.2. Vendas antihurto para conductores y empalmes expuestos.**

Las vendas dieléctricas antihurto son utilizadas, principalmente, aguas abajo del transformador de distribución aéreo, en puntos en que los conductores, terminales y empalmes quedan expuestos y se tiene el riesgo de que terceras personas puedan realizar conexiones ilegales. Estas vendas forman parte de un sistema antifraude fabricado por diferentes proveedores de materiales dieléctricos; sin embargo, la información encontrada corresponde a la marca 3M que ofrece dos tipos de soluciones ante estas situaciones.

En general corresponde a un refuerzo estructural que cumple dos funciones: protección eléctrica y mecánica, permite realizar trabajos y reparaciones en la red, que vuelven a quedar aisladas en su totalidad.

El material del cual están fabricadas estas vendas es una tela de vidrio flexible saturada con una solución de resina de uretano con características dieléctricas que garantizan aislamiento eléctrico y protección mecánica de las partes expuestas de la red secundaria. Estas se colocan directamente sobre las superficies vulnerables a conexiones ilegales, protegiendo, sellando y homogenizando la superficie expuesta. Esta venda tiene características de resistencia a temperaturas de cortocircuito, humedad, hongos, ácidos, rayos UV. Las vendas suelen colocarse sobre cintas aislantes previamente colocadas sobre los conductores, empalmes y conectores, su instalación es sencilla y gracias a su prolongada vida útil no requiere mantenimiento alguno.

Figura 24. **Venda dieléctrica de protección antihurto**



Fuente: Ciencia aplicada de la vida. *Catálogo de soluciones eléctricas 3M*. p. 24.

#### **4.1.3. Cajas de seguridad de derivación aérea para distribución en BT**

Generalmente, en Guatemala, las derivaciones aguas abajo de un transformador hacia las acometidas domiciliarias, conexión de alumbrado público y algunas cargas específicas, son realizadas mediante conectores perforantes en las diferentes fases del secundario de un transformador aéreo de distribución y su respectivo neutro,; sin embargo, esto hace que en un poste con varios clientes conectados, no se tenga un orden adecuado en las derivaciones, ni una claridad visual en casos donde se tenga que realizar alguna inspección o reparación de la acometida de algún cliente en específico en ese poste, además de ser puntos calientes en la red y puntos vulnerables a las conexiones directas no autorizadas.

Estas cajas deben colocarse en los puntos de derivaciones hacia las acometidas domiciliarias o bien en prolongaciones de la red secundaria en casos donde la red se extiende por longitudes considerables. Las cajas de distribución están fabricadas de materiales resistentes a la condiciones climáticas y con características mecánicas adecuadas, como policarbonato o acero y deben contar con material interno y externo que permita aislar todas las conexiones contenidas en su interior, presentan un orificio de alimentación para los conductores del secundario del transformador, según su tipo de configuración, monofásico o trifásico, así como diferentes salidas para las acometidas de los clientes, usualmente pueden ser 5, 9, 10 o 12 salidas.

Las borneras internas están diseñadas para acoplar diferentes calibres de conductores, según la capacidad de alimentación del transformador de distribución aéreo y la demanda del cliente conectado a la caja. Un punto importante e imprescindible es que cada caja cuente con una llave de seguridad que permita que sea manipulada únicamente por personal de la empresa con una

llave maestra, también existen variantes donde la caja es sellada con un perno de acero inoxidable de seguridad que garantiza que nadie pueda abrir la caja y volverla a cerrar si no se destruye ese perno y se coloca uno nuevo, siendo un tipo de perno que únicamente la empresa distribuidora posea.

Las cajas aéreas de distribución tienen como fin principal dos acciones: primero; ordenar de mejor manera la red secundaria de distribución y sus respectivas derivaciones de acometidas y conexiones de alumbrado público, segundo; eliminar los puntos vulnerables de conexión o manipulación no autorizada, para evitar el hurto de energía eléctrica en baja tensión. Garantizando así una red segura, tanto para los trabajadores que operan la red como para las personas no autorizadas, al no poder manipular estos puntos. Además, al tener un orden en las conexiones es más fácil monitorear a cada cliente y detectar conexiones ilegales fuera de la caja.

Figura 25. **Cajas de distribución secundaria antihurto**



Fuente: Ambrose. *Catálogo AMBROS SA 2018*. p. 5.

#### **4.1.4. Mecanismos de seguridad en cajas de derivación de distribución**

El hurto de energía eléctrica es un problema generalizado en Latinoamérica, sin embargo con informes consultados y que son accesibles al público se puede determinar que en países como Chile, Argentina, Ecuador, Colombia y Brasil, las empresas distribuidoras de energía eléctrica tienen programas enfocados en combatir esta problemática y en algunas regiones donde se toman acciones correctivas para mitigar el hurto, se tiene un grado mayor de reincidencia por parte de los usuarios a vulnerar la red, aun estando con blindaje antihurto total o parcial. Estas acciones llevan a considerar acciones adicionales, principalmente en las cajas de seguridad de distribución aérea que es el punto más vulnerado de la red ya blindada.

En las cajas de derivación se puede implementar un segundo nivel de seguridad que garantice la integridad de sus conexiones y agregue un grado de complicación a las acciones vandálicas que permiten vulnerar las cajas. Una opción consiste en agregar una jaula de metal que rodee la caja de distribución, la cual tenga un segundo mecanismo de sellado, con lo cual el sistema completo de la caja estaría rodeado por dos niveles de seguridad, el perno o llave de la caja y el perno o llave de la jaula exterior. Una segunda opción, más robusta consiste en soldar la unión de esta jaula de metal, presentando el inconveniente de no poder conectar acometidas nuevas o reparar existentes, solo si se destruye por completo la jaula exterior y se sustituya por una nueva.

Otro método de sellado de las cajas, es la utilización de cintas o cinchos metálicos ajustados a la medida de la caja y que dejan un sello completo en la caja, con lo cual para realizar una conexión de acometida nueva o la desconexión de un servicio existente desde la caja de distribución, sería necesario destruir las

cintas y volver a colocar nuevas, incurriendo así en un nuevo gasto cada vez que se realice alguna modificación por parte de personal de la empresa en las cajas de seguridad de distribución; pero garantizando que las cajas no serán manipuladas fácilmente por personal no autorizado y ajeno a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

#### **4.1.5. Cajas de protección antihurto en los medidores de energía**

En los puntos anteriores se menciona la protección antihurto utilizada en la red secundaria de distribución en BT, específicamente en alturas que son poco accesibles a la mayoría de las personas, ajenas a las empresas distribuidoras, sin embargo, la parte más vulnerable de la red es el medidor de energía de cada cliente y su conexión con el conductor de la acometida. Este punto de la red es el que suele ser más alterado con el fin de hacer derivaciones ilegales justo antes del medidor o bien realizar puentes ocultos en las borneras de los medidores o en su parte posterior para evitar su correcta medición, por esta razón en algunos países de Latinoamérica se ha implementado la adición de una caja de protección para el medidor de energía.

La caja de protección del medidor, consiste en una caja que se puede ensamblar en dos partes, generalmente fabricada de policarbonato u otra combinación de materiales como metal y plástico que permiten ser montados sobre cualquier superficie plana (pared o columna) y permiten alojar dentro de ella al medidor de energía de cada cliente, siendo su parte frontal totalmente transparente, para permitir una fácil lectura del medidor interno y una inspección visual rápida ante posibles alteraciones del medidor.

Su sistema de seguridad se basa en el uso de pernos y llaves de seguridad o marchamos que evitan la apertura de la caja y la manipulación por personal no autorizado sin dejar en evidencia total el acto vandálico.

Las cajas tienen características de alta resistencia a la intemperie, resistentes al impacto, ralladuras y rayos UV, también poseen un cierre hermético y prensaestopas para garantizar un índice de protección IP 44, que lo vuelve resistente frente a sólidos de tamaño superior a 1 mm y salpicaduras de agua por lluvia. Estas cajas tienen dos orificios perforados, uno para la entrada del cable concéntrico de acometida que alimenta el medidor y el segundo corresponde a la salida del medidor hacia el cuadro de distribución domiciliar.

#### **4.1.6. Otros materiales antihurto**

En países altamente conflictivos, en el tema relacionado al hurto de energía eléctrica, como Brasil y Chile, las empresas distribuidoras del servicio han optado por medidas aún más drásticas para evitar la manipulación ilegal de la red de distribución secundaria en baja tensión y han conseguido implementar en las estructuras de soporte de la red, estructuras recubiertas con alambres de púas en su base y medio que evitan que personal ajeno a las empresas tenga acceso a la manipulación de la red en las alturas. Este ejemplo se puede apreciar de mejor manera en la siguiente figura que ilustra este sistema. Sin embargo, en áreas rurales de Guatemala, esto sería una medida extrema que habría que evaluar para no incrementar la conflictividad social ya existente.



Figura 26. **Estructuras con alambres de púas en postes de distribución**



Fuente: News Mundo. *Problemas sociales en Brasil 2019*. p. 22.

#### **4.2. Blindaje de la red eléctrica de baja tensión**

Para este trabajo de graduación,, en específico se considerará como ejemplo la localidad llamada cantón Barrios, ubicada en la colindancia del casco urbano del municipio de Mataquescuintla en el departamento de Jalapa y para este fin se realizó un levantamiento de datos en campo, los cuales serán utilizados para plantear la propuesta de blindaje de la red de distribución en BT, considerando principalmente el elevado número de conexiones ilegales encontradas con una simple inspección visual en los alrededores del sector de interés durante los dos días de la visita realizada en el mes de mayo 2021. Las características del área se resumen en la tabla XI.

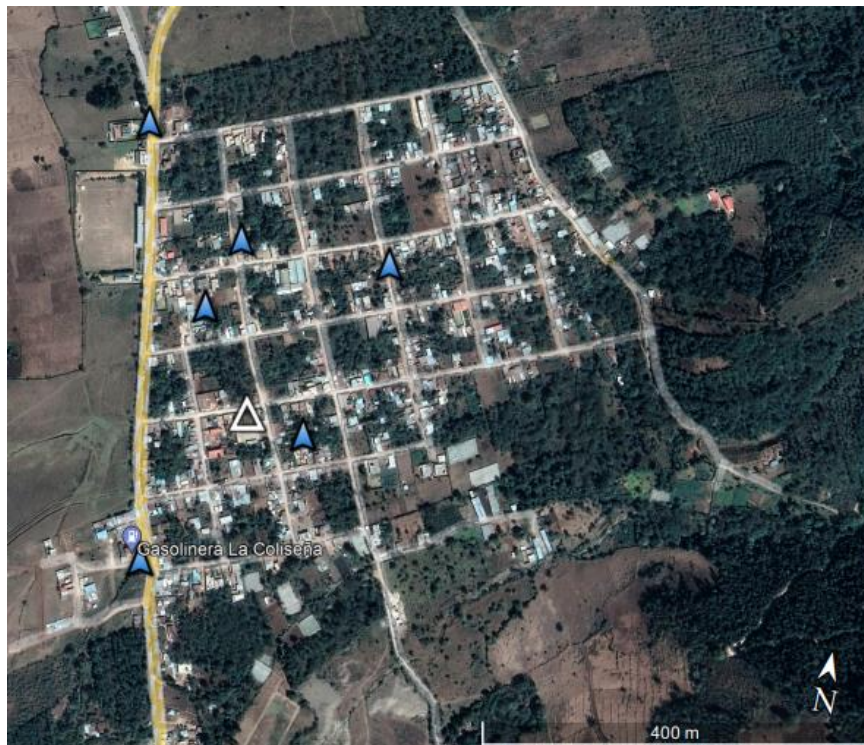
Tabla XI. **Datos de interés área cantón Barrios**

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
Dimensión del sector (km <sup>2</sup> )	250
Postes de madera	43
Postes de concreto	13
Lámparas de AP	107
Transformador monofásico 50 kVA	1
Transformador monofásico 25 kVA	5
Transformador monofásico 10 kVA	1
Medidores conectados a la red	397
Conexiones directas visibles	49
Inmuebles identificados como CODECA	43
Medidores en mal estado (visible)	63
Longitud estimada red MT 13,8 kV (km)	1,4
Longitud estimada red BT 120/240 V (km)	3,6

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

En las figuras siguientes, se visualizan los puntos georreferenciados de la ubicación de los transformadores aéreos de distribución que alimentan el cantón Barrios, que es catalogado como un área rural, los transformadores son alimentados por una de las 3 fases que pasan colindantes a la carretera principal SRO-03, en los puntos inicial, medio y final del cantón con la carretera, como se muestra en la figura 27.

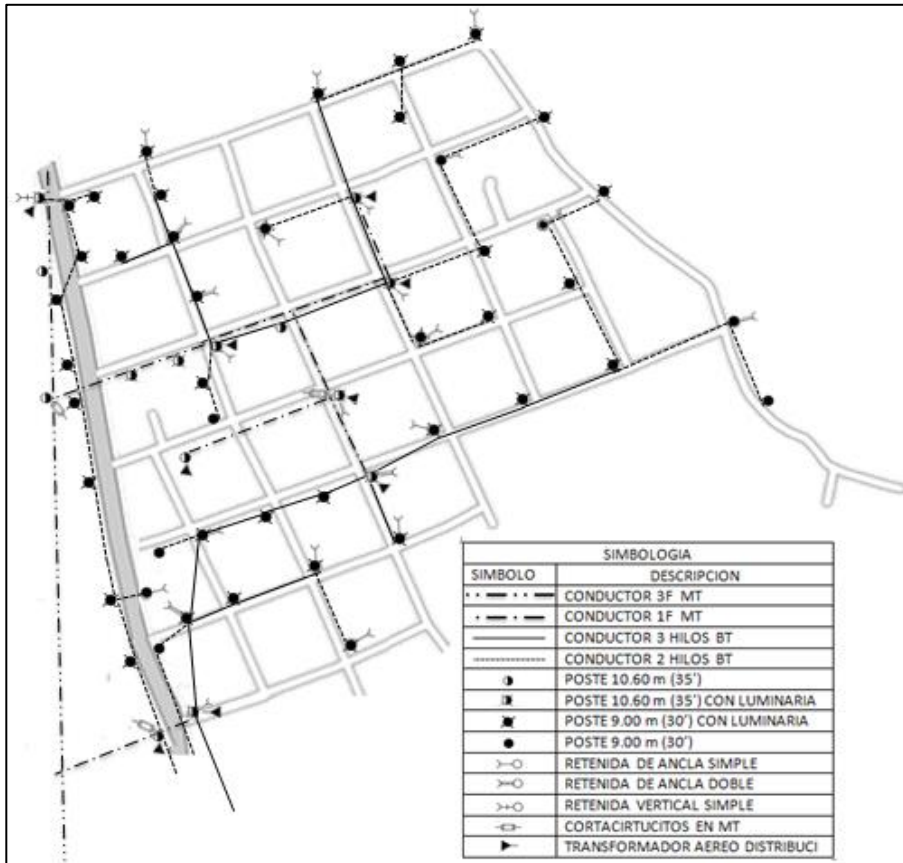
Figura 27. **Ubicación de los transformadores de distribución en cantón Barrios**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth Pro.

La parte principal de la propuesta será presentada en las siguientes secciones, donde se establece en cada parte de la red una acción a realizar en la localidad cantón Barrios, tomando como referencia el diagrama eléctrico de dicha localidad, que se muestra en la figura 28, con los datos recopilados en la visita de campo, incluyendo para dichas acciones los materiales disponibles en el mercado eléctrico nacional y los costos asociados por concepto de trabajos de brigadas que efectúan dichos trabajos (constituidas por tres personas), refiriendo a precios cotizados con empresas que brindan el servicios de trabajos en la red eléctrica en MT y BT.

Figura 28. Diagrama eléctrico en MT y BT del cantón Barrios



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

#### 4.2.1. Blindaje de transformadores de distribución

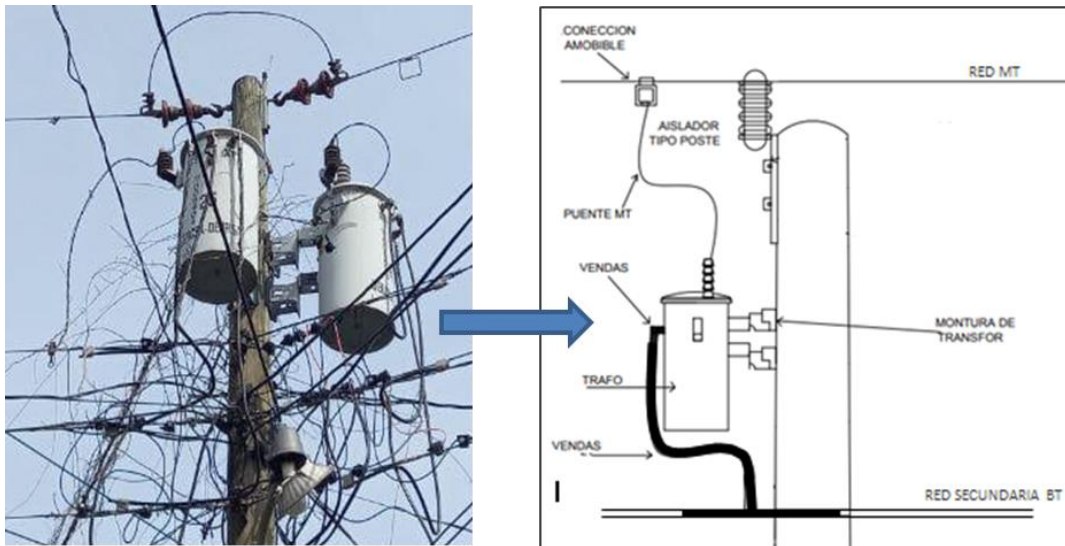
Considerando el punto frontera, entre la MT y BT al transformador de distribución aéreo instalado en las estructuras de la red eléctrica de distribución, que son postes de concreto armado, metal o madera de 10,6 m o 9 m usados exclusivamente para el servicio de distribución de energía eléctrica. Se tiene como primer elemento vulnerable al hurto de energía eléctrica, como se menciona en la sección 3.3.1. Por esta razón es importante que queden

protegidas, tanto las terminales del secundario del transformador como las derivaciones cercanas del mismo hacia los conductores de acometidas conectados a la red secundaria de distribución en BT.

En el mercado eléctrico internacional existen transformadores que tienen integrada una caja dónde se puede conectar directamente la red secundaria a las terminales de los devanado secundarios del transformador, quedando protegida dicha unión dentro de la caja de protección, con lo cual no existen partes expuestas a las conexiones ilegales o manipulación de terceros no autorizados, sin embargo, esta opción implica realizar el cambio del transformador completo, por lo que la inversión es realmente muy elevada y no será considerada en esta propuesta, únicamente se realiza la propuesta para trabajar con los transformadores ya instalados en campo.

Para proteger estas uniones y empalmes se puede utilizar dos diferentes sistemas antifraude ofrecidos por casas comerciales, como 3M. El primero es el refuerzo estructural antihurto, detallado en la sección 4.1.2 o bien las cintas autofundente (termocontractil), y cuyo costo promedio es de Q200,00 para la presentación ofrecida en el mercado nacional de 97 mm x 4,5 m y de Q 275,00 para la presentación de 2" x 30' respectivamente. Y su uso depende de la agresividad o incidencia de la población respecto a la manipulación ilegal de la red. Esta acción busca proteger las partes expuestas, como se muestra en la figura 29.

Figura 29. **Blindaje del transformador de distribución aéreo**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

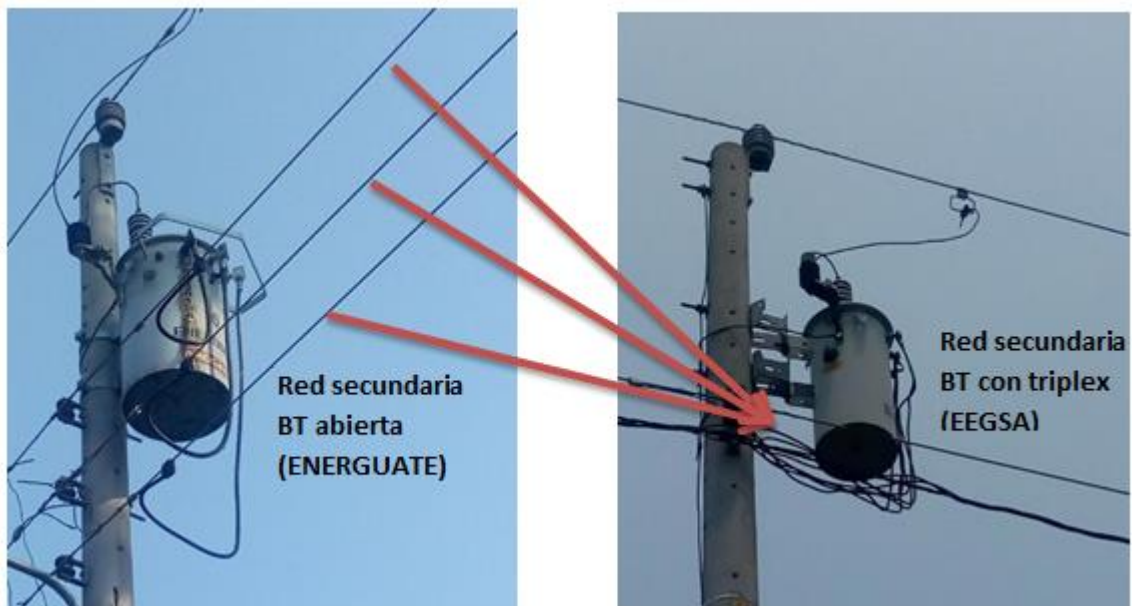
#### 4.2.2. **Blindaje de red secundaria de distribución y acometidas**

La segunda etapa con mayor riesgo de ser vulnerada en la red secundaria de distribución es el conductor de BT que va desde el punto de conexión del secundario del transformador aéreo de distribución y que pasa por los postes hasta el punto final de distribución, incluyendo los conductores de acometidas. Como se menciona en los capítulos anteriores, en áreas rurales de Guatemala, los conductores desnudos no son exclusivos para la MT, sino que aún son utilizados en la red existente de BT, facilitando de esta manera el realizar una conexión directa sin mayor complicación, únicamente enganchándose al conductor secundario. De igual manera los conductores existentes en las acometidas a esa altura son muy accesibles a derivaciones ilegales.



En esta sección se abordan dos propuestas para esta parte de la red secundaria, la primera implica el cambio de los conductores desnudos de BT ubicados entre postes, aguas abajo del transformador de distribución aéreo, por conductores tríplex o cuádruplex con el neutro desnudo o aislado, según el grado de reincidencia y agresividad de las comunidades y su población, así como según la configuración de los transformadores y la demanda de los clientes finales conectados de forma legal a la red. Con esto se evita el uso de aisladores en los postes y únicamente se utilizarían grapas de remate o de suspensión para sujetar el conductor neutro a la estructura. ENERGUATE, aún tiene red secundaria abierta, mientras EEGSA si utiliza tríplex en su red BT.

Figura 30. **Cambio de red secundaria de línea abierta BT por conductor trenzado**



Fuente: elaboración propia, red ENERGUATE Jalapa/ red EEGSA capital.

Los conductores trenzados más utilizados en la red secundaria de media tensión son #2, #1/0 y #4/0 por ser los más comerciales y los cuales se colocan, según la potencia y configuración de cada transformador de distribución, por ejemplo. para lugares con mayor carga se debe utilizar el conductor cuádruplex 4/0 y para áreas con menor carga concentrada se suele utilizar conductor tríplex #1/0 o #2, el neutro aislado se recomienda únicamente en lugares donde la incidencia de manipulación de la red es muy alta, para los demás casos se puede utilizar tríplex con neutro sin forro, para reducir costos del material. Los precios de estos conductores son de Q 33,00 y Q 19,00 por metro lineal, respectivamente; para el cable cuádruplex con las mismas características el precio es de Q 94,00

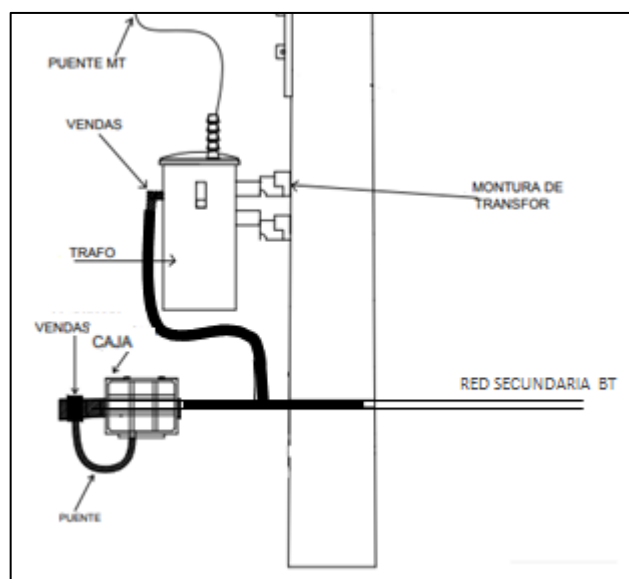
Dentro de este punto, se debe considerar también la utilización de cajas aéreas de distribución, tanto en el punto medio entre los conductores del secundario de distribución y los conductores de BT, así como en cada punto de las estructuras y postes en donde se concentren las derivaciones de acometidas hacia los medidores de los clientes de la empresa. Es importante mencionar que este elemento agregado a la red garantiza un adecuado nivel de protección a la red tal y como se describe en la sección 4.1.3.

Las cajas aéreas de distribución más recomendadas son las de 9 y 12 salidas y voltaje máximo de 1 000 voltios y de acuerdo con cotizaciones realizadas en almacenes locales de productos eléctricos, tienen un precio aproximado de Q 495,00 por unidad. Estas cajas tienen la ventaja de poseer un punto único de alimentación hacia las barras interiores y todos los puntos de salida quedan totalmente sellados, además su diseño liviano permite instalarlas en postes, paredes o incluso en el vano de los conductores de BT de la red secundaria de distribución, y elimina la posibilidad de puntos calientes en los empalmes, debidos a falsos contactos y la humedad.



Para el caso analizado de cantón Barrios, se logró establecer que las conexiones ilegales estaban concentradas únicamente en 15 postes de la red de distribución secundaria en BT, según el recorrido de campo realizado, por lo que la instalación de estas cajas de derivación para acometidas solo se recomienda en estos postes, mientras que las vendas antihurto deben aplicarse a los 7 transformadores encontrados en el lugar como medida preventiva. Las vendas antihurto y las cajas de derivación van colocadas como se muestra en la figura 31, de manera análoga a la forma en que se realiza la instalación de cajas distribuidoras para el cable coaxial de servicio de cable domiciliario.

Figura 31. **Implementación de cajas antihurto de derivación de acometidas**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

El tercer punto considerado, es el cambio de conductores utilizados para acometidas de los clientes con evidencia o historial de manipulación de la red, ya que actualmente en el área del cantón Barrios, el conductor utilizado para

acometidas, en su mayoría, es un dúplex con neutro desnudo, lo cual permite cierto grado de facilidad para que el conductor de fase pueda ser perforado o pelado para realizar derivaciones ocultas antes del medidor de energía, debido a la altura a que se encuentran los conductores de acometidas. Para erradicar y prevenir esta práctica se propone la utilización de cable concéntrico antihurto, cuyas características se describen en la sección 4.1.1.2.

El cable concéntrico debe ser conectado en un extremo directamente a las salidas de las cajas de derivación de acometidas instalado en la red secundaria de distribución aérea y el otro extremo debe ir directamente al medidor de energía, con una o dos fases y su respectivo neutro, según el tipo de servicio que sea requerido por el usuario final, la longitud depende de la distancia a la cual se encuentre la residencia del punto más cercano a la red secundaria de BT y la longitud máxima que permiten las empresas es de 40 m, al sobrepasar esta distancia se debe hacer una solicitud a la empresa para dicha instalación o bien el cliente debe hacer alguna extensión de su instalación interna para cumplir con los parámetros establecidos.

Para el caso de cantón Barrios, se propone el cambio de conductor de acometida en los siguientes casos:

- Todos los clientes asociados a los transformadores que concentran una gran cantidad de conexiones directas ilegales.
- Todos los clientes identificados como CODECA (si es posible).
- Todos los clientes con medidores visibles en mal estado.
- Todos los clientes con acometida dañada visible.
- Todos los nuevos clientes (actualmente con conexión directa ilegal).

La utilización de este tipo de conductor tiene un costo de Q 25,00 por metro lineal, tomando como referencia el cable concéntrico 2 x 6+ 6 AWG, pues la mayor cantidad de casas en esta área rural únicamente tienen una demanda del servicio de 120/240 V, por tener un consumo en promedio de 56 kWh (dato que muy cercano al obtenido con la encuesta realizada), según el dato mostrado en el apéndice 5 y publicado por la CNEE, reducido comparado con el consumo de un área urbana, tomando como ejemplo Guatemala, donde la mayoría de los hogares tienen un consumo promedio de 86 kWh mensual, como se muestra en el apéndice 4. Datos que corresponden a clientes de la tarifa social.

#### **4.2.3. Blindaje de medidores con cajas antihurto**

La última etapa del blindaje de la red secundaria de distribución corresponde al último elemento que pertenece a las empresas distribuidoras y es el punto límite entre la red de distribución y las instalaciones del cliente, este es el medidor de energía. En este elemento se deben tomar dos medidas correctivas y preventivas para reducir al mínimo las manipulaciones que terceros no autorizados realizan en los medidores. En primer lugar, como medida correctiva, se debe cambiar el medidor en aquellos clientes cuya evidencia de manipulación en el medidor es evidente y, también en aquellos casos en los cuales en el medidor se encuentre en mal estado por las condiciones climáticas, antigüedad del aparato o por fallas internas del mismo.

En segundo lugar, como medida preventiva, hay que implementar la instalación de cajas de protección antihurto en los medidores de energía, las características de estas cajas se describen en la sección 4.1.5, de esta forma se garantiza, no solo que el medidor de energía nuevo haga la lectura correcta de la energía del cliente, sino también se asegura que no existirá manipulación por personas ajenas a las empresas distribuidoras de energía en el medidor.

Se propone realizar el cambio de medidor e instalación de la caja protectora antihurto en el área de cantón Barrios, en los siguientes casos:

- Todos los clientes con evidencia de manipulación en el medidor
- Todos los clientes identificados como CODECA (si es posible)
- Todos los medidores visibles en mal estado
- Todos los nuevos clientes (actualmente con conexión directa ilegal)

La implementación de esta medida correctiva y preventiva se propone de manera selectiva, tomando como referencia lo mencionado líneas arriba, debido al costo que implica este procedimiento, pues el costo de un medidor de energía de sobreponer clase 100 para 120V de dos hilos monofásico marca NANSEN, es en aproximado de Q 254,00 y uno tipo socket clase 200 de 240 V de tres hilos monofásico de la misma marca, tiene un costo aproximado de Q 408,00, mientras el costo de la caja de protección antihurto de policarbonato tiene un costo promedio de Q 65,00. Para la presente propuesta se considerarán únicamente el uso de los medidores de sobreponer clase 100 de 120 V debido a que la demanda del área rural suele ser únicamente servicios de 120 V.

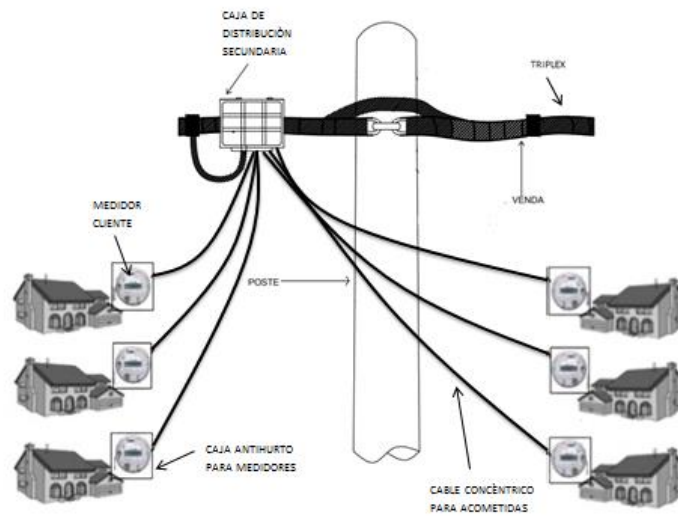
En resumen, toda la propuesta general de blindaje en la red desde el uso de vendas estructural antihurto para proteger los empalmes, las cajas de derivación aéreas, el cambio de red abierta en BT por conductores tríplex, la utilización de cable concéntrico en las acometidas y finalmente el cambio de medidores y la instalación de cajas antihurto en los medidores garantizan que la red de distribución secundaria sea muy poco vulnerable al hurto de energía por parte de terceros no autorizados. Reduciendo de esta manera, las pérdidas de la empresa y garantizando la seguridad de los clientes al no permitir que exista riesgo por manipulación de la red. Esto se puede apreciar en la figura 32.

Figura 32. **Uso de caja protectora antihurto para medidor de energía**



Fuente: San Juan la Laguna, Sololá.

Figura 33. **Esquema del blindaje general en la red secundaria BT**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

### **4.3. Contratación de usuarios con conexiones ilegales a la red**

Según los datos recopilados en la encuesta realizada en cantón Barrios, en donde se obtuvieron datos del comportamiento de consumo estimado de 60 viviendas, donde el 85 % de estas viviendas encuestadas eran clientes legales de la empresa distribuidora de energía en el área, mientras que el 15 % corresponden a viviendas con conexiones ilegales a la red de distribución secundaria del lugar y que no se encuentran registradas en el sistema de la empresa. Se logra establecer que el consumo promedio de las viviendas en el área es de 50 kWh/mes (todos los datos recopilados en la encuesta se pueden visualizar los apéndices 2, 3 y 4).

Al revisar nuevamente los datos de la tabla IX de la sección 4.2 es posible observar que el dato inicial de conexiones directas e ilegales a la red es de 49, y según algunos comentarios de vecinos, existen viviendas que no tienen una conexión visible porque solo se conectan ilegalmente a la red de distribución durante las noches o fines de semana, por lo cual el número de usuarios con conexiones ilegales a la red podría ser un poco mayor al número inicial de 49.

Con este dato inicial se estima que la energía que se pierde por parte de la empresa es de 2 450 kWh/mes, lo que representa un aproximado de Q 4 386,00 de ingresos no percibidos mensualmente (considerando la tarifa social DEORSA del 2021 Q 1,79 kWh), lo cual es un recupero potencial para la empresa, tanto energético como económico, únicamente por concepto de nuevos clientes contratados.

Este proceso, sin embargo, es complicado, debido a que las empresas, generalmente, realizan un cargo económico elevado por concepto de consumo de energía no registrada a los clientes que son contratados, luego de ser

encontrados con evidencia de conexiones ilegales a la red, con ello los nuevos clientes se rehúsan a firmar un contrato legal y se podría incrementar, incluso, la conflictividad social en el área. Para solucionar este problema las empresas distribuidoras del servicio optan por realizar descuentos, convenios de pago y en algunos casos hasta exoneración de la deuda, bajo ciertos términos y compromisos que benefician tanto al cliente nuevo como a la empresa.

La mayoría de las conexiones ilegales visibles durante la visita de campo realizada, se concentraban en los puntos señalados en el siguiente mapa, por lo que las acciones de contratación de nuevos clientes y de blindaje de la red deben tener un enfoque principal en dichas áreas. Las zonas resaltadas en color verde contienen 34 conexiones ilegales de las 49 visibles que se identificaron en toda la localidad, es decir el 69 % del hurto visible, se concentra en estos sectores y coinciden precisamente con la mayoría de las viviendas que se identifican como pertenecientes a la agrupación CODECA, el resto de las conexiones ilegales detectadas se encuentran dispersas en distintos puntos del cantón, pero en menor cantidad.

Figura 34. **Puntos principales de conexiones ilegales visibles**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth Pro.

#### **4.4. Diseño de la nueva red, según demanda actual**

Uno de los principales problemas, según datos obtenidos en la encuesta realizada, es que uno de los transformadores de distribución presenta problemas de sobrecarga y se encuentra en mal estado, con aceite dieléctrico derramado, debido a que su capacidad instalada es de solo 10 kVA y este mismo proporciona el servicio a un aproximado de 105 viviendas, teniendo en el lugar una demanda comercial considerable, por ejemplo, tiendas de barrio, algunas bombas de riego y un taller mecánico y de soldadura, por lo cual los vecinos indican que en repetidas ocasiones han tenido que solicitar que la empresa envíe personal para activar el transformador, pues sus mecanismos de protección se activan, especialmente en época de verano que el consumo de energía eléctrica en el área tiende a incrementarse.



Este problema técnico de la empresa influye, en gran parte para que los clientes estén molestos por el mal servicio prestado y busquen otras soluciones para evitar el pago de un mal servicio. Con la información proporcionada en el párrafo anterior, para la red existente en cantón Barrios, únicamente se hace la propuesta de modificación a la red actual, con el cambio del transformador instalado de 10 kVA por uno nuevo y de mayor capacidad de 25 kVA, previendo un futuro crecimiento de la demanda, de acuerdo con la tabla mostrada. Con esto se espera eliminar el problema de constantes interrupciones del servicio de energía, asociado a la sobrecarga y mal estado del transformador existente. Este transformador tiene un costo promedio en el mercado nacional del Q 13 120,00

Tabla XII. **Intensidad nominal según capacidad del transformador**

Tipo Transformador	Potencia (KVA)	Tensión MT (kV)	Intensidad Nominal en MT (A)	Tensión BT (V)	Intensidad Nominal en BT (A)
Monofásico	5	13,2	0,4	240/120	20,8
	10		0,8		41,7
	15		1,1		62,5
	25		1,9		104,2
	37,5		2,8		156,3
	50		3,8		208,3
	75		5,7		312,5
Trifásico	30	13,2	1,3	208/120	83,4
	45		2,0		125,1
	75		3,3		208,4
	112,5		4,9		312,6
	30	34,5	0,5	208/120	83,4
	45		0,8		125,1
	75		1,3		208,4
	112,5		1,9		312,6

Fuente: LÓPEZ, Yonathan. *Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el Piñoncito de Campo de la Cruz.* p. 58.

El nuevo transformador será instalado en el mismo poste y debe cambiarse también su fusible de protección, un cortacircuitos en MT, con un fusible tipo D y rango de disparo de 200 % (VS) de corriente nominal de 1,9 A en MT, según el detalle de la tabla XIII.

Tabla XIII. **Selección de fusible según capacidad del transformador**

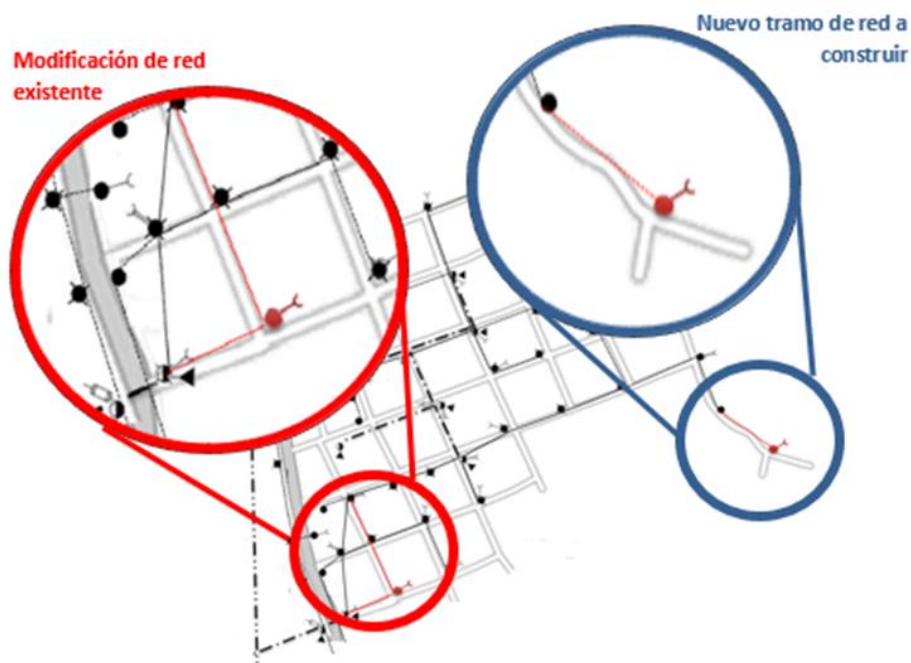
TIPO DE TRAFO	Potencia (KVA)	13,2 kV			34,5 kV		
		Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)
Monofásico	5	0,4	-	0,4	-	-	-
	10	0,8	-	0,4	-	-	-
	15	1,1	-	0,4	-	-	-
	25	1,9	2		-	-	-
	37,5	2,8	2		-	-	-
	50	3,8	3		-	-	-
	75	5,7	5		-	-	-
Trifásico	30	1,3	2		0,5	-	0,4
	45	2,0	2		0,8	-	0,4
	75	3,3	3		1,3	2,0	
	112,5	4,9	5		1,9	2,0	

Fuente: LÓPEZ, Yonathan. *Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el Piñoncito de Campo de la Cruz*. p. 59.

Existen otros dos tramos que se sugiere debe tener una modificación por parte de la empresa distribuidora y se muestran resaltados, el primero en color rojo del lado izquierdo en la siguiente figura, el primero donde se evidencia que el tramo de BT secundaria existente, no cumple con los requisitos mencionados en el artículo 11 del capítulo I de la NTDOID, donde menciona que deben prevalecer los trazos rectilíneos en la red y no se debe diseñar ni construir líneas

aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas. El segundo segmento, corresponde a un nuevo tramo que se muestra resaltado en color azul al final de la localidad, donde existen algunos terrenos con cultivos. que requieren el uso de bombas de riego y deben conectarse a la red eléctrica existente.

Figura 35. **Propuesta de modificación y nuevos tramos de la red BT**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2019.

En la tabla XIV, también se puede encontrar el detalle de la propuesta de la red existente que debe ser modificada (mostrada en color rojo en la figura anterior) con el fin de eliminar las líneas aéreas que están construidas sobre viviendas y también el tramo de red nuevo propuesto (mostrado en color azul en la figura anterior) para alimentar los terrenos de cultivo al final de la localidad en mención:

Tabla XIV. **Detalle de materiales de la propuesta de reubicación de red BT y nuevo tramo BT**

<b>Reubicación tramo BT</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo, Q</b>
Poste de 9 m	1	1 300,00
Conjunto retenida de ancla simple	1	275,00
Conductor tríplex 1/0, neutro forrado	250 m	8 250,00
Otros (pernos, grapas, tornillería)	1	600,00
<b>Total</b>		<b>7 625,00</b>
<b>Red de BT nueva</b>		
Poste de 9 m	1	1 300,00
Conjunto retenida de ancla simple	1	275,00
Conductor tríplex 1/0, neutro forrado	120 m	3 960,00
Otros (pernos, grapas, tornillería)	1	600,00
<b>Total</b>		<b>6 135,00</b>
<b>Costo total de ambos tramos</b>		<b>16 560,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

#### **4.5. Construcción de nueva red de distribución en obras anómalas existentes**

Como primer punto, en esta sección se define el concepto de obra anómala, como el conjunto de elementos eléctricos que forman parte de una red de distribución conectada ilegalmente a las líneas de una empresa distribuidora y que no está construida bajo normas ni materiales adecuados para su funcionamiento. Generalmente, se presentan en zonas rurales remotas y de difícil acceso o en la formación de nuevos asentamientos, cantones o comunidades, lugares donde las empresas distribuidoras de energía tienen poca o nula cobertura del servicio. Para el caso específico del cantón Barrios no aplica esta propuesta, pues no existen obras anómalas construidas en el lugar.

En caso existiese una obra anómala se debe hacer una negociación entre la empresa distribuidora encargada del servicio en la región y los pobladores del lugar, para que se lleguen a acuerdos técnicos y económicos que beneficien a ambas partes y garanticen la cobertura de un servicio de calidad.

#### **4.6. Presupuesto de la propuesta**

Como se describió a lo largo de este capítulo, las propuestas básicamente se enfocan en dos puntos, el primero es el blindaje y modificación de la red ya existente, buscando reducir el hurto de energía eléctrica en todos los puntos de la red secundaria de baja tensión en áreas rurales, y el segundo punto hace referencia al proceso administrativo y técnico para incorporar a los usuarios de la red que actualmente se encuentran conectados de forma ilegal y no se encuentran registrados como clientes de la empresa distribuidora

Primero, se mostrará el detalle de materiales propuestos para cada una de esas actividades, la cantidad propuesta y el costo aproximado, según cotizaciones realizadas a proveedores de materiales eléctricos y empresas contratistas especializadas en el segmento de MT y BT para realizar los trabajos relacionados al blindaje y modificación/construcción de la red en el mercado nacional.

##### **4.6.1. Presupuesto de materiales**

El listado de materiales, cantidad y costo para la propuesta de blindaje de la red se detalla a continuación, según los criterios detallados en la sección 4.2.2 y 4.2.3 y los precios individuales mostrados en el anexo 1.

Los cálculos son realizados con base en acciones sobre los 43 medidores en mal estado, 63 vivienda identificadas como CODECA y, suponiendo que un 15 % adicional a esta muestra de clientes pueden ser detectados con la inspección en campo, por lo que considera acciones en un total de 120 clientes. Mientras que la longitud de cable tríplex se considera, según la longitud de la línea abierta en BT aproximada según el recorrido realizado y el cable concéntrico se calcula con un promedio de uso de 25 m de acometida por cada cliente.

Para las cajas de distribución aérea se calcula con los mismos 120 clientes, donde se usarían 14 de estas cajas y las otras 6 se deben colocar en los 6 postes ubicados en las áreas marcadas de la figura 34, lugar donde se concentran las conexiones directas y también donde será instalado el nuevo transformador de 25 kVA propuesto, el mismo criterio es utilizado para las vendas estructurales antihurto, adicional se incluye la instalación de 5 medidores con demanda para cada uno de los 5 transformadores aéreos de distribución existentes en el cantón Barrios.

Tabla XV. **Costo de materiales propuestos para blindaje de red secundaria en BT**

<b>Material para blindaje de red</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo unitario, Q</b>	<b>Costo total, Q</b>
Transformador de 25 kVA 13,8 kV/120/240V autoprotegido	1	13 120,00	13 120,00
Medidor de sobreponer CL-100 120 V 2H monofásico	120	254,00	30 480,00
Medidor CL-200 120/480 3H con demanda	5	2 405,00	12 025,00
Caja de protección para medidor	120	65,00	7 800,00
Conductor tríplex 1/0, neutro forrado	2 600 m	33,00	85 800,00
Cajas de distribución aérea de 9 salidas	20	495,00	9 900,00
Vendas estructurales antihurto de 2"x30'	20	275,00	5 500,00
Cable concéntrico para acometidas	3 000 m	25,00	75 000,00
Remate preformado acero galvanizado	200	20,00	4 000,00
Grapas, conectores, tornillería y otros herrajes			3 000,00
<b>Total general</b>			<b>246 625,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

Al cuadro anterior se debe agregar el detalle del cuadro de la sección 4.4, correspondiente a la modificación de la red actual y construcción de un nuevo tramo de la red al final del cantón Barrios.

La segunda acción, que complementa el blindaje de la red de distribución, y también la incorporación a la red y contratación de los nuevos clientes que se encontraban conectados de manera ilegal a la red secundaria BT de distribución.

Considerando los datos recopilados en campo y mostrados en la sección 4.2, de 49 conexiones directas y agregando la posibilidad de que algunos nuevos clientes adicionales puedan solicitar de manera voluntaria el servicio al observar estas acciones en el lugar, se supondrá un total de 60 nuevos clientes. Para ello se presenta el presupuesto en el siguiente cuadro de resumen de la tabla XVI.

Tabla XVI. **Costo de materiales propuestos para nuevos clientes**

<b>Material para incorporación de nuevos clientes a la red de BT</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo unitario, Q</b>	<b>Costo total, Q</b>
Medidor de sobreponer CL-100 120V 2H monofásico	60	254,00	15 240,00
Caja de protección para medidor	60	65,00	3 900,00
Cajas de distribución aérea de 9 salidas	7	495,00	3 465,00
Vendas estructurales antihurto de 2" x 30'	2	275,00	550,00
Cable concéntrico para acometidas	1 500 m	25,00	37 500,00
Remate preformado acero galvanizado	60	20,00	1 200,00
Grapas, conectores, tornillería y otros herrajes			800,00
<b>Total general</b>			<b>62 655,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

#### **4.6.2. Presupuesto de mano de obra**

El cálculo para el costo asociado a mano de obra de la ejecución de los trabajos propuestos se basa en los datos brindados por la empresa 3Cservice, estimando 2 brigadas pesadas de 3 personas para los trabajos de blindaje modificación de red hasta el punto antes de la conexión de los conductores de



acometidas y 3 brigadas livianas de 2 personas para los trabajos relacionados a la regularización e instalación de acometidas y medidores de clientes existentes y nuevos, según dicho contratista con la propuesta presentada el tiempo de ejecución aproximado es de 5 días para blindaje y modificación de la red. El dato detallado de estas brigadas se puede encontrar en el apéndice 4.

Por otra parte, se estima que las brigadas encargadas de la regularización de clientes existentes y nuevos clientes tengan una producción que cubra 6 clientes diarios, con las 3 brigadas indicadas en el párrafo anterior se espera cubrir un total de 18 acciones diarias, lo cual permite cubrir los 120 clientes propuestos para regularización y los 60 nuevos clientes previstos, 180 clientes previstos a operar en 10 días, sin embargo le empresa contratista solicita un día más por alguna eventualidad no prevista, con lo cual se espera que sean 11 días en total. El detalle de los costos individuales asociados a cada trabajo se puede ver en el apéndice 5 de este trabajo, mientras el resumen del costo de mano de obra se presenta en la tabla XVII.

Tabla XVII. **Costo de mano de obra por trabajos en red BT**

<b>Modificación y blindaje de red existente en BT</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo, Q</b>
Instalación de vendas estructurales antihurto	200 m	10 000,00
Día de brigada por cambio de red abierta por triplex (2 brigadas)	5	28 000,00
Día de brigada por regularización de clientes y conexión de nuevos clientes (3 brigadas)	11	92 400,00
Instalación de cajas de distribución aéreas	27	2 619,00
Día de brigada por instalación de nuevo tramo de red (2 brigadas)	1	5 600,00
Día de brigada por modificación en la red existe de BT sobre viviendas (2 brigadas)	1	5 600,00
Cambio de transformador en mal estado	1	6 500,00
Instalación de medidores con demanda en transformadores	5	555,00
<b>Total presupuesto de mano de obra</b>		<b>151 274,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

#### **4.6.3. Resumen del presupuesto**

El resumen del costo asociado a la propuesta relacionada al blindaje, modificación de la red y contratación de nuevos clientes se presenta en el siguiente cuadro de resumen, incluyendo el precio de todos los materiales y la mano de obra de los trabajos mencionados en las secciones anteriores.

Tabla XVIII. **Costo asociado a la propuesta de blindaje**

<b>Detalle</b>	<b>Costo, Q</b>
Materiales para reubicación de tramo de red y nuevo tramo en BT	16 560,00
Materiales para blindaje de red existente y regularización de clientes	246 625,00
Materiales para conexión de nuevos clientes a la red	62 655,00
Mano de obra por trabajos de modificación y blindaje de la red BT	151 274,00
<b>Total costo de la propuesta</b>	<b>477 114,00</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019

#### **4.7. Seguimiento mediante balances de energía en las zonas propuestas**

Siguiendo la metodología para elaboración de balances energéticos descrita en la sección 3.5, se debe realizar un monitoreo idealmente mensual o como mínimo trimestral de la cantidad de pérdidas en la localidad. Para este fin es necesario contar con los datos de los 5 medidores con demanda propuestos para su instalación en cada transformador de distribución aéreo, más uno de ellos que ya cuenta con tal medición instalada (el de 50 kVA). Estos medidores llevarán el registro de la cantidad de energía activa a través de cada transformador y se debe comparar contra el total de energía facturada en la localidad en el mismo periodo de tiempo. Al ser una medición en BT se desprecia la pérdida técnica y el resultado obtenido corresponde exclusivamente a pérdidas no técnicas.

No debería de existir una pérdida no técnica asociada al hurto de energía eléctrica, luego de realizarse los trabajos de blindaje de modificación de la red; sin embargo, es posible que algún cliente vuelva a tener alguna reincidencia en este delito, con lo cual ya será la empresa distribuidora la encargada de realizar

alguna acción técnica correctiva o bien alguna penalización económica sobre el cliente identificado o incluso como última medida, algún tipo de acción legal y penal para mitigar dicha reincidencia.

## 5. BENEFICIOS DE LA PROPUESTA DE BLINDAJE DE LA RED ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

### 5.1. Reducción de las pérdidas no técnicas

El primer beneficio esperado, luego de las acciones propuestas, del blindaje de la red secundaria de distribución en BT, es conseguir una reducción en las pérdidas no técnicas debidas al hurto de energía eléctrica, al implementar estas medidas se eliminan los puntos vulnerables de ser perforados, pelados, empalmados de manera ilegal para hurtar energía de la red secundaria BT. En la tabla XIX, se muestra la cantidad de energía recuperada correspondiente a las 49 conexiones ilegales existentes antes de las acciones propuestas, más 11 clientes nuevos voluntarios y considerando que cada uno de los otros 120 clientes identificados con alteraciones en su acometida o medidor y pertenecientes a CODECA habían evitado como mínimo el 50 % de su consumo real.

Tabla XIX. **Recuperación estimada de energía por pérdidas no técnicas**

<b>Concepto de energía recuperada</b>	<b>Cantidad clientes</b>	<b>Energía en kWh/mes</b>	<b>Energía en kWh/año</b>
Nuevos clientes (con conexión ilegal previa)	49	2 450	29 400
Nuevos clientes voluntarios	11	550	6 600
Clientes existentes regularizados por manipulación previa	120	3 000	36 000
<b>Total energía recuperada</b>	<b>180</b>	<b>6 000</b>	<b>72 000</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

Según los datos recabados, es posible determinar que si existen un aproximado de 397 clientes conectados a la red eléctrica de distribución secundaria en BT en el lugar y considerando el promedio de consumo de 50 kWh/mes, según la encuesta realizada, se puede estimar que el total de energía consumida en el lugar era de 19 850 kWh/mes, es decir 238 200 kWh/año. Agregando a eso el consumo no registrado de los 49 usuarios con conexión ilegal a la red y los 11 nuevos clientes, se puede decir que la energía no registrada mensualmente era de 6 000 kWh, tal y como se indica en la tabla XIX.

Luego, utilizando el esquema descrito en la sección 3.5.1. Considerando además que la mayoría de las lámparas de alumbrado público son de 60 W y con un tiempo de uso aproximado de 12 horas diarias, en el mes, se puede calcular la energía que corresponde al rubro de alumbrado público, de la siguiente manera:

$$107_{\text{lámparas}} * 60 W_{\text{Cada lámpara}} * 12_{\text{horas/día}} * 30_{\text{días}} = 2\,311 \text{ kWh/mes}$$

Finalmente, el dato con el cual se complementa el cálculo del balance energía es con la energía de entrada o de alimentación del segmento de red que alimenta al cantón Barrios, el cual al no existir una medición instalada en media tensión en las cercanías, ni un dato publicado por parte de la distribuidora de energía, se procede a hacer una estimación de la cantidad de energía suministrada, de la siguiente manera:

*Energía de entrada estimada*

$$= \text{Energía promedio facturada} + \text{energía de alumbrado público} \\ + \text{energía estimada recuperada} + 3\% \text{ pérdidas en medidores}$$

Al sustituir los datos, se obtiene la siguiente cantidad de energía de entrada estimada:

$$\text{Energía de entrada estimada} = (19\ 850\ \text{kWh} + 2\ 311\ \text{kWh} + 6\ 000\ \text{kWh}) * 1.03$$

$$\text{Energía de entrada estimada} = 29\ 005\ \text{kWh}$$

Con los cálculos anteriormente descritos, se puede presentar la siguiente tabla (XX) de resumen, que presenta el panorama actual de pérdidas antes de las acciones propuestas y con lo cual se busca reducir el porcentaje de pérdidas al mínimo posible, es decir se espera que la pérdida luego de las acciones planteadas de reduzca del 24 al 3 %, por concepto de pérdidas en los medidores de energía, despreciando la pérdida técnica, que como se describe en el capítulo 2, puede ignorarse en la etapa de baja tensión de distribución.

Tabla XX. **Estimación del balance de energía para cantón Barrios**

<b>Balance mensual estimado actual</b>	<b>Valor en kWh/mes</b>
Energía estimada suministrada por la empresa	29 005
Facturación promedio clientes	19 850
Alumbrado público promedio	2 311
Energía total facturada promedio	22 161
Pérdidas de energía promedio	6 844
<b>Indicador de pérdidas estimadas, %</b>	<b>24 %</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2019.

## **5.2. Incremento en los ingresos económicos de la empresa por venta de energía eléctrica registrada**

Las empresas de distribución de energía eléctrica son los mayores beneficiados con los proyectos de inversión, tales como las propuestas realizadas en el presente trabajo, pues al reducir las pérdidas no técnicas evitan gastos por mantenimientos e interrupciones inesperadas en la red y al incrementar la cantidad de clientes nuevos y tener un registro certero de la energía consumida por cada cliente existente, la recaudación por venta de energía eléctrica se incrementa considerablemente.

Para el caso de cantón Barrios se detalla en la tabla XXI, el incremento de ventas de la empresa por concepto de energía eléctrica, considerando que la empresa encargada del servicio en el área es DEORSA y el costo por kWh, en la tarifa social, vigente para el segundo trimestre del 2021 es de Q 1,79.



Tabla XXI. **Comparación del incremento de ingresos económicos para la empresa distribuidora de energía**

<b>Concepto de energía recuperada</b>	<b>Clientes</b>	<b>Energía en MWh/año</b>	<b>Ingreso sin acciones de blindaje, Q</b>	<b>Ingreso por acciones de blindaje, Q</b>
Nuevos clientes (con conexión ilegal previa)	49	29,4	--	52 626,00
Nuevos clientes voluntarios	11	6,6	--	11 814,00
Clientes existentes regularizados por manipulación previa	120	72,0	64 440,00	128 880,00
Clientes en situación normal	277	166,2	297 498,00	297 498,00
<b>Total</b>	<b>457</b>	<b>274,2</b>	<b>361 938,00</b>	<b>490 818,00</b>
<b>Incremento</b>	60	72,0	--	128 880,00
<b>Porcentaje de incremento</b>	<b>15 %</b>	<b>36 %</b>	—	<b>36 %</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

En la tabla XXI es importante aclarar que en el grupo de los clientes existentes regularizados por manipulación previa, se considera que el ingreso económico sin las acciones propuesta de blindaje sería únicamente del 50 % del promedio de la encuesta realizada, es decir únicamente 25 kWh/mes, por el hurto que se tenía, tal y como se explica en el numeral 5.1 de este trabajo.

Con los datos calculados obtenidos en la tabla XXI, se puede evaluar el proyecto de inversión para determinar la rentabilidad y tiempo de retorno de este, considerando el incremento en la facturación de energía que tendrá la empresa y el proyecto se estima para una vida útil de 20 años según especificaciones de los materiales cotizados. Además, se considera que para la inversión que se

realizará se tiene una tasa de interés del 10 % sobre el capital utilizado para la inversión, con lo cual se tienen los resultados descritos en la tabla XXII.

Tabla XXII. **Evaluación económica del proyecto de inversión propuesto**

<b>Año</b>	<b>Valor</b>	<b>Criterio</b>	
Inversión	Q 477 114,00	única	
Ingresos	Q 128 880,00	anuales	
VPN	Q 450 609,60	>0	Rentable
TIR	42 %	>10 %	Aceptable
<b>Tiempo de retorno de la inversión</b>		<b>3,7 años</b>	

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

Figura 36. **Flujo de efectivo del proyecto de inversión propuesto**



Fuente: elaboración propia, empleando h Microsoft Word 2019.

### **5.3. Reducción de fallas y daños en la red eléctrica de distribución**

Con la propuesta realizada el principal objetivo es blindar la red secundaria de baja tensión contra la manipulación ilegal y hurto del fluido eléctrico y con esto se obtiene como consecuencia inherente a dichas acciones una mejora en la red y estabilidad en la calidad del servicio, eliminando las fallas existentes y previniendo posibles daños futuros por el mal estado de la red o sobrecarga de esta.

#### **5.3.1. Menor incidencia en sobrecarga de transformadores y sus protecciones**

Uno de los principales problemas que implica la modificación de la red existente, son los transformadores de distribución aéreos, que se encuentran sobrecargados o en mal estado. En el caso de la propuesta realizada, se contempla el cambio de uno de los transformadores instalados de 10 kVA, por uno nuevo de 25 kVA. Con esto, se elimina la constante falla por interrupción del servicio, en los clientes conectados al transformador y se evitan riesgos por fallas futuras debido al derrame de aceite dieléctrico existente. Evitando incluso que este líquido pueda caer sobre alguna persona que se encuentre transitando por el sector y menor molestia de los usuarios por las continuas interrupciones del servicio de energía eléctrica en el sector.

#### **5.3.2. Menor riesgo de daños a los elementos de la red secundaria**

Otro beneficio obtenido con la propuesta de blindaje de red es la reducción de daños en la red secundaria de distribución en puntos vulnerables a la

manipulación por terceros, no autorizados o por mal estado de los elementos debido a antigüedad de la instalación, entre los principales beneficios se tienen:

- Eliminación de puntos calientes en empalmes de acometidas
- Reducción de riesgo de incendio en elementos viejos o en mal estado
- Eliminación de conductores con sobrecarga de corriente
- Eliminación de riesgo de corto circuito en los medidores de energía
- Eliminación de arcos eléctricos por puntos expuestos

#### **5.4. Prevención de riesgos por manipulaciones ilegales de la red**

Luego de realizar las acciones de blindaje propuestas en la red secundaria, se espera, que los riesgos personales y a la propiedad privada se reduzcan drásticamente, ya que con estas acciones se está impidiendo casi en un 100 % el acceso a manipulación ilegal de la red por personas no autorizadas y sin el equipo de protección adecuado.

##### **5.4.1. Reducción de accidentes mortales por manipulación de personas no autorizadas a la red secundaria BT**

Una consecuencia inherente a las acciones propuestas es la protección de la integridad de toda persona ante su interacción con la red eléctrica de distribución. Al blindar la red, se limita el acceso a la manipulación de transformadores, conductores y medidores de energía exclusivamente a personal de la empresa distribuidora, ya que no quedan puntos expuestos y se reducen las vulnerabilidades que permitían con anterioridad a las acciones, que la red fuera manipulada por personal no autorizado, poniendo en riesgo su integridad e incluso su vida.

Al implementar estas acciones, se busca reducir el número drásticamente, al menos en las que tienen relación con la red secundaria en BT, lo cual es el objeto de este estudio. Esta acción se debe complementar con campañas de concientización sobre el riesgo de manipulación de la red y consumo responsable de la energía por parte de la empresa distribuidora en conjunto con las autoridades del lugar, pues al realizar las acciones de blindaje se tendrá una mejora en la calidad del servicio que permitirá reducir el nivel de conflictividad y descontento de la población, evitando que los pobladores deban incurrir en acciones ilegales para reducir su consumo de energía registrado o hurtar totalmente la misma.

#### **5.4.2. Reducción de daños a propiedades particulares por manipulación de la red secundaria BT**

Al manipular la red de manera ilegal y sin el equipo adecuado, se tienen varios riesgos de daño, aparte del riesgo personal, mencionados anteriormente, como por ejemplo: riesgos de cortocircuitos; riesgos de incendios provocados por sobrecalentamientos de conductores; daños a los elementos de protección y daños directos a los inmuebles o vehículos cercanos al área de manipulación de la red. Luego de realizar las acciones propuestas se espera que estos daños derivados de la manipulación ilegal de la red sean mitigados, esto gracias a los siguientes puntos:

- Eliminación de puntos desnudos expuestos a vulnerabilidades.
- Reducción de la corriente en conductores del nuevo transformador de mayor capacidad.
- Menor probabilidad de arco eléctrico por elementos expuestos o deterioro de estos.

- Reducción de trabajos en altura no autorizados al no existir puntos vulnerables.
- Elevación del nivel de dificultad para pelar/perforar las acometidas.
- Nula posibilidad de alterar los medidores de energía sin evidenciar la manipulación en las cajas de blindaje protectoras.
- Reducción en el comportamiento e incitación al hurto de energía por parte de los pobladores.

#### **5.5. Mejora en la eficiencia de la red eléctrica de distribución de la empresa**

Al realizar las modificaciones propuestas a la red secundaria BT, se tendrán beneficios adicionales sobre la red de distribución en general, lo que se espera sea un punto positivo que permita reducir el nivel de descontento y conflictividad de la población, con la mejora del servicio prestado. Entre los puntos que pueden mencionarse que garantizan la calidad del servicio de energía eléctrica al aplicar la propuesta, son las siguientes:

- Menor incidencia de la caída de voltaje por conductores de acometidas con largas distancias.
- Menor cantidad de interrupciones por actuación del sistema de protección del nuevo transformador instalado.
- Menor riesgo de activación de los cortacircuitos entre la MT y BT por sobrecarga de los transformadores.
- Menor cantidad de incidencias y descargos en un mediano plazo en el área
- Valores constantes de voltaje y frecuencia entregados al usuario final.
- Minimizar la cantidad de errores de lectura de energía en los medidores, siendo un valor confiable para el cliente y la empresa.

## **5.6. Actualización de la base de datos de la empresa y mejora de procesos administrativos**

Como sucede con la red de distribución de energía eléctrica instalada en las áreas rurales que suele ser muy antigua, las bases de datos de los clientes de las empresas encargadas de la distribución de este servicio en estas áreas del país suelen tener sus bases de datos desactualizadas e incluso algunos clientes ni siquiera aparecen en su sistema o no son correctamente contratados por errores administrativos en los procesos internos de la empresa.

En conjunto con las acciones de campo, que deben llevar un control de calidad que permita garantizar los trabajos realizados y la correcta recolección de datos de los clientes intervenidos o contratados y que luego son enviados a la empresa para actualizar datos de cada cliente que son útiles para la empresa, como cambios de nombre del cliente en el servicio, actualización de su número de medidor, número de identificación de su transformador asociado, cambios de tarifa, entre otros.

A la empresa distribuidora le corresponde realizar mejoras internas e implementar control de calidad en los procesos administrativos que garanticen la migración de estos datos de forma fiable y que se logre hacer que esta información se actualice en todas las bases de datos de la empresa, de tal manera que los lectores en campo sepan, que se hizo algún cambio de medidor en algún cliente en específico y se lleve la lectura correlativa correcta para la acumulación de la energía y también garantizar que los nuevos clientes contratados sean incluidos en las rutas de lecturas para asegurarse que las facturas sean entregadas al cliente y que contengan los datos correctos de lectura de su medidor instalado.

## **5.7. Estabilidad y mejor socialización con las comunidades involucradas**

Como punto final y consecuencia de la propuesta planteada en el trabajo, se tendrá una mejora en la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, en las áreas rurales, donde se logre implementar, como se mencionó anteriormente. Esto se traduce en una considerable reducción del descontento de los pobladores de dichos lugares, reduciendo el índice de conflictividad social en estas áreas, consiguiendo así un proceso de transición que permita transformar estas comunidades, del estado conflictivo a un punto de estabilidad social, donde se permita la correcta interacción de cada una de las partes involucradas: empresas distribuidoras, autoridades municipales, representantes comunitarios y población en general, para buscar un bien común.

Esto implica que las empresas deben comprometerse, con su parte de responsabilidad social empresarial, considerando las condiciones económicas de la población del lugar y fomentando campañas de consumo responsable de energía y cambio de tecnologías en los hogares, principalmente en los tipos de tecnologías empleados, pues en el interior del país es muy común que se siga utilizando bombillas incandescentes que incrementan el consumo de energía en esos hogares y desalentando las conexiones ilegales y/o fraudulentas por los riesgos personales y consecuencias de tipo penal que puedan acarrear.

Este compromiso, también se debe extender a los usuarios finales, quienes deben asumir el compromiso de no incidir en el hurto de energía eléctrica por medio de manipulación de la red.



## CONCLUSIONES

1. Al verificar la información de la red de distribución eléctrica en las áreas rurales del país se determinó, que en su mayoría, existe un deterioro asociado a la antigüedad de los elementos de la red y la falta de mantenimiento, lo cual propicia el hurto de energía eléctrica.
2. Las pérdidas eléctricas están dadas por la suma de las pérdidas técnicas, lo cual es inherente a la naturaleza del fenómeno eléctrico, más las pérdidas no técnicas que están asociadas en su mayoría al hurto de fluido eléctrico o manipulación ilegal de la red y representa un porcentaje mucho mayor al de las pérdidas técnicas.
3. Se presenta una serie métodos y acciones tanto técnicas como administrativas internas de la empresa enfocados en sectores con problemas de hurto de energía eléctrica, que permiten direccionar acciones para identificar, corregir y adaptar acciones de seguimiento en áreas rurales con esta problemática
4. La propuesta de un proyecto de inversión de medidas técnicas y administrativas, permiten modificar y cambiar elementos en la red secundaria de baja tensión, con su respectivo presupuesto estimado de ejecución y un plan de seguimiento para el cantón Barrios, pero aplicable a cualquier área rural del país para mitigar el hurto de fluido eléctrico.

5. Se presentan los resultados esperados de ser implementada la propuesta de blindaje de red, que permitirá reducir las pérdidas económicas en las empresas distribuidoras causadas por pérdidas no técnicas y fallas en la red, mejorando la calidad del servicio prestado, reduciendo de esta manera los índices de conflictividad social actuales y asegurando la integridad de las personas al no permitir trabajos ilegales en la red de distribución.

## RECOMENDACIONES

1. Verificar la normativa vigente (NTDOID y NTSD), *Ley General de Electricidad* y normativas internas de las empresas distribuidoras, así como implementar inspecciones de campo, que en conjunto permitan determinar el estado de la red en cada región.
2. Realizar estudios separados para el cálculo de las pérdidas técnicas y no técnicas, pues las pérdidas no técnicas son asociadas a problemas administrativos internos de las empresas y al hurto de energía eléctrica, por lo que se tiene un comportamiento diferente en cada región del país.
3. Considerar los materiales disponibles en el mercado nacional y el uso de herramientas de software de cada empresa para llevar el control y seguimiento a la evolución de las pérdidas eléctricas en las áreas rurales.
4. Proponer en el cantón Barrios esta metodología; sin embargo, las medidas son aplicables a cualquier área rural, con evidencia de hurto de energía eléctrica, además, otras características del lugar, como conflictividad social, acceso por vía terrestre a la localidad, tipo de clientes, diferencia de climas en cada departamento, entre otros.
5. Implementar esta propuesta y difundirlas a todas las partes involucradas: empresas distribuidoras, autoridades municipales, líderes comunitarios, organizaciones sociales y clientes finales; con el fin de que todos perciban el beneficio de estas acciones, evitando mayor conflictividad y velando por la seguridad personal y patrimonial de todos los sectores.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Ambrose. *Catálogo AMBROS S. A.* Guayaquil, Ecuador: AMV ELECTRIC 2018. 7 p.
2. ASIES. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala.* 2018. 17 p.
3. Banco Interamericano de Desarrollo. *Electricidad perdida.* 14 p.
4. BROLO, Javier; RAYO, Mariano; SALGUERO, Carmen. *Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala.* Guatemala: ASIES, 2018. 84 p.
5. CELASA. *Matriz de materiales.* [en línea]. <<https://www.energuate.com/matr-z-de-materiales>>. (Consulta: 11 de junio de 2021).
6. CERTICALIA. *Cálculo de cortocircuitos paso a paso.* [en línea]. <[www.certicalia.com/blog/calculo-de-cortocircuitos-paso-a-paso](http://www.certicalia.com/blog/calculo-de-cortocircuitos-paso-a-paso)>. (Consulta: 11 de julio de 2021).
7. Ciencia Aplicada de la Vida. *Catálogo de soluciones eléctricas 3M.* Colombia: Editorial Nacional de Eléctricos 2008. 39 p.
8. CNEE. *Atlas SIN-2020.* Guatemala: Editorial CNEE, 2020. 7 p.

9. \_\_\_\_\_. *Normas técnicas del servicio de distribución*. 19 p.
10. \_\_\_\_\_. *Pliegos tarifarios*. [en línea].  
<<https://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>>. (Consulta: 20 de septiembre 2021).
11. Cooperativa Rural de Electrificación. *Especificación técnica NTCRE010/05*. Bolivia: Editorial CRE, 2019. 4 p.
12. Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. *Noticias*. [en línea].  
<<https://eegsa.com/noticia/energuate-conecta-al-cliente-dos-millones/>>. (Consulta: 12 de agosto de 2020).
13. \_\_\_\_\_. *Historia*. [en línea].  
<<https://eegsa.com/conozcanos/historia/>>. (Consulta: 8 de agosto de 2020).
14. \_\_\_\_\_. *Informe de gestión 2020*. Guatemala: EEGSA, 2020. 13 p.
15. ENERGUATE. *Norma específica bases para el diseño de redes de baja tensión energuate*. Guatemala: Editorial CNEE, 2004. 39 p.
16. EPM. *Normas técnicas de instalación de medidor integrador en baja tensión*. Guatemala: 2016. 20 p.
17. Especificación Técnica. *Cables concéntricos para baja tensión*. España: ENDESA, 2001. 17 p.

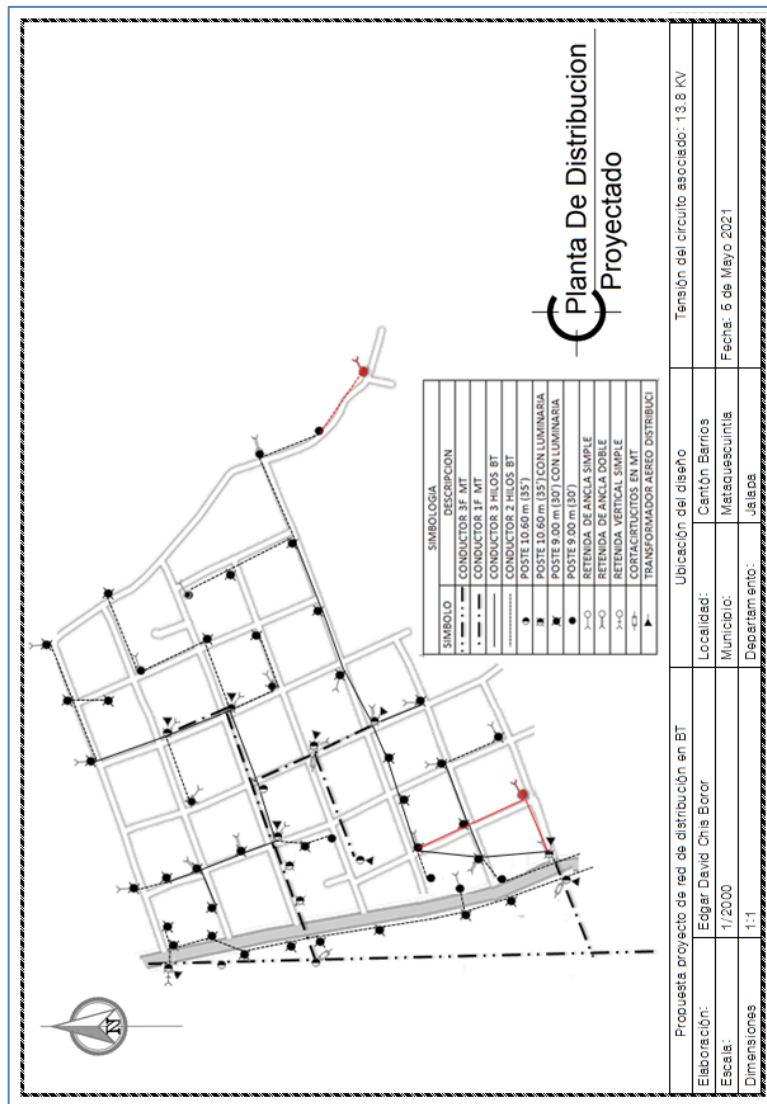
18. Instituto Nacional de Estadística Guatemala. *Base de datos estadísticas vitales. Informe de defunciones 2017-2019*. Guatemala: 2019 15 p.
19. LOPEZ Yonathan; PRADO Kieferd. *Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el Piñoncito de Campo de la Cruz*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad de la Costa. Colombia. 2012. 96 p.
20. Ministerio de Energía y Minas. *Índice de cobertura eléctrica*. Guatemala: 2017. 53 p.
21. \_\_\_\_\_. *Reglamento de la ley general de electricidad, artículo 1*. Guatemala: 1997. p. 1.
22. New Line. *Caída de tensión y bajo voltaje*. [en línea]. <<https://corpnewline.com/caida-de-tension.htm>>. (Consulta: 11 de julio de 2021).
23. News Mundo. *Problemas sociales en Brasil*. Brasil: 2019. 22 p.
24. Prensa Libre. *Estos son los 20 municipios con mayor concentración de pérdidas por robo de energía, según Energuate*. [en línea]. <<https://www.facebook.com/prensalibregt/posts/10157319924148149>>. (Consulta: 11 de julio de 2019).
25. RAMÍREZ Samuel. *Redes de distribución de energía*. Trabajo de graduación de la Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Colombia. 2012. 926 p.

26. Reportero Industrial. *Cajas antifraude para medidores de energía*. [en línea]. <[www.reporteroindustrial.com/temas/Cajas-antifraude-para-medidores-de-energia+10086265](http://www.reporteroindustrial.com/temas/Cajas-antifraude-para-medidores-de-energia+10086265)>. (Consulta: 10 de julio de 2021).
27. VILLEGAS, Mejía. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Colombia: MVT, 2003. 161 p.



# APÉNDICES

## Apéndice 1. Plano de la red eléctrica existente y propuesta en cantón Barrios



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Apéndice 2. **Modelo de la encuesta realizada en cantón Barrios sobre el consumo de energía eléctrica**

**Encuesta el servicio de energía eléctrica en Cantón Barrios, área rural del municipio de Mataquescuintla, Jalapa**

Tipo de cliente:

Nombre (Opcional): \_\_\_\_\_

Comercial:   
Residencial:   
Industrial:

1) ¿Cuántas personas viven en su casa?:  
(1)  (2)  (3)  (4)  (5 o más)

2) ¿Cómo califica el servicio de energía eléctrica en su localidad?  
Bueno:  Malo:   
Si su respuesta es "Malo", especifique las razones: \_\_\_\_\_

3) Según usted, ¿Cuál es la entidad encargada de la energía eléctrica en el sector?  
ENERGUATE:  CODECA:  NO LO SÉ:

4) Si usted posee alguno de los siguientes equipos eléctricos en su casa, indique en qué cantidad:

Televisor: <input type="checkbox"/>	Microondas: <input type="checkbox"/>
Bombilla incandescente: <input type="checkbox"/>	Bombillas ahorradoras: <input type="checkbox"/>
Bombillas LED: <input type="checkbox"/>	Radio/equipo de sonido: <input type="checkbox"/>
Computadoras: <input type="checkbox"/>	Refrigeradora: <input type="checkbox"/>
Calentador eléctrico: <input type="checkbox"/>	Otros: _____

5) ¿Conoce usted cómo se realiza la medición de energía eléctrica en su hogar y qué significa KWh?  
SI:  NO:

6) ¿Considera que el cobro de energía eléctrica es acorde a su consumo?  
SI:  NO:  Consumo promedio según su factura (KWh): \_\_\_\_\_

7) ¿Recibe usted el beneficio del aporte social del INDE en su factura de energía eléctrica?  
SI:  NO:

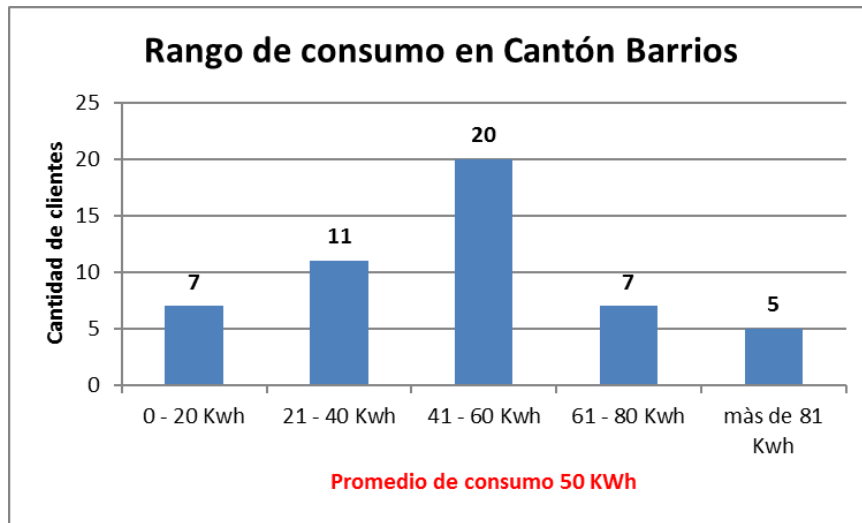
8) ¿Le han ofrecido algún "Trabajo especial" para modificar su medidor de energía y reducir el costo de la factura de energía eléctrica?  
SI:  NO:

9) ¿Consideraría pagarle a alguna persona por realizar modificación a su medidor para reducir la tarifa?  
SI:  NO:

10) Luego de que la empresa realiza trabajos correctivos en su medidor y acometida, ¿Estaría usted dispuesto a contratar de nuevo a alguien para reducir su consumo, si continua el mal servicio?  
SI:  NO:

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2019.

Apéndice 3. **Promedio de consumo de energía registrado por el muestreo de 50 clientes encuestados**



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta Microsoft Excel 2019

Apéndice 4. **Tipo de clientes encuestados en cantón Barrios**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2019.

Apéndice 5. **Detalle de brigadas para trabajos en la red de distribución**

Tipo de Brigada	Personal Asignado	Tipo de trabajo asignado
Pesada	3	Autorizada y equipada para realizar trabajos en MT y BT, modificaciones a la red, expansión de la red e instalación de equipos de protección, medición, etc.
Liviana	2	Autorizada y equipada para realizar trabajos exclusivamente en BT, cambio de conductores, retranqueos de la red, conexión de nuevos clientes, instalación y cambio de medidores y acometidas de clientes.

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. **Detalle del rubro de mano de obra por trabajos en la red de distribución**

Tipo de brigada	Descripción del trabajo	Costo	Observaciones
pesada	modificación y expansión de red MT/BT	Q 2,800.00	por día/brigada
	Cambio de transformadores	Q 6,500.00	por acción
liviana	Instalación de cajas de distribución aéreas	Q 97.00	por acción
	Instalación de medidores secundarios con demanda en transformadores	Q 111.00	por medidor
	Cambio de conductores aéreos en BT y componentes asociados	Q 2,800.00	por día/brigada
	Regularización de clientes existentes (cambio de medidor, acometida y colocación de caja porta-medidor)	Q 2,800.00	por día/brigada
	Conexión de nuevos clientes (instalación de medidor, acometida y colocación de caja porta-medidor)	Q 2,800.00	por día/brigada
	Instalación de vendas estructurales de protección antihurto	Q 50.00	por metro lineal
<b>** El día de brigada incluye hospedaje y alimentación del personal</b>			

Fuente: elaboración propia.

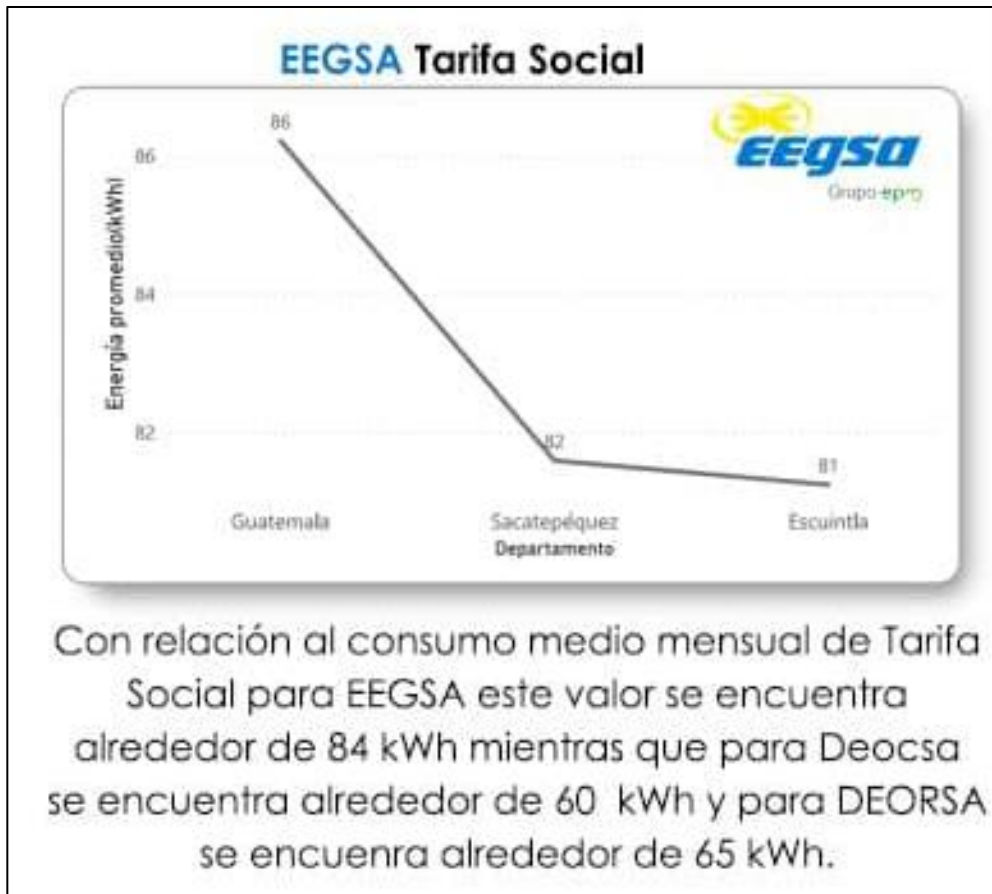
## ANEXOS

### Anexo 1. Detalle de costo de materiales relacionados a blindaje y trabajos en la red eléctrica de distribución

Tipo	Descripción	Costo unitario
Accesorios	CAJA POLICARBONATO PROTEC. ANTIHURTO PARA MEDIDOR DE ENERGÍA	Q 65.00
	CAJA DERIVACIÓN MONOF. 9 SALIDAS 1000 V (140 A, 3P x 10POS)	Q 493.75
	TUBO LT DE 1" (PIE)	Q 3.25
Aparellaje MT	Cortacircuitos 15 KV 100 A 110 KV BIL 10000AA	Q 381.35
	TRANSF. 10KVA 13200/7620V 120/240V CSP	Q 9,798.52
	TRANSF. 25KVA 13200/7620V 120/240V CSP	Q 13,120.00
	TRANSF. 50KVA 13200/7620V 120/240V CSP	Q 18,680.27
	TRANSF. 10KVA 34500/19920V 120/240V CSP	Q 10,341.10
	TRANSF. 25KVA 34500/19920V 120/240V CSP	Q 12,612.63
	TRANSF. 50KVA 19920/34500V 120/240V CSP	Q 20,731.07
	CONECTOR FARGO ACSR	Q 48.29
	BAIL CLAMP PARA CONECTOR 8-2/0	Q 110.10
Postes y accesorios de estructuras	POSTE MADERA 9 M - CLASE 5	Q 1,226.90
	POSTE MADERA 10,5 M - CLASE 5	Q 1,516.95
	POSTE HPC O VIBRADO 300 daN 9 M	Q 1,300.60
	POSTE HPC O VIBRADO 300 daN 10,5 M	Q 1,620.05
	POSTE METALICO DE CHAPA 300 DAN 9M	Q 1,425.35
	POSTE METALICO DE CHAPA 300 daN 10,5 M	Q 2,031.56
	CABLE DE ACERO GALVANIZADO 3/8" P RETENIDA (M)	Q 8.25
	CABLE DE ACERO GALVANIZADO 5/16" P RETENIDA (M)	Q 6.65
	CABLE DE ACERO GALVANIZADO 1/4" P RETENIDA (M)	Q 4.15
Conductores BT	CABLE TRIPLEX #2 NEUTRO DESNUDO "CONCH" (METRO)	Q 18.90
	CABLE TRIPLEX #1/0 NEUTRO FORRADO "CENIA" (METRO)	Q 33.45
	CABLE TRIPLEX #2 NEUTRO FORRADO "CONCH" (METRO)	Q 20.50
	CABLE CUADRUPLIX #1/0 "COSTENA" (METRO)	Q 42.75
	CABLE CUADRUPLIX #2/0 "GRULLO" (METRO)	Q 50.85
	CABLE CUADRUPLIX #4/0 "APPALOOSA" (METRO)	Q 82.10
	CABLE CONCENTRICO 2X6+6 AWG (USO EN ACOMETIDAS) (METRO)	Q 25.00
	VARILLA DE COBRE PARA TIERRA 5/8 PULG.X8	Q 62.50
	CONTADOR SOCKET CL-100 120V 2H MONOFASICO	Q 328.75
Medidores de energía	CONTADOR SOCKET CL-200 240V 3H MONOFASICO NANSEN	Q 407.00
	CONTADOR SOBREPONER CL-100 120V 2H MONOFASICO NANSEN	Q 254.00
	CONTADOR CL-200 120/480 3H CON DEMANDA	Q 2,405.00
	CINTA AUTOFUNDENTE #130C 2"X30'	Q 275.00
Vendas estructurales antihurto	CINTA #70 HULE SILICON AUTOFUNDENTE 1"X30'	Q 253.15
	CINTA #130C AUTOFUNDENTE 3/4"X30' '3M'	Q 137.00
	CINTA #130C AUTOFUNDENTE 2"X30'	Q 262.25
	CINTA #130C AUTOFUNDENTE 3/4"X30'	Q 200.00
	REFUERZO ESTRUCTURAL ANTIFRAUDE ARMORCAST 4560 3M (200MMX3M)	Q 330.00
	REMATE PREFORMADO ACERO GALVANIZADO #5/16" 31" NEGRO	Q 19.95
Otros herrajes	GRAPA DE REMATE CABLE TRIPLEX FORRADO 1/0	Q 56.86
	PERNO ESPIRAL ABIERTO 5/8"X12"	Q 26.20
	GRAPA DE SUSPENSION CABLE TRIPLEX FORRADO 1/0	Q 22.80

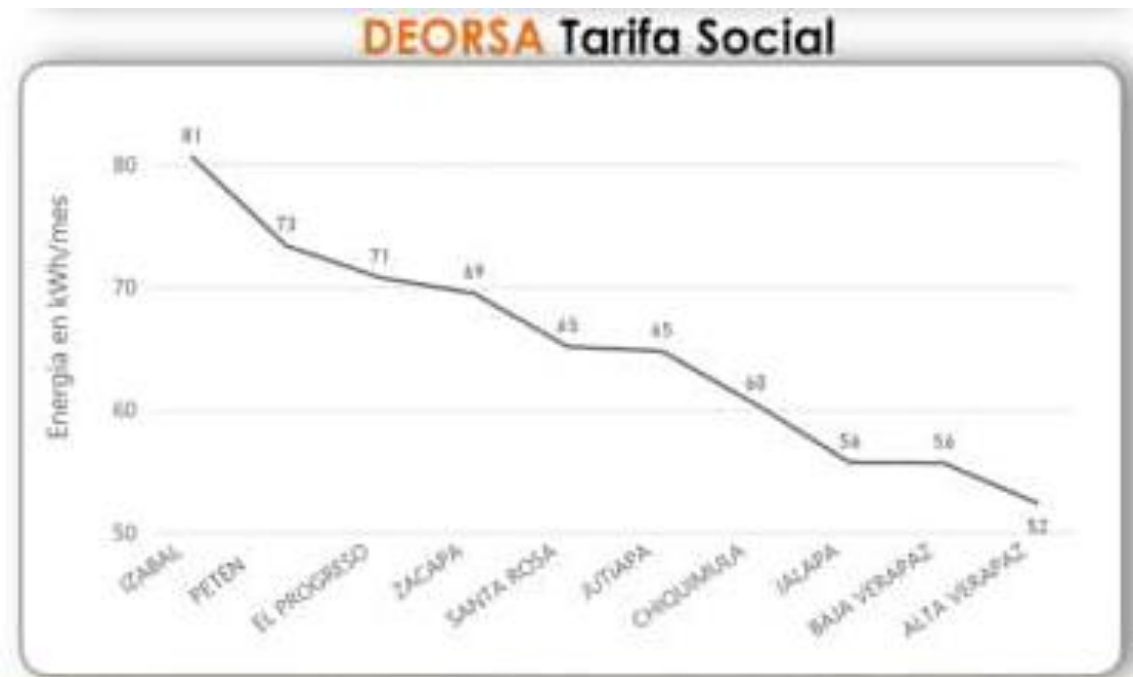
Fuente: CELASA. *Materiales*. <https://celasa.com.gt/shop>. ENERGUATE. <https://www.energuate.com/matr-z-de-materiales>. Consulta: 11 de junio de 2021.

Anexo 4. **Consumo promedio de energía de usuarios sin medición de demanda en (kWh/mes) del año 2020 para EEGSA**



Fuente: CNEE. *Red social Instagram*. Consulta: 10 de noviembre de 2021.

Anexo 5. **Consumo promedio de energía de usuarios sin medición de demanda en (kWh/mes) del año 2020 para DEORSA**



Fuente: CNEE. *Red social Instagram*. Consulta: 10 de noviembre de 2021.

